

**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DEL TIEMPO EN LAS CARACTERÍSTICAS
DEL LODO DE PERFORACIÓN EN RÉGIMEN ESTÁTICO DURANTE UNA
PEGA DE TUBERÍA.**

**LAURA KARIME LÓPEZ GONZÁLEZ
ANDREA CAROLINA VILLABONA ROA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DEL TIEMPO EN LAS CARACTERÍSTICAS
DEL LODO DE PERFORACIÓN EN REGIMEN ESTÁTICO DURANTE UNA
PEGA DE TUBERÍA.**

**LAURA KARIME LÓPEZ GONZÁLEZ
ANDREA CAROLINA VILLABONA ROA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

**Wilson Raúl Carreño Velasco
M. Sc. Dirección de proyectos**

Co- director:

**Mario Torres López
Ing. de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios en primer lugar por regalarme la vida y darme la oportunidad de nacer en este país, esta región y en el seno de mi familia.

A mis padres Leonardo López e Ilba González, por darme las herramientas para alcanzar este logro pero a un más importante por ayudarme a forjar mi carácter y formarme como persona, eternamente les estaré agradecida.

A mi hermano Leandro López y a mi cómplice Giovani Pardo por que fueron la mejor compañía a lo largo de estos años, inmensamente agradecida por las alegrías y tristezas que sorteamos a lo largo de esta travesía.

LAURA KARIME LÓPEZ GONZÁLEZ

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y la ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS por acogerme en sus recintos y brindarme la oportunidad de formarme como profesional y poder servir a mi país.

A todos los docentes que formaron parte de mi educación, especialmente al profesor Wilson Raúl Carreño Velasco y Mario Torres López por orientar este trabajo y facilitar las herramientas para llevarlo a feliz término.

A todos mis compañeros y amigos pues hicieron de este proceso un viaje más ameno, incluyendo los altos y bajos que persisten a lo largo de la vida.

LAURA KARIME LÓPEZ GONZÁLEZ

DEDICATORIA

A Dios por guiarme y protegerme todos los días de mi vida, por la fortaleza y el valor para culminar esta etapa profesional y hacer de mí una mejor persona.

A mis padres Baudilio y Alix Eudocia, quienes con su humildad y con esfuerzo han logrado forjar en mí una persona de grandes valores y con el propósito firme para enfrentar las adversidades en los momentos más difíciles de mi vida. A ellos ya que sin su ayuda no hubiera sido posible culminar este gran proyecto.

A mis hermanos Elkin Dario, German Yesid y Anyi Lorena, quienes con su paciencia, comprensión y palabras de aliento me mantenían de pie cuando se presentaron dificultades. Ellos que siempre serán mi apoyo incondicional en la consecución de mis las metas y objetivos.

A mis familiares y amigos, por su confianza, por su amor y por la ayuda que me brindaron para terminar mi carrera.

A mi gran amigo Sebastián quien con su apoyo incondicional, y sus sabios consejos que me lograron mantener firme en los momentos en los que sentía desfallecer.

ANDREA CAROLINA VILLABONA ROA

AGRADECIMIENTOS

El agradecimiento de esta tesis es principalmente a Dios por darme la vida y darme las fuerzas para superar todos los obstáculos.

A mi familia quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad.

A los docentes por quienes pude obtener los conocimientos necesarios para el desarrollo de este proyecto. De manera especial al Mg Wilson Raúl Carreño Velasco, y al Ing. Mario Torres López por su orientación y asesoramiento en el desarrollo de la tesis.

A la universidad por haberme permitido formarme en ella y hacer parte de esta gran familia estudiantil donde me permitió convertirme en profesional.

A mi compañera de proyecto Laura por su paciencia y compromiso en todos los momentos y en especial porque a pesar de las dificultades que se presentaron se logró sacar este proyecto adelante.

ANDREA CAROLINA VILLABONA ROA

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. PEGAS DE TUBERÍA	23
1.1 TIPOS DE PEGA	23
1.1.1 Pegas por Empaquetamiento.....	23
1.1.2 Pega Diferencial.....	23
1.1.3 Pegas por Geometría.....	23
1.2 MECANISMOS DE PEGA.....	25
1.2.1 Pobre limpieza.	25
1.2.2 Formaciones móviles.	26
1.2.3 Formaciones no consolidadas.	27
1.2.4 Formaciones fracturadas.	28
1.2.5 Formaciones sobre presionadas.....	28
1.2.6 Formaciones reactivas.....	29
1.2.7 Formaciones tectónicamente activas.....	30
1.2.8 Ojo de llave.....	31
1.2.9 Hueco reducido.....	32
1.2.10 Pata de perro.....	32
1.2.11 Chatarra.....	33
1.2.12 Colapso de casing.....	34
1.2.13 Cemento.....	35
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	36
2.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	36
2.1.1 Retirar los recortes del pozo.....	37
2.1.2 Controlar las presiones de la formación.....	37
2.1.3 Suspender y descargar los recortes.....	38

2.1.4 Obturar las formaciones permeables.	38
2.1.5 Mantener la estabilidad de las paredes del pozo.	39
2.1.6 Minimizar los daños al yacimiento.	39
2.1.7 Enfriar, lubricar la broca y el conjunto de perforación.	40
2.1.8 Transmitir la energía Hidráulica a las herramientas y a la broca.	41
2.1.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación.	41
2.1.10 Controlar la corrosión.....	41
2.1.11 Facilitar la cementación y el completamiento.....	41
2.1.12 Minimizar el impacto al medio ambiente.	42
2.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	42
2.2.1 Base agua.....	42
2.2.2 Base aceite.	43
2.2.2.1 Sistemas de lodo base aceite.	43
2.3 COMPONENTES DE UN LODO BASE ACEITE	45
2.3.1 Aceite.....	45
2.3.2 Agua.	45
2.3.3 Densificante.	46
2.3.4 Viscosificante.	46
2.3.5 Emulsificante.....	46
2.3.6 Controlador de filtrado.	46
2.3.7 Cal	46
2.3.8 Sal.....	47
2.3.9 Humectante.....	47
2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	47
2.4.1 Propiedades físicas del fluido de perforación.....	47
2.4.2 Equipos y procedimientos para medir propiedades físicas	49
2.4.2.1 Balanza de lodos.	49
2.4.2.2 Viscosímetro de fann.	51
2.4.2.3 Filtro prensa API.	52

3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO	54
3.1 MEDIDAS DE DISPERSIÓN.....	54
3.1.1 Desviación media.....	54
3.1.2 Desviación típica o estándar.	55
3.2 CORRELACIÓN.....	55
3.2.1 Tipos de correlación.....	56
3.2.1.1 Correlación directa.	56
3.2.1.2 Correlación inversa.	56
3.2.1.3 Correlación nula.	56
3.2.2 Covarianza.	56
3.2.3 Grado de correlación.	57
3.2.3.1 Correlación fuerte.	57
3.2.3.2 Correlación débil.	57
3.2.4 Coeficiente de correlación lineal.	57
3.2.4 Propiedades del coeficiente de correlación.....	57
3.3 VARIACIÓN PORCENTUAL.....	58
4. DISEÑO DEL EXPERIMENTO PARA LA DETERMINAR EL EFECTO DEL TIEMPO EN LAS CARACTERÍSTICAS DEL LODO EN REGIMEN ESTÁTICO ...	59
4.1 PAUTAS PARA DISEÑAR UN EXPERIMENTO.....	59
4.1.1 Identificación del problema	59
4.1.2 Exposición del problema	59
4.1.3 Elección de los factores, los niveles y demás parámetros	60
4.1.4 Elección del diseño experimental.....	60
4.1.5 Realización del experimento	60
4.1.5.1 Prueba Preliminar	60
4.1.5.2 Observaciones iniciales	63
4.1.5.3 Prueba Principal.....	67
4.1.5.2 Toma de datos.	75
4.1.6 Cálculo de reología.	75

5. ANALISIS DE RESULTADOS.....	77
5.1 RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES DEL LODO	77
5.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO POR SECCIÓN	78
5.2.1 Sección superior.	78
5.2.1.1 Viscosidad Plástica	78
5.2.1.2 Punto Cedente	79
5.2.1.3 Densidad.....	80
5.2.1.4 Esfuerzo de gel	81
5.2.2 Sección media.	83
5.2.2.1 Viscosidad Plástica	83
5.2.2.2 Punto Cedente	85
5.2.2.3 Densidad.....	86
5.2.2.4 Esfuerzo de gel	87
5.2.3 Sección inferior.	89
5.2.3.1 Viscosidad Plástica	89
5.2.3.2 Punto Cedente	90
5.2.3.3 Densidad.....	91
5.2.3.4 Esfuerzo de gel	92
5.3 ANÁLISIS DE PROPIEDADES POR MUESTRA DE LODO.....	94
5.3.1 Viscosidad plástica promedio.....	95
5.3.2 Punto cedente promedio	97
5.3.3 Esfuerzo de gel promedio	98
5.4 VARIACIÓN PORCENTUAL.....	100
5.5 ANALISIS DE SECCIÓN POR MUESTRA	101
5.5.1 Densidad.....	101
5.6 ANALISIS SAG	102
6. CONCLUSIONES	105
7. RECOMENDACIONES.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de pegas y mecanismos que las generan	25
Tabla 2. Propiedades físicas de los fluidos de perforación	48
Tabla 3. Formulación de la prueba previa.	61
Tabla 4. Formulación de la prueba Principal	70
Tabla 5. Toma de datos iniciales	75
Tabla 6. Toma de datos finales	75
Tabla 7. Resultados Iniciales de reología	76
Tabla 8. Resultados finales de reología	76
Tabla 9. Propiedades iniciales del lodo	77
Tabla 10. Propiedades finales de los lodos	77
Tabla 11. Viscosidad plástica de la sección superior	78
Tabla 12. Punto cedente de la sección superior	79
Tabla 13. Densidad de la sección superior	80
Tabla 14. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección superior	81
Tabla 15. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección superior	82
Tabla 16. Viscosidad plástica de la sección media	84
Tabla 17. Punto cedente de la sección media	85
Tabla 18. Densidad de la sección media	86
Tabla 19. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección media	87
Tabla 20. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección media	88
Tabla 21. Viscosidad plástica de la sección inferior	89
Tabla 22. Punto cedente de la sección inferior	90
Tabla 23. Densidad de la sección inferior	91
Tabla 24. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección inferior	92
Tabla 25. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección inferior	93
Tabla 26. Viscosidad plástica promedio	95
Tabla 27. Punto cedente promedio	97

Tabla 28. Esfuerzo de gel a 10 s promedio	98
Tabla 29. Esfuerzo de gel a 10 m promedio.	99
Tabla 30. Variación porcentual	100
Tabla 31. Densidad en cada sección de las muestras y contra muestras	101
Tabla 32. Calculo del factor SAG	103

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 1. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección superior.....	79
Gráfica 2. Punto cedente en el tiempo para la sección superior	80
Gráfica 3. Densidad para la sección superior	81
Gráfica 4. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección superior	82
Gráfica 5. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección superior	83
Gráfica 6. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección media.....	84
Gráfica 7. Punto cedente en el tiempo para la sección media	85
Gráfica 8. Densidad en el tiempo para la sección media	86
Gráfica 9. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección media.....	87
Gráfica 10. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección media	88
Gráfica 11. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección inferior.....	90
Gráfica 12. Punto cedente en el tiempo para la sección inferior	91
Gráfica 13. Densidad en el tiempo para la sección inferior	92
Gráfica 14. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección inferior	93
Gráfica 15. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección inferior	94
Gráfica 16. Viscosidad plástica promedio en el tiempo.....	95
Gráfica 17. Punto cedente promedio en el tiempo	97
Gráfica 18. Esfuerzo de gel a 10 s promedio en el tiempo	98
Gráfica 19. Esfuerzo de gel a 10 m promedio en el tiempo	99
Gráfica 20. Densidad por cada sección de la muestra.....	101
Gráfica 21. Factor SAG en el tiempo	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de pega	24
Figura 2. Pega de tubería por pobre limpieza del hueco	26
Figura 3. Pega de tubería cuando se tienen formaciones móviles.....	27
Figura 4. Pega de tubería para formaciones poco consolidadas	27
Figura 5. Pega de tubería para formaciones fracturadas.....	28
Figura 6. Pega de tubería para formaciones sobre presionadas	29
Figura 7. Pega de tubería para formaciones reactivas	30
Figura 8. Pega de tubería para formaciones tectónicamente activas	31
Figura 9. Pega de tubería para cuando se presenta un ojo de llave.....	31
Figura 10. Pega de tubería cuando el hueco esta reducido.....	32
Figura 11. Pega de tubería cuando se presenta pata de perro.....	33
Figura 12. Pega de tubería cuando hay chatarra en el hueco	34
Figura 13. Pega de tubería cuando se presenta colapso de casing	34
Figura 14. Pega de tubería cuando hay presencia de cemento.....	35
Figura 15. Lodo recién preparado.....	63
Figura 16. Lodo en régimen estático después de 4 días.	63
Figura 17. Método SAG	65
Figura 18. Mezclador	67
Figura 19. Balanza de lodos	68
Figura 20. Viscosímetro de Fann.....	68
Figura 21. Filtro prensa API	69
Figura 22. División de una muestra (Probeta de 1000 ml).....	73
Figura 23. Montaje total del experimento.....	73
Figura 24. Primera sección retirada para realizar las pruebas establecidas.....	74
Figura 25. Floculo de polímero	96
Figura 26. Separación de fases a partir de la muestra 3 (régimen estático 8 días)	102

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Media aritmética de con respecto a un puntaje.....	54
Ecuación 2. Desviación media de n datos numéricos.....	54
Ecuación 3. Desviación típica	55
Ecuación 4. Covarianza	56
Ecuación 5. Coeficiente de correlación.....	57
Ecuación 6. Variación porcentual.....	58
Ecuación 7. Factor SAG	66
Ecuación 8. Viscosidad plástica.....	76
Ecuación 9. Punto cedente	76
Ecuación 10. Resistencia de Gel	76

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DEL EFECTO DEL TIEMPO EN LAS CARACTERÍSTICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN EN REGIMEN ESTÁTICO DURANTE UNA PEGA DE TUBERÍA *

AUTORES: LAURA KARIME LOPEZ GONZALEZ – ANDREA VILLABONA ROA **

PALABRAS CLAVE: Pega de tubería, lodo de perforación base aceite, Régimen estático.

DESCRIPCIÓN

Las pegas de tubería son el escenario propicio para generar régimen estático en el fluido de perforación, si este suceso se presenta de manera prolongada puede ser el responsable del deterioro de las propiedades del fluido de perforación y por ende del responsable de empeorar la pega.

Este trabajo busca esclarecer si el excesivo régimen estático en un fluido de perforación base aceite puede generar decantación del material densificante y disminuir la capacidad que tiene el lodo de cumplir sus funciones. Por otra parte, el diseño experimental se basó en el método usado para determinar si existe o no decantación durante la prueba el cual es conocido como SAG TEST; además se planteó un caso hipotético de una pega de tubería con una duración de 12 días a partir de la cual se prepararon muestras de lodo base aceite para medir 3 periodos de tiempo diferentes y las cuales estaban divididas en 3 secciones: inferior, media y superior, a las que se les realizaron el día de su elaboración las pruebas de: densidad, reología y filtrado API, posteriormente a las respectivas muestras se realizaron pruebas de densidad y reología a los 4 días del régimen estático, a los 8 días y a los 12 días. A partir de estos datos se hizo el cálculo de la propiedades de: densidad, viscosidad plástica y esfuerzo de gel para finalmente hacer los análisis de: sección en el tiempo, muestras en el tiempo, secciones por muestra y SAG TEST.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M. Sc. Wilson Raul Carreño Velasco, Ing. Mario Torres López.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE EFFECT OF TIME IN THE CHARACTERISTICS OF THE DRILLING MUD IN A STATIC STATE DURING A PIPE STUCKS*

AUTHORS: LAURA KARIME LOPEZ GONZALEZ – ANDREA VILLABONA ROA**

KEYWORDS: Drill pipe stuck, Oil base drilling mud, Static state.

DESCRIPTION:

The drill pipe stuck is an auspicious scenario for the generation of a static state in the drilling fluid, if this incident remains enough time it can produce an impairment in the properties of the drilling fluid and therefore it can be culprit of making the stuck worst.

This work looks forward to establish if an extensive static state of the drilling mud can reduce the capacity of the mud to accomplish its functions, On the other hand, the experimental design was based on the method used to determine whether or not decantation exists during the test, which is known as SAG TEST; In addition, a hypothetical case was proposed for a 12-day pipeline, from which oil-based mud samples were prepared to measure 3 different time periods and which were divided into 3 lower, medium and higher sections. The tests of density, rheology and API filtration were carried out on the day of their elaboration, after which the samples were tested for density and rheology at 4 days of the static regime, at 8 days and at 12 days. From these data the properties of: density, plastic viscosity and gel effort were finally calculated to make the analyzes of: section in time, samples in time, sections per sample and SAG TEST.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M. Sc. Wilson Raul Carreño Velasco, Ing. Mario Torres López.

INTRODUCCIÓN

La presente investigación involucra los temas de pegas de tubería y fluidos de perforación pues las pegas de tubería son uno de los problemas operacionales más frecuentes durante un proyecto de perforación, por lo tanto es necesario conocer las principales causas que las generan y los diferentes tipos de pegas que se pueden presentar, por otra parte el fluido de perforación es una variable voluble e indicadora de los fenómenos que ocurren en el fondo del pozo y son un elemento clave a la hora de lograr una perforación exitosa, puesto que cumple funciones vitales como: evitar que un exceso de fluidos ingresen a la formación, los recortes generados por la broca salgan a superficie, mantener los fluidos dentro de la formación para evitar patadas de pozo y sostener los recortes en suspensión en caso de tener que parar la operación entre otros, por lo tanto identificar los factores que lo deterioran es una prioridad.

Para este caso de estudio se evaluó el efecto de mantener en régimen estático un lodo de perforación por periodos prolongados de tiempo, escenario que habitualmente se genera durante una pega de tubería.

Para ello se estableció en el diseño experimental elaborar muestras representativas de un lodo base aceite y se determinó realizar las pruebas de: densidad, viscosidad plástica, esfuerzo de gel y filtrado API seguidamente se dejó las muestras en régimen estático por 4, 8 y 12 días y nuevamente se midió: densidad, viscosidad plástica y esfuerzo de gel y finalmente se analizó estadísticamente del grado de dispersión y correlación de los datos obtenidos.

Se halló que al dejar el fluido de perforación base aceite en régimen estático por intervalos de tiempo prolongados se alteraron las propiedades del lodo así: incremento la viscosidad plástica y el punto cedente, disminuyó la resistencia de

gel, además de un rompimiento en la emulsión, la degradación del polímero utilizado y un grado bajo de decantación cambios que afectan las funciones del fluido de perforación.

1. PEGAS DE TUBERÍA

Cuando la tubería de perforación se encuentra imposibilitada para moverse hacia: arriba, abajo o rotar se dice que la tubería sufrió una pega. Las pegas de tubería son uno de los problemas operacionales más comunes durante la perforación, en la realización de conexiones, corrida de registros y en general en cualquier procedimiento que involucre la tubería¹.

1.1 TIPOS DE PEGA

Las pegas de tubería se clasifican principalmente en tres grupos: empaquetamiento, diferencial y geométrica (Figura 1); estas son generadas por varios factores denominados mecanismos.

1.1.1 Pegas por Empaquetamiento. Los mecanismos que provocan empaquetamiento están principalmente relacionados con partículas que llenan el anular y un aumento o disminución del diámetro del hueco debido a las reacciones de algunas formaciones (Ejemplo: las arcillas).

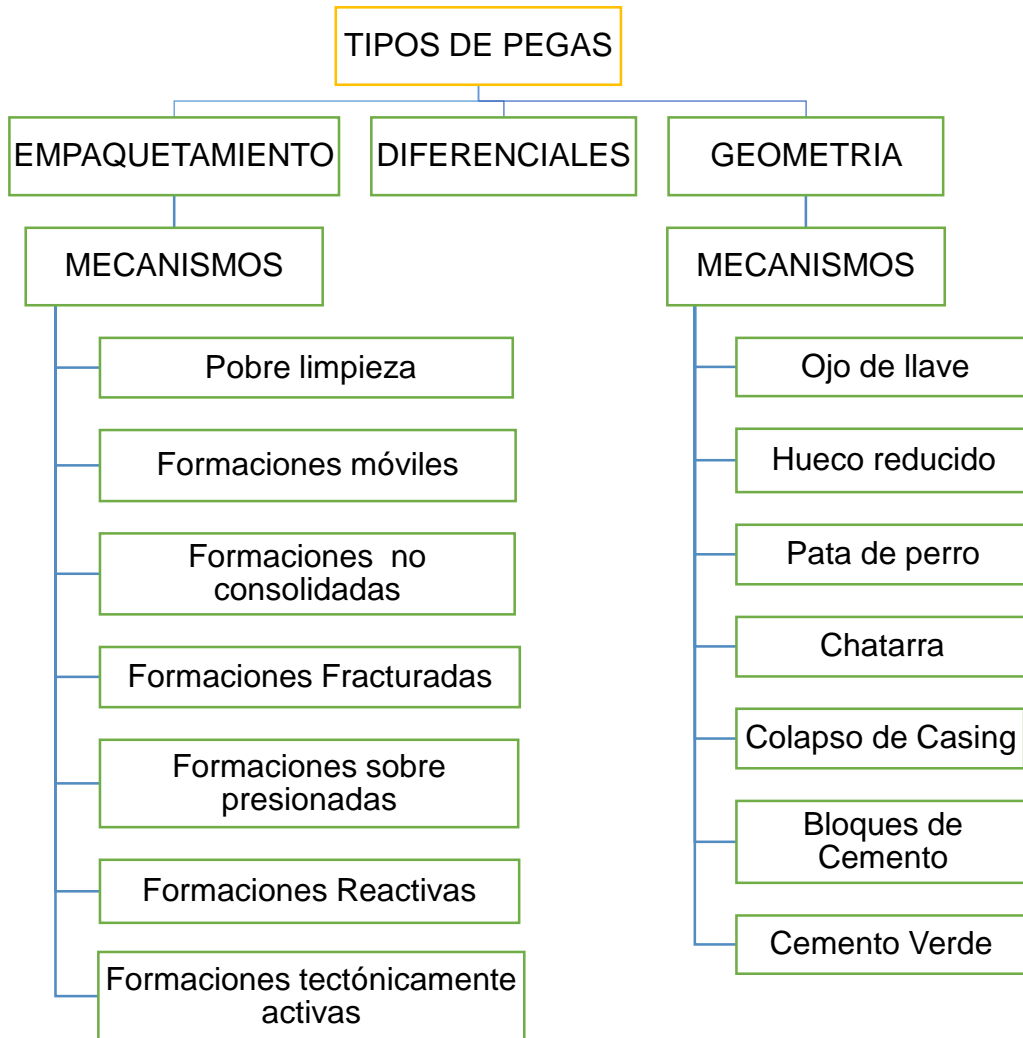
1.1.2 Pega Diferencial. Esta anomalía se produce cuando la presión hidrostática del lodo es mayor que la presión de la formación, lo que induce a los fluidos a introducirse en ella y arrastrar consigo la tubería adhiriéndola a la cara del pozo.

1.1.3 Pegas por Geometría. Se generan cuando hay cambios en la dirección de perforación puesto que este re-direccionamiento ocasiona la formación de

¹ SCHLUMBERGER. Stuck pipe prevention, 1997 [En línea]. (Recuperado el 15 de junio del 2017.) Disponible en <http://www.fanarco.net/books/drilling/stuck-pipe.pdf>.

geometrías que debido a la rigidez de la tubería imposibilitan el libre movimiento de la sarta².

Figura 1. Tipos de pega



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

² BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2 MECANISMOS DE PEGA

Las pegas de tubería de interés para este trabajo involucran únicamente aquellas que no permiten la circulación del lodo provocando que este permanezca en régimen estático, en la tabla 1 se mencionan los tipos pegas y mecanismos que generan este escenario.

Tabla 1. Tipos de pegas y mecanismos que las generan

Tipo de Pega	Mecanismo
EMPAQUETAMIENTO	Pobre limpieza
	Formaciones móviles
	Formaciones no consolidadas
	Formaciones fracturadas
	Formaciones sobre presionadas
	Formaciones reactivas
	Formaciones tectónicamente activa
GEOMETRÍA	Ojo de llave
	Hueco reducido
	Pata de perro
	chatarra
	Colapso de casing
	cemento

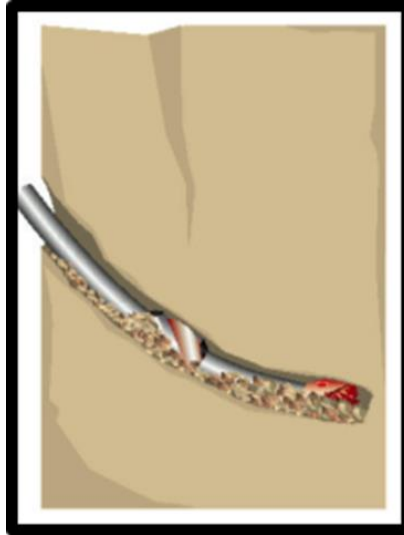
Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.1 Pobre limpieza. Cuando los ripios de una perforación no son transportados de forma efectiva superficie, pueden acumularse en el pozo, generalmente alrededor de la tubería de mayor OD (ensamblaje de fondo BHA) causando un empaquetamiento (Figura 2).

Este problema ocurre frecuentemente en las secciones de gran anular, donde las velocidades anulares son más bajas. En los pozos desviados, los ripios pueden asentarse en el lado inferior del pozo y cuando la tubería se mueve hacia arriba, los cortes pueden ser compactados alrededor del BHA, lo que resulta en un empaquetamiento de la tubería. Con la creciente desviación del pozo, los

parámetros del fluido de perforación, las prácticas de perforación y el sistema hidráulico deben ser optimizadas con el fin de limpiar eficazmente el hueco.³

Figura 2. Pega de tubería por pobre limpieza del hueco



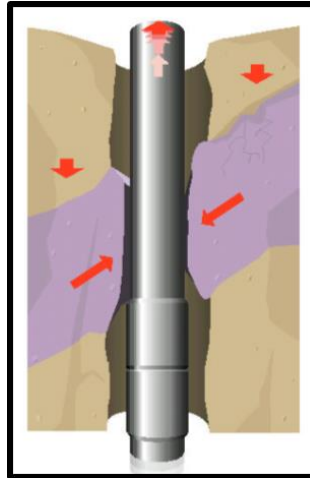
Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook

1.2.2 Formaciones móviles. Este tipo de formaciones se comportan de forma plástica bajo presión, cuando estamos perforando una de ellas se genera un efecto de compresión en la tubería debido a la fuerza de sobrecarga y puede llegar a generar una pega ya que el peso lodo de perforación no es capaz de soportarla (Figura 3). Generalmente se da en formaciones salinas ya que estas pueden llegar a ser extremadamente móviles.⁴

³ RABIA HUSSAN, Well Engineerig & Construction.

⁴ DATALOG.Procedimientos y Operaciones en Pozo

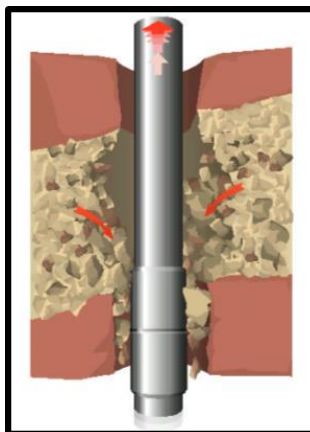
Figura 3. Pega de tubería cuando se tienen formaciones móviles



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.3 Formaciones no consolidadas. Estas formaciones tienen una pobre cementación y compactación por ende generalmente se encuentran en zonas someras, cuando se perforan formaciones de este tipo gran cantidad de partículas como arenas y gravas caen dentro del pozo debido a que no pueden ser soportadas por el sobre balance ocasionando una gran cantidad de material en el anular y obstruyan alrededor de la columna de perforación (Figura 4).⁵

Figura 4. Pega de tubería para formaciones poco consolidadas

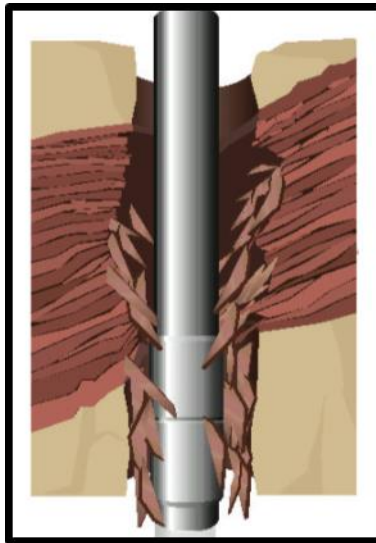


Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

⁵ RABIA H. Op. cit., p.20

1.2.4 Formaciones fracturadas. Estas formaciones suelen encontrarse cerca a fallas, son frágiles y mecánicamente incompetentes. Estas formaciones fracturadas pueden caer en el pozo tan pronto como se perforan ya que las tensiones que los mantuvieron unidos originalmente se alivian mediante la perforación del hoyo. Y además, las vibraciones excesivas de la tubería de perforación impactan generando también una ruptura de estas que posteriormente caen dentro del pozo generando un atascamiento de la tubería (Figura 5).⁶

Figura 5. Pega de tubería para formaciones fracturadas



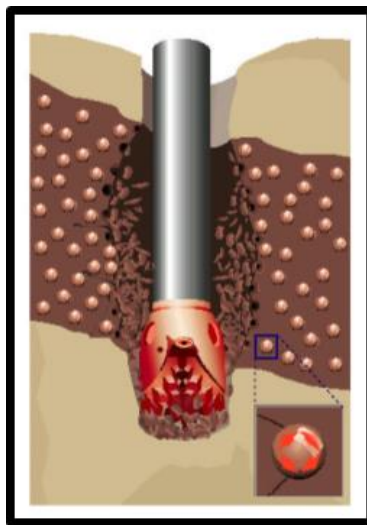
Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.5 Formaciones sobre presionadas. Las lutitas sobre-presionadas tienen una presión de poro mayor para la profundidad donde se localizan. Aunque pueden ser muchas las causas por la que ocurre esto, en general es el resultado de una compactación y deshidratación incompletas cuando los fluidos son forzados al salir de la formación por efecto de sobre-carga de las capas suprayacentes.

⁶ BOWES. Op. cit., p.18

Por ende estas lutitas retienen una gran cantidad de fluido de formación, este fluido soporta parte del peso de sobrecarga lo cual resulta en una mayor presión de poro. Si esta presión excede la presión hidrostática del lodo, el fluido tratara de escapar dentro de la roca lo cual será impedido por la impermeabilidad de las lutitas haciendo que se fracture la roca y estos fragmentos pueden acumularse en el BHA y causar adherencia (Figura 6).⁷

Figura 6. Pega de tubería para formaciones sobre presionadas



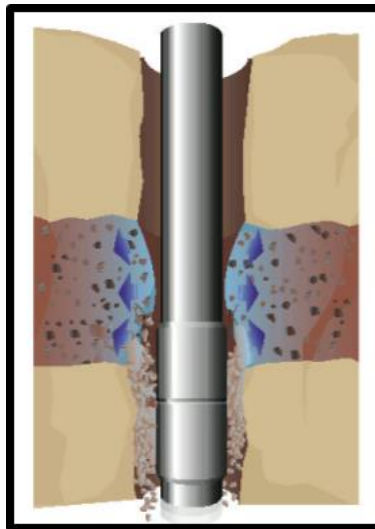
Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.6 Formaciones reactivas. A medida que se perfora se pueden encontrar muchos tipos de rocas que tienen un grado diferente de absorción de agua. Por lo tanto, es importante conocer el tipo de formaciones que se tienen y se están perforando ya que algunas rocas de alto contenido de arcilla absorben agua e hinchan. La cantidad de hinchazón varía desde altamente reactivo (velocidad de absorción rápida) las, que absorben agua muy lentamente.

⁷ PROAÑO SOLANO Juan, VILLAMARIN LEIVA Diego. Análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la amazonía ecuatoriana.

Al perforar con lodo base agua, el agua se absorbe en estos tipos de formaciones (Comúnmente las lutitas), haciendo que se hinchen y se debiliten. Como resultado, los recortes y la lutita hidratada tienden a pegarse a la cadena de taladro y se acumulan en cantidades suficientes para llenar todo el anillo BHA, haciendo que se atasque (Figura 7).

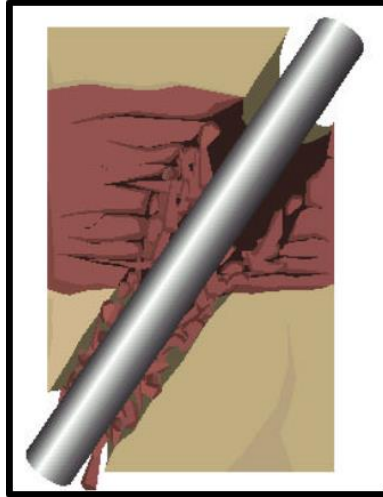
Figura 7. Pega de tubería para formaciones reactivas



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.7 Formaciones tectónicamente activas. La inestabilidad del hueco se produce cuando se perforan formaciones sometidos a grandes esfuerzos y existe una diferencia significativa entre la tensión cerca del pozo y la presión de contención proporcionada por la densidad del fluido de perforación. Cuando se perforaran estas formaciones los altos esfuerzos tectónicos hacen que el pozo colapse y se produzcan muchos cavings (Figura 8), si el fluido de perforación no logra transportar toda esta cantidad de recortes y cavings se puede generar una pega de tubería por empaquetamiento.

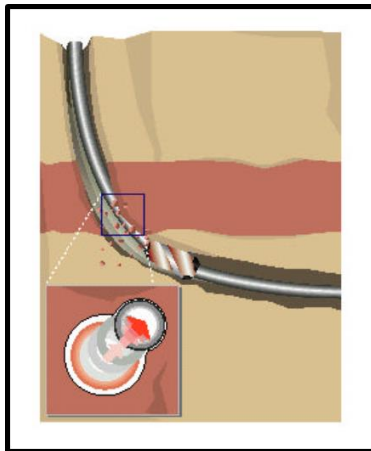
Figura 8. Pega de tubería para formaciones tectónicamente activas



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.8 Ojo de llave. El ojo de llave es causado por la tubería de perforación cuando gira contra la pared del pozo en un mismo punto causando una ranura u ojo de llave en la pared (Figura 9). Cuando se desea sacar la tubería de perforación las juntas de la herramienta o el BHA se atascan en el ojo de llave.⁸

Figura 9. Pega de tubería para cuando se presenta un ojo de llave

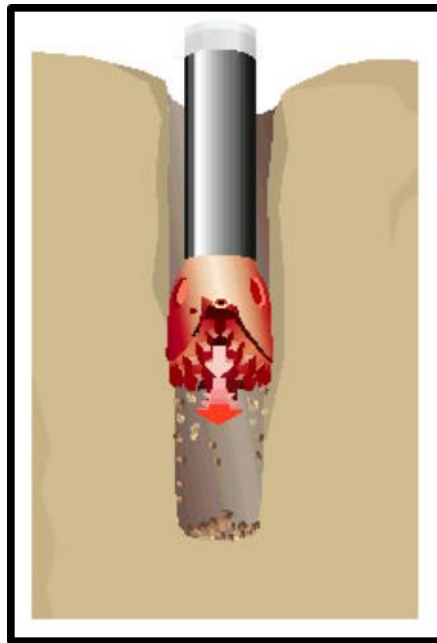


Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

⁸ Ibid., p. 23.

1.2.9 Hueco reducido. Cuando se perforan formaciones muy abrasivas, no sólo desafilan las brocas, sino que también reducen el calibre del hueco. Y si se corre una misma broca por mucho tiempo y grande profundidad en esta formación esto resulta en un hueco de bajo calibre (Figura 10). Al posterior introducción de un conjunto de diámetro completo o una nueva broca dentro de este pozo, puede atascar y pegar la columna de perforación. Este mecanismo normalmente ocurre después de correr una nueva broca, o al correr una broca después de haber trabajado con una tricónica o al perforar.

Figura 10. Pega de tubería cuando el hueco esta reducido

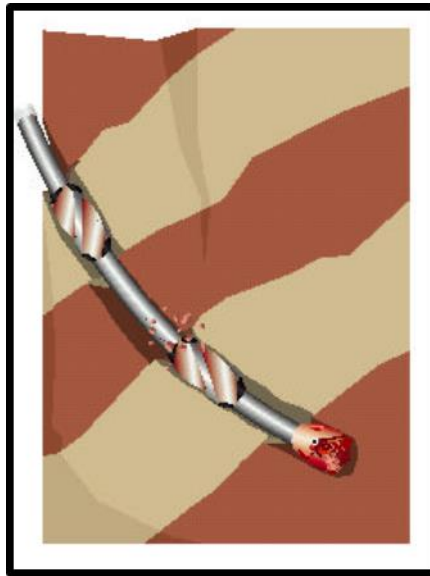


Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.10 Pata de perro. Estas se forman cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Se perfora un agujero de calibre en la zona más dura y un hueco sobredimensionado en la zona más blanda causado por la erosión que deja el fluido de perforación, esta situación es agravada por formaciones con alto buzamiento y cambios frecuentes del ángulo y de la dirección (Figura 11). Este agujero sobredimensionado hace que la broca y el BHA

sean desviado hacia el lado bajo del orificio, causando un pequeña pata de perro cuando la siguiente sección dura es perforada. Al sacar la tubería esta se puede llegar a ver imposibilitada lo cual me generaría una pega.⁹

Figura 11. Pega de tubería cuando se presenta pata de perro



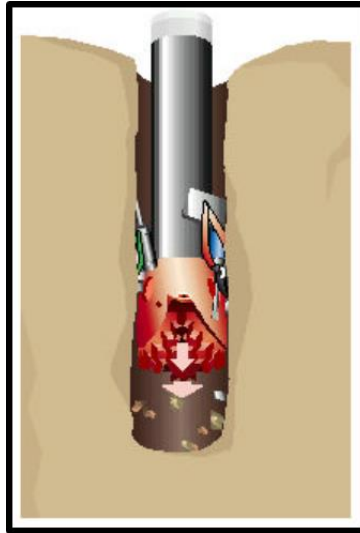
Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.11 Chatarra. Muchos de los incidentes registrados como pega de tubería son causados por chatarra que cae en el agujero. Esto incluye herramientas que caen en el pozo desde la superficie o desde las partes superiores del agujero (Figura 12). Chatarra típica que cae desde el agujero incluye llaves de tubo, llaves inglesas, piezas de metal, etc. Este problema se puede minimizar manteniendo el agujero cubierto cuando no se trabaja con herramientas en la mesa rotaria. La chatarra también pueden caer desde el interior del pozo, incluyendo elementos de embalaje rotos, y virutas de metal de la operación de fresado.¹⁰

⁹ PROAÑO SOLANO, VILLAMARIN LEIVA. Op. cit., p. 23

¹⁰ BOWES. Op. cit., p.18

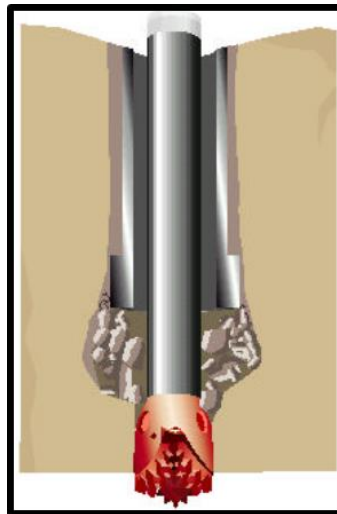
Figura 12. Pega de tubería cuando hay chatarra en el hueco



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

1.2.12 Colapso de casing. La tubería de perforación puede llegar a pegarse debido a bloques de cemento duro que se vuelven inestables alrededor del zapato de revestimiento o tapones de cemento y caen al hueco abierto atorando la tubería (Figura 1).¹¹

Figura 13. Pega de tubería cuando se presenta colapso de casing

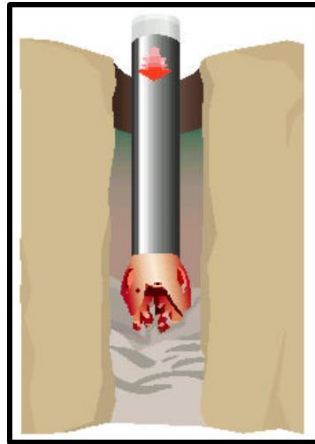


Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

¹¹ Ibid., p. 29.

1.2.13 Cemento. Cuando la sarta se introduce en cemento fresco de manera desapercibida este puede llegar a un fraguado repentino. La pega de tubería debido al cemento que aún no ha fraguado correctamente se da cuando se hace un viaje después de sentar el tapón de cemento en hueco abierto o después de un trabajo de cementación y el asentamiento ocurre por encima del tope teórico del cemento (Figura 14), cuando esto ocurre la circulación queda restringida o imposible, se observa cemento verde en los retornos del lodo, disminución repentina del torque y pérdida en el peso de la tubería.

Figura 14. Pega de tubería cuando hay presencia de cemento



Fuente: BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook.

- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Minimizar el impacto al medio ambiente.

2.1.1 Retirar los recortes del pozo. Es la destreza que presentara el lodo para transportar material particulado generado por los cortes que realiza la broca a la formación o por cavings que son partículas que se desprender de formaciones ya perforadas (Derrumbes) desde el fondo hasta la superficie¹³.

La efectividad del lodo para llevar a cabo esta tarea depende de algunas propiedades del lodo y otras del recorte a transportar:

- Viscosidad del lodo
- Densidad del lodo
- Velocidad en el anular
- Densidad del recorte

2.1.2 Controlar las presiones de la formación. Las formaciones conservan en su interior fluidos que permanecen en equilibrio mientras no se altere el sistema, una vez las formaciones son perforadas los fluidos se dirigen al pozo por el diferencial de presión creado al retirar la columna hidrostática.

Al avanzar en la perforación crece la presión de formación, para controlar este influjo se tiene al lodo de perforación, quien por medio del incremento de su densidad (adición de barita), aumenta la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido que será ligeramente mayor que la presión de formación (para evitar fracturar la formación).¹⁴

¹³AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, Drilling Fluids Processing Handbook, United States of America: ELSEVIER, 2005. p. 693. ISBN 0-7506-7775-9.

¹⁴ BAKER HUGHES, Drilling Fluids Reference Manual, Revised 2006.

Controlar este influjo abarca el hecho de que en algunas ocasiones se permita la entrada de fluidos de formación en el pozo.

2.1.3 Suspender y descargar los recortes. El lodo de perforación debe estar en la capacidad de mantener en suspensión los recortes, el material densificante entre otras sustancias químicas que lo compongan y además permitir que la remoción de los recortes al pasar través del equipo de control de sólidos.

El poder mantener los sólidos en suspensión es una característica aportada por la alta viscosidad y la tixotropía del lodo las cuales proporcionan un comportamiento de gel al lodo cuando se encuentra en régimen estático. Por otra parte una alta viscosidad dificulta poder separar los sólidos del fluido de perforación en el equipo de control de sólidos, por ello es indispensable mantener un equilibrio en cuanto a esta propiedad a la hora de elaborar el lodo.¹⁵

2.1.4 Obturar las formaciones permeables. La permeabilidad es la propiedad de la roca que dificulta o facilita el flujo de fluidos través del medio poroso, esta es una de las propiedades más importantes a la hora de poner a producir los fluidos del yacimiento, pero a la hora de perforar esta no es tan conveniente pues el lodo empezara a ingresar a las formaciones provocando daño a la formación la cual dificultara la salida de los fluidos de yacimiento al pozo, lo cual no es nada conveniente.

Por esto el fluido de perforación debe diseñarse para que se deposite sobre las paredes del pozo un revoque que tenga una baja permeabilidad; el cual reducirá el filtrado de lodo y ayudara al sostenimiento de las paredes del pozo. Sin embargo este revoque no debe ser demasiado grueso pues altera la profundidad de

¹⁵ ENERGY API, Manual de fluidos de Perforación, Instituto Americano del petróleo, Dallas, Texas, Fecha de revisión 14/02/01.Funcion 2.4

investigación de los registros, disminuirá el diámetro del pozo provocando pegas diferenciales y daño a la formación entre otras.¹⁶

2.1.5 Mantener la estabilidad de las paredes del pozo. La estado ideal de un pozo se obtiene cuando conserva su tamaño y forma cilíndrica, cual alteración en cuanto al diámetro y forma del pozo indica derrumbes que generan principalmente problemas de cavings, pegas por empaquetadura y dificultades en el proceso de cementación (casing pobremente cementados) entre otros.

Potra parte algunas de las formaciones intervenidas durante la perforación presentan una alta reactividad al agua (lulitas) las cual absorben el agua y se induce un hinchamiento que se ve reflejado en la disminución del diámetro del pozo el cual puede llegar a provocar un atascamiento de la sarta de perforación e incluso dificultar la circulación del lodo a través del anular.

En este sentido el lodo tiene una importante participación; en cuanto a la estabilidad de las paredes del pozo, un buen revoque sostiene en gran medida las formaciones poco consolidadas y una velocidad prudente a través de las toberas de la broca logra reducir su erosión. En cuanto a las formaciones de lulitas se suele perforar con un lodo base aceite, pero en caso de que la sección se haya perforado con un lodo base agua existen diferentes inhibidores o aditivos químicos que facilitan la interacción entre el lodo y la lulita.¹⁷

2.1.6 Minimizar los daños al yacimiento. El daño a la formación es definido como cualquier alteración que realicemos a la formación, principalmente a las propiedades de porosidad y permeabilidad que afectaran directamente la etapa de producción.¹⁸

¹⁶ Ibid., p. 33.

¹⁷ SMITH,M. ANNIS,M. Drilling Fluids Tecnology, EXXON COMPANY, USA, Revised August 1996.

¹⁸ ENERGY API, Op. Cit., p. 33

Los mecanismos que comúnmente causan daño a la formación son:

- Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.
- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

El diseño de los fluidos de perforación deben realizarse basados en el análisis de pruebas de laboratorio, o pozos de referencia para mitigar el daño a la formación pues que es importante resaltar que cual intervención a que se realiza a la formación me va provocar una alteración a la misma.

2.1.7 Enfriar, lubricar la broca y el conjunto de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo.

El lodo de perforación enfría directamente las zonas que presentan mayor calor y distribuyen este a lo largo de todo el pozo, además lubrica el conjunto de perforación (disminuye la fricción entre componentes de la perforación). Conjuntamente el lodo debe tener la capacidad soportar una parte del

peso de la sarta de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad¹⁹.

2.1.8 Transmitir la energía Hidráulica a las herramientas y a la broca. Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca y optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.²⁰

Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la broca y ayuda a mantener limpia el fondo del pozo.

2.1.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación. El fluido debe tener una alta calidad para facilitar la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones perforadas, sobre todo cuando se trata de la zona productora.²¹

2.1.10 Controlar la corrosión. El lodo de perforación está compuesto por varios fluidos que pueden generar corrosión en los componentes tanto de superficie como en el pozo que están involucrados en proceso de perforación tales como el oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, los cuales alteran la PH del lodo. Por lo tanto una las principales constantes en el diseño de lodo es el control de PH; en cuanto al control de la corrosión son usualmente usado los inhibidores químicos y los secuestradores.²²

2.1.11 Facilitar la cementación y el completamiento. La cementación y el completamiento del pozo son procesos de gran importancia para la producción,

¹⁹ SMITH,M. ANNIS,M. Op. Cit., p. 35

²⁰ Drilling Fluids Reference Manual, Op. Cit, p. 33

²¹ PDVSA, 2002.

²² SMITH,M. ANNIS,M. Op. Cit., 35

pues garantizan que los fluidos del yacimiento van a llegar a superficie a través camino que se les ha dispuesto y además van proteger acuíferos.

El lodo de perforación durante estos procedimientos debe mantenerse para tener un pozo con diámetro uniforme (evitar derrumbes –mantener la estabilidad del pozo) y que el revoque sea fino y liso.²³

2.1.12 Minimizar el impacto al medio ambiente. El lodo como cualquier fluido involucrado en un proceso tiene una vida útil y con el tiempo debe ser dispuesto para ello cada país ha establecido reglamentos ambientales para el desecho de estos fluidos puesto que las condiciones de varían de región en región y algunas presentan mayor complejidad que otras.²⁴

2.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Al realizar el programa de perforación es de gran relevancia decidir con qué tipo de fluido se va perforar cada una de las secciones (formaciones), puesto de esto dependerá en gran parte el éxito o fracaso de la perforación.

Los tipos de fluidos de perforación se clasifican en:

- Fluido de perforación base agua
- Fluido de perforación base aceite

2.2.1 Base agua. Es aquel cuya fase continua es el agua donde se solubilizan productos químicos, arcillas, aditivos de control de pH, y uno o más polímeros orgánicos, tenso activos, y defloculantes.²⁵

²³ ENERGY API, Op. Cit., p. 33

²⁴ Drilling Fluids Reference Manual, Op. Cit., p. 33

²⁵ SKALLE Pal, Drilling fluid Engineering, 2011. p. 132. ISBM 978- 87- 7681-929-3.

Estos fluidos suelen usarse durante gran parte del proceso de perforación puesto que con ellos se inicia la perforación, se puede perforar formaciones no reactivas, productoras y es ambientalmente amigable con el medio ambiente.

2.2.2 Base aceite. Son aquellos cuya fase continua está compuesta por un producto refinado del petróleo (diésel-), se caracterizan por ser más costosos pero proveen un excelente control del pozo, estabilidad térmica, lubricación y velocidades de penetración las cuales se ven reflejadas en reducciones de costos.²⁶

Por otra parte este tipo de lodos no son ambientalmente convenientes, sin embargo en el momento de la perforación de la zona productora generan menor daño a la formación pues el filtrado será de un fluido más compatible que si se hiciera con un fluido base agua.

2.2.2.1 Sistemas de lodo base aceite. En las propiedades de los lodos base aceite influye:

- Relación aceite/agua
- Tipo y concentración del emulsificante
- Contenido de sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo

De acuerdo a estas especificaciones los lodos base aceite se clasifican en cuatro categorías.

²⁶ HALLIBURTON COMPANY, Manual de Fluidos, Baroid: Houston 1999.

- Emulsión firme o apretada

Son comúnmente empleados en altas temperaturas alrededor de los 500 °F (260 °C), estos sistemas manejan altas concentraciones de emulsiones y agentes de pérdida de fluidos para proporcionar máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado²⁷.

- Filtrado relajado

Se caracterizan por no tener nada o muy bajas concentraciones de emulsificante y agentes de control de filtrado. El aumento de su filtrado en esos sistemas permite una mayor velocidad de perforación de la que se posible con los sistemas de emulsión firme²⁸.

- Todo aceite

Este tipo de fluido tiene como fase continua el 100% de aceite, sus principales aplicaciones radican en la extracción de núcleos y en la preservación del estado de la zona productora²⁹.

- Alto contenido de agua

El principal propósito de este tipo de lodos se enfocó en minimizar el porcentaje de aceite que lleva una descarga pues las normas ambientales presentan restricciones, como ejemplo la perforación Off-short. Los sistemas de alto % de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250 °F (121 °C)³⁰.

²⁷ Ibid., p. 39.

²⁸ Ibid., p. 39.

²⁹ Ibid., p. 39.

³⁰ Ibid., p. 39.

2.3 COMPONENTES DE UN LODO BASE ACEITE

2.3.1 Aceite. Diésel

El aceite base más utilizado es el diésel, donde este es la fase externa, este lodo se ha usado a lo largo de los años presentando buenos resultados para pozos complicados su uso se debe a que el petróleo de base es combustible automotriz es económico y se encuentra disponible.³¹

Biodiesel

Este se sintetiza por interesterificación, el biodiesel es renovable y puede reemplazar el diésel o aceite mineral. El componente principal es ácido graso metil- Éster (FAME). Las características de biodiesel son las siguientes:

- Máximo de contenido de humedad es 30% ~ 45%, agua puede reducir la viscosidad del aceite y mejorar la estabilidad.
- Densidad relativa es 0,8724 ~ 0,8886.
- Buena lubricación.
- Tiene excelentes características respetuosas del medio ambiente
- Son más seguros por su de alto punto de inflamación, en el transporte y almacenamiento.³²

2.3.2 Agua. Hace parte de los lodos ayuda a aumentar la viscosidad debido a que las gotas se comportan como pequeñas partículas sólidas, aumentan la fuerza de gel y ayuda en el control de filtrado. La emulsión resulta menos estable cuando se adiciona agua debido a que la distancia entre gotas disminuye por esto es mayor la tendencia a que las gotas se junten y coalescan.³³

³¹ GLOSSARY OILFIELD. Lodo base aceite [En línea]. (Recuperado en 16 de mayo del 2017.) Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/o/oil_mud.aspx

³² MUÑOZ, O.L. y MANRIQUE, J.L., Factibilidad técnica y económica del uso del biodiesel de soya como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa, Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga, 2012.

³³ Ibid., p. 41.

2.3.3 Densificante. Se usan para dar peso al lodo los densificantes más utilizados en los fluidos base aceite son el Carbonato de calcio granulometría determinada como agente densificante y puenteante soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal, la barita y la orimarita cuando se requieren densidades mayores a 13lb/Gal.³⁴

2.3.4 Viscosificante. Estos productos son agregados a los productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, para lodos base aceite se usan arcillas organofílicas para aumentar las propiedades reológicas y/o ácidos grasos poliméricos dispersables en aceite para mejorar la viscosidad de baja velocidad de corte estos.³⁵

2.3.5 Emulsificante. Usar emulsionantes para aumentar la estabilidad de la emulsión del sistema de lodo y reducir la tendencia de los sólidos insolubles a mojarse con agua.

2.3.6 Controlador de filtrado. Para dar control de filtración, agregar lignito organofílico o diversos materiales asfálticos. Controla la pérdida de fluido a temperaturas elevadas provee estabilidad, pueden ser opcionales.³⁶

2.3.7 Cal. Tiene como función hacer más efectiva la acción del emulsificante, además actúa como secuestrador de H₂S y CO₂ y da al lodo un pH básico para evitar problemas de corrosión.³⁷

³⁴ ENERGY API, Op. Cit., p. 33

³⁵ HALLIBURTON, Manual de fluidos. Op. cit., 39

³⁶ Ibid., p. 39.

³⁷ Ibid., p. 39

2.3.8 Sal. Son importantes a la hora de perforar formaciones de arcilla previniendo su hinchamiento debido a que esta desarrolla fuerzas osmóticas para deshidratar y balancear formaciones sensibles al agua.³⁸

2.3.9 Humectante. Es un agente tenso activo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre sólido y líquido por eso ayuda a la dispersión de los sólidos incorporados manteniéndolos humedecidos por aceite. Suelen ser poliamidas, amidas, fosfatos orgánicos, hidrocarburos sulfonados, entre otros.³⁹

2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las propiedades del fluido de perforación desempeñan un papel transcendental en el proceso de perforación puesto que son las variables que se pueden manipular para mejorar la eficiencia de perforación. La API (American Petroleum Institute) ha estandarizado procedimientos y prácticas para medir dichas propiedades lo cual permite mantener el lodo en un constante monitoreo.

2.4.1 Propiedades físicas del fluido de perforación. La determinación de estas propiedades permite medir y visualizar los cambios físicos del fluido de perforación (Tabla 2).

³⁸ Ibid., p. 69

³⁹ Ibid., p. 70

Tabla 2. Propiedades físicas de los fluidos de perforación

Propiedad	Efecto en el fluido de perforación
Densidad (peso de lodo)	<p>Tiene como función principal controlar o evitar el influjo de los fluidos del yacimiento al pozo por medio de la presión ejercida por la columna hidrostática que es función principalmente de la altura, gravedad y densidad del fluido. Generalmente durante la perforación la presión hidrostática es ligeramente mayor que la presión de la formación.</p> <p>El método común para verificar la densidad de cualquier fluido de perforación es el de la balanza de lodo.</p>
Viscosidad API	<p>Tiene como propósito mantener en suspensión el material particulado (recortes, cavings, barita etc.) al demostrar fuerzas de gelatinización cuando el lodo se encuentre en régimen estático.</p> <p>Sin embargo no es favorable tener un lodo con altas viscosidades pues dificulta el proceso de control de sólidos en superficie.</p> <p>La medición de la viscosidad se lleva a cabo por medio del Embudo de Marsh.</p>
Viscosidad plástica	<p>Se define como la lectura de tensión de corte de 600 RPM menos la lectura de tensión de corte de 300 RPM.</p> <p>La viscosidad plástica depende principalmente de la fricción entre los sólidos y el líquido; además me permite representar la fricción entre la broca y el lodo.</p> <p>Se determina a partir del viscosímetro de Fann.</p>
Punto cedente (Yield Point)	<p>Se define como la lectura del esfuerzo cortante a 300 RPM menos la Viscosidad Plástica.</p> <p>Es una medida de las fuerzas de atracción entre las partículas de lodo en condiciones de flujo. Está relacionada con la capacidad de limpieza del pozo</p>
Resistencia o Fuerza de gel	<p>La fuerza del gel es una medida de las fuerzas de atracción de las partículas en suspensión en un líquido cuando el líquido está en estado estático</p> <p>Estado. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido.</p> <p>Las medidas relativas de las propiedades de la resistencia del gel se realizan en un Viscosímetro comúnmente a los 10 segundos y 10 min.</p>
	<p>Es una medida de que tanto lodo ha ingresado a la formación y de la eficiencia del revoque formado por el lodo.</p> <p>La condición del lodo y el tipo de sólidos en el lodo influyen en la filtración. Hay dos pruebas estándar para filtraciones:</p> <p>Uno es a temperatura ambiente y 100 psi</p>

Filtrado	<p>El otro a 300 ° F y 500 psi</p> <p>La primera se realiza para lodos base agua y la segunda para lodos base aceite, por medio de la filtro prensa.</p>
Arena	<p>El contenido de arena se mide porque la arena es abrasiva para el equipo que entra en contacto con el lodo y la arena puede aumentar el peso del lodo.</p> <p>El procedimiento se realiza por medio de El kit de arena el cual está constituido por: un recipiente de 2.5" de diámetro con malla de bronce de 200 mesh; un embudo y una probeta graduada de 0 a 20 %, para leer directamente el porcentaje en volumen de arena.</p>
sólidos, aceite y agua	<p>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.</p> <p>En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.</p>

Fuente: IADC Drilling Manual, Eleventh Edition. International Association Of Drilling Contractors. Houston, Texas. 2000.

2.4.2 Equipos y procedimientos para medir propiedades físicas. El éxito del trabajo en el laboratorio radica en la preparación previa a la tarea que se va a realizar, parte de ello requiere tener claro, los equipos y procedimientos establecidos; a continuación se enunciarán y describirán cada una de las pruebas del laboratorio con las cuales se miden las propiedades físicas.

2.4.2.1 Balanza de lodos. Mide la densidad del lodo en lb/gal y lb/ft³, su gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies.

Calibración⁴⁰

- Llenar la copa de la balanza con agua limpia.
- Colocar la tapa sobre la balanza y asegurarse que el exceso de agua salga por el orificio de la tapa.

⁴⁰PDVSA, Op. Cit., p.37.

- Limpiar la balanza con un trapo para retirar los residuos de agua.
- Ubicar la balanza sobre el soporte y mover el peso a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja de la balanza indique nivelación correcta.
- Leer la densidad del agua donde quedo ubicado el peso en el brazo graduado; si esta es correcta deber ser 8.33 lb/gal o lb/ft³.
- En caso de no obtener esta densidad, retirar eñ tornillo ubicado en el extremo del brazo de la balanza para agregar o quitar balines hasta lograr la calibración.

Procedimiento⁴¹

- Ubicar el pedestal de la base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
- Tomar una muestra de lodo.
- Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo.
- Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir el aire (el aire o gas atrapado en el lodo pueden ocasionar mediciones erróneas).
- Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento giratorio y asegurarse de que el exceso de muestra sea expulsado por el orificio de la tapa.
- Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar la balanza con agua, aceite base o solvente. Limpiar cualquier exceso de agua, aceite base o solvente.
- Limpiar la balanza con un trapo para retirar los residuos de agua.
- Ubicar la balanza sobre el soporte y mover el peso a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja de la balanza indique nivelación correcta.

⁴¹RODRIGUEZ BERMUDEZ, Eliserio. Restructuración teórico – práctica de la guía de laboratorio de lodos y cementos. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físico – Químicas. Bucaramanga, 2007.

- Registrar la densidad del lodo y la precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/ft³, 0.01 g/cm³ o 10 lb/in²/1000ft

2.4.2.2 Viscosímetro de fann. Se usa para determinar las propiedades geológicas del fluido, es decir, viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel.

Calibración⁴²

Medir la temperatura de calibración con el termómetro graduado a 0.1. esta temperatura debe estar en el rango de la tabla de viscosidad versus temperatura que viene con el fluido de calibración. Enfriar en un refrigerador en caso de que la temperatura se encuentre por encima del rango establecido.

Llenar la taza del viscosímetro con el fluido de calibración de 100 cps hasta donde lo indique la marca, con la temperatura ya ajustada en el rango de la tabla, y luego coloque la taza del viscosímetro, haciendo coincidir el nivel del fluido con la marca que tiene el cilindro exterior (Rotor).

Encender el viscosímetro a 300 y 600 rpm por tres minutos en cada lectura. La lectura de 300 rpm es la lectura teórica correspondiente a la viscosidad en cps. La desviación aceptada a 300 rpm es +- 1.5 cps y la lectura de 600 rpm debe ser dividida entre 1.98. la desviación aceptada de 2 cps.

Procedimiento⁴³

- Recoger una muestra de fluido.
- Ingresar la muestra en la taza de viscosímetro.
- Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada.
- Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.

⁴² PDVSA, Op. Cit., p.37

⁴³ RODRIGUEZ BERMUDEZ, Op. Cit., p. 47.

- Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable del dial. Registrar la lectura del dial (Θ_{600}).
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable del dial. Registrar la lectura del dial (Θ_{300}).
- Revolver la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener una máxima lectura del dial.
- Registrar la máxima lectura del dial obtenida como la resistencia de gel de 10 segundos lbf/100 ft².
- Revolver nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
- Registrar la máxima lectura del dial obtenida como la resistencia de gel de 10 segundos lbf/100 ft².

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

Recomendación⁴⁴

API recomienda verificar el tamaño y las condiciones de las empaaduras de los filtros prensa y cualquier fuga que pueda existir.

Procedimiento⁴⁵

- Recoger una muestra de fluido.

⁴⁴ Fluidos de perforación, PDVSA, Op. Cit., p.37

⁴⁵ RODRIGUEZ BERMUDEZ, Op. Cit., p. 47.

- Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
- Ubicar la muestra en la celda $\frac{1}{2}$ de pulgada (13 mm) de la parte superior.
- Meter la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda.
- Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
- Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 psi (690 kpa) en 30 segundos o menos.
- Mantener la presión de la celda a 100 psi (690 kpa) durante 30 minutos.
- Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
- Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del mas próximo ml.

Nota: si se usa una filtro prensa de media área, multiplicar por 2 el volumen de filtrado.

- Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, retirar la celda del marco.
- Desarmar la celda y descartar el lodo
- Dejar la torta de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo el exceso de lodo
- Medir y registrar el espesor de la torta de lodo con aproximación de $\frac{1}{32}$ de pulgada (1 mm)

3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Para poder hacer un análisis a los resultados obtenidos es de gran utilidad realizar algunos cálculos estadísticos que permitan determinar la relación entre las variables así como las medidas de dispersión de los datos

3.1 MEDIDAS DE DISPERSIÓN

Son el grado en que los datos numéricos tienden a extenderse alrededor de un valor medio, este fenómeno se le llama variación o dispersión.

Dentro de las medidas de dispersión más usadas esta:

- Desviación media
- Desviación típica o estándar.

3.1.1 Desviación media. Es la desviación de un puntaje x con respecto a la media aritmética \bar{x} , está dada por:

Ecuación 1. Media aritmética de con respecto a un puntaje

$$DM = x - \bar{x}$$

La desviación media de n datos numéricos x_1, x_2, \dots, x_n , es la media aritmética de los valores absolutos de la desviaciones de todos los datos con respecto a su promedio.

Ecuación 2. Desviación media de n datos numéricos

$$DM = \frac{|x_1 - \bar{x}| + |x_2 - \bar{x}| + |x_3 - \bar{x}| + \dots + |x_n - \bar{x}|}{n}$$

Si los datos están más agrupados en torno al promedio, es decir, menos dispersos, el valor de DM es menor.

3.1.2 Desviación típica o estándar. La desviación típica o estándar expresa el grado de dispersión de los datos con respecto al promedio y corresponde a la raíz cuadrada de la media del cuadrado de las desviaciones de dichos datos con respecto a su media aritmética.

La desviación típica se simboliza por la letra σ y su ecuación general es:

Ecuación 3. Desviación típica

$$\sigma = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + (x_3 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n}}$$

Entre menor sea σ los datos son más homogéneos y presentan escasa dispersión con respecto al promedio.

3.2 CORRELACIÓN

La correlación trata de establecer la relación o dependencia que existe entre las dos variables que intervienen en una distribución bidimensional.

Es decir, determinar si los cambios en una de las variables influyen en los cambios de la otra. En caso de que suceda, diremos que las variables están correlacionadas o que hay correlación entre ellas.

3.2.1 Tipos de correlación

3.2.1.1 Correlación directa. La correlación directa se da cuando al aumentar una de las variables la otra aumenta. La recta correspondiente a la nube de puntos de la distribución es una recta creciente.

3.2.1.2 Correlación inversa. La correlación inversa se da cuando al aumentar una de las variables la otra disminuye. La recta correspondiente a la nube de puntos de la distribución es una recta decreciente.

3.2.1.3 Correlación nula. La correlación nula se da cuando no hay dependencia de ningún tipo entre las variables. En este caso se dice que las variables son incorrelacionadas y la nube de puntos tiene una forma redondeada.

3.2.2 Covarianza. La covarianza indica el sentido de la correlación entre las variables; para una variable bidimensional la covarianza es la media aritmética de los productos de las desviaciones de cada una de las variables respecto a sus medias respectivas.

Ecuación 4. Covarianza

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum fi(xi * yi)}{n} - \bar{x} * \bar{y}$$

$\sigma_{xy} > 0$ la correlación es directa

$\sigma_{xy} < 0$ la correlación es inversa

La covarianza presenta como inconveniente que, el hecho de que su valor depende de la escala elegida para los ejes.

3.2.3 Grado de correlación. El grado de correlación indica la proximidad que hay entre los puntos de la nube de puntos. Se pueden dar tres tipos:

3.2.3.1 Correlación fuerte. La correlación será fuerte cuanto más cerca esté los puntos de la recta.

3.2.3.2 Correlación débil. La correlación será débil cuanto más separados estén los puntos de la recta.

3.2.4 Coeficiente de correlación lineal. El coeficiente de correlación lineal es el cociente entre la covarianza y el producto de las desviaciones típicas de ambas variables.

El coeficiente de correlación lineal se expresa mediante la letra r .

Ecuación 5. Coeficiente de correlación

$$r = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x * \sigma_y}$$

3.2.4 Propiedades del coeficiente de correlación

1. El coeficiente de correlación no varía al hacerlo la escala de medición. Es decir, si expresamos la altura en metros o en centímetros el coeficiente de correlación no varía.
2. El signo del coeficiente de correlación es el mismo que el de la covarianza.
 - Si la covarianza es positiva, la correlación es directa.
 - Si la covarianza es negativa, la correlación es inversa.
 - Si la covarianza es nula, no existe correlación.

3. El coeficiente de correlación lineal es un número real comprendido entre -1 y 1 ($-1 \leq r \leq 1$).
4. Si el coeficiente de correlación lineal toma valores cercanos a -1 la correlación es fuerte e inversa, y será tanto más fuerte cuanto más se aproxime r a -1 .
5. Si el coeficiente de correlación lineal toma valores cercanos a 1 la correlación es fuerte y directa, y será tanto más fuerte cuanto más se aproxime r a 1 .
6. Si el coeficiente de correlación lineal toma valores cercanos a 0 , la correlación es débil.

Si $r = 1$ ó -1 , los puntos de la nube están sobre la recta creciente o decreciente.

3.3 VARIACIÓN PORCENTUAL

Representa la diferencia entre un valor pasado y uno presente en términos de un porcentaje del valor pasado. Generalmente se puede calcular la variación porcentual con la fórmula:

Ecuación 1. Variación porcentual

$$\% = \frac{V2 - V1}{V2} * 100$$

En la que $V1$ representa el valor pasado o inicial y $V2$ representa el valor presente o final.

4. DISEÑO DEL EXPERIMENTO PARA LA DETERMINAR EL EFECTO DEL TIEMPO EN LAS CARACTERÍSTICAS DEL LODO EN REGIMEN ESTÁTICO

Un experimento puede definirse como una prueba o una serie de pruebas en las que se hacen diversas variaciones en los valores de las variables de entrada de cierto proceso o sistema para prestar atención o identificar las razones de los cambios que pudieran causar un cambio o efecto en la respuesta de salida. En ingeniería la experimentación desempeña un papel importante en el diseño de productos nuevos, el desarrollo de procesos de manufactura y el mejoramiento de procesos.⁴⁶

4.1 PAUTAS PARA DISEÑAR UN EXPERIMENTO

Llevar un debido proceso del diseño de un experimento permite tener una planeación y organización que harán más sencillo el desarrollo del experimento pues permitirán analizar las falencias del mismo en el transcurso de su evolución.

4.1.1 Identificación del problema

Hipotéticamente se planteó un problema operacional en un pozo vertical petrolero que tuvo una pega de tubería que se prolongó por un largo periodo de tiempo.

4.1.2 Exposición del problema

Es posible que por el prolongado tiempo del lodo en régimen estático haya existido decantación de los componentes del lodo así como cambios en sus propiedades físicas que dificultaron y extendieron la pega de tubería.

⁴⁶ MONTGOMERY DOUGLAS C, Diseño y análisis de experimentos .Segunda edición. Universidad estatal de Arizona. México, D.F.: LIMUSA WILEY, 2004. 692p.ISBN 968-18-6156-6.

4.1.3 Elección de los factores, los niveles y demás parámetros

- Unidad experimental: lodo de perforación
- Factor (variable controlable por el experimentador): Tiempo
- Niveles: tiempo bajo, medio y alto.
- Variable de interés (variable de respuesta): decantación de los componentes del lodo así como cambios en sus propiedades físicas.
- Error experimental o perturbación (variables no controlables por el experimentador): Temperatura, pérdidas de fluido en las paredes del recipiente.
- Tamaño del experimento (número total de observaciones): Depende principalmente del acceso a los recursos en este caso: cantidad de insumos, equipos, utensilios y disponibilidad del laboratorio.

4.1.4 Elección del diseño experimental

- Técnica estadística: Análisis de la varianza de un factor (uni factorial).
- Interés: definir tiempos altos, medios y bajos en días.
- Objetivo: Comparar los cambios en las siguientes propiedades: densidad, viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel del lodo a diferentes tiempos.

4.1.5 Realización del experimento

4.1.5.1 Prueba Preliminar. Esta prueba se realizó con el objeto de tener una noción sobre el comportamiento del lodo, establecer volumen de la muestra y los tiempos de observaciones. Ya que se cree que con el paso del tiempo y al permitir que la gravedad actúe en este se presenta separación de fases.

Si esta se presenta, se establecerá el tiempo para una separación de fases y también en cuanto este deja de producir cambios significativos en el volumen de las fases y determinar si con estos volúmenes se puede realizar pruebas.

✓ **Equipos y utensilios**

- Balanza
- Vidrio de reloj
- Espátula
- 3 vasos de aluminio
- Vasos de precipitado beaker (plásticos) de 500 ml
- Probetas graduadas de 10,25 y 50 ml
- Frascos de vidrio de tapa azul de 400 ml
- Mezclador

✓ **Formulación**

Tabla 3. Formulación de la prueba previa.

	Tipo de material	Concentración (1Bbl) [gr/ml]
1	Fluido base	260,5 ml
2	Cal	3
3	Emulsificante	2 ml
4	Polímero	1,5
5	Sal	7
6	Agua	65 ml
7	Arcilla tipo II	4
8	Arcilla tipo I	4
9	Densificante	46

- ✓ Procedimiento para preparar un barril equivalente de lodo (350 ml) según la empresa prestadora de este servicio

Solución de aceite

1. En un vaso precipitado medir 261 ml de diésel
2. Con el vidrio de reloj pesar 3 gr de cal hidratada
3. Introducir el diésel en el vaso de aluminio y agitarlo en el mezclador
4. Durante la agitación agregar lentamente la cal

5. Posteriormente medir en una probeta graduada 2 ml del emulsificante y agregarlo lentamente a la mezcla durante la agitación
6. Se retira la mezcla del agitador y se dejan en el vaso de aluminio 100 ml y nuevamente se pone en agitación
7. Seguidamente pesar 1.5 gr del polímero y adicionarlo lentamente a la mezcla de 100 ml, mantener agitación hasta observar solubilidad total
8. Se retira la mezcla del agitador y se introduce el volumen anteriormente retirado, poner nuevamente en agitación

Solución de agua

9. En un vaso precipitado medir 65 ml de agua
10. En un vidrio de reloj pesar 7 gr de sal
11. Introducir el agua en el vaso de aluminio y poner en agitación
12. Adicionar lentamente la sal durante la agitación
13. Mantener la agitación hasta observar solubilidad total

Solución aceite – agua

14. Poner en agitación la solución de aceite y adicionar la solución de salmuera
15. En un vidrio de reloj pesar 4 gr de arcilla tipo II y agregarlo a la mezcla en agitación de aceite y salmuera
16. Seguidamente pesar 4 gr de la arcilla tipo I y adicionarlo a la mezcla en agitación
17. Finalmente pesar 46 gr del densificante e introducirlo en la mezcla durante la agitación
18. Introducir el lodo base aceite obtenido en el frasco de vidrio tapa azul

Nota: Realizar este procedimiento nuevamente para obtener una replica

4.1.5.2 Observaciones iniciales

Figura 15. Lodo recién preparado.



El lodo obtenido es homogéneo y no presentó demasiada resistencia a fluir.

✓ Observaciones finales

Figura 16. Lodo en régimen estático después de 4 días.



El lodo no presento separación de fases, pero si la formación de coágulos que salieron a la superficie del lodo, además se formaron pequeñas fisuras en la parte superficial e incremento visual de la resistencia a fluir.

✓ Análisis de deficiencias

- Fluido base: Biodiesel

Según los antecedentes del estudio de biodiesel realizados en la universidad industrial de Santander por medio del trabajo de grado titulado: **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL BIODIESEL COMO FASE CONTINUA EN LODOS DE PERFORACIÓN EMULSIÓN INVERSA**, liderado por el docente Emiliano Ariza León y desarrollado por Benavides Ayala Fabio y Gómez Quintero Jimmy; se determinó que las viscosidades obtenidas con el biodiesel fueron mayores que las obtenidas con el diésel como fluido base. No obstante, las propiedades reológicas exhibidas por los lodos fueron favorables con lo cual los autores concluyeron que era factible el uso del biodiesel obtenido del aceite de palma como fase continua en lodos base aceite

- Determinación de la decantación

Debido a que no se visualizó separación de fases no es posible determinar volumen de cada una de las fases por el método de decantación convencional.

✓ Ajustes del experimento

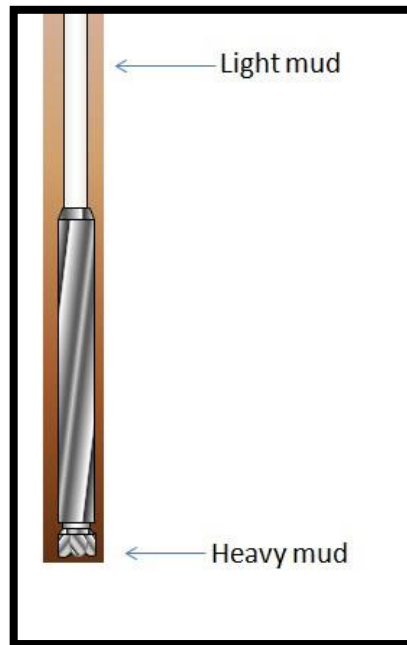
- Fluido base: diésel

Para evitar una elevada viscosidad en el lodo que dificulte su fluidez en el desarrollo de las pruebas se decide usar diésel comúnmente usado en las operaciones de campo.

- Método SAG TEST

Es un método usado para determinar la variación indeseada en la densidad del fluido de perforación después de un periodo prolongado de condiciones estáticas, en los pozos verticales, la decantación de barita sucede cuando se interrumpe la circulación.⁴⁷ Esta decantación de barita o material densificaste que da peso al lodo de perforación es un problema que se produce cuando el material más pesado (barita, carbonato de calcio, etc) tiende a irse a la parte inferior por esta razón el lodo de la parte inferior tiende a ser más pesado.⁴⁸

Figura 17. Método SAG



El factor de decantación, para los fluidos de perforación de emulsión inversa envejecidos estáticos se calculó con la ecuación:

⁴⁷SHARATH, Savari, et al. A Comprehensive Approach to Barite Sag Analysis on Field Muds. [En línea] American Association of Drilling Engineers.2013.AADE-13-FTCE-30. (Recuperado en julio 3 del 2017.) Disponible en https://www.researchgate.net/publication/255778442_A_Comprehensive_Approach_to_Barite_Sag_Analysis_on_Field_Muds.

⁴⁸ Ibid., p. 57

Ecuación 7. Factor SAG

$$SagFactor = \frac{SG\ fondo}{SGfondo + SGparte\ superior}$$

Dónde:

SG fondo = es la densidad del fluido de perforación de emulsión inversa en la parte inferior de la celda de envejecimiento

SG parte superior = es la densidad del fluido de perforación de emulsión inversa en la parte superior de la celda de envejecimiento.⁴⁹

Un factor de hundimiento mayor que 0,53 implica que el fluido tiene tendencia a la decantación

- ✓ Adaptaciones y decisiones tomadas a partir de los resultados de la prueba preliminar.
- Se medirán tres periodos de tiempo: bajo (4 días), medio (8 días) y alto (12 días) debido a la disponibilidad de tiempo en el laboratorio (2 semanas).
- Se usara el diésel usado en las operaciones de campo para evitar alteraciones en la viscosidad.
- Se usara el SAG TEST para medir la decantación en el fluido de perforación, para ello es necesario que cada muestra tenga mínimo tres (3) Bbl equivalentes de lodo pues se analizara la sección superior media e inferior.

⁴⁹ VIKRANT, Wagle; SHADAAB, Maghrabi y DHANASHREE, Kulkarni. Formulating Sag-Resistant, Low-Gravity Solids-Free Invert Emulsion Fluids. [Base de datos en línea]. 2013 Society of Petroleum Engineers. SPE-164200-MS. (Recuperado en 18 de junio del 2017). Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164200-MS>.

- Solo se hará una réplica por muestra o nivel, pues los insumos adquiridos no permiten ampliar la cantidad de muestras
- Finalmente se determinó hacer veintiún (21) barriles equivalentes lodos pues son tres (3) niveles ósea tres (3) muestras cada una con su réplica para un total de seis (6), donde cada muestra está compuesta por tres secciones (3) o tres y un tercio (3 y 1/3) de barriles equivalentes de lodo y un (1) barril equivalente de lodo para medir las propiedades el día de la elaboración.

4.1.5.3 Prueba Principal

✓ Utensilios

- 2 Vidrios de reloj
- Espátula
- 2 vasos de aluminio
- 3 Vasos de precipitado beaker (plásticos) de 500 ml
- Probetas graduadas de 10,25 y 50 ml
- 6 probetas de 1000 ml con una Válvula tipo bola
- 2 papeles filtro
-

✓ Equipos

Figura 18. Mezclador



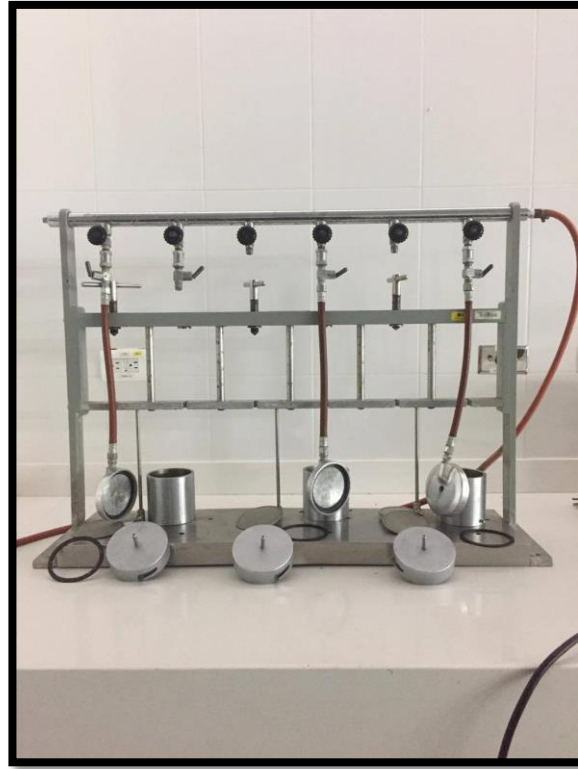
Figura 19. Balanza de lodos



Figura 20. Viscosímetro de Fann



Figura 21. Filtro prensa API



✓ Formulación

Tabla 4. Formulación de la prueba Principal

	Tipo de material	Concentración (1Bbl) [gr/ml]
1	Fluido base	260,5 ml
2	Cal	3
3	Emulsificante	2 ml
4	Polímero	1,5
5	Sal	7
6	Agua	65 ml
7	Arcilla tipo II	4
8	Arcilla tipo I	4
9	Densificante	46

✓ Procedimiento para preparar un barril equivalente de lodo (350 ml).

Solución Aceite

1. En un vaso precipitado medir 261 ml de diésel
2. Con el vidrio de reloj pesar 3 gr de cal
3. Introducir el diésel en el vaso de aluminio y agitarlo en el mezclador

4. Durante la agitación agregar lentamente la cal hidratada y agitar 10 min
5. Posteriormente medir en una probeta graduada 2 ml del emulsificante y agregarlo lentamente a la mezcla y agitarlo durante de 10
6. Se retira la mezcla del agitador y se dejan en el vaso de aluminio 100 ml y nuevamente se pone en agitación
7. Seguidamente pesar 1.5 gr del polímero y adicionarlo lentamente a la mezcla de 100 ml, mantener agitación durante 15 min
8. Se retira la mezcla del agitador y se introduce el volumen anteriormente retirado, poner nuevamente en agitación

Solución Agua

9. En un vaso precipitado medir 65 ml de agua
10. En un vidrio de reloj pesar 7 gr de sal
11. Introducir el agua en el vaso de aluminio y poner en agitación
12. Adicionar lentamente la sal, la agitación debe durar 15 min
13. Mantener la agitación hasta observar solubilidad total

Solución aceite - agua

14. Poner en agitación la solución de aceite y adicionar la solución de agua
15. En un vidrio de reloj pesar 4 gr de arcilla tipo II y agregarlo a la mezcla en agitación aceite-agua, mantener en agitación durante 10 min
16. Seguidamente pesar 4 gr de la arcilla tipo I y adicionarlo a la mezcla en agitación por 10 min
17. Finalmente pesar 46 gr del densificante introducirlo en la mezcla durante la agitación durante 10 min

✓ Desarrollo de la prueba

Para el diseño de esta prueba se tomó como base el paper “Formulating Sag-Resistant, Low-Gravity Solids-Free Invert Emulsion Fluids”. Donde se calcula un

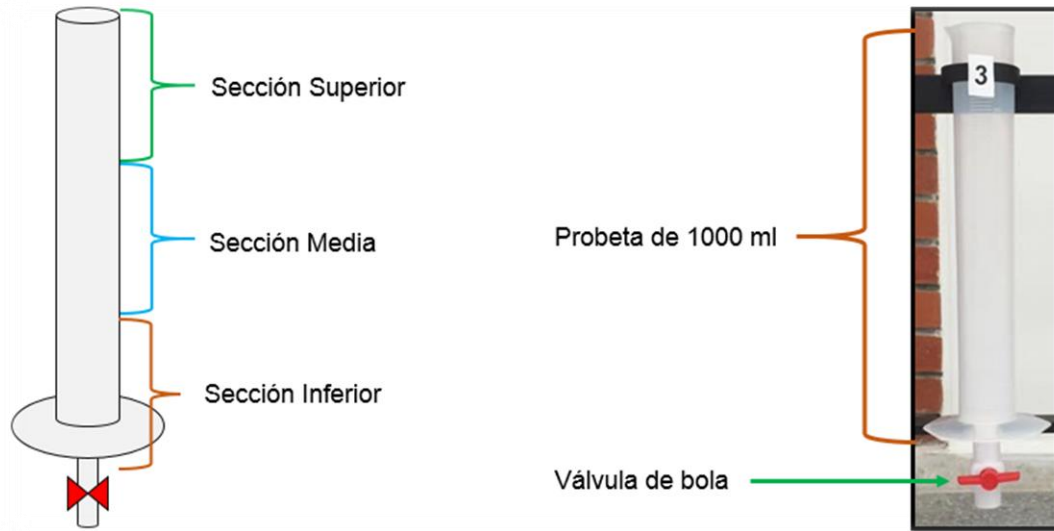
factor de decantación utilizando la diferencia de densidades del fluido de perforación en la columna hidrostática.

Se planteó el uso de una probeta de 1000 ml para simular una columna hidrostática y poder tener tres secciones de fluido: superior, medio e inferior, de igual manera para poder extraer el fluido por secciones de manera fácil en las probetas se incorporó una válvula de bola en la parte inferior (figura 23) esto permitió que no se viera alterada o mezclada las secciones de cada muestra (probeta); este diseño se aplicó para seis probetas para contar con tres periodos de tiempo diferentes para tres (3) muestras y sus tres (3) respectivas replicas, al cual posteriormente se le diseñó un soporte (figura 24) para sostener y semejar la verticalidad del pozo.

Teniendo este diseño montado y preparado el lodo se siguieron las siguientes pautas:

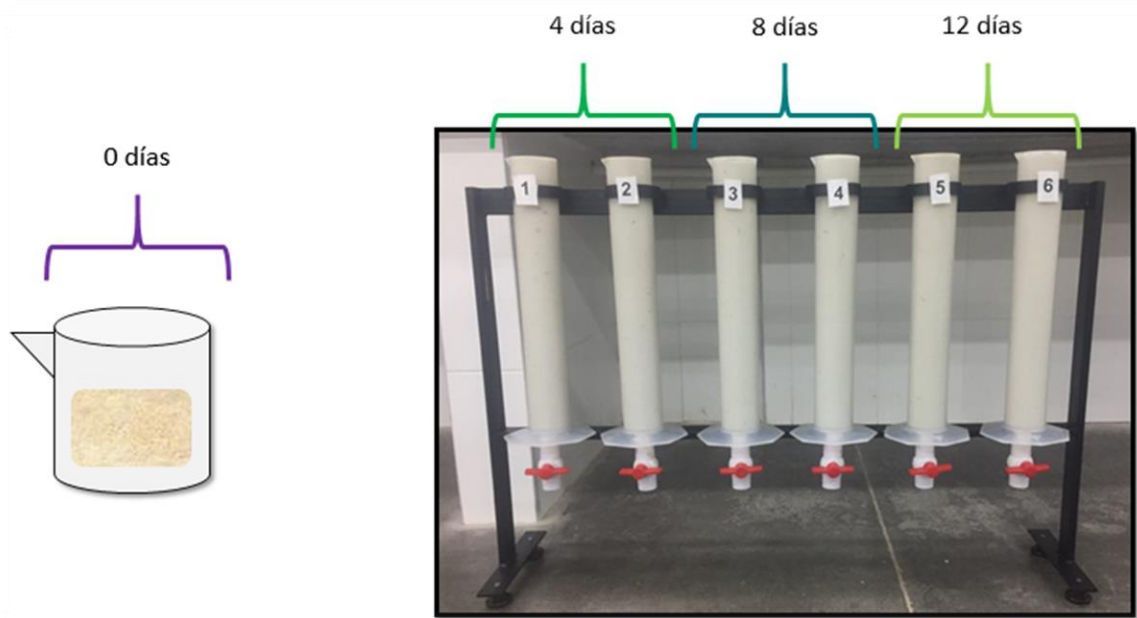
- Realizar a cada barril equivalente de lodo las siguientes pruebas en el orden establecido: densidad, reología (viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel), filtrado API.
- Introducir en la probeta de 1000 ml tres y un tercio ($3 \frac{1}{3}$) barriles equivalentes de lodo (350 ml), hasta llenar las 6 probetas.

Figura 22. División de una muestra (Probeta de 1000 ml)



- Para cada nivel de tiempo se tiene una muestra y su réplica (ósea 2 probetas de 1000 ml)

Figura 23. Montaje total del experimento



Montaje del experimento con la muestra 0, muestra 1 y su réplica 2, la muestra 3 y su réplica 4 y la muestra 5 con su réplica 6.

- Al llegar al tiempo establecido para un envejecimiento de 4 días:
 - Retirar de la probeta de 1000 ml 1 Bbl equivalente de lodo que es aproximadamente a un tercio ($1/3$) de la muestra y medir las siguientes pruebas en el orden establecido: densidad, reología (viscosidad plástica, punto cedente esfuerzo de gel).
 - Seguidamente retirar el segundo y tercer tercio ejecutando el mismo procedimiento
 - Finalmente se lleva acabo el mismo procedimiento para la réplica.
 - Cumplidos los tiempos 4 días, 8 días, 12 días, 16 días, 20 días, 24 días, 28 días, 32 días, 36 días, 40 días, 44 días, 48 días, 52 días, 56 días, 60 días, 64 días, 68 días, 72 días, 76 días, 80 días, 84 días, 88 días, 92 días, 96 días, 100 días, 104 días, 108 días, 112 días, 116 días, 120 días, 124 días, 128 días, 132 días, 136 días, 140 días, 144 días, 148 días, 152 días, 156 días, 160 días, 164 días, 168 días, 172 días, 176 días, 180 días, 184 días, 188 días, 192 días, 196 días, 200 días, 204 días, 208 días, 212 días, 216 días, 220 días, 224 días, 228 días, 232 días, 236 días, 240 días, 244 días, 248 días, 252 días, 256 días, 260 días, 264 días, 268 días, 272 días, 276 días, 280 días, 284 días, 288 días, 292 días, 296 días, 300 días, 304 días, 308 días, 312 días, 316 días, 320 días, 324 días, 328 días, 332 días, 336 días, 340 días, 344 días, 348 días, 352 días, 356 días, 360 días, 364 días, 368 días, 372 días, 376 días, 380 días, 384 días, 388 días, 392 días, 396 días, 400 días, 404 días, 408 días, 412 días, 416 días, 420 días, 424 días, 428 días, 432 días, 436 días, 440 días, 444 días, 448 días, 452 días, 456 días, 460 días, 464 días, 468 días, 472 días, 476 días, 480 días, 484 días, 488 días, 492 días, 496 días, 500 días, 504 días, 508 días, 512 días, 516 días, 520 días, 524 días, 528 días, 532 días, 536 días, 540 días, 544 días, 548 días, 552 días, 556 días, 560 días, 564 días, 568 días, 572 días, 576 días, 580 días, 584 días, 588 días, 592 días, 596 días, 600 días, 604 días, 608 días, 612 días, 616 días, 620 días, 624 días, 628 días, 632 días, 636 días, 640 días, 644 días, 648 días, 652 días, 656 días, 660 días, 664 días, 668 días, 672 días, 676 días, 680 días, 684 días, 688 días, 692 días, 696 días, 700 días, 704 días, 708 días, 712 días, 716 días, 720 días, 724 días, 728 días, 732 días, 736 días, 740 días, 744 días, 748 días, 752 días, 756 días, 760 días, 764 días, 768 días, 772 días, 776 días, 780 días, 784 días, 788 días, 792 días, 796 días, 800 días, 804 días, 808 días, 812 días, 816 días, 820 días, 824 días, 828 días, 832 días, 836 días, 840 días, 844 días, 848 días, 852 días, 856 días, 860 días, 864 días, 868 días, 872 días, 876 días, 880 días, 884 días, 888 días, 892 días, 896 días, 900 días, 904 días, 908 días, 912 días, 916 días, 920 días, 924 días, 928 días, 932 días, 936 días, 940 días, 944 días, 948 días, 952 días, 956 días, 960 días, 964 días, 968 días, 972 días, 976 días, 980 días, 984 días, 988 días, 992 días, 996 días, 1000 días
 - Reproducir el procedimiento anteriormente descrito.

Figura 24. Primera sección retirada para realizar las pruebas establecidas



Se retira la sección inferior de la primera muestra para hacer pruebas de densidad y reología.

4.1.5.2 Toma de datos. A partir de las pruebas realizadas en el laboratorio de lodos de perforación se obtuvieron los siguientes datos.

Tabla 5. Toma de datos iniciales

TOMA DE DATOS INICIALES							
FECHA	TIEMPO [días]	ρ [ppg]	$\theta 600$	$\theta 300$	GELS10'	GELS10'	FILTRADO API [ml]
1/6/2017	0	8,3	90	65	23	39	5

Tabla 6. Toma de datos finales

TOMA DE DATOS FINALES								
FECHA	TIEMPO [días]	Muestra	Sección	ρ [ppg]	$\theta 600$	$\theta 300$	GELS10'	GELS10'
5/6/2017	4 DIAS	1	Superior	8,3	157	114	17	33
			Medio	8,33	163	120	18	35
			Inferior	8,4	155	114	17	38
		2	Superior	8,3	145	100	17	33
			Medio	8,33	147	114	17	34
			Inferior	8,4	156	114	22	38
9/6/2017	8 DIAS	3	Superior	8,3	158	100	12	27
			Medio	8,33	165	115	15	29
			Inferior	8,4	168	117	11	25
		4	Superior	8,3	155	112	10	23
			Medio	8,33	168	130	12	31
			Inferior	8,4	170	121	12	31
13/6/2017	12 DIAS	5	Superior	8,27	166	120	10	23
			Medio	8,43	177	124	13	28
			Inferior	8,45	190	129	13	31
		6	Superior	8,3	187	121	11	27
			Medio	8,42	173	128	10	31
			Inferior	8,45	170	125	12	30

4.1.6 Cálculo de reología. A partir de los datos arrojados por el viscosímetro de Fann se calcula propiedades reológicas como: viscosidad plástica, punto cedente, punto de gel para su posterior análisis.

Ecuación 8. Viscosidad plástica

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Ecuación 9. Punto cedente

$$YP = \theta 300 - VP$$

Ecuación 10. Resistencia de Gel

$\theta 3$ a 10 s del reposo

$\theta 3$ a 10 min del reposo

Tabla 7. Resultados Iniciales de reología

RESULTADOS INICIALES DE REOLOGIA					
FECHA	TIEMPO [día]	VP [cp]	YP	YS [10s]	YS [10 m]
1/6/2017	0	25	40	23	39

Tabla 8. Resultados finales de reología

RESULTADOS FINALES DE REOLOGIA							
FECHA	TIEMPO	MUESTRA	LODO	VP	YP	YS [10s]	YS [10m]
5/6/2017	4	1	Inferior	41	73	17	38
			Medio	43	77	18	35
			Superior	43	71	17	33
		2	Inferior	42	72	22	38
			Medio	33	81	17	34
			Superior	45	55	17	33
9/6/2017	8	3	Inferior	51	66	11	25
			Medio	50	65	15	29
			Superior	58	42	12	27
		4	Inferior	49	72	12	31
			Medio	38	92	12	31
			Superior	43	69	10	23
13/6/2017	12	5	Inferior	61	68	13	31
			Medio	53	71	13	28
			Superior	46	74	10	23
		6	Inferior	45	80	12	30
			Medio	45	83	10	31
			Superior	66	55	11	27

En esta tabla se encuentran tabulados los cálculos de reología después de mantener el lodo en régimen estático 4, 8 y 12 días para cada muestra (Probeta de 1000 ml) donde cada muestra está dividida en sección inferior, medio y superior.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES DEL LODO

Medir las propiedades del lodo el día de su elaboración permite determinar que el lodo cumpla sus funciones y además sirve de referente para comparar las propiedades con el paso del tiempo.

Tabla 9. Propiedades iniciales del lodo

PROPIEDADES DE INICIALES DEL LODO							
FECHA	TIEMPO [días]	ρ [ppg]	VP [cp]	YP	YS 10s	YS 10m	FILTRADO API [ml]
				[lbm/100 ft ²]			
1/6/2017	0	8,3	25	40	23	39	5

Tabla 10. Propiedades finales de los lodos

PROPIEDADES FINALES DE LOS LODOS								
FECHA	TIEMPO [días]	MUESTRA	SECCION	ρ [ppg]	VP [cp]	YP	YS 10s	YS 10m
						[lbm/100 ft ²]		
5/6/2017	4	1	Inferior	8,4	41	73	17	38
			Medio	8,33	43	77	18	35
			Superior	8,3	43	71	17	33
		2	Inferior	8,4	42	72	22	38
			Medio	8,33	33	81	17	34
			Superior	8,3	45	55	17	33
9/6/2017	8	3	Inferior	8,4	51	66	11	25
			Medio	8,33	50	65	15	29
			Superior	8,3	58	42	12	27
		4	Inferior	8,4	49	72	12	31
			Medio	8,33	38	92	12	31
			Superior	8,3	43	69	10	23
13/6/2017	12	5	Inferior	8,45	61	68	13	31
			Medio	8,43	53	71	13	28
			Superior	8,27	46	74	10	23
		6	Inferior	8,45	45	80	12	30
			Medio	8,42	45	83	10	31
			Superior	8,3	66	55	11	27

5.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO POR SECCIÓN

Se ha determinado que debido al planteamiento en el diseño experimental la forma más detallada de evaluar los cambios de las propiedades en el tiempo es comparar cada una de las secciones de las muestras a los días estipulados, Teniendo en cuenta que las propiedades de las muestras 1 y 2 fueron tomadas a los 4 días las de 3 y 4 a los 8 días y las 5 y 6 a los 12 días.

5.2.1 Sección superior. En la sección superior se observa las tendencias de densidad, viscosidad, punto cedente y resistencia de gel en el tiempo para los fluidos ubicados en la parte superior de la muestra.

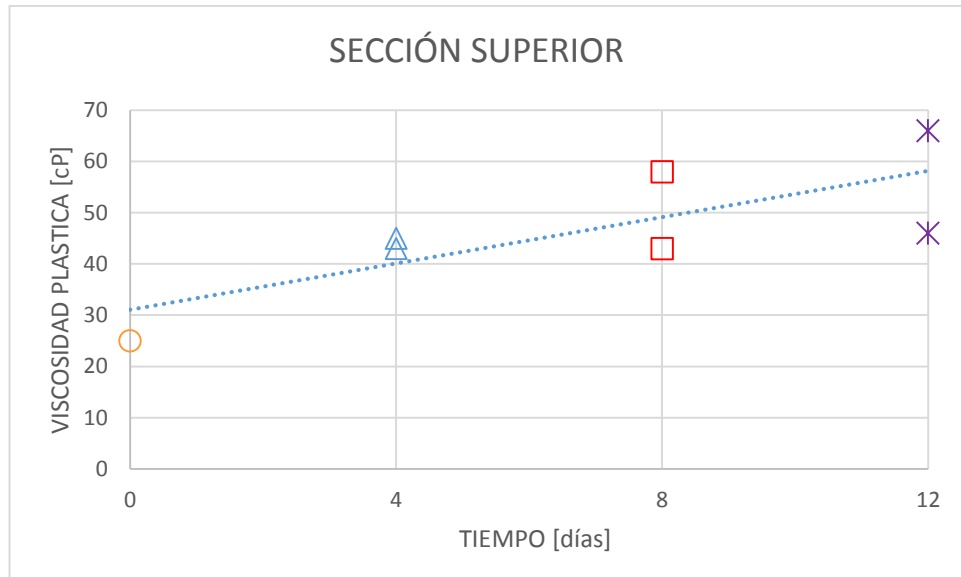
5.2.1.1 Viscosidad Plástica

Tabla 11. Viscosidad plástica de la sección superior

VISCOSIDAD PLASTICA DE LA SECCION SUPERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	VP [cP]	t prom	VP prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	25	6,86	46,57	4,12	11,96	2504	38,37	0,78
M1	4	43							
CM2	4	45							
M3	8	58							
CM4	8	43							
M5	12	46							
CM6	12	66							

A partir de la Tabla 3. El coeficiente de correlación r de 0.78 se determina que la correlación entre la viscosidad plástica y el tiempo es directa o sea entre mayor es el tiempo de reposo mayor será la viscosidad plástica por otra parte el grado de correlación es medio-alto lo que indica que los datos no están tan alejados de la línea de tendencia o sea no están tan dispersos.

Gráfica 1. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección superior



En la gráfica 1. Se evidencia un incremento de la viscosidad plástica al aumentar el tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático.

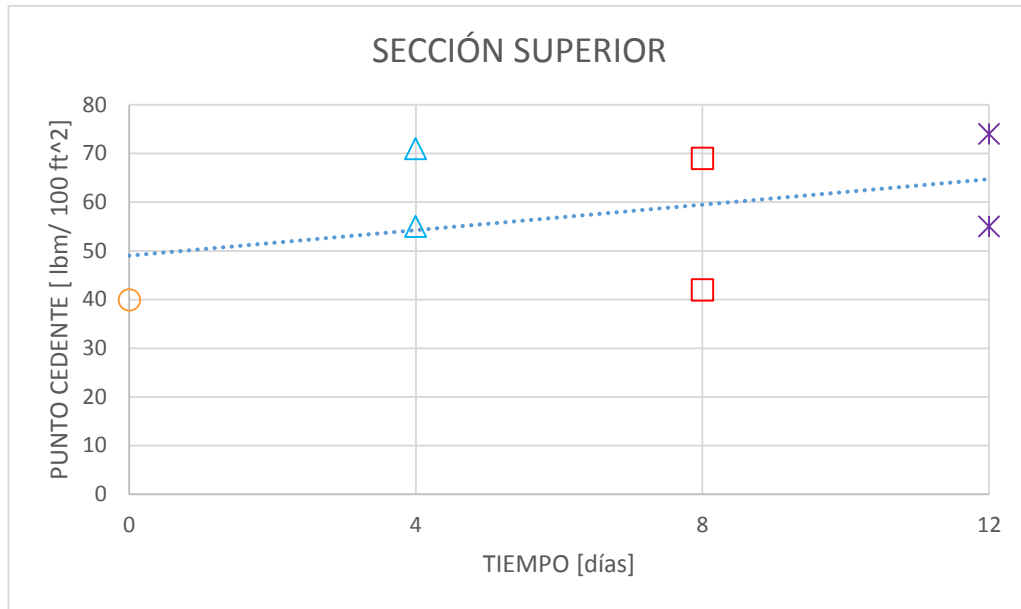
5.2.1.2 Punto Cedente

Tabla 12. Punto cedente de la sección superior

PUNTO CEDENTE DE LA SECCION SUPERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YP [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YP prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	40	6,86	58,00	4,12	12,78	2940	22,29	0,42
M1	4	71							
CM2	4	55							
M3	8	42							
CM4	8	69							
M5	12	74							
CM6	12	55							

A partir de que el coeficiente de correlación obtenido es positivo pero alejado de 1 como se observa en la Tabla. 4 la correlación existente entre el punto cedente y el tiempo es directa pero los datos no son muy cercanos a la línea de tendencia lo que indica mayor dispersión traducido en un grado de correlación bajo.

Gráfica 2. Punto cedente en el tiempo para la sección superior



A partir de la línea de tendencia en la gráfica 2. se observa un incremento del punto cedente pero cabe aclarar que no en todas las muestras se produjo un aumento con relación a las condiciones iniciales.

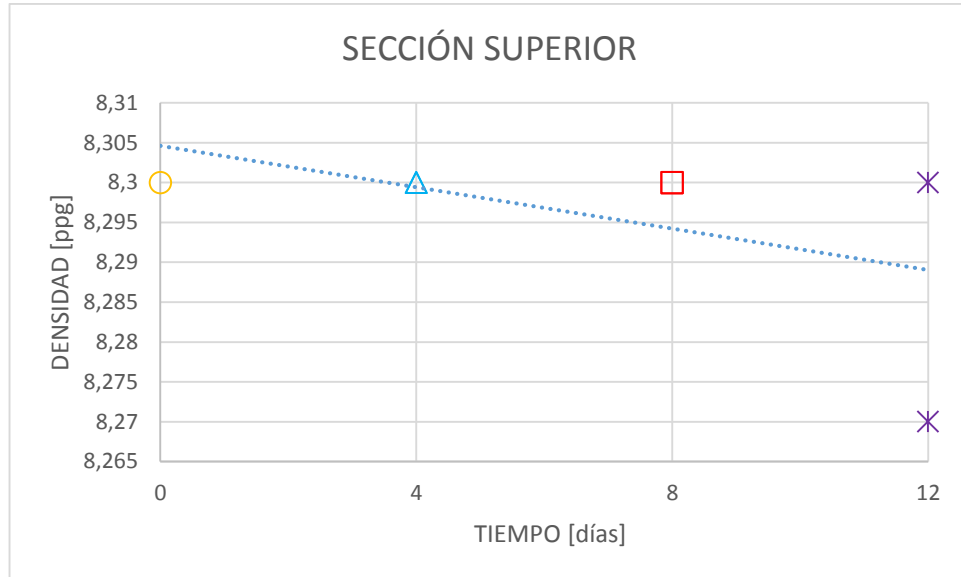
5.2.1.3 Densidad

Tabla 13. Densidad de la sección superior

DENSIDAD DE LA SECCION SUPERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	ρ [ppg]	t prom	ρ prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	8,3	6,86	8,30	4,12	0,01	398,04	-0,02	-0,51
M1	4	8,3							
CM2	4	8,3							
M3	8	8,3							
CM4	8	8,3							
M5	12	8,27							
CM6	12	8,3							

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 5. El índice de correlación r es -0,51; el signo negativo indica que la relación entre las variables es inversa y el valor de 0,5 lo hace lejano a cero y a uno lo que implica que los datos no son tan lejanos ni tan cercano de la línea de tendencia.

Gráfica 3. Densidad para la sección superior



En la gráfica 3. Se puede observar una relación inversa entre la densidad y el tiempo para la sección superior, lo que establece que a medida que pasa el tiempo parte del material densificante decanta, pero el desplazamiento del material densificante se da de manera muy lenta pues hasta el día 12 se presencian los primeros indicios

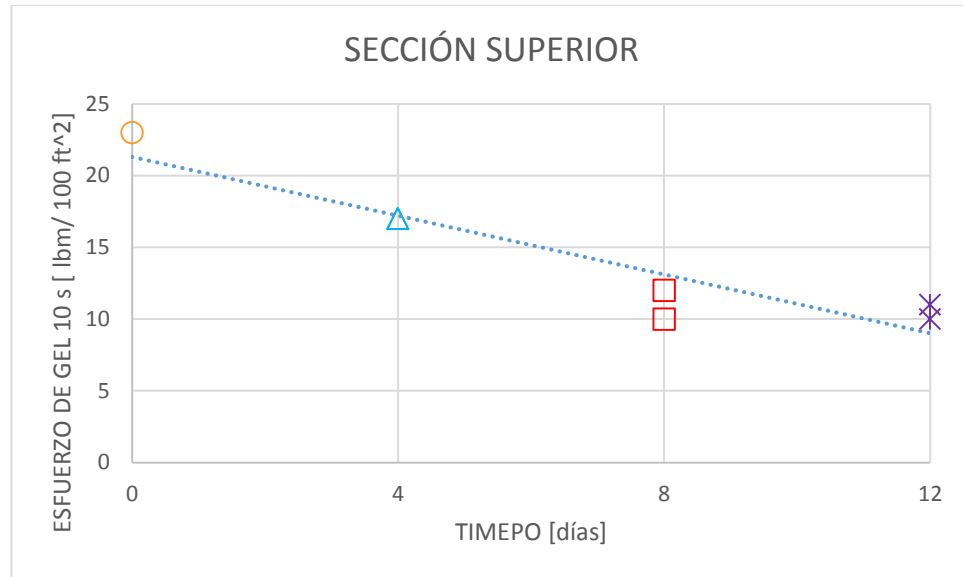
5.2.1.4 Esfuerzo de gel

Tabla 14. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección superior

ESFUERZO DE GEL A 10 s DE LA SECCION SUPERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YS [lbm/ 100 ft^2]	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	23	6,86	14,29	4,12	4,53	564	-17,39	-0,93
M1	4	17							
CM2	4	17							
M3	8	12							
CM4	8	10							
M5	12	10							
CM6	12	11							

Partiendo del coeficiente de correlación de la tabla 6. Al graficar los resultados de esfuerzos de gel a 10 s contra el tiempo se observara que la relación entra las variables es inversa y cercana a -1 lo que implica que el grado de correlación es fuerte.

Gráfica 4. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección superior



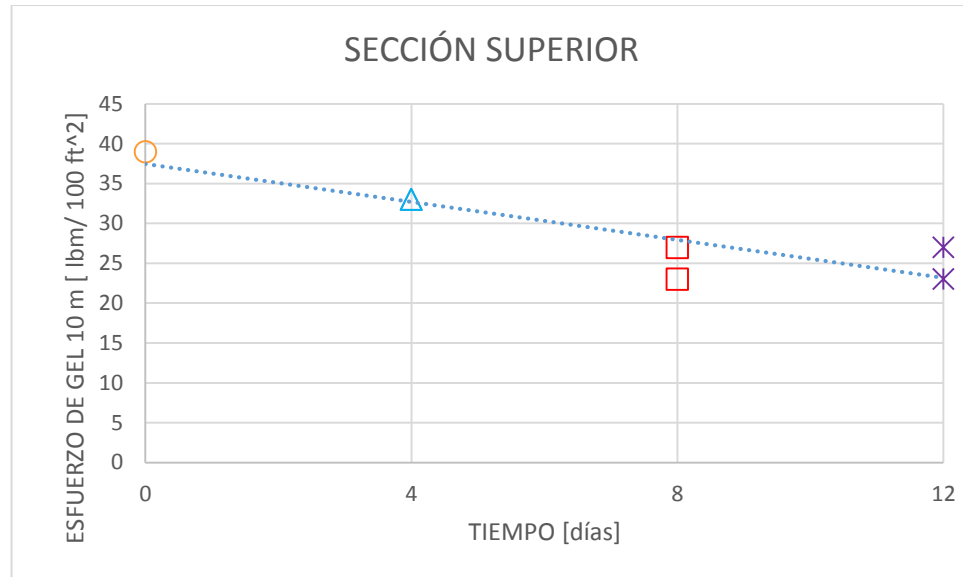
Efectivamente en la gráfica 4. Se evidencia un decrecimiento de la propiedad de esfuerzo gel a 10 s en relación al tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático, por otra parte se observa que los datos son muy cercanos a la línea de tendencia lo que implica poca dispersión.

Tabla 15. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección superior

ESFUERZO DE GEL A 10 m DE LA SECCