



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EFFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE
CARBONATO DE CALCIO SOBRE LA REOLOGÍA E
HIDRÁULICA DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS APLICADOS
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES**

REALIZADO POR:

CARLOS EDUARDO HERNÁNDEZ ÑÁÑEZ

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

MATURÍN, MARZO DEL 2020



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE
CARBONATO DE CALCIO SOBRE LA REOLOGÍA E
HIDRÁULICA DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS APLICADOS
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES**

REALIZADO POR:
CARLOS EDUARDO HERNÁNDEZ ÑÁÑEZ
C.I.: 24.511.944

REVISADO POR:



ING. JESÚS OTAHOLA

Asesor Académico

MATURÍN, MARZO DEL 2020



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE
CARBONATO DE CALCIO SOBRE LA REOLOGÍA E
HIDRÁULICA DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS APLICADOS
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES**

REALIZADO POR:
CARLOS EDUARDO HERNÁNDEZ NÁÑEZ
C.I.: 24.511.944

APROBADO POR:



ING. JESÚS TAHOLA
Asesor Académico



ING. NATALI RAMOS
Jurado Principal



ING. AIBEL YDROGO
Jurado Principal

MATURIN, MARZO DEL 2020

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación está dedicado primeramente a Dios y la Virgen que están siempre conmigo guiándome en todo momento, dándome salud, fortaleza, sabiduría, paciencia y la oportunidad para cumplir este sueño y los que están por venir en mi vida.

A mis padres Carmen Nãñez y Rosario Hernández, por confiar plenamente en mí, por su apoyo, por estar siempre ahí cuando los necesito y por enseñarme a luchar por lo que quiero, que aunque fue un poco larga esta trayectoria no les falle, son tantas cosas padres, que no existen palabras para expresar lo orgulloso que estoy de ustedes, por hacer de mí, quien soy y quien seré siempre, los amo padres. Para ustedes este logro y los que están por venir.

A mi hermano Julio Hernández por su incondicional apoyo, por creer en mi a lo largo de mi carrera, porque este logro es tan mío como tuyo.

A mis abuelos Hermes Nãñez, Julia Rivas y Silvia Alvares por sus consejos, por confiar en mí, me siento orgullosa de tener unos abuelos excepcionales que Dios los bendiga siempre y los colme de mucha salud para que sigan presenciando los éxitos de sus nietos, las enseñanzas de todos ustedes quedan plasmadas aquí.

A mis tías Francis Nãñez y Yusmari Nãñez por sus consejos y siempre tenerme confianza a ustedes con las que he compartido toda mi vida, este logro también va para ustedes.

Por ultimo pero no menos importante a todos mis amigos, familiares, profesores y allegados que estuvieron ahí para brindar su mano y aun lo siguen estando, para ustedes mi respeto y admiración.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente le agradezco a Dios y a la Virgen por darme la fortaleza para superar todos los obstáculos que se me presentaron a lo largo de mi carrera, por darme paciencia para nunca desistir cuando el camino parecía llegar a su fin, gracias por iluminar el camino.

A mis padres, les estaré infinitamente agradecido por sus enseñanzas, por ser mis guías en el camino de la vida, por hacerme entender que cada esfuerzo tiene su recompensa, por tanto amor, cariño y dedicación y por estar ahí siempre que los necesite, sin la ayuda de ustedes no hubiera logrado esta meta, sé que esta es la primera de muchas, de todo corazón GRACIAS.

A mi hermano, porque eres símbolo de grandeza, aún a tu corta edad tienes mucho que enseñarme y eso vale oro, gracias por darme la dicha de ser tu hermano.

A mis abuelos, tías, tíos y demás familiares le agradezco por creer en mí, por sus buenos consejos y apoyarme en todo momento.

A el ING. JESUS OTAHOLA gracias por sus conocimientos impartidos y confianza, en usted no solo hay un profesor dedicado a las buenas enseñanzas sino también un gran amigo. Nuevamente gracias por confiar en mí, me siento orgulloso de haber contado con su asesoría.

A la Universidad de Oriente en la cual me forme como profesional y a sus profesores gracias por tantos conocimientos impartidos, siempre me sentiré orgulloso de haber pertenecido a la mejor universidad LA CASA MÁS ALTA.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 BASES TEÓRICAS.....	7
2.2.1 Perforación de pozos.....	7
2.2.2 Perforación horizontal.....	7
2.2.3 Fluidos de perforación.....	7
2.2.4 Funciones de los fluidos de perforación.....	8
2.2.5 Propiedades de los fluidos de perforación.....	14
2.2.5.1 Propiedades físicas.....	15
2.2.5.2 Propiedades químicas.....	18
2.2.6 Tipos de fluidos de perforación.....	18
2.2.6.1 Aire gas.....	18
2.2.6.2 Espuma o fluidos aireados.....	20
2.2.6.3 Fluidos en base agua.....	20
2.2.6.4 Fluidos en emulsión de aceite.....	22
2.2.6.5 Fluidos en base aceite.....	22
2.2.7 Tipos de fluidos según su comportamiento reológico.....	23
2.2.7.1 Fluidos newtonianos.....	23
2.2.7.2 Fluidos no newtonianos.....	24
2.2.8 Clasificación de los fluidos no newtonianos.....	26
2.2.8.1 Fluidos cuyo comportamiento es independiente del tiempo.....	27
2.2.8.2 Fluidos cuyo comportamiento es función del tiempo.....	28

2.2.9 Régimen de flujo.....	28
2.2.10 Modelos reológicos.....	30
2.2.11 Clasificación de los modelos reológicos.....	31
2.2.12 Hidráulica de perforación	32
2.2.13 Planificación de la hidráulica.....	32
2.2.14 Factores que afectan la hidráulica.....	33
2.2.15 Reglas de campo aplicadas a la hidráulica	35
2.2.16 Optimización hidráulica.....	36
2.2.17 Métodos de optimización.....	37
2.2.18 Cálculos hidráulicos.....	38
2.2.19 Carbonato de calcio	38
2.2.20 Propiedades físicas del carbonato de calcio.....	38
2.2.21 Propiedades químicas del carbonato de calcio	39
2.2.22 Métodos de extracción del carbonato de calcio.....	40
2.2.23 Proceso de obtención del carbonato de calcio micronizado	40
CAPÍTULO III.....	44
MARCO METODOLÓGICO	44
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	44
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	44
3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL.....	45
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	46
3.4.1 Caracterización del carbonato de calcio utilizado como material densificante.....	46
3.4.2 Determinación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento reológico de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.....	46
3.4.3 Evaluación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento hidráulico de las muestras de fluido viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al Campo Zuata	48
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	49
3.5.1 Técnicas	49
3.5.1.1 Análisis de contenido.....	49
3.5.1.2 Observación simple.....	49
3.5.2 Instrumentos	50
3.6 RECURSOS	50
3.6.1 Recursos humanos	50
3.6.2 Recursos materiales y bibliográficos	51
3.6.3 Recursos financieros	51
CAPÍTULO IV	52
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	52
4.1 CARACTERIZACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO UTILIZADO COMO MATERIAL DENSIFICANTE	52

4.2 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE CARBONATO DE CALCIO SOBRE EL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LAS MUESTRAS DE FLUIDO VISCOELÁSTICO FORMULADAS.....	54
4.2.1 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.....	55
4.2.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico formuladas	56
4.2.3 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.	57
4.2.4 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.	59
4.3 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE CARBONATO DE CALCIO SOBRE EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LAS MUESTRAS DE FLUIDO VISCOELÁSTICOS APLICADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES PERTENECIENTES AL CAMPO ZUATA.....	60
4.3.1 Parámetros del pozo que fueron requeridos para la evaluación hidráulica, suministrados al software HYDPRO.....	61
4.3.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre la caída de presión en la sarta de tuberías aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata	62
4.3.3 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre la caída de presión en el espacio anular aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata	64
4.3.4 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la densidad equivalente de circulación del fluido viscoelástico aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata	66
4.3.5 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la velocidad anular del fluido viscoelástico aplicada en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.....	68
4.3.6 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre las concentraciones de recortes aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata	69
CAPÍTULO V.....	71

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 71
 5.1 CONCLUSIONES..... 71
 5.2 RECOMENDACIONES 72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 73
APÉNDICES..... 76
HOJAS METADATOS..... 109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Perfil de flujo en fluidos newtonianos	24
Figura 2.2. Perfil de flujo en fluidos no newtonianos	25
Figura 2.3. Régimen de no flujo	28
Figura 2.4. Régimen de flujo tapón.....	29
Figura 2.5. Régimen de flujo laminar incompleto	29
Figura 2.6. Régimen de flujo laminar completo	30
Figura 2.7. Régimen de flujo turbulento	30

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 4.1 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la caída de presión en la sarta de perforación.....	63
Grafica 4.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la caída de presión en el espacio anular a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico	65
Gráfica 4.3 Densidad equivalente de circulación a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico.....	66
Grafica 4.4 Velocidad anular del fluido a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico.....	68
Grafica 4.5 Concentración de recortes a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico.....	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Propiedades físicas del carbonato de calcio	39
Tabla 2.2 Composición química promedio del carbonato de calcio	40
Tabla 3.1 Aditivos utilizados para la formulación del sistema de fluido viscoelástico	47
Tabla 4.1 Propiedades de la muestra de carbonato de calcio	52
Tabla 4.2. Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico	55
Tabla 4.3 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico.	56
Tabla 4.4 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico.	56
Tabla 4.5 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico.	57
Tabla 4.6 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico.	58
Tabla 4.7 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico.	58
Tabla 4.8 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico.	59
Tabla 4.9. Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación de los grupos homogéneos del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico.	60
Tabla 4.10 Esquema mecánico del pozo utilizado para la evaluación hidráulica.....	62
Tabla 4.11 Datos operacionales utilizados para la evaluación hidráulica.....	62



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EFFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE CARBONATO DE
CALCIO SOBRE LA REOLOGÍA E HIDRÁULICA DE FLUIDOS
VISCOELÁSTICOS APLICADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES**

Autor

**Carlos Eduardo Hernández Nájuez
C.I: 24.511.944
MARZO 2020**

Asesor Académico

Ing. Jesús Otahola

RESUMEN

La presente investigación tuvo por objetivo principal formular a nivel de laboratorio un fluido viscoelástico aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes a campo Zuata, para la evaluación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre su reología e hidráulica. Previamente se realizó la caracterización del carbonato de calcio, utilizado como material densificante, seguidamente se formularon muestras de fluidos de perforación en concentraciones de 20, 25, 30 y 35 Lb/bbl respectivamente de carbonato de calcio, y fueron sometidas a envejecimiento dinámico por un periodo de 16 horas a una temperatura de 160 °F y un diferencial de presión de 100 Lpcm, determinando las propiedades reológicas de acuerdo a los procedimientos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo en su norma API 13-B1, como lo es la viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel a los 10 segundos y esfuerzo de gel a los 10 minutos; posterior se aplicó un análisis de varianza simple de Fisher (DMS; $P < 0,5$), con la finalidad de comparar las muestras y establecer las similitudes o semejanzas que presentaron las mismas. El comportamiento hidráulico fue determinado a través del programa hidráulico HYDPRO versión 3.0.0 donde se introdujeron los datos del pozo tales como: parámetros operacionales, esquema mecánico del pozo, tasa de penetración y caudal de bombeo, en cada una de la muestras. Llegando a la conclusión que las caídas de presión afecto más al fluido que presentaba 35 Lb/bbl de carbonato de calcio siendo el mismo el que presento la mayor densidad equivalente de circulación debido a que fue el fluido formulado con mayor concentración de carbonato de calcio presentando el mismo mayor densidad que el resto de los fluidos formulados con menor concentración de carbonato de calcio.

Palabras claves: fluidos de perforación, hidráulica, reología, carbonato de calcio.

INTRODUCCIÓN

El carbonato de calcio es una sustancia común que se encuentra en las rocas en todas partes del mundo, son muy diversas las industrias que han encontrado en el carbonato de calcio un producto indispensable para sus fines, es el caso de la industria petrolera; el carbonato de calcio triturado y dimensionado a un tamaño de partícula determinado se utiliza para aumentar la densidad del fluido de perforación a 12 lbm/gal, aproximadamente, y es preferible a la barita porque es soluble en ácido y puede ser disuelto con ácido clorhídrico para limpiar las zonas de producción.

El uso principal del carbonato de calcio hoy en día es como material de obstrucción en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento, tomando en cuenta que el material de obstrucción de los fluidos son sólidos adicionados para bloquear la garganta de los poros o fracturas de una roca expuesta, creando así un revoque de filtración para prevenir la pérdida de fluido de perforación íntegro o un filtrado. (Ramsey, 2015).

El fluido de perforación, puede ser una salmuera que contiene sólo sólidos seleccionados de los rangos apropiados de tamaño de partícula (cristales de sal o carbonato de calcio) y polímeros. De acuerdo a lo planteado anteriormente se determinó el efecto causado por la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicado en la perforación de pozos horizontales.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una de las propiedades importante de los fluidos de perforación es la reología, la cual estudia la deformación y flujo de materiales; sin embargo, relativamente poca investigación o desarrollo de ésta teoría se llevó a cabo hasta principios del siglo XX. Actualmente, se han adelantado investigaciones sobre los fluidos viscoelásticos que en un principio fueron creados para limpieza de pozos pero, por sus características tanto físicas como químicas y por su comportamiento son ahora utilizados como fluidos de operaciones de estimulación de pozos.

La reología de los fluidos se mide continuamente durante la perforación y se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación. En los fluidos a base de agua, la calidad del agua juega un papel importante en el desempeño de los aditivos, la presión de fondo de pozo debe ser tomada en cuenta al momento de evaluar la reología de los fluidos de perforación, ya que la presión es demasiado alta y una formación débil podría fracturarse y causar pérdida de fluidos en el pozo que puede ser seguida por el influjo de fluidos de perforación desde otra formación.

En el caso de Venezuela, con un conjunto de yacimientos que cuantifican más de trescientos mil millones de barriles de petróleo pesado y extra-pesado, se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), ubicada al sureste del país. Partiendo de las consideraciones establecidas, fue imperiosa la necesidad de evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de

fluidos viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.

1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar el carbonato de calcio utilizado como material densificante.
- Determinar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento reológico de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.
- Evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento hidráulico de las muestras de fluido viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al Campo Zuata.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Al ser el carbonato de calcio un sólido pulverizado metamórfico y con un amplio rango de tamaño de partículas, se utiliza como agente de puenteo en los fluidos de perforación de base sintética, agua y aceite, sin embargo, existió la necesidad de evaluar el efecto que causa su aplicación sobre los parámetros de

reología e hidráulica, mediante muestras de fluidos de perforación formuladas en el laboratorio de perforación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

Esta investigación basó su estudio en la determinación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Romero, S. (2015); “Efecto de la contaminación con crudo extra-pesado sobre el comportamiento hidráulico y eficiencia de limpieza de los fluidos de perforación poliméricos”, partiendo de la formulación del fluido polimérico que fue contaminado con crudo extra-pesado en concentraciones de 1%, 3%, 6% y 9% V/V, para luego ser sometidas a un proceso de envejecimiento dinámico. Seguidamente, determinó las propiedades reológicas de cada una de las muestras de fluido y con ayuda de un análisis de varianza estableció similitudes o semejanzas entre el comportamiento de las propiedades del fluido sin presencia de agente contaminante (fluido patrón) y los tratamientos contaminados con crudo.

Posteriormente suministró a un programa hidráulico las propiedades reológicas obtenidas luego del envejecimiento dinámico, determinando la eficiencia de limpieza a partir de datos del pozo tales como: parámetros operacionales, esquema mecánico del pozo, tasa de penetración y caudal de bombeo, en cada una de las muestras. Llegando a la conclusión que en cada una de las muestras contaminadas se mantienen los valores de eficiencia de limpieza por debajo del rango requerido para operar y en cuanto a las caídas de presión se mantienen dentro de los rangos operacionales.

Esta investigación aportó los conocimientos necesarios para el buen uso del programa hidráulico y permitió conocer los datos que fueron requeridos para la determinación del efecto que causa el carbonato de calcio sobre el comportamiento hidráulico de los fluidos de perforación viscoelásticos.

Yegres, F. (2016); “Evaluación del comportamiento hidráulico de un fluido de perforación polimérico inhibido formulado con éster de soya como agente lubricante”, partiendo del proceso de perforación en el cual los agentes lubricantes son utilizados para reducir el arrastre y el torque, mejorar las propiedades reológicas y la potencia hidráulica y debido a su importancia, el investigador evaluó el comportamiento hidráulico de fluidos formulados con nuevas alternativas de agentes lubricantes que permitan la sustitución de aceite mineral, evaluando el éster de soya como posible agente lubricante, con el propósito de conocer la eficiencia de limpieza e inducir la idea del uso de dicho producto en la industria petrolera.

De igual manera determinó las propiedades de las muestras de éster de soya y aceite mineral: densidad y gravedad específica mediante el picnómetro Gay Lussac, punto de inflamación por el método copa abierta Cleveland, viscosidad de Brookfield y color mediante la apreciación visual, determinó las propiedades reológicas de los fluidos formulados con éster de soya y aceite mineral como agentes lubricantes, según lo establecido en la norma API RP 13B-1, las cuales presentaron los mismos valores para ambos fluidos y por último realizó una comparación del comportamiento hidráulico de los fluidos a concentraciones de 4 lb/bl, 5 lb/bl y 6 lb/bl, concluyendo que se puede aplicar el éster de soya a las concentraciones evaluadas como agente lubricante, en el proceso de perforación.

El aporte de esta investigación estuvo relacionado con la obtención de los procedimientos y criterios considerados para la determinación de las propiedades de los fluidos de perforación base agua mediante la implementación de la norma API RP 13B-1 y la información correspondiente a los modelos reológicos asociados a los diseños hidráulicos, así como los instrumentos requeridos para el desarrollo de la investigación.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Perforación de pozos

La perforación de pozos es la operación durante el procedimiento de perforación que consiste en perforar dentro de la formación productiva. Esta operación suele usar fluidos de perforación de yacimiento especiales, no dañinos o fáciles de retirar del pozo. El método rotatorio se caracteriza por dos elementos principales: la mecha de perforación actuando contra la formación y avanzando a través de ella y la utilización de un fluido que permita la limpieza de los recortes hechos por la mecha. (Energy- API, 2001).

2.2.2 Perforación horizontal

La perforación horizontal es una derivación directa de la perforación direccional. Con la aplicación de esta técnica se puede perforar un pozo direccionalmente hasta lograr un rango entre 80° y 90° de desviación a la profundidad y dirección del objetivo a alcanzar a partir del cual se iniciará la sección horizontal. Si un pozo horizontal es perforado paralelamente al plano de la arena aumenta el área de contacto entre el pozo y la formación; esto puede implicar que éste no sea totalmente horizontal. En realidad existen muy pocos pozos horizontales, debido a que los yacimientos regularmente presentan buzamiento. Esto se refleja en un incremento de la productividad del pozo con respecto a un pozo vertical. (Ribera, 2013).

2.2.3 Fluidos de perforación

El fluido, es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del pozo, el mismo debe cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando

problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales teniendo como propósito fundamental ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo.

El fluido de perforación es una sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas como aire o gas, agua o petróleo con determinado porcentaje de sólidos, el cual no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. (PDVSA-CIED, 2002).

Según M-I SWACO. (2001), es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar.

2.2.4 Funciones de los fluidos de perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes, aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso. Según Energy-API. (2001), las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- **Remoción de los recortes del pozo:** los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la mecha. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la mecha, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la tasa

de penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad, y velocidad anular del fluido de perforación.

- **Controlar la presión de la formación:** una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura.

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

- **Suspensión y descarga de recortes:** los fluidos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo.
- **Obtención de las formaciones permeables:** la permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser

producidos. Cuando la presión de la columna de fluido es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo.

Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

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

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

- **Minimización de los daños a la formación:** la protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el fluido o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (fluido) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).
- **Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la mecha y del conjunto de perforación:** las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la mecha y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la mecha y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las mechas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su coeficiente de fricción (COF), y algunos fluidos proporcionan una lubricación más eficaz que otros.

- **Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la mecha:** la energía hidráulica puede ser usada para maximizar la tasa de penetración

(ROP), mejorando la remoción de recortes en la mecha. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la mecha y las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la mecha para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de fluido a fin de maximizar la caída de presión en la mecha, optimizando la fuerza de impacto de los chorros sobre el fondo del pozo.

Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la mecha para maximizar el efecto del impacto de fluido en el fondo del pozo.

- **Asegurar la evaluación adecuada de la formación:** la evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del fluido afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del hoyo después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de fluido (Mud Loggers) controlan la circulación del fluido y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas.

Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (mud log), que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

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

Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

- **Facilitar la cementación y completación:** el fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el fluido debe tener fluidez y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes.

El fluido debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el fluido debe ser desplazado por los

espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del fluido requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el fluido tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del fluido.

- **Minimizar el impacto sobre el medio ambiente:** con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo, la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

2.2.5 Propiedades de los fluidos de perforación

Las propiedades de los fluidos de perforación son sumamente importantes para mantener su calidad. Durante la perforación de un pozo, es de vital importancia mantener la calidad del fluido dentro de los valores deseables y preestablecidos para evitar los problemas de inestabilidad del hoyo. Sin embargo, es necesario recordar

que las propiedades de un fluido no son valores fijos, sino que pueden ser ajustados durante el proceso de la perforación. Según PDVSA- CIED. (2002), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas:

2.2.5.1 Propiedades físicas

Densidad o peso: 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 lb/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 de 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, sólidos y líquidos, líquido y líquidos. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, 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

(ROP). Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración.

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.

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.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para: permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena, permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación, minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

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 los siguientes factores: 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.

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.

% Arena: la arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de fluido.

% Sólidos y líquidos: el porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los fluidos de perforación de base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de azul de metileno (MBT).

2.2.5.2 Propiedades químicas

Dureza: es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del fluido. 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. 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. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones (OH^-) (CO_3^{2-}) y (HCO_3^-), presentes en el fluido.

MBT (Prueba de azul de Metileno): es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

2.2.6 Tipos de fluidos de perforación

Según DATALOG. (2001), establece que los fluidos de perforación más comunes, son medios de circulación que llevan los cortes perforados fuera de debajo de la mecha, hasta el espacio anular y de allí a la superficie. Los diversos fluidos que son usados en la perforación son:

2.2.6.1 Aire gas

Tiene ventajas económicas usar aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y agua en áreas de rocas duras cuando hay pocas posibilidades de encontrar grandes cantidades de agua.

Ventajas

- Rata de perforación más alta que con cualquier otro fluido de perforación.
- Más pies por mecha.
- Hueco de diámetro más exacto y menos desviado.
- Continuas pruebas de formación (excluyendo formaciones a alta presión)
- Corazonamientos sin contaminación.
- Mejores trabajos de cementación.
- Mejores trabajos de completamiento.
- Sin peligro de pérdidas de circulación.
- Sin afectar las lutitas.

Desventajas

- No hay propiedades estructurales que transporten los cortes de perforación.
- La mezcla puede ser explosiva con otros gases. (posibilidad de explosiones en fondo e incendio).
- Corrosión de la tubería.
- Cortes muy finamente pulverizados y separados irregularmente del fluido.
- Sin control de la presión.
- Sin torta de fluido.
- Influjos de Fluidos de formación (creando anillos de fluido y ocasionando pegadas).
- No hay efecto de boyancia (incrementando el peso en el gancho).
- No hay enfriamiento ni lubricación.

2.2.6.2 Espuma o fluidos aireados

Los fluidos en espuma se hacen inyectando agua y agentes espumantes en el aire o en una corriente de gas para crear una espuma viscosa y estable. También puede hacerse inyectando aire en un fluido con base en gel que contenga un agente espumante. La capacidad de transporte de las espumas viscosas depende más de la viscosidad que de la velocidad anular.

Los fluidos aireados se hacen inyectando aire o gas en un fluido con base gel. Se usan para reducir la presión hidrostática (y así evitando la pérdida de circulación en presiones con baja presión) y para incrementar la rata de penetración.

2.2.6.3 Fluidos en base agua

Los fluidos en base agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos (reactivos e inertes). Lo más usual es agua dulce, se consigue normalmente, es barata y fácil de controlar aunque esté con sólidos, y es el mejor líquido para evaluar formaciones. El agua salada se usa en perforación marina dada su fácil accesibilidad, también se usa agua salina saturada para perforar secciones de domos salinos con el fin de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hueco.

Los sólidos reactivos son arcillas comerciales que incorporan arcillas hidratables y lutitas de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Estos sólidos pueden ser enriquecidos añadiéndoles arcillas, mejorados a través de tratamientos químicos o dañados por contaminación, los Sólidos inertes son sólidos químicamente inactivos, los cuales están suspendidos en la fase agua. Estos sólidos incluyen sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arena) y sólidos para controlar la densidad del fluido como barita y galena.

Algunos fluidos en base agua pueden ser clasificados como fluidos inhibidos, se le añaden productos químicos para evitar que lutitas sensibles se hinchen en reacción al filtrado, lo cual a la vez perjudica la permeabilidad de una zona productiva con excesivos depósitos de arcilla. También se usan para arcillas que se derrumben, en hueco estrecho y en situación de pega de tubería.

Ventajas

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

Desventajas

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

Según PDVSA-CIED. (2002), en la clasificación de los fluidos base agua se encuentran:

Fluidos de perforación a base de polímeros: estos fluidos no contienen adelgazantes químicos, pueden ser sistemas no dispersos no inhibidos, o no dispersos inhibidos, dependiendo si contienen o no iones inhibidores de lutitas, estos fluidos son de bajo contenido de sólido, caracterizados por dar reología invertida, es decir, son sistemas de una gran capacidad de acarreo y suspensión.

2.2.6.4 Fluidos en emulsión de aceite

Estos fluidos son fluidos en base agua que contienen aceite emulsificado disperso o suspendido en una fase continua de agua. Los fluidos en emulsión son menos costosos que los fluidos en base aceite, y poseen muchos de los beneficios de estos.

2.2.6.5 Fluidos en base aceite

Los fluidos en base aceite, consisten en una fase continua de aceite en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos. En los fluidos de emulsión inversa el agua está suspendida en una fase continua de aceite, los fluidos base aceite son usados en operaciones especiales de perforación, como perforando en temperaturas extremadamente altas, en formaciones muy sensibles al agua donde no se pueden usar fluidos en base agua, y en la penetración de zonas productivas que podrían ser dañadas por fluidos base agua.

Ventajas

- Minimiza el daño a la formación.
- Evita la hidratación de las arcillas.
- Provee mejor lubricación (Reduce el torque, el arrastre y la pega de tubería).
- Minimiza la corrosión de la tubería.
- Estabilidad en altas temperaturas.

Desventajas

- Susceptible a contaminación con agua, aireamiento y espumamiento.
- Inflamable.

- Significativamente más caro que los fluidos en base agua.
- Ensuciador y peligroso.
- No amistoso ambientalmente (En caso de derrame y cuando se descarta).

En años recientes, los aceites minerales han ido reemplazando al petróleo como la base para estos fluidos. Aunque proveen muchas de las mismas propiedades y ventajas para la perforación.

2.2.7 Tipos de fluidos según su comportamiento reológico

Según Baker Hughes. (1998), la distinción entre fluidos newtonianos y no newtonianos se basa en la diferente relación que existe, en unos y otros. Entre la aplicación de un esfuerzo tangencial y la velocidad con que se deforman, clasificándose estos fluidos en:

2.2.7.1 Fluidos newtonianos

Los fluidos Newtonianos es la clase más simple de fluidos. Los fluidos base de la mayoría de los fluidos de perforación (agua dulce, agua salada, diésel, aceites minerales y aceites sintéticos) son newtonianos. En estos fluidos newtonianos el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como se indica en la figura 2.1. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de la línea que resulta al graficar el esfuerzo de corte conjuntamente en su respectiva velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia, que es el esfuerzo requerido para iniciar el flujo de un fluido newtoniano, siempre será cero (0) y en la práctica, al duplicar la velocidad de corte, el esfuerzo de corte también se duplicará.

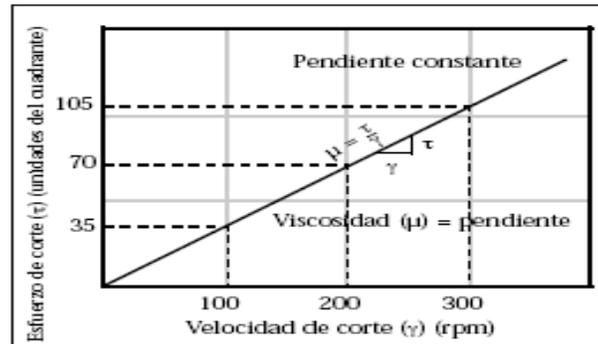


Figura 2.1. Perfil de flujo en fluidos newtonianos
Fuente: Fluidos Manual de Ingeniería, (1998).

Estos fluidos por si solos, no son capaces de suspender los recortes de perforación y el material densificante bajo condiciones estáticas. Cuando los fluidos newtonianos, como el agua dulce, agua salada, las salmueras o los aceites son utilizados para perforar, el pozo debería ser sometido a circulaciones o barridos de limpieza periódicamente y antes de realizar los viajes de tubería.

Consideraciones de los fluidos newtonianos

- A aplicar un esfuerzo tangencial, el fluido se pondrá en movimiento sin importar cuan pequeño sea el esfuerzo.
- Se caracteriza por cumplir con la ley de newton.
- A viscosidad en un fluido newtoniano no depende del tiempo de aplicación del esfuerzo, aunque si puede verse afectada por la temperatura y la presión.

2.2.7.2 Fluidos no newtonianos

Los fluidos no newtonianos son aquellos que no exhiben relación lineal entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte aplicada, requieren de un determinado esfuerzo de

corte para iniciar el flujo y su viscosidad depende de la tasa de corte aplicada. La mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos.

Estos fluidos muestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la figura 2.2. La diferencia fundamental entre ambos tipos de fluidos, es que en fluidos newtonianos existe directa proporcionalidad entre velocidad de corte y esfuerzo de corte, de modo que el perfil de flujo parte desde el origen, siendo el esfuerzo de cedencia siempre igual a cero (0); mientras que en los fluidos no newtonianos, no existe la directa proporcionalidad, debido que al fluido debe aplicársele un determinado esfuerzo de corte (esfuerzo de cedencia $\neq 0$) para que el mismo comience a fluir (velocidad de corte > 0), lo que hace que a curva de perfil de flujo no parta desde el origen cartesiano.

La relación de esfuerzo de corte a velocidad de corte no es constante, siendo este diferente a cada velocidad de corte, lo que significa que un fluido no newtoniano no tiene viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte.

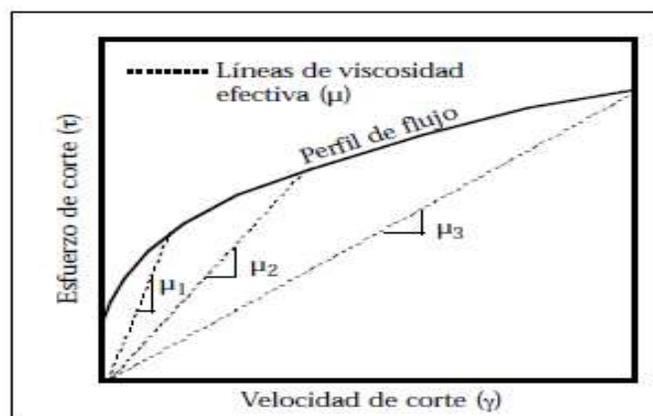


Figura 2.2. Perfil de flujo en fluidos no newtonianos
Fuente: Fluidos Manual de Ingeniería, (1998).

Consideraciones de los fluidos newtonianos

- Se caracterizan por su comportamiento en el tiempo. Pueden ser dependientes o independientes de tiempo.
- No poseen una viscosidad constante.
- En la mayoría de los fluidos no newtonianos se presenta el efecto de disminución de la viscosidad con la tasa de corte
- Los esfuerzos son dependientes de la capacidad del fluido para formar estructuras.

Según Baker Hughes. (1998), los fluidos de perforación por lo general se formulan como no newtonianos porque ofrecen las siguientes ventajas:

- A altas velocidades (altas velocidades de corte) en el interior de la sarta de perforación, la viscosidad del fluido disminuye hasta tener valores bajos. Esta condición reduce la presión de circulación y las pérdidas de presión dentro de los componentes tubulares.
- A velocidades más bajas (velocidades de corte más bajas) dentro del espacio anular, el fluido tiene viscosidades más altas que facilitan la limpieza del hoyo.
- A una velocidad demasiado baja, la viscosidad del fluido alcanza su más alto valor y cuando no hay circulación, el fluido desarrolla los esfuerzos de gel que permiten la suspensión de la barita y los recortes de perforación.

2.2.8 Clasificación de los fluidos no newtonianos

Los fluidos no newtonianos según Prieto. (2010), se clasifican en función del tiempo es decir, en aquellos cuyo comportamiento puede o no depender del tiempo. De acuerdo con esto se tiene:

2.2.8.1 Fluidos cuyo comportamiento es independiente del tiempo

Fluidos plásticos: la mayoría de los fluidos de perforación son plásticos o verdaderos, estos fluidos requieren una presión mínima igual al punto cedente para poder iniciar su movimiento. El flujo inicial de estos fluidos es el tipo tapón, su comportamiento reológico se pronostica mediante la ecuación de bingham. Como ejemplo de los fluidos plásticos se tiene arcilla de moldear, masilla, grasa, entre otros.

Fluidos pseudoplásticos: estos fluidos, al igual que los plásticos, requieren una presión mínima equivalente al punto cedente para empezar a moverse, pero experimentan mayor adelgazamiento por corte. Se caracterizan por ser poco tixotrópicos, su viscosidad aparente disminuye instantáneamente con un aumento de la velocidad de corte, hasta un punto tal donde se hace constante, para ese entonces disminuye la lectura a 600 RPM y aumenta el punto cedente.

El verdadero punto cedente de estos fluidos es cero y su comportamiento reológico se puede predecir por medio de la ecuación de la ley de potencia, tales fluidos dan bajos valores de “n” y altos de “k” a bajas velocidades de corte. Como ejemplos de estos fluidos, se tienen: polímeros, goma guar en agua dulce o salada, resinas, pinturas, entre otros.

Fluidos dilatantes: están formados por una alta concentración de sólidos bien dispersos, la viscosidad aparente aumenta instantáneamente al aumentar la velocidad de corte. El punto cedente es negativo; sin embargo, el verdadero punto cedente es cero (0). El comportamiento reológico de los fluidos dilatantes se predice por medio de la ecuación de la ley de potencia, a pesar de ser diferente al de los fluidos pseudoplásticos.

2.2.8.2 Fluidos cuyo comportamiento es función del tiempo

Fluidos tixotrópicos: la tixotropía es la capacidad que tienen algunos fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel, siendo esta la propiedad mediante la cual el fluido adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse de nuevo regresa a su estado original. Este cambio es reversible. En los fluidos tixotrópicos el esfuerzo de corte no sigue una relación proporcional respecto al aumento o disminución de la velocidad de corte. Como ejemplo de los fluidos tixotrópicos están los lodos de perforación (base agua y base aceite) y las tintas.

Fluidos reopécticos: estos fluidos desarrollan una estructura en función del tiempo, a cierta velocidad de corte, por ejemplo: el yeso en agua tarda 40 minutos en fraguar si se le deja en reposo, pero si se agita continuamente tarda solamente 20 minutos.

2.2.9 Régimen de flujo

Según Prieto (2010), existen cinco (5) tipos de regímenes de flujo: no flujo, flujo tapón, flujo laminar incompleto, flujo laminar completo y flujo turbulento.

No flujo: la presión de la bomba es insuficiente para mover el fluido. La presión es menor al punto cedente. La máxima fuerza aplicada es igual al punto cedente.

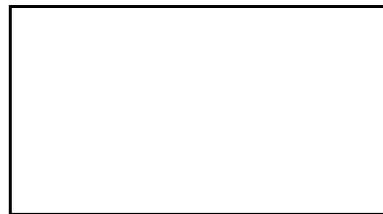


Figura 2.3. Régimen de no flujo
Fuente: Fluidos e Hidráulica Avanzado, (2010).

Flujo tapón: la presión es suficiente para mover el fluido, la presión aplicada supera el punto cedente verdadero pero es menor al punto cedente falso o punto de Bingham. El fluido en flujo tapón tiene gran capacidad de transporte y es característico de los fluidos no dispersos.

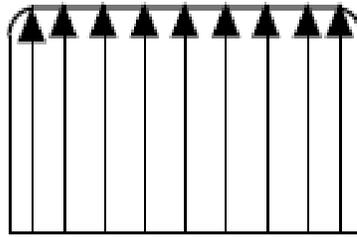


Figura 2.4. Régimen de flujo tapón

Fuente: Fluidos e Hidráulica Avanzado, (2010).

Flujo laminar incompleto: la presión de la bomba es suficiente para vencer la fuerza de fricción entre el fluido y la pared del pozo y de la tubería. El fluido empieza a moverse.

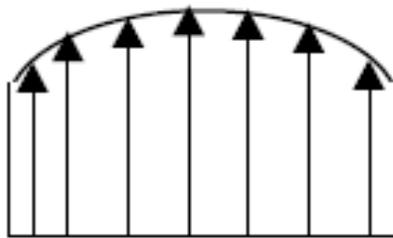


Figura 2.5. Régimen de flujo laminar incompleto

Fuente: Fluidos e Hidráulica Avanzado, (2010).

Flujo laminar completo: a medida que se incrementa la presión de la bomba aumenta la velocidad de las partículas en el centro del espacio anular y el perfil de velocidad se asemeja a una parábola, este tipo de flujo se da a bajas velocidades de corte y se caracteriza porque las capas de fluido se desplazan paralelamente en forma

ordenada unas junto a otras. El efecto de fricción es menor en este tipo de flujo y las pérdidas de presión son calculadas con base a los parámetros reológicos.

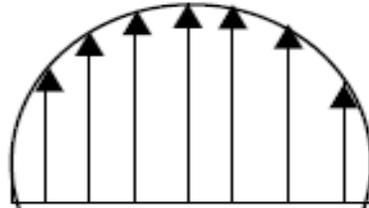


Figura 2.6. Régimen de flujo laminar completo

Fuente: Fluidos e Hidráulica Avanzado, (2010).

Flujo turbulento: el perfil de velocidad de los fluidos no newtonianos en flujo turbulento es parecido al régimen de flujo tapón, con la diferencia de que las partículas se mueven en una forma desordenada y son arrastradas por remolinos de corriente. El flujo turbulento se logra a altas velocidades de corte cuando la velocidad anular supera a la crítica. Este tipo de flujo causa problemas de derrumbes y lavado de hoyo. La fricción entre el fluido y la pared del hoyo es mayor para este tipo de flujo.

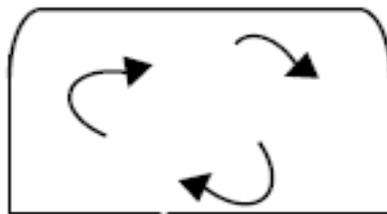


Figura 2.7. Régimen de flujo turbulento

Fuente: Fluidos e Hidráulica Avanzado, (2010).

2.2.10 Modelos reológicos

Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad

de corte. Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La Ley de viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento de flujo de los fluidos newtonianos. También se llama modelo newtonianos, sin embargo, como la mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos, este modelo no describe su comportamiento de flujo y como no existe ningún modelo reológico específico que pueda describir con precisión las características de flujo de todos los fluidos de perforación, se han desarrollado diversos modelos para describir el comportamiento de flujo de los fluidos no newtonianos. (Baroid, 1999).

2.2.11 Clasificación de los modelos reológicos

Según Prieto (2010), los modelos reológicos son expresiones matemáticas que ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte en régimen de flujo laminar. Algunos de ellos, son:

Modelo Newtoniano: este modelo describe el comportamiento de los fluidos newtonianos, donde la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante.

Modelo plástico de Bingham: este modelo es el describir mejor un fluido a tasas de corte más altas, este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de corte específico, equivalente al punto cedente.

Modelo Ley de Potencia: este modelo describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel doble logarítmico, esto debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de

bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión anular.

Modelo de la Ley Exponencial Modificado (Herschel-Buckley): este modelo describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo, por considerar que la mayoría de los fluidos tienen punto cedente. Este modelo combina las características de los modelos newtoniano, plástico de bingham y de la ley exponencial, es un modelo de tres parámetros que desafortunadamente son difíciles de derivar en base a las lecturas del viscosímetro.

2.2.12 Hidráulica de perforación

La hidráulica es la rama de la ciencia y la ingeniería que estudia el comportamiento de los fluidos de perforación. Los principales factores que afectan la hidráulica son las dimensiones de los sistemas circulantes, las propiedades físicas y la velocidad en la que se bombea el fluido que lo compone. A través de la hidráulica se determinan el modelo del flujo dentro de la tubería de perforación, la densidad equivalente de circulación y la velocidad de asentamiento de la partículas (Baroid, 1999).

2.2.13 Planificación de la hidráulica

La planificación de la hidráulica es parte del proceso general de optimización de la perforación, esto incluye un balance calculado de los distintos componentes del sistema de circulación para mantener la mecha y el agujero lo más limpio posible, de manera que se pueda lograr la máxima tasa de penetración (ROP). (Prieto, 2010). En la planificación de la hidráulica se deben conocer al menos los siguientes parámetros:

- Estado mecánico del pozo
- Diámetro y características de la sarta de perforación
- Información de las etapas de perforación anterior y actual
- Diámetro y características de la mecha
- Reología del fluido de perforación

Otros aspectos como el ritmo de penetración, desgaste de la mecha, costos de operación, problemas de erosión de la pared del agujero y las condiciones del fluido de perforación, también deben ser tomados en cuenta.

2.2.14 Factores que afectan la hidráulica

La hidráulica se ve afectada Según Prieto. (2010), por los siguientes factores:

Presión y rendimiento de las bombas de fluido: es un hecho que el rendimiento de la perforación está directamente relacionado con las restricciones mecánicas impuestas por el equipo, y uno de los factores que afecta al equipo de perforación es precisamente la limitación de la presión de bombeo y el rendimiento volumétrico de las bombas de fluido, donde la presión de trabajo no deberá exceder la presión de superficie máxima permitida y el gasto deberá mantenerse en un valor comprendido entre un mínimo y un máximo, un gasto excesivo ocasiona, ensanchamiento del agujero, derrumbes, disminución de la vida útil de la mecha, pérdida de la flotabilidad del fluido y aumento de la densidad equivalente de circulación por el incremento de las caídas de presión en el anular; y un gasto muy bajo, causa la precipitación y la retritución de los recortes, así como también el embolamiento de la mecha.

Tipo de fluido: los fluidos con alto peso y punto cedente dan mayores caídas de presión. Cuando esto sucede, aumenta la densidad equivalente de circulación y las posibilidades de una pérdida de circulación.

Geometría del pozo: es obvio que a mayor profundidad, mayores caídas de presión y en consecuencia menor será la presión disponible para ser consumida en la mecha y optimizar el tamaño adecuado de las toberas, también es obvio que para un gasto determinado la remoción de recortes es más difícil en agujeros grandes que en pequeños, debido a la menor velocidad anular. En agujeros pequeños se tendrá mayores caídas de presión por fricción y mayor será el efecto sobre la densidad equivalente de circulación.

Tipo de formación: es evidente que las formaciones duras se limpian más fácilmente que las blandas y en consecuencia necesitan menos hidráulica.

Porcentaje de sólidos: es indiscutible que a mayor porcentaje de sólidos se requiere mayor hidráulica para lograr mayor remoción y acarreo. Mientras mayor concentración de sólidos, mayores serán las caídas de presión en el sistema de circulación.

Velocidad a través de las toberas de la mecha: se necesita más hidráulica para incrementar la velocidad del fluido a través de las toberas de la mecha. Esto permite incrementar el peso aplicado sobre la barrena sin que ocurra embolamiento.

Herramientas de fondo: la instalación de éste tipo de herramienta podría tener un efecto en la caída de presión disponible a través de la mecha; de hecho, las herramientas MWD de pulso negativo, requieren ± 800 psi por debajo de ellas para la transmisión adecuada de datos en tiempo real, mientras que los motores navegables

con mechas de diamantes policristalinos (PDC) tienen una caída total de presión de 1200 a 1500 psi. Esta caída de presión está compuesta por:

- Presión diferencial de 200 psi con la mecha sin tocar fondo
- Caída de presión de perforación de 600 a 800 psi para motores de alta torsión y baja velocidad.
- Caída de presión de perforación de 1000 a 2000 psi, para motores de alta velocidad.
- Caída de presión para evitar parada del motor, 400-500 psi.

Los motores navegables con mechas de tres conos, tienen una caída total de presión de 400 a 600 psi, debido a la torsión reactiva más baja de este tipo de mecha comparada con las PDC. Esta caída de presión está compuesta por:

- Presión diferencial de 200 psi con la barrena sin tocar fondo
- Caída de presión de perforación de 200 a 400 psi para motores de alta torsión y baja velocidad.
- No caída de presión por parada debido a la torsión reactiva más baja.

2.2.15 Reglas de campo aplicadas a la hidráulica

Según Prieto (2010) las reglas aplicadas a la hidráulica son las siguientes:

Gasto

- El gasto deberá ser mantenido a 30-60 galones por minuto (GPM) por pulgada de diámetro de mecha
- No se debe reducir el gasto para lograr mayor potencia

- Las perforaciones rápidas con bajo peso de fluido requieren de mayores gastos, generalmente de 50 GPM sobre el estimado

Potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de agujero (HSI)

- Mantener valores de HSI entre 2.5 y 5
- Las perforaciones rápidas requieren valores de HSI máximos
- Las mechas de mayor diámetro necesitan de más HSI
- No es raro encontrar valores de HSI hasta de 11

Caída de presión en la mecha y sistema de circulación

- El programa hidráulico debe considerar un porcentaje de pérdida de presión en la mecha entre 50 a 65% y de 50 a 35 % en el sistema de circulación
- Si el % de pérdida es mayor al 50%, hay que tratar de optimizar el HSI

Velocidad a través de las toberas

- Mantener la velocidad en las toberas no menor 250 ni mayor a 450 pies por segundo.

2.2.16 Optimización hidráulica

El objetivo general al optimizar la hidráulica es el minimizar las pérdidas de presión en el sistema y maximizar la potencia consumida en la mecha. Los métodos tradicionales de optimización de la hidráulica están limitados para pozos verticales bajo la suposición de que la tubería está centralizada en el pozo. (Prieto, 2010).

2.2.17 Métodos de optimización

Estos métodos consisten en determinar la caída de presión en la mecha de tal forma que la energía generada por el equipo de bombeo en superficie sea transmitida óptimamente hasta el fondo del pozo para su correcta limpieza. Esta caída de presión óptima es obtenida determinando el tamaño de las toberas en la mecha. Según Prieto. (2010). La optimización hidráulica aplica para los hoyos intermedio y producción, con ángulo de inclinación menor de 30° y se basa en los criterios de:

Máxima potencia hidráulica: la MPH asume que la ROP puede incrementarse con la potencia hidráulica, dado que los recortes son removidos tan rápido como se generan y esto se logra con un gasto que produzca una pérdida por fricción del 35% en el sistema de circulación y una caída de presión en la mecha del 65%, es decir:

$$\Delta P_c = 0,35 P_s$$

$$\Delta P_m = 0,65 P_s$$

Máximo impacto hidráulico: el MIH considera que la remoción de los recortes depende de la fuerza con la cual el fluido se impacta contra el fondo del pozo. Esta fuerza de impacto hidráulico será máxima cuando la caída de presión en la mecha equivale al 48% de la presión de bombeo. De modo que el MIH se logra con un gasto que produzca una pérdida por fricción del 52% en el sistema de circulación y una caída de presión del 48% en la mecha, es decir:

$$\Delta P_c = 0,52 P_s$$

$$\Delta P_m = 0,48 P_s$$

2.2.18 Cálculos hidráulicos

Según Prieto (2010), los cálculos hidráulicos, permiten determinar el diámetro adecuado de las toberas que se les deben instalar a la mecha para obtener la potencia hidráulica necesaria que promueva: buena remoción de recortes, incremento de la ROP y mayor vida útil a la mecha.

2.2.19 Carbonato de calcio

Es un producto natural fino y de excelente blancura, obtenido por molienda de roca caliza contiene varios tamaños de partículas por lo que es necesario separarlas y remover las sustancias extrañas. Lo anterior es importante porque los requerimientos de la industria están relacionados con la granulometría, blancura y pureza mínima del 97% y un tamaño de grano inferior a 45 μ m. Se utiliza como agente densificante en fluidos de perforación y como obturante para sellar positivamente zonas permeables tapando los micros orificios de las paredes del pozo. (Medina, 2012).

2.2.20 Propiedades físicas del carbonato de calcio

El carbonato de calcio es un polvo blanco o cristales incoloros, inodoros e insípidos, insoluble en alcohol, con baja solubilidad en agua (1-2mg/100ml); altamente soluble en ácidos diluidos y cloruro de amonio. En la Tabla 2.3 se muestran otras propiedades físicas del carbonato de calcio. (Hernández, Salinas, Blanco, Cerecedo y Rodríguez, 2014).

Tabla 2.1 Propiedades físicas del carbonato de calcio

Propiedad	Especificación
Brillo (Colorímetro)	95 min (Escala L*a*b*)
Densidad	2,6 a 2,95 g/cm ³
Dureza	3 a 4 escala de Mohs
Estructura cristalina	Romboédrica – Piramidal, Romboédrica –Cúbica con forma de aguja

Fuente: Carbonato de calcio en México, (2014).

2.2.21 Propiedades químicas del carbonato de calcio

El carbonato de calcio es un mineral que tiene una reacción efervescente cuando se pone en contacto con ácidos diluidos desprendiendo CO₂ (vea la reacción química en la parte inferior).



El carbonato de calcio es un mineral que descompone al calentarse en un rango de temperatura de 825 –1339 °C formando óxido de calcio (cal viva). En la Tabla 2.2, se presentan las composiciones químicas promedio del carbonato de calcio y las pérdidas por calcinación las cuales son las referencias para determinar algunas de sus propiedades y usos a nivel industrial. (Hernández, Salinas, Blanco, Cerecedo y Rodríguez, 2014).

Tabla 2.2 Composición química promedio del carbonato de calcio

Mineral	% (en peso)
Carbonato de Calcio (CaCO_3)	98.0 mínimo
Óxido de Manganeso (MgO)	0,55
Sílice (SiO_2)	0,27
Alúmina (Al_2O_3)	0,50
Trióxido de Hierro III (Fe_2O_3)	0,09 máximo
Dióxido de Titanio (TiO_2)	0,03
Trióxido de Azufre (SO_3)	0,25 máximo
Pentóxido de Fósforo (P_2O_5)	Trazas
Óxido de Potasio (K_2O)	0,05
Óxido de Sodio (Na_2O)	0,21
Insolubles en HCl	1,00 máximo
Pérdidas por calcinación	43,15
pH (suspensión acuosa al 10%)	8,5 – 9,5

Fuente: Carbonato de calcio en México, (2014).

2.2.22 Métodos de extracción del carbonato de calcio

La explotación de estos minerales se realiza a cielo abierto, utilizando el método de banqueo o terrazas descendentes y en la mayoría de los casos sin un plan de minado determinado, debido a la falta de capacitación, asistencia técnica y capital de trabajo. (Hernández, Salinas, Blanco, Cerecedo y Rodríguez, 2014).

2.2.23 Proceso de obtención del carbonato de calcio micronizado

Según Hernández, Salinas, Blanco, Cerecedo y Rodríguez. (2014), el proceso de extracción del carbonato de calcio consiste en cinco etapas, estas son la extracción, trituración, molienda, clasificación, envase y embarque.

Extracción: el proceso de extracción de este mineral consiste a grandes rasgos en desmontar el área a trabajar, a continuación se lleva a cabo el descapote,

posteriormente se procede a perforar aplicando el patrón de perforación para homogeneizar la fragmentación de la roca, se realiza la carga de explosivos y se efectúa la voladura, tumba y rezagado; por último se lleva carga y acarreo a la planta de trituración donde se efectúa la primera reducción de tamaño que tienen como propósito el inicio de la preparación de un producto terminado para una aplicación específica.

Trituración: los trozos acarreados de la mina son puestos en las quebradoras, con el fin de reducir su tamaño y facilitar la siguiente etapa. Muchas veces el material debe pasar por muchas etapas de trituración hasta que se alcance el tamaño requerido para pasar a la siguiente etapa.

Molienda: el producto triturado es introducido a los molinos Raymond, para reducir aún más el tamaño del grano del carbonato de calcio hasta convertirlo en polvo (de aproximadamente 3 a 5 micras), así como preparar la granulometría requerida por el usuario.

Purificación: consiste en la clasificación de las partículas en base a su composición química, un ejemplo sería la separación de la mezcla de dos minerales en los componentes predominantes.

Clasificación: el producto obtenido en la molienda contiene varios tamaños de partícula; por lo que es necesario separarlas y remover las sustancias extrañas, lo anterior es importante porque los requerimientos de la industria están relacionados con la granulometría, blancura y pureza, entre otros. Este proceso se lleva a cabo por dos vías, la seca y la húmeda; en la primera se hace uso de tamices y clasificadores de aire, mientras que en el segundo caso se hace uso de los hidrociclones o centrifugado. Esta separación solo aplica para el tamaño de partícula y no hace clasificación en base a la composición química.

Envase y embarque: una vez clasificado y purificado el carbonato de calcio es colocado en una tolva para almacenarlo; desde aquí el carbonato de calcio es envasado ya sea en bolsas de papel o de plástico; aunque si se desea, este es cargado directamente en camiones para su entrega a granel.

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Arcilla: una tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. (Energy- API, 2001, p. 761).

Corrosión: la alteración química adversa en un metal o la “erosión” del metal causada por el aire, la humedad o productos químicos; en general se forma un óxido. (Energy- API, 2001, p. 761).

Densificantes: cualquiera de los materiales de elevado peso específico que se usan para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. El material más comúnmente empleado es la barita. El carbonato de calcio recibe también la denominación de material densificante, en algunas aplicaciones especiales. (PDVSA- CIED, 2002, p. 270).

Esfuerzo de corte: el esfuerzo de corte es la fuerza requerida para soportar una tasa específica de flujo del fluido, y se mide como fuerza por unidad de área. (API, 1995, p. 8).

Espacio anular: el espacio existente entre dos objetos concéntricos, tal como el espacio entre el pozo y la tubería de revestimiento o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, donde puede fluir el fluido. (Ramsey, 2015, p. 1).

Flujo laminar: fluido que fluye paralelo a la pared del pozo. El fluido se mueve a diferentes velocidades a través del frente que varía desde cero al lado de la pared hasta un máximo en el centro del flujo. El flujo laminar es la primera etapa del flujo en un fluido Newtoniano y es la segunda etapa en un fluido plástico de Bingham. (PDVSA- CIED, 2002, p. 260).

Mecha: la herramienta utilizada para triturar o cortar la roca, se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar (Ramsey, 2015, p. 1).

Recortes (o Ripios): pequeñas porciones de la formación que son el resultado de la acción triturante y cortante de la mecha. (PDVSA- CIED, 2002, p. 276).

Revoque: sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el pase de la parte fluida del fluido hacia la formación. (PDVSA- CIED, 2002, p. 277).

Tixotropía: es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel. Es la propiedad mediante la cual el fluido adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero que, al agitarse nuevamente, regresa a su estado original. Este cambio es reversible. (PDVSA-CIED, 2002, p. 259).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Este estudio se caracterizó por ser una investigación de tipo explicativa, según Arias. (2012), establece que: “la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (p. 26), con la cual se pretendió evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para responder al problema planteado, la investigación se enfocó en un diseño experimental. Arias (2012), señala que: “la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”.(p. 34), de igual manera indica que: “la investigación experimental es netamente explicativa, por cuanto su propósito es demostrar que los cambios en la variable dependiente fueron causados por la variable independiente. Es decir, se pretende establecer con precisión una relación causa-efecto” (p. 34).

En función al diseño de la investigación que se empleó, las pruebas fueron para evaluar el efecto, producto de la variación del contenido de carbonato de calcio (variable independiente) sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos

(variables dependientes) aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata.

3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL

Palella y Martins. (2010), indican que:

El diseño experimental es aquel en el cual el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas. Su objetivo es describir de qué modo y por qué causa se produce o puede producirse un fenómeno. Busca predecir el futuro, elaborar pronósticos que, una vez confirmados, se conviertan en leyes y generalizaciones tendentes a incrementar el cúmulo de conocimientos pedagógicos y el mejoramiento de la acción educativa. El investigador domina las condiciones bajo las cuales se realiza el experimento y modifica sus variables independientes para obtener los resultados. (p.86)

El diseño experimental que se llevó a cabo en la investigación se basó en establecer una matriz de bloques al azar $n \times m$, representando “n” el número de tratamientos que en este caso estuvo constituidos por cuatro (4) concentraciones (20, 25, 30 y 35 lb/bbl), mientras “m” represento el número de repeticiones que fueron realizadas para cada concentración (3) repeticiones a fin de establecer en una primera etapa mediante un análisis de varianza y la prueba de múltiples rangos de mínima diferencia significativa (LSD) de Fisher y el uso del programa Statgraphics Centurión XVIII, las diferencias o semejanzas estadísticas entre los resultados obtenidos en las propiedades reológicas evaluadas para cada uno de los tratamientos.

De igual manera se contó con una segunda etapa de la investigación con un diseño experimental en el cual se tomaron los resultados de las propiedades reológicas obtenidos de los fluidos formulados a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de la primera etapa para posteriormente ser evaluados mediante el programa computarizado de evaluación hidráulica HYDPRO versión 3.0.0 con la

finalidad de observar el comportamiento que presentaran los fluidos formulados y poder establecer las conclusiones necesarias con mayor confiabilidad.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Caracterización del carbonato de calcio utilizado como material densificante

Para esta etapa se procedió a caracterizar una muestra de carbonato de calcio utilizado como material densificante, para el cual se le determinaron parámetros como gravedad específica, mediante la norma ASTM D 854 – 02 que describe el procedimiento para determinar la gravedad específica de las partículas sólidas de un material que pasará por un tamiz de 4,75 mm por medio de un picnómetro, % de humedad mediante la norma COVENIN 2508 – 88, la cual describe el método para la determinación del contenido de humedad total, pH por medio de la norma ASTM 3838 – 80, donde se describe el procedimiento para determinar el pH, solubilidad a una temperatura de 160 °F, mediante la norma COVENIN 3034 – 93 que describe el procedimiento para determinar la solubilidad, así como su apariencia y color a fin de poder relacionar el efecto que causaron las características de este material densificante sobre las propiedades evaluadas durante el cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación.

3.4.2 Determinación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento reológico de las muestras de fluido viscoelástico formuladas

En esta etapa se procedió a formular un sistema de fluido de perforación viscoelástico, realizando un total de cuatro (4) muestras, respetándose el orden de agregación de los aditivos y el tiempo de mezclado, procediendo a variar las

concentraciones del carbonato de calcio (agente densificante) en proporciones o valores de 20 lb/bbl, 25 lb/bbl, 30 lb/bbl y 35 lb/bbl como se indica en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Aditivos utilizados para la formulación del sistema de fluido viscoelástico

Aditivo	Función	Concentración (lb/bbl)	Tiempo de mezclado (minutos)
Agua	Fase continua	-----	-----
Potasa caústica	Agente alcalinizante	0,50	5
Goma xántica (Clarificada)	Viscosificante	2,25	5
Almidón	Controlador de Filtrado	4,00	5
Carbonato de calcio	Densificante	20; 25; 30; 35	5
Acetato de potasio	Inhibidor de Arcilla	2,00	5
Biocida	Bactericida	0,10	5
Aceite	Lubricante	12%	5

Fuente: PDVSA-PETROJUNIN, (2012)

Una vez formuladas las muestras, éstas fueron sometidas a un proceso de envejecimiento dinámico a una temperatura de 160 °F, por un período de 16 horas. Luego de haber transcurrido el tiempo establecido, se retiraron las muestras del horno dejándolas reposar por un período de 30 minutos y se determinaron las propiedades reológicas (viscosidad plástica, punto cedente, geles), para ellos se tomaron lecturas de L600, L300, L200, L100, L6 y L3 rpm, basado en el procedimiento que establece el Instituto Americano del Petróleo en su norma API RP 13B-1.

Luego de obtener los resultados de las propiedades reológicas, se aplicó un análisis de varianza (ANOVA) a los resultados obtenidos, con el objetivo de determinar las variaciones entre las medias de los valores obtenidos para esa propiedad evaluada a fin de determinar el efecto de las variaciones del contenido de carbonato de calcio así como el comportamiento que presentaron las propiedades de los fluidos viscoelásticos formulados a diferentes concentraciones.

3.4.3 Evaluación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento hidráulico de las muestras de fluido viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al Campo Zuata

En esta etapa se procedió a utilizar los resultados obtenidos de las propiedades reológicas de las muestra de fluidos formuladas de la etapa anterior utilizando información del programa de perforación de pozo MPJ4-15 (ZJ50073), así también como sus parámetros operacionales tales como: tasa de flujo (q), asentamiento de revestidores, tasa de penetración (ROP), velocidad de rotación, mínima tasa de flujo, máxima tasa de flujo, datos correspondientes a la tubería de perforación (diámetro y longitud) y la mecha.

Luego se realizó una corrida hidráulica con la finalidad de determinar las caídas de presiones del sistema, densidad equivalente de circulación, velocidad anular del fluido y la concentración de recortes que presentaron los fluidos de perforación en estudio tomando en cuenta las concentraciones de carbonato de calcio (agente densificante) utilizadas para formular las muestras y establecer las diferencias y semejanzas con la finalidad de determinar cuál de los fluidos cumple con los parámetros requeridos para una mejor optimización hidráulica y mejor eficiencia de limpieza del pozo.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Según Arias. (2012), las técnicas de investigación “son el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (p. 67). En cuanto al instrumento de recolección de datos el autor expresa que: “es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información” (p. 68). Para alcanzar los objetivos de esta investigación fue necesaria la utilización de las siguientes técnicas de recolección de datos:

3.5.1.1 Análisis de contenido

Se realizó una revisión documental para encontrar las diferentes fuentes que facilitaron la información necesaria referente a los efectos que causa el carbonato de calcio como agente densificante en la industria petrolera y a su vez, la variación que causa en la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos, las cuales fueron necesarias para realizar el análisis de los resultados de las diferentes pruebas, para realizar las pruebas se enfocó en páginas web, libros de fluidos de perforación, manuales con información de manejo y funcionamiento de equipos e instrumentos a utilizar para el desarrollo de la investigación.

3.5.1.2 Observación simple

La observación de las pruebas fueron fundamental para la evaluación del efecto de la variación del carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales del campo Zuata, según Arias. (2012), dice que: “la observación es una técnica que consiste en visualizar o captar mediante la vista, en forma sistemática, cualquier hecho,

fenómeno o situación que se produzca en la naturaleza o en la sociedad”. (p.69), también indica que: “se realiza cuando el investigador observa de manera neutral sin involucrarse en el medio o realidad en la que se realiza el estudio” (p.69).

La investigación se basó en la muestra con mayor estabilidad en la concentración y acondicionamiento de carbonato de calcio a diferentes concentraciones, para luego analizar y establecer las conclusiones referentes a las concentraciones con mayor eficiencia para la formulación del fluido de perforación y las variaciones en las propiedades en presencia del carbonato de calcio.

3.5.2 Instrumentos

Según Arias (2012) “un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”. Los instrumentos utilizados para el desarrollo de la investigación fueron: computador para procesar datos, impresora, cuadernos para anotaciones, hojas, información de bibliografía y páginas web como instrumento de apoyo.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

La investigación fue desarrollada por un estudiante bajo la orientación de profesores y técnicos del Departamento de Ingeniería de Petróleo de la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas,

3.6.2 Recursos materiales y bibliográficos

Se obtuvo información de libros, tesis, revistas científicas y documentos digitales además de los diversos instrumentos y materiales de laboratorio como medidor de pH, viscosímetro, cronómetro, cilindro graduado, entre otros materiales facilitados por el laboratorio de perforación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.3 Recursos financieros

Los gastos necesarios para el desarrollo de esta investigación fueron aportados por el estudiante que llevo a cabo con el proceso de conclusión, comparaciones y recomendaciones necesarias correspondientes a la investigación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO UTILIZADO COMO MATERIAL DENSIFICANTE

Para esta etapa se procedió a la determinación de las propiedades físicas y químicas de la muestra de carbonato de calcio utilizado como material densificante para fluidos viscoelásticos formulados en esta investigación, obteniendo los valores de gravedad específica, % de humedad, pH, Solubilidad, apariencia y color como se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Propiedades de la muestra de carbonato de calcio

Gravedad específica	% de humedad a 26°C	pH a 26°C	Solubilidad (mg /100 ml) a 26°C	Apariencia	Color
2,9	0,1452%	8,49	1,8	Polvo	Polvo gris

Se puede observar que el carbonato de calcio presentó una gravedad específica de 2,9 determinada con un picnómetro a una temperatura de 26 °C, a través de la norma ASTM D 854-02 que describe el procedimiento para obtener la gravedad específica de las partículas sólidas capaces de pasar por un tamiz de 4,75 mm, siendo el valor obtenido un valor aceptable por encontrarse dentro del rango establecido al ser comparado con el rango de gravedad específica establecido para el carbonato de calcio comercial (2,7 a 2,95). (CORQUIVEN, 2000).

En relación a la humedad que presentó la muestra de carbonato de calcio y que fue determinada bajo el procedimiento establecido en la norma COVENIN 2508 – 88, (método para la determinación del contenido de humedad total), una vez sacada la

muestra del horno, por diferencia de masas se obtuvo un valor de 0,1452 %, siendo el mismo, la cantidad de agua libre o cualquier otro material volátil que puede eliminarse de una muestra de carbonato de calcio secada hasta peso constante, mediante la aplicación de una temperatura ligeramente superior a la de ebullición del agua, obteniendo un valor menor a 1 %, indicando que la muestra de carbonato de calcio utilizado en esta investigación posee un % de humedad muy bajo con respecto al valor de las especificaciones técnicas que debe cumplir el carbonato de calcio utilizado como material de control de pérdidas de fluido a la formación y densificante en los fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros, la cual presenta una especificación de un máximo de 1,0 % de humedad (PEMEX, 2011).

El carbonato de calcio presentó un valor de pH de 8,49 considerándose como una sustancia básica o alcalina indicando la presencia de iones hidroxilo (OH^-) en el sistema, o la capacidad de producir más iones hidroxilo, que iones hidrógeno (H^+) como lo indica Ramsey, (2015). De igual manera PDVSA-CIED (2002), indica que las sustancias que presentan una cantidad de hidroxilo mayor a la cantidad de hidrogeno, presentan un pH por encima de 7 y son consideradas ácidas.

Otra de las propiedades determinadas a la muestra de carbonato de calcio, es la solubilidad o capacidad que presenta determinada sustancia para disolverse en otra formando un sistema homogéneo, puede ser expresada en porcentaje de soluto o en unidades como moles por litro o gramos por litro (Méndez, 2010). De igual manera se debe considerar que no todas las sustancias se disuelven en los mismo solventes, mientras que otras sustancias se disuelven parcialmente como es el caso de la muestra de carbonato de calcio en estudio, que no se disolvió totalmente en el agua, y sólo una muy pequeña cantidad se logró disolver como se observó luego de realizar la prueba según la norma COVENIN 3034-93 (método para determinar la solubilidad), obteniéndose un valor de 1,8 mg/100 mL.

De acuerdo al valor de solubilidad obtenido, se observa que poca cantidad de carbonato de calcio se puede disolver en agua, según M-I SWACO (2001). El carbonato de calcio es moderadamente soluble en agua (1-2 mg/100 mL), soluble en ácidos diluidos y cloruro de amonio e insoluble en alcohol. Lo que favorece su aplicación como material densificante incrementando la densidad del fluido por unidad de volumen, con el fin de aumentar la presión hidrostática, sellar los poros de las paredes de la formación que se esté perforando y mantiene los recortes suspendidos por efecto de flotabilidad, disminuyendo posibles daños al pozo.

Otra propiedad determinada fue la apariencia que presentó el carbonato de calcio resultando ser un polvo de color gris, color característico claro de este material por ser extraído de calcita, mármol, aragonita, piedra caliza, sal de calcio del ácido carbónico o cretas extremadamente puras (con aproximadamente 98- 99% de pureza), las cuales son pasadas por molindas para obtener el producto final utilizado como material densificante (CORQUIVEN, 2000).

4.2 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE CARBONATO DE CALCIO SOBRE EL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LAS MUESTRAS DE FLUIDO VISCOELÁSTICO FORMULADAS.

Durante la perforación de pozos someros a medida que se van atravesando zonas productoras, existe la necesidad de adicionar carbonato de calcio al fluido de perforación como agente densificante que adicionalmente cumpla la función de agente puenteante (PDVSA-CIED, 2002), existiendo la necesidad de determinar el efecto que causa la variación del contenido de este aditivo sobre las propiedades reológicas de las muestras de fluido viscoelástico formuladas a diferentes concentraciones (20 Lb/bbl, 25 Lb/bbl, 30 Lb/bbl y 35 Lb/bbl), por lo que fue necesario la obtención de los valores de viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo

de gel a los 10 segundos y a los 10 minutos de muestras de fluidos viscoelástico formulados, luego de aplicarse envejecimiento dinámico por un periodo de tiempo de 16 horas a una temperatura de 160 °F.

4.2.1 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico formuladas

La Tabla 4.2, muestra los resultados obtenidos para la viscosidad plástica de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio a diferentes concentraciones, donde se puede observar que luego de realizar el análisis de varianza simple o de un solo factor, el valor-P (0,8400) de la razón-F, resultó ser mayor que 0,05 indicando que no existe diferencia estadísticamente significativa entre las medias obtenidas para los valores de esta propiedad con un nivel de 95,0 % de confianza.

Tabla 4.2. Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico.

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	2,91667	3	0,972222	0,28	0,8400
Intra grupos	28,0	8	3,5		
Total (Corr.)	30,9167	11			

Estos resultados indican que la variación de las concentraciones evaluadas no modifican la fricción entre las partículas sólidas presentes en el fluido o entre las partículas sólidas y la fase continua, por lo que no causa alteración de la viscosidad plástica que depende del contenido, tamaño y forma de las partículas (PDVSA-CIED, 2002). Esto puede ser evidenciado al aplicar la prueba de múltiples rangos (Tabla 4.3), donde se observa la presencia de un solo grupo homogéneo de acuerdo a la alineación de las X's, confirmando que la variación de las concentraciones de carbonato de calcio evaluadas no afectaron esta propiedad en estudio.

Tabla 4.3 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la viscosidad plástica de las muestras de fluido viscoelástico.

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 25 lb/bbl	3	5,0	X
(CaCO ₃) 20 lb/bbl	3	5,33333	X
(CaCO ₃) 30 lb/bbl	3	5,66667	X
(CaCO ₃) 35 lb/bbl	3	6,33333	X

4.2.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico formuladas

Mediante la Tabla 4.4, se observan los resultados proveniente del análisis de varianza anova simple para el punto cedente de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio a diferentes concentraciones, donde se puede evidenciar que una vez realizado el análisis, este mostro que no existe diferencia significativa entre los valores de las medias del punto cedente obtenidos para cada concentración y otro, por presentar un valor-P (0,3105) de la razón-F superior a 0,05 presentando un nivel de confiabilidad para esta prueba del 95,0%.

Tabla 4.4 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico.

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	39,0	3	13,0	1,41	0,3105
Intra grupos	74,0	8	9,25		
Total (Corr.)	113,0	11			

De acuerdo a los resultados obtenidos, la variación de las concentraciones de carbonato de calcio evaluadas no afectaron la resistencia al flujo causada por la interacción de las fuerzas positivas o negativas entre las partículas dentro del fluido de perforación, por lo tanto, no se generó alteración de los valores de punto cedente

que depende también de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos y su ambiente eléctrico: concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido (Energy API, 2001). Esto puede ser confirmado al aplicar la prueba de múltiples rangos (Tabla 4.5), donde se evidencia la presencia de un solo grupo homogéneo según la alineación de las X's, confirmando que no existe diferencias estadísticamente significativas entre aquellos niveles que compartan una misma columna de X's, demostrando que la variación de las concentraciones de carbonato de calcio evaluadas no afectan tales propiedades en estudio.

Tabla 4.5 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el punto cedente de las muestras de fluido viscoelástico.

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20 lb/bbl	3	2,33333	X
(CaCO ₃) 30 lb/bbl	3	3,33333	X
(CaCO ₃) 25 lb/bbl	3	5,33333	X
(CaCO ₃) 35 lb/bbl	3	7,0	X

4.2.3 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.

Una vez ejecutado el análisis de varianza anova simple de un factor para geles a los 10 segundos, la Tabla 4.6, muestra los resultados obtenidos para el esfuerzo de gel de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio a distintas concentraciones, mediante la cual se determina el esfuerzo de corte necesario para poner en movimiento nuevamente el fluido luego de pasar por una etapa de reposo, observando que luego de realizar el análisis de varianza este demostró que no existe diferencia significativa entre la media del esfuerzo de gel, presentando una razón-P

de (0,6425), siendo el mismo una valor mayor que 0,05 y presentando un nivel del 95,0% de confiabilidad.

Tabla 4.6 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico.

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	2,91667	3	0,972222	0,58	0,6425
Intra grupos	13,3333	8	1,66667		
Total (Corr.)	16,25	11			

De acuerdo a los resultados obtenidos, estos indican que la variación del carbonato de calcio en las diferentes concentraciones evaluadas no afecta las fuerzas inter-partículas y dan una idea de la cantidad de gelación (espesura o alta viscosidad) que se puede formar después de parar la circulación y el fluido permanece estático por un período de tiempo, (ESVENCA, 2015). Esto se puede confirmar al realizar la prueba de múltiples rangos de la cual se muestra la Tabla 4.7, donde se indica que el esfuerzo de gel a los 10 segundos a las distintas concentraciones de carbonato de calcio no afectan esta propiedad reportando un solo grupo homogéneo, este de acuerdo a la alineación que presentan las X's. Indicando que no se ven afectadas las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas para las diferentes concentraciones cuando el fluido esta estático.

Tabla 4.7 Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 segundos de las muestras de fluido viscoelástico.

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 35 lb/bbl	3	3,0	X
(CaCO ₃) 20 lb/bbl	3	3,66667	X
(CaCO ₃) 25 lb/bbl	3	4,0	X
(CaCO ₃) 30 lb/bbl	3	4,33333	X

4.2.4 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico formuladas.

En la Tabla 4.8, se aprecian los valores de los resultados obtenidos del análisis de varianza de un factor para el esfuerzo de gel a los 10 minutos o tixotropía, de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio después de ser sometidas a envejecimiento dinámico en sus diferentes concentraciones a una temperatura de 160 °F, donde se determinó el esfuerzo de corte necesario para poner en movimiento nuevamente el fluido luego de pasar por un periodo de reposo de 10 minutos, Esta propiedad de tixotropía es generada por las cargas eléctricas de las partículas contenidas en la formulación en periodos estáticos, lo cual es importante para la suspensión de recortes y el material densificante presente en la formulación, donde se demuestra que una vez realizado el análisis de varianza anova simple este no demostró diferencia estadística significativa entre la media del esfuerzo de gel entre un nivel de concentración y otro, debido a que presento una razón-F de (0,77) y el valor-P (0,5410), estando este valor por encima de 0,05 presentando un nivel de confiabilidad para esta prueba del 95,0%.

Tabla 4.8 Análisis de varianza para el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico.

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	4,25	3	1,41667	0,77	0,5410
Intra grupos	14,6667	8	1,83333		
Total (Corr.)	18,9167	11			

Estos resultados demuestran que las diferentes concentraciones de carbonato de calcio evaluadas no causaron efecto en la medida de los geles que implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático, indicando la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa

de moverse. Teniendo como propósito soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el fluido cuando pare la circulación, de forma que no se hundan nuevamente en el pozo y se depositen alrededor del BHA y de la mecha, o se produzca una distribución desigual del fluido, lo cual resultaría en una mala hidráulica y en una presión errática, (DATALOG, 2001).

Esto se puede observar una vez aplicada la prueba de múltiples rangos (Tabla 4.9.) donde se demuestra la existencia de un grupos homogéneo según la alineación de las X's, confirmando que no existe diferencias significativas entre aquellos niveles que compartan una misma columna de X's, quedando demostrado que la variación de las concentraciones de carbonato de calcio evaluadas no afectan las propiedades en estudio, presentando un nivel del 95,0% de confiabilidad.

Tabla 4.9. Pruebas de múltiple rangos para el efecto de la variación de los grupos homogéneos del contenido de carbonato de calcio sobre el esfuerzo de gel a los 10 minutos de las muestras de fluido viscoelástico.

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 35 lb/bbl	3	3,0	X
(CaCO ₃) 20 lb/bbl	3	3,0	X
(CaCO ₃) 25 lb/bbl	3	4,0	X
(CaCO ₃) 30 lb/bbl	3	4,33333	X

4.3 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL CONTENIDO DE CARBONATO DE CALCIO SOBRE EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LAS MUESTRAS DE FLUIDO VISCOELÁSTICOS APLICADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES PERTENECIENTES AL CAMPO ZUATA

La hidráulica tiene por objetivo principal la limpieza del hoyo para maximizar la tasa de penetración (ROP). Optimizando la potencia disponible a nivel de mecha controlando las caídas de presión en el sistema de circulación, evitando las

variaciones de presión en el hoyo por efecto de la densidad equivalente de circulación, limitando la presión disponible en la mecha y minimizando la erosión excesiva de la pared del hoyo, logrando su estabilización. (Prieto, 2010).

Por tal motivo en el desarrollo de esta etapa existió la necesidad de evaluar el efecto que causa la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento hidráulico de las muestras de fluido viscoelástico formuladas a diferentes concentraciones (20 Lb/bbl, 25 Lb/bbl, 30 Lb/bbl y 35 Lb/bbl), para ello se utilizó el software de hidráulica HYDPRO 3.0.0 al cual se le introdujeron datos del pozo ZJ50073 perteneciente al campo Zuata principal, así como los valores promedios de las lecturas de viscosidad que resultaron del análisis de varianza aplicado en el objetivo anterior con el fin de poder analizar los resultados tanto de las caídas de presión en la tubería, caída de presión en el espacio anular, velocidad anular, densidad de circulación equivalente y la concentración de recortes.

4.3.1 Parámetros del pozo que fueron requeridos para la evaluación hidráulica, suministrados al software HYDPRO

Los parámetros de pozo (esquema mecánico) y datos operacionales establecidos para la perforación de la fase HOYO HORIZONTAL DE PRODUCCIÓN DE 8 ½ pulgadas del pozo (ZJ50073), requeridos para la corrida hidráulica a través del software HYDPRO 3.0.0, fueron extraídos del programa de perforación MPJ4-15 (ZJ50073) y se especifican en la tabla 4.10 y 4.11

Tabla 4.10 Esquema mecánico del pozo utilizado para la evaluación hidráulica

Esquema mecánico	Valores	Unidades
Profundidad total	5800	Pies
Sección hoyo horizontal de producción de 8-1/2 pulgadas	2497 - 5800	Pies
Sección horizontal	3303	Pies
Diámetro del revestidor	7	Pulg
Diámetro externo de la tubería de perforación (DP)	5,000	Pulg
Diámetro interno de la tubería de perforación (DP)	4,276	Pulg
Diámetro externo de la tubería de perforación pesada (VAM HWDP)	4,500 - 5,000	Pulg
Diámetro interno de la tubería de perforación pesada (VAM HWDP)	2,813 - 3,000	Pulg
Diámetro externo del cuello de perforación (DC)	6,500	Pulg
Diámetro interno del cuello de perforación (DC)	2,813	Pulg
Diámetro de hoyo abierto	8,500	Pulg
Diámetro externo del martillo (Jar)	6,400	Pulg
Diámetro interno del martillo (Jar)	2,250	Pulg
Diámetro externo del motor	6,800	Pulg
Diámetro interno del motor	5,500	Pulg
Zona de fractura	2500	Pies

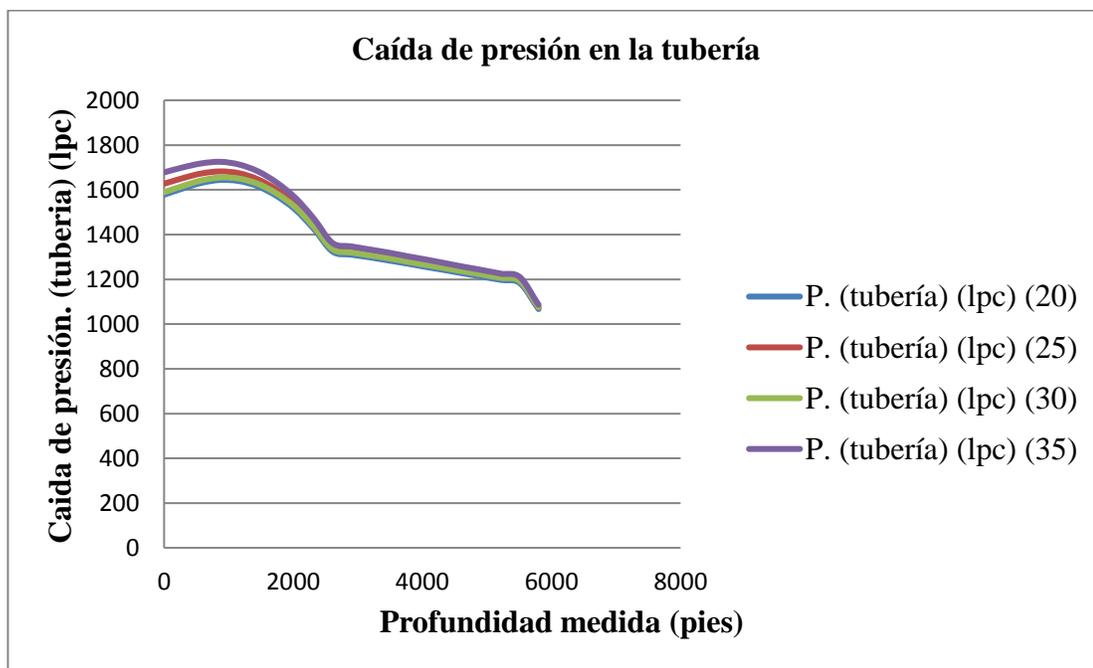
Tabla 4.11 Datos operacionales utilizados para la evaluación hidráulica

Descripción	Valores	Unidades
Caudal (Q)	500	Gpm
Tasa de penetración (ROP)	80	Pie/h
Velocidad de rotación	50 – 60	Rpm
Mínima tasa de flujo	50	gpm
Máxima tasa de flujo	1000	gpm

4.3.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre la caída de presión en la sarta de tuberías aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata

La Gráfica 4.1, muestra el comportamiento del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la caída de presión en la tubería a las distintas

concentraciones (20 lb/bbl, 25 lb/bbl, 30 lb/bbl y 35 lb/bbl), donde se puede observar que luego de realizar los cálculos mediante el programa hidráulico, la concentración que generó la mayor caída de presión en la tubería fue la concentración formulada con (35 Lb/bbl), debido a que en este caso el fluido posee mayor densidad que en las otras concentraciones por la cantidad de carbonato de calcio (material densificante) agregado y a su vez esta mayor densidad causa un incremento en la presión hidrostática que influye directamente sobre la caída de presión en la tubería, siendo esta caída, la presión que se pierde en la tubería por efecto de la velocidad del líquido, a las propiedades del fluido, a las condiciones de la pared, y al diámetro interno de la tubería como lo indica (PDVSA-CIED, 2002).

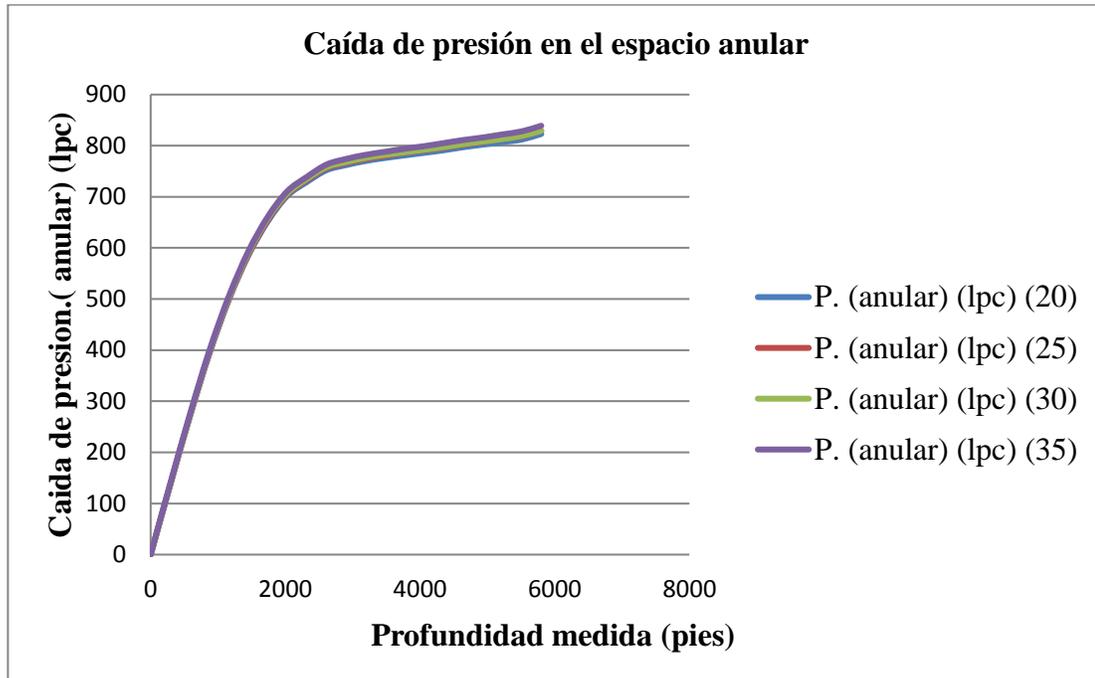


Gráfica 4.1 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la caída de presión en la sarta de perforación

Luego de evaluar el gráfico de las caídas de presión generadas por los fluidos enfocado en el intervalo de profundidad de 2497 a 5800 pies, se puede observar que los fluidos con concentraciones de 20 Lb/bbl, 25 lb/bbl y 30 Lb/bbl de carbonato de calcio presentaron los valores más bajos de manera escalonada en la que se encuentran las cantidades de material densificantes agregados y con similitudes entre sí, esto debido a que estadísticamente los fluidos formulados presentaron un comportamiento similar entre los valores de las propiedades reológicas determinadas en la etapa anterior (viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo de gel), ya que las diferencias de densidades para estos fluidos presentaron un rango no mayor a 1 (ppg) permitiendo que las propiedades de estos fluidos no presentaran tantas diferencias significativas entre sí.

4.3.3 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre la caída de presión en el espacio anular aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata

Una vez ejecutado el programa de hidráulica, la Gráfica 4.2 muestra los resultados de la caída de presión en el espacio anular obtenido para los fluidos formulados con variación de las concentraciones de carbonato de calcio respectivamente, apreciándose que la mayor caída de presión fue generada por el fluido formulado con 35 Lb/bbl de carbonato de calcio, esto debido a que el fluido presenta mayor densidad debido a que posee la más alta concentración de carbonato de calcio lo cual causa mayor caída de presión en el espacio anular por la fricción que es ejercida entre el espacio anular y la tubería como se observa específicamente en la sección horizontal a profundidades comprendidas entre 2497 y 5800 pies.

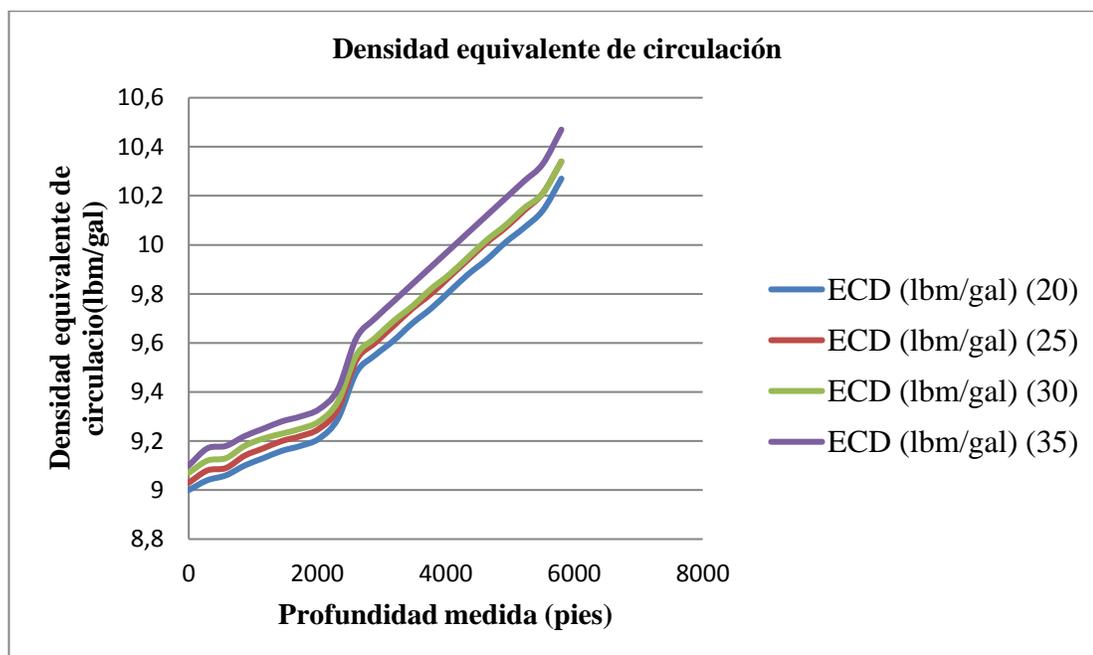


Grafica 4.2 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la caída de presión en el espacio anular a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico

La Gráfica 4.2, indica que la variación de las concentraciones de carbonato de calcio causó efecto en la sección horizontal comprendida en el intervalo de 2497 hasta los 5800 pies de profundidad donde las caídas de presión son generadas por la incidencia de las propiedades reológicas de las muestras de fluido en estudio y por el efecto de los recortes de ripio en ese intervalo, los cuales tienden a desplazarse por la parte inferior de la tubería, teniendo como consecuencia la pérdida de presión en el espacio anular considerada como, la presión agotada para hacer que un fluido fluya a través de una tubería u otro dispositivo y que está relacionada con las propiedades de flujo y el caudal. (Energy- API, 2001).

4.3.4 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la densidad equivalente de circulación del fluido viscoelástico aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata

Mediante la Gráfica 4.3, se observa el comportamiento hidráulico que presentaron las cuatros muestras formuladas a distintas concentraciones de carbonato de calcio respectivamente, evidenciándose que las cuatros concentraciones partieron con diferentes patrones de densidad para cada una, presentando valores de 9,00 lbm/gal; 9,03 lbm/gal; 9,07 lbm/gal y 9,10 lbm/gal, una vez iniciada la perforación de la sección hoyo horizontal de producción de 8-1/2 pulg se evidencia que, la concentración que presentó el mayor aumento de su densidad equivalente de circulación fue la concentración formulada con (35 Lb/bbl) de carbonato de calcio llegando a alcanzar un valor de 10,47 (lbm/gal) cuando la misma alcanzo una profundidad promedio de 5800 (pies) lo cual se observa en la Gráfica 4.3.



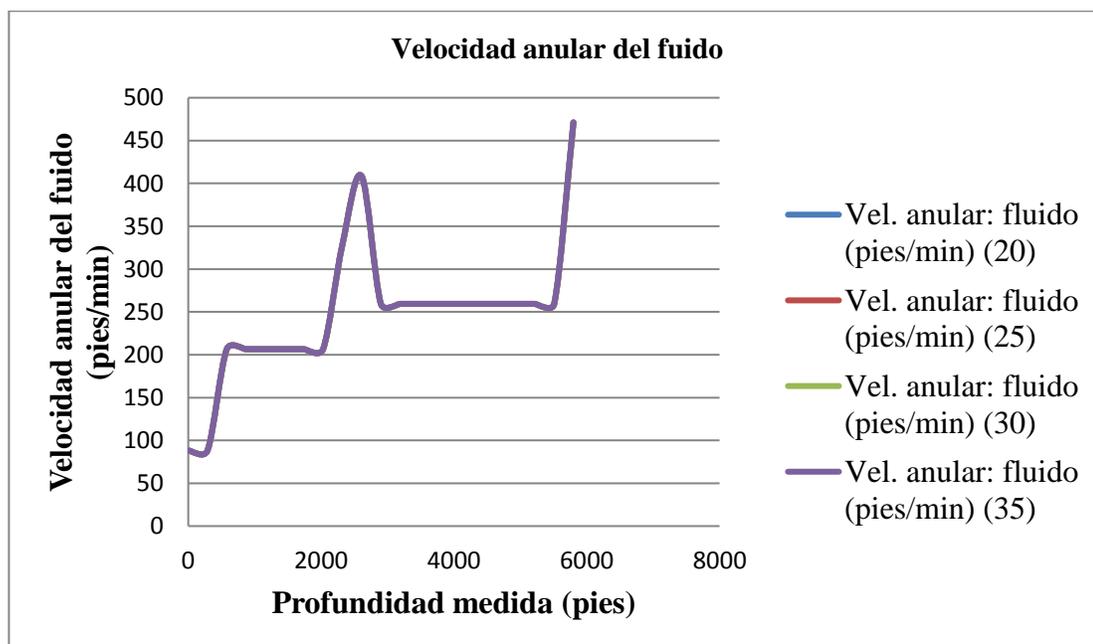
Gráfica 4.3 Densidad equivalente de circulación a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico

Al realizar el análisis del comportamiento de la densidad equivalente de circulación ECD, la Gráfica 4.3 muestra la ECD para los cuatros (4), mostrando similitudes en las propiedades reológicas de cada fluido formulado a diferentes concentraciones, siendo la concentración formulada con 35 Lb/bbl la que presentó la más alta densidad equivalente alcanzando valores de 10,57 lbm/gal a los 5800 pies de profundidad, requiriendo de mayor presión de bomba para lograr desplazar el fluido en el pozo. Para un fluido circulante, la densidad equivalente de circulación, en lbm/gal, es igual a la presión hidrostática l_{pcm} más la pérdida total de presión en el anular l_{pcm} , dividida por la profundidad vertical en pies y por 0,052. (PDVSA-CIED, 2002), demostrando que la ECD es un parámetro importante en el buen funcionamiento de un fluido de perforación y siempre será mayor que la densidad del fluido debido al arrastre de los recortes y a la sumatoria de las caídas de presión en el espacio anular.

Se puede observar en la Gráfica 4.3 que los valores de la misma son mayores a medida que aumenta la profundidad a una tasa de bombeo determinada; siendo esta, el peso real aplicado contra la formación en condiciones dinámicas. Dependiendo de las pérdidas de presión en el anular y de la profundidad vertical del pozo, si éste es horizontal o direccional, incrementándose la misma cuando se tienen: alto porcentaje de sólidos, altas densidades, altas viscosidades, altas reologías, altos gastos y espacios anulares muy pequeños, optimizando las propiedades reológicas para evitar una ECD excesiva y en consecuencia una pérdida de circulación al exceder el gradiente de fractura del pozo. (Prieto, 2010).

4.3.5 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la velocidad anular del fluido viscoelástico aplicada en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata

La Gráfica 4.4, muestra los valores de velocidad anular para los fluidos viscoelásticos formulados con distintas concentraciones de carbonato de calcio observándose que para todas las concentraciones, las velocidades anulares fueron similares, las cuales iniciaron con una velocidad anular de 88,2 pies/min, la misma comenzó a aumentar a los 290 hasta los 580 pies a una velocidad de 206,5 pies/min manteniéndose constante hasta los 2030 pies de profundidad, aumentando nuevamente a 408,5 pies/min a una profundidad promedio de 2610 pies para luego disminuir a 259,4 pies/min a la profundidad de 2900 pies manteniéndose constante hasta los 5510 pies y volver a incrementar a 471,2 pies/min a los 5800 pies de profundidad perforada.



Grafica 4.4 Velocidad anular del fluido a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico

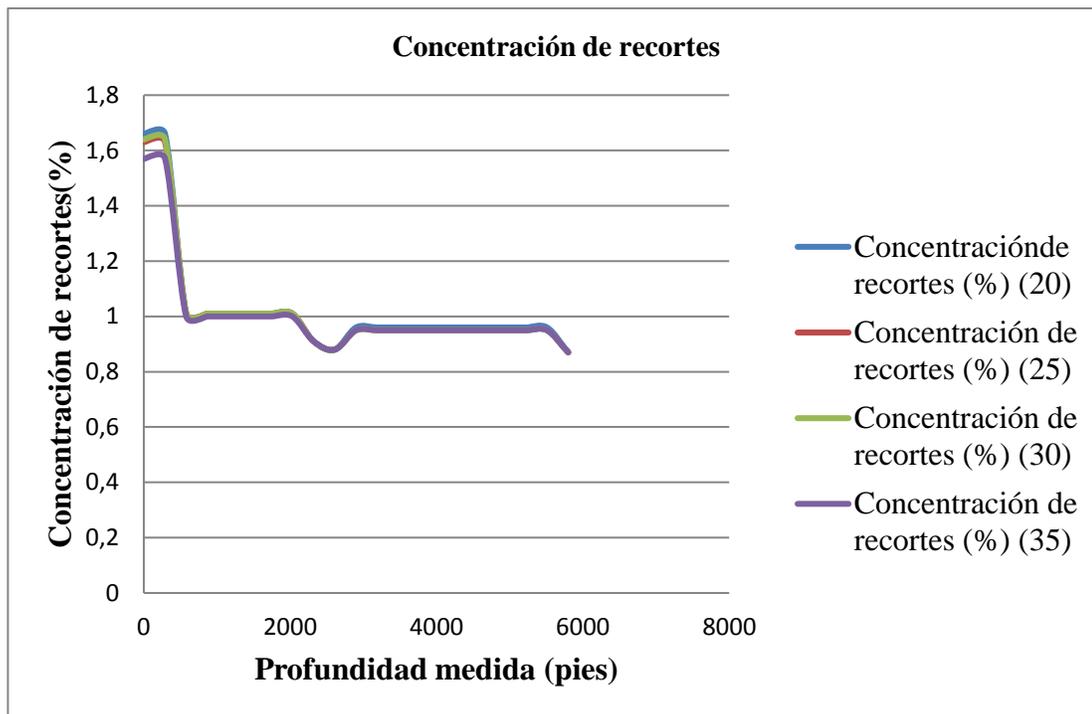
Al analizar el comportamiento de la velocidad anular en la Gráfica 4.4, se observa claramente las similitudes de velocidades anulares que presentaron las concentraciones, esto se debe a que en los lugares donde el área de sección transversal es más grande la velocidad de movilidad es menor en comparación a cuando el fluido fluye a través del área de sección transversal pequeña donde se evidencian los incrementos de la velocidad anular. Siendo la velocidad anular la rapidez del fluido mientras se mueve hacia arriba a través del espacio anular del pozo, la cual tiene que ser suficiente para transportar los recortes generados mientras se perfora el pozo. Sin embargo, si la velocidad anular es muy alta se puede generar lavado del hoyo, además de una muy alta densidad equivalente de circulación. (PerfoBlogger, 2012).

Es importante monitorear la velocidad anular para garantizar la eliminación de recortes, desmoronamientos y otros detritos del pozo. La velocidad anular se expresa generalmente en unidades de pies por minuto, o con menos frecuencia, metros por minuto. (Ramsey, 2015).

4.3.6 Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio en las muestras de fluido viscoelásticos sobre las concentraciones de recortes aplicadas en la perforación de pozos horizontales pertenecientes al campo Zuata

La Gráfica 4.5, muestra los valores correspondientes para cada uno de los fluidos formulados a diferentes concentraciones, observándose las concentraciones de recorte de los fluidos viscoelásticos formulados con diferentes concentraciones y apreciando claramente que todas las muestras de fluidos formuladas comenzaron con la misma concentración de recorte para cada una de ellas a la profundidad de los 5800 pies a la salida de la mecha de perforación reportando un valor de 0,87 % de concentración de recorte y 0,91 % de concentración de recorte entre un intervalo de 5510 pies, los cuales se mantuvieron constante hasta los 2900 pies correspondiente a

la sección de hoyo horizontal de producción de 8-1/2 pulg. Todo esto descrito se muestra claramente en la Gráfica 4.5.



Gráfica 4.5 Concentración de recortes a las distintas concentraciones de carbonato de calcio de las muestras de fluido viscoelástico

Al realizar el análisis de la Gráfica 4.5, se observa que la concentración de recorte para cada uno de los fluidos formulados fueron iguales a lo largo de toda la trayectoria de la perforación presentando en algunos intervalos disminución de la concentración, debido a que en esos intervalos el diámetro del hoyo presentaba un aumento del mismo causando la disminución en intervalos cortos de la concentración de los recortes debido a que el fluido perdía presión en el espacio anular, así mismo la variación del contenido de carbonato de calcio para todas las concentraciones de rípios se mantuvieron por debajo de 6 % siendo estos valores aceptables. (Energy-API, 2001).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El carbonato de calcio en estudio presento una gravedad específica de 2,9 cumpliendo con el rango de aceptación establecido para el carbonato de calcio comercial (2,7 a 2,95) por Corquiven (2000).
- La muestra de carbonato cumplió con las especificaciones de humedad (menor al 1%).
- La variación del contenido de carbonato de calcio no causó efecto sobre las propiedades reológicas (viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel) de las muestras de fluidos viscoelástico formuladas.
- La aplicación del carbonato de calcio a 35 lb/bbl causó mayor efecto sobre la caída de presión en la tubería y en el espacio anular bajo las condiciones evaluadas.
- La variación de la concentración de carbonato de calcio en los fluidos viscoelásticos causó incremento de la densidad equivalente De circulación a lo largo de la sección de horizontal, obteniéndose los mayores valores a la concentración de 35 lb/bbl.
- La velocidad anular y la concentración de recortes no se vieron afectados por la variación del contenido de carbonato de calcio en la formulación del fluido viscoelástico.

5.2 RECOMENDACIONES

- Evaluar el comportamiento hidráulico de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio considerando el efecto de presión y temperatura a condiciones reales de campo.
- Estudiar el comportamiento hidráulico de los fluidos viscoelásticos formulados con carbonato de calcio contaminados con la presencia de sólidos o recortes provenientes de las formaciones.
- Evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio con granulometrías mayores a 4,75 mm.
- Evaluar el efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre el comportamiento reológico e hidráulico de las muestras de fluido viscoelástico formulado con concentraciones de carbonato de calcio inferiores y superiores a las de los casos de estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- API, (1995). Práctica recomendada sobre reología e hidráulica de los fluidos de perforación para pozos de petróleo 1era. Edición, pp. 8.
- Arias, F. (2012). “El proyecto de investigación”. Editorial Epísteme, 6ta. Edición, Caracas, Venezuela, pp. 26-69.
- ASTM D 854-02, (2009). Norma, Determinación de la gravedad específica de partículas sólidas. International, West Conshohocken, PA.
- ASTM 3838-80, (1999). Método de prueba estándar para pH del carbón activado. International, West Conshohocken, PA.
- BAKER HUGHES INTEQ. (1998). Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación, Houston, Texas, USA.
- BAROID, (1999). “Manual de fluidos”. Houston, USA.
- CORQUIVEN. (2000). Corporación química. Venezolana. Hoja de seguridad (MSDS). Carbonato de calcio, Carabobo, Venezuela, pp. 1-3.
- COVENIN, (1988). Norma 2508-88, Coque. Determinación del contenido de humedad total. Editorial Fondonorma, Caracas, Venezuela, pp. 5-8.
- COVENIN, (1999). Norma 3034-93, Alimento para animales determinación de la solubilidad de la proteína en hidróxido de potasio. Editorial Fondonorma, Caracas, Venezuela, pp. 3.
- DATALOG, (2001). Manual de perforación, Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3.0, Canadá, pp. 59.
- ENERGY API. (2001). Manual de Fluido de Perforación, Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluido de Perforación. Dallas-Texas, pp. 4-761.
- Esvenca, (2015). Manual Básico de Fluidos de Perforación. Monagas-Venezuela.

- Hernández, J; Salinas, E; Blanco, A; Cerecedo, E y Rodríguez, V. (2014). Carbonato de Calcio en México. Características geológicas, mineralógicas y aplicaciones. Hidalgo, México, pp. 17-29.
- Medina, A. (2012). “GAC MINERA SAS Explotación, Pulverización de Minerales Caliza, Barita, Mármol”. [Página web en línea]. Disponible en: <http://gacminera.blogspot.com/2012/02/carbonato-de-calcio.html>.
- Méndez, Á. (2010). “Solubilidad”. [Página web en línea]. Disponible en: <https://quimica.laguia2000.com/conceptos-basicos/concepto-de-solubilidad>.
- MI SWACO, (2001). “Manual de ingeniería de fluidos de perforación”. [Programa de computación]. Houston, Texas. USA, pp. 10.
- Palella, S. y Martins, F. (2012). Metodología de la investigación cuantitativa. Caracas, Venezuela: Fedupel, pp. 86.
- PDVSA- CIED. (2002). “Manual de Fluidos de Perforación”. Anzoátegui, Venezuela, pp. 2-277.
- PDVSA-PETROJUNIN. (2012). “Programa de perforación MPJ4-15 (ZJ50073)”. Anzoátegui, Venezuela, pp. 8-31.
- PEMEX EXPLORACIÓN DEL PETRÓLEO, (2011). Carbonato de calcio empleado en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros – especificaciones y métodos de prueba. 1era. Edición, Bahía de Ballenas 5, México, pp. 6.
- PerfoBlogger, (2012). “Velocidad anular y su importancia en la hidráulica de perforación”. [Página web en línea]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2012/04/velocidad-anular-y-su-importancia-en-la.html>.
- Prieto, A. (2010). Fluidos e hidráulica avanzado. Asesoría Petrolera Orientada, C.A. (APOCA), pp. 18-37.

- Ramsey, M. (2015). Schlumberger Oilfield Glossary en Español. Texas Drilling Associates.
- Ribera, J. (2013). “Perforacion Horizontal”. [Página web en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/164053455/Perforacion-Horizontal>.
- Romero, S. (2015). Efecto de la contaminación con crudo extra-pesado sobre el comportamiento hidráulico y eficiencia de limpieza de los fluidos de perforación poliméricos. (Trabajo Especial de Grado). Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela.
- Yegres, F. (2016). Evaluación del comportamiento hidráulico de un fluido de perforación polimérico inhibido formulado con éster de soya como agente lubricante. (Trabajo Especial de Grado). Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela.

APÉNDICES

APÉNDICE A
PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL
CARBONATO DE CALCIO

Norma Venezolana COVENIN. Alimentos para animales determinación de solubilidad Determinación de solubilidad de la proteína en hidróxido de potasio(3034-93).

Procedimiento

- Se pesan 1,5 g de la muestra en un beaker de 250 ml, adicione 75 ml de solución de hidróxido de potasio al 0,2% y agite en un plato magnético a velocidad constante, exactamente durante 20 minutos.
- Se transfiere 50 ml del líquido a un tubo de centrifuga, y centrifugue por 10 minutos a 1250 x g (2.700 rpm)
- Se transfiere 15 ml del sobrenadante para la determinación de la proteína por el método Kjeldahl (según la norma Venezolana COVENIN 1195).

NOTA: 15 ml de solución, equivalen a 0,3 g de la muestra original

- Se cuantifica el contenido de proteína cruda en la muestra original, como el mismo tamaño de particula

Norma Venezolana COVENIN. Coque. Determinación del contenido de humedad total (2508-88).

Procedimiento

- Se pesan la muestra y el recipiente como son recibidos con aproximación de 0,1%.

- Se pesa la bandeja vacía y seca.
- Se transfiere la muestra lo más completa posible a la bandeja y se esparce parejamente.
- Se coloca la bandeja cargada en el horno a una temperatura de 200 °C.
- Se seca e recipiente húmedo con cualquier partícula adherida a él por medio de calentamiento, se transfiere la muestra remanente a la bandeja y se pesa se pesa el recipiente vacío y seco.
- Se calienta la bandeja y su contenido hasta que se obtenga masa constante, se pesa la bandeja caliente para evitar absorción de humedad durante el enfriamiento.

Norma ASTM D. Determinación de la gravedad específica de partículas sólidas (854-02)

Norma ASTM. Método de prueba estándar para pH del carbón activado (3838-80)

APÉNDICE B
MUESTRA DE CÁLCULOS Y PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS

Cálculo de las propiedades reológicas

Viscosidad plástica y punto cedente

$$\mu_{\text{plástica}} = (L_{600} - L_{300}) \text{ Cps} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$P_{\text{cedente}} = (L_{300} - \mu_{\text{plástica}}) \text{ Cps} \quad (\text{Ec. 2})$$

Dónde:

$\mu_{\text{plástica}}$ = Viscosidad Plástica (Cps)

P_{cedente} = Punto Cedente (lbs/100 pie²)

L_{600} : Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm.

L_{300} : Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm.

Datos de la primera repetición de las lecturas de L_{600} y L_{300} del fluido viscoelástico a una concentración de 20 lb/bbl de carbonato de calcio.

$$L_{600} = 17$$

$$L_{300} = 10$$

Sustituyendo en las ecuaciones 1 y 2, obtenemos los valores de Viscosidad Plástica y Punto Cedente respectivamente:

$$\mu_{\text{plástica}} = 17 - 10$$

$$\mu_{\text{plástica}} = 7 \text{ Cps}$$

$$P_{\text{cedente}} = 10 - 7$$

$$P_{\text{cedente}} = 3 \text{ lbs/100 pie}^2$$

Procedimiento estándar para las pruebas de Campo con fluidos de perforación base agua (Norma API 13B-1)

Propiedades reológicas

- Conectar el instrumento a la fuente de poder apropiada
- Llenar hasta la marca que posee la taza del viscosímetro con la muestra de fluido recién agitada
- Colocar la taza del viscosímetro en el thermo cup y calentar a 120°F, si el fluido es base aceite. La reología de los fluidos base agua se corre, según API, a temperatura ambiente.
- Colocar el thermo cup en la plataforma del viscosímetro y levantarla hasta hacer coincidir el nivel de la muestra con la marca del rotor. Apretar el tornillo de la plataforma
- Encender el equipo y colocar la palanca de cambios o perilla en posición baja y el switch de velocidad en posición alta para obtener 600 RPM.
- Registrar la lectura como "Lectura a 600 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- Mantener la palanca de cambios o perilla en la posición baja y colocar el switch de velocidad en posición baja (perilla inferior hacia atrás) para obtener 300 RPM.

- Registrar la lectura como "Lectura a 300 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- Colocar la palanca de cambios o perilla y el switche de velocidad en la posición alta, para obtener 200 RPM.
- Registrar la lectura como "Lectura a 200 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- Mantener la palanca de cambios o perilla en posición alta y el switche de velocidad en posición baja, para obtener 100 RPM.
- Registrar esta lectura como "Lectura a 100 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- Colocar la palanca de cambios o perilla en posición media y el switche en la posición alta, para obtener 6 RPM.
- Registrar la lectura como "Lectura a 6 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- Mantener la palanca de cambio o perilla en posición media y el switche de velocidad en posición baja, para obtener 3 RPM.
- Registrar la lectura como "Lectura a 3 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

- Medir a 3 RPM la fuerza de gel a 10 seg., con la palanca de cambios o perilla en posición media y el switch de velocidad en posición baja.
- El procedimiento consiste en:
- Apagar el motor, colocando el switch de velocidad en posición media y esperar a que el fluido se mantenga estático por 10 seg.
- Colocar el switch de velocidad en posición baja, después de haber transcurrido 10 seg y observar cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial.
- Registrar la lectura como "Gel inicial" a 10 seg. expresada en lbs/100 pie².
- Medir a 6 RPM la fuerza de gel a 10 minutos, con la palanca de cambio o perilla en posición media y el switch en posición alta.
- El procedimiento consiste en.
- Agitar la muestra por diez minutos a 600 RPM
- Colocar la palanca de cambios o perilla en posición media y el switch en posición media para apagar el motor.
- Mantener el fluido estático por diez minutos y luego colocar el switch de velocidad en posición baja.
- Registrar la lectura como "Gel final" a 10 minutos expresada en lbs/100 pie², cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial.

pH

- Presionar el botón on/off en ON para encender el medidor de pH
- Ajustar la temperatura manualmente con la temperatura de la muestra.
- Presionar el botón pH/mV hasta que el aviso en la pantalla indique el modo de medición deseado.
- Retirar el electrodo de la solución de almacenamiento.
- Enjuagar el electrodo con agua destilada.
- Sumergir el electrodo en la solución a ser medida, después de pocos segundos el valor de pH se estabiliza.
- Registrar el valor del pH o de mV.
- Observación: La escala del pH es logarítmica y va de 0 a 14. El pH de una solución se expresa como el logaritmo negativo del ion H^+ ($pH = -\log H^+$).

Envejecimiento dinámico

Procedimiento

- Se tomó una muestra de fluido de un barril de laboratorio (350 cc aproximadamente).

- Luego de remover la tapa exterior e interior de la celda de envejecimiento se colocó el volumen de muestra apropiado en la celda.
- Luego de colocar la tapa interior y exterior sobre la celda de envejecimiento, asegurándolas con tornillos sobre la tapa exterior, se procedió a insertar el vástago de la válvula en el hueco roscado en el centro de la tapa interior.
- El vástago de la válvula fue ajustado, y posteriormente fue colocado el regulador de presión, asegurándose de insertar el pasador de retención.
- Se cerró el tornillo T sobre el regulador de presión hasta que se obtuviera la presión apropiada.
- El vástago de la válvula fue abierto hasta la mitad para presurizar la celda.
- Cuando la celda estuvo presurizada se cerró el vástago de la válvula.
- Posteriormente se abrió el tornillo T sobre el regulador hasta que este giró fácilmente.
- Se abrió la válvula de alivio de presión.
- Luego de remover el pasador de retención del regulador de presión y remover el regulador de presión del vástago de la válvula, se sumergió la celda de envejecimiento presurizada en agua, para inspeccionar si tenía pérdidas de presión.
- Se encendió el horno de rodillos y se colocó a la temperatura deseada.

- Cuando el horno alcanzó la temperatura deseada, se colocó dentro la celda de envejecimiento y así se puso a girar los rodillos. Como el envejecimiento es rotatorio se procedió a encender los rodillos.
- Se dejó la muestra en el horno durante el tiempo deseado, para posteriormente remover la celda de envejecimiento y permitir que esta se enfriara.
- Se procedió descargar la presión de la celda.
- Lentamente se aflojaron los tornillos sobre la tapa de la celda y se removió la tapa exterior y la interior de la celda.
- Se realizaron los ensayos específicos sobre la muestra.

APÉNDICE C
DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE REOLOGÍA

Tabla C. 1 Pruebas reológicas, fluidos viscoelástico de perforación formulado con 20 lb/bbl de carbonato de calcio

REOLOGÍA	M1	M2	M3
L600	17	10	12
L300	10	6	7
L200	8	4	6
L100	6	3	4
L6	2	3	3
L3	1	1	1
Vp (cPs)	7	4	5
Pc (lb/100pie ²)	3	2	2
Geles 10seg	4	3	4
Geles 10 min	4	3	2

Tabla C. 2 Pruebas reológicas, fluidos viscoelástico de perforación formulado con 25 lb/bbl de carbonato de calcio

REOLOGÍA	M1	M2	M3
L600	24	11	11
L300	16	6	9
L200	12	4	6
L100	8	3	4
L6	4	2	3
L3	2	1	2
Vp (cPs)	8	5	2
Pc (lb/100pie ²)	8	1	7
Geles 10seg	5	4	3
Geles 10 min	5	4	3

Tabla C. 3 Pruebas reológicas, fluidos viscoelástico de perforación formulado con 30 lb/bbl de carbonato de calcio

REOLOGÍA	M1	M2	M3
L600	16	18	10
L300	10	11	6
L200	8	9	4
L100	5	6	3
L6	2	4	3
L3	1	2	1
Vp (cPs)	6	7	4
Pc (lb/100pie ²)	4	4	2
Geles 10seg	7	3	3
Geles 10 min	7	3	3

Tabla C. 4 Pruebas reológicas, fluidos viscoelástico de perforación formulado con 35 lb/bbl de carbonato de calcio

REOLOGÍA	M1	M2	M3
L600	20	23	16
L300	14	17	9
L200	10	12	7
L100	7	8	4
L6	6	6	3
L3	3	3	2
Vp (cPs)	6	6	7
Pc (lb/100pie ²)	8	11	2
Geles 10seg	3	3	3
Geles 10 min	3	3	3

APÉNDICE D
DATOS OBTENIDOS DE LOS ANÁLISIS DE VARIANZA

Análisis de varianza de los datos reológicos

Tabla D. 1 Anova simple para L600 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	72,6667	3	24,2222	0,98	0,4495
Intra grupos	198,0	8	24,75		
Total (Corr.)	270,667	11			

Tabla D. 2 Prueba de múltiple rangos para L600 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20 lb/bbl	3	13,0	X
(CaCO ₃) 30 lb/bbl	3	14,6667	X
(CaCO ₃) 25 lb/bbl	3	15,3333	X
(CaCO ₃) 35 lb/bbl	3	19,6667	X

Tabla D. 3 Anova simple para L300 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	52,9167	3	17,6389	1,31	0,3376
Intra grupos	108,0	8	13,5		
Total (Corr.)	160,917	11			

Tabla D. 4 Prueba de múltiple rangos para L300 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20	3	7,66667	X
(CaCO ₃) 30	3	9,0	X
(CaCO ₃) 25	3	10,3333	X
(CaCO ₃) 35	3	13,3333	X

Tabla D. 5 Anova simple para L200 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	21,6667	3	7,22222	0,83	0,5122
Intra grupos	69,3333	8	8,66667		
Total (Corr.)	91,0	11			

Tabla D.6 Prueba de múltiple rangos para L200 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20	3	6,0	X
(CaCO ₃) 30	3	7,0	X
(CaCO ₃) 25	3	7,33333	X
(CaCO ₃) 35	3	9,66667	X

Tabla D. 3 Anova simple para L100 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	6,91667	3	2,30556	0,58	0,6465
Intra grupos	32,0	8	4,0		
Total (Corr.)	38,9167	11			

Tabla D. 4 Prueba de múltiple rangos para L100 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20	3	4,33333	X
(CaCO ₃) 30	3	4,66667	X
(CaCO ₃) 25	3	5,0	X
(CaCO ₃) 35	3	6,33333	X

Tabla D. 5 Anova simple para L6 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	11,3333	3	3,77778	2,67	0,1189
Intra grupos	11,3333	8	1,41667		
Total (Corr.)	22,6667	11			

Tabla D. 6 Prueba de múltiple rangos para L6 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20	3	2,66667	X
(CaCO ₃) 30	3	2,66667	X
(CaCO ₃) 25	3	3,0	XX
(CaCO ₃) 35	3	5,0	X

Tabla D. 7 Anova simple para L3 por concentración

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	4,66667	3	1,55556	6,22	0,0174
Intra grupos	2,0	8	0,25		
Total (Corr.)	6,66667	11			

Tabla D. 8 Prueba de múltiple rangos para L3 por concentración

Concentración	Casos	Media	Grupos Homogéneos
(CaCO ₃) 20	3	1,0	X
(CaCO ₃) 30	3	1,33333	X
(CaCO ₃) 25	3	1,66667	X
(CaCO ₃) 35	3	2,66667	X

APÉNDICE E
DATOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS HIDRÁULICAS.

Tabla E. 1 Datos de la caída de presión de tubería, caída de presión anular, densidad equivalente de circulación, velocidades en el espacio anular y concentración de recortes del fluido viscoelástico formulado con 20 lb/bbl de carbonato de calcio

MD (pies)	P. tubería (lpc)	P. anular (lpc)	ECD (lbm/gal)	Vel. Anular: fluido (pies/min)	Concentración de recorte (%)
0	1578	0	9,00	88,2	1,66
290	1606	136	9,04	88,2	1,66
580	1631	269	9,06	206,5	1,01
870	1644	392	9,10	206,5	1,01
1160	1639	498	9,13	206,5	1,01
1450	1616	585	9,16	206,5	1,01
1740	1573	652	9,18	206,5	1,01
2030	1512	702	9,21	206,5	1,01
2320	1425	729	9,29	328,2	0,91
2610	1324	752	9,48	408,5	0,88
2900	1310	762	9,55	259,4	0,96
3190	1298	770	9,61	259,4	0,96
3480	1284	776	9,68	259,4	0,96
3770	1270	781	9,74	259,4	0,96
4060	1255	786	9,81	259,4	0,96
4350	1241	791	9,88	259,4	0,96
4640	1226	797	9,94	259,4	0,96
4930	1212	802	10,01	259,4	0,96
5520	1197	807	10,07	259,4	0,96
5510	1183	812	10,14	259,4	0,96
5800	1067	823	10,27	471,2	0,87

Tabla E. 2 Datos de la caída de presión de tubería, caída de presión anular, densidad equivalente de circulación, velocidades en el espacio anular y concentración de recortes del fluido viscoelástico formulado con 25 lb/bbl de carbonato de calcio

MD (pies)	P. tubería (lpc)	P. anular (lpc)	ECD (lbm/gal)	Vel. Anular: fluido (pies/min)	Concentración de recorte (%)
0	1627	0	9,03	88,2	1,63
290	1652	137	9,08	88,2	1,63
580	1673	270	9,09	206,5	1,01
870	1682	394	9,14	206,5	1,01
1160	1674	500	9,17	206,5	1,01
1450	1647	587	9,20	206,5	1,01
1740	1601	655	9,22	206,5	1,01
2030	1536	705	9,25	206,5	1,01
2320	1446	733	9,33	328,2	0,91
2610	1341	756	9,53	408,5	0,88
2900	1326	766	9,60	259,4	0,95
3190	1313	774	9,67	259,4	0,95
3480	1299	780	9,74	259,4	0,95
3770	1284	786	9,80	259,4	0,95
4060	1269	791	9,87	259,4	0,95
4350	1254	796	9,94	259,4	0,95
4640	1239	802	10,01	259,4	0,95
4930	1224	807	10,07	259,4	0,95
5520	1209	813	10,14	259,4	0,95
5510	1194	818	10,21	259,4	0,95
5800	1074	829	10,34	471,2	0,87

Tabla E. 3 Datos de la caída de presión de tubería, caída de presión anular, densidad equivalente de circulación, velocidades en el espacio anular y concentración de recortes del fluido viscoelástico formulado con 30 lb/bbl de carbonato de calcio

MD (pies)	P. tubería (lpc)	P. anular (lpc)	ECD (lbm/gal)	Vel. Anular: fluido (pies/min)	Concentración de recorte (%)
0	1589	0	9,07	88,2	1,64
290	1617	137	9,12	88,2	1,64
580	1642	271	9,13	206,5	1,01
870	1655	396	9,18	206,5	1,01
1160	1650	502	9,21	206,5	1,01
1450	1627	590	9,23	206,5	1,01
1740	1584	658	9,25	206,5	1,01
2030	1523	707	9,28	206,5	1,01
2320	1435	735	9,36	328,2	0,91
2610	1334	758	9,55	408,5	0,88
2900	1320	768	9,62	259,4	0,95
3190	1307	776	9,69	259,4	0,95
3480	1294	782	9,75	259,4	0,95
3770	1279	787	9,82	259,4	0,95
4060	1264	792	9,88	259,4	0,95
4350	1250	797	9,95	259,4	0,95
4640	1235	803	10,02	259,4	0,95
4930	1221	808	10,08	259,4	0,95
5520	1206	813	10,15	259,4	0,95
5510	1192	819	10,21	259,4	0,95
5800	1075	829	10,34	471,2	0,87

Tabla E. 4 Datos de la caída de presión de tubería, caída de presión anular, densidad equivalente de circulación, velocidades en el espacio anular y concentración de recortes del fluido viscoelástico formulado con 35 lb/bbl de carbonato de calcio

MD (pies)	P. tubería (lpc)	P. anular (lpc)	ECD (lbm/gal)	Vel. Anular: fluido (pies/min)	Concentración de recorte (%)
0	1678	0	9,10	88,2	1,57
290	1700	138	9,17	88,2	1,57
580	1718	273	9,18	206,5	1,00
870	1725	398	9,22	206,5	1,00
1160	1713	505	9,25	206,5	1,00
1450	1683	593	9,28	206,5	1,00
1740	1633	661	9,30	206,5	1,00
2030	1565	711	9,33	206,5	1,00
2320	1471	739	9,41	328,2	0,91
2610	1362	763	9,62	408,5	0,88
2900	1347	774	9,70	259,4	0,95
3190	1333	782	9,77	259,4	0,95
3480	1319	788	9,84	259,4	0,95
3770	1303	794	9,91	259,4	0,95
4060	1288	799	9,98	259,4	0,95
4350	1272	805	10,05	259,4	0,95
4640	1256	811	10,12	259,4	0,95
4930	1241	816	10,19	259,4	0,95
5520	1225	822	10,26	259,4	0,95
5510	1210	828	10,33	259,4	0,95
5800	1086	839	10,47	471,2	0,87

APÉNDICE F

Equipos y procedimientos de laboratorio utilizados

F.1 EQUIPOS DE LABORATORIO

- **Tamiz:** es una malla metálica constituida por barras tejidas y que dejan un espacio entre sí por donde se hace pasar las partículas de solido previamente trituradas.



Figura F.1.1 Tamices

- **Balanza analítica:** es una balanza de laboratorio diseñada para medir pequeñas masas, en un principio de un rango menor del miligramo y hasta la diezmilésima de gramo: [0,0001 g o 0,1 mg]).



Figura F.1.2 Balanza analítica

- **pH-metro:** es un sensor utilizado en el método electroquímico para medir el pH de una disolución.



Figura F.1.3 pH-metro

- **Mezclador:** equipos que permiten realizar el mezclado del fluido de perforación que se desea preparar.



Figura F.1.4 Mezclador

- **Celdas:** recipientes cilíndricos en el que una muestra de lodo puede calentarse bajo presión, se utilizan habitualmente para envejecimiento estático y envejecimiento por rodamiento en caliente de muestras de lodo.



Figura F.1.5 Celdas

- **Horno de envejecimiento:** permite realizar procesos de envejecimiento acelerado de productos mediante presión y temperatura.



Figura F.1.6 Horno de envejecimiento

- **Filtro prensa:** los filtros prensas API cumplen con las especificaciones API 13B-1 de la norma API para determinar el filtrado o pérdida de fluido que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.



Figura F.1.7 Filtro prensa API

- **Viscosímetro:** se utiliza para determinar las propiedades reológicas del fluido, (la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel).



Figura F.1.8 Viscosímetro rotacional fann

APÉNDICE G
Memoria fotográfica



Figura G.1 Muestra de carbonato de calcio



Figura G. Formulación de las muestras de fluidos a distintas concentraciones



Figura G. Proceso de envejecimiento de las muestras formuladas a una temperatura de 160 °F



Figura G.2 Muestras de fluidos a distintas concentraciones



Figura G.1 Determinación de las propiedades reológicas

HOJAS METADATOS

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

Título	Efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre la reología e hidráulica de fluidos viscoelásticos aplicados en la perforación de pozos horizontales
---------------	---

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Hernández Nãñez, Carlos Eduardo	CVLAC	CI: 24.511.944
	e-mail	carlos9423hernandez@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

fluidos de perforación
hidráulica
reología
carbonato de calcio
trabajo de grado

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

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

Líneas y sublíneas de investigación

Área	Sub-área
Tecnología Y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos una subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

La presente investigación tuvo por objetivo principal formular a nivel de laboratorio un fluido viscoelástico aplicado en la perforación de pozos horizontales pertenecientes a campo zuata, para la evaluación del efecto de la variación del contenido de carbonato de calcio sobre su reología e hidráulica. Previamente se realizó la caracterización del carbonato de calcio utilizado como material densificante, seguidamente se formularon muestras de fluidos de perforación en concentraciones de 20, 25, 30 y 35 Lb/bbl respectivamente de carbonato de calcio, y fueron sometidas a envejecimiento dinámico por un periodo de 16 horas a una temperatura de 160 °F y un diferencial de presión de 100 Lpcm, determinando las propiedades reológicas de acuerdo a los procedimientos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo en su norma API 13-B1 como lo es la viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel a los 10 segundos y esfuerzo de gel a los 10 minutos; posterior se aplicó un análisis de varianza simple de Fisher (DMS; $P < 0,5$) con la finalidad de comparar las muestras y establecer las similitudes o semejanzas que presentaron las mismas. El comportamiento hidráulico fue determinado a través del programa hidráulico HYDPRO versión 3.0.0 donde se introdujeron los datos del pozo tales como: parámetros operacionales, esquema mecánico del pozo, tasa de penetración y caudal de bombeo, en cada una de la muestras. Llegando a la conclusión que las caídas de presión afecto más al fluido que presentaba 35 Lb/bbl de carbonato de calcio siendo el mismo el que presento la mayor densidad equivalente de circulación debido a que fue el fluido formulado con mayor concentración de carbonato de calcio presentando el mismo mayor densidad que el resto de los fluidos formulados con menor concentración de carbonato de calcio.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ING. JESÚS OTAHOLA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 14.940.176
	e-mail	jotahola@hotmail.com
ING. NATALI RAMOS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 14.145.134
	e-mail	nramos@udo.edu.ve
ING. AIBEL YDROGO	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 18.820.522
	e-mail	Aibel020506@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2020	03	06

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
NMOTTG_HÑCE2020

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

Alcance:

Espacial. inespacial
Temporal: intemporal

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°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 N° 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.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR [Firma]
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLANOS CURTEL
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/YOC/manaja

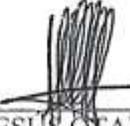
Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

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”.



CARLOS E. HERNÁNDEZ N.
C.I.: 24.511.944
Autor



ING. JESÚS OYAHOLA
C.I.: 14.940.176
Asesor Académico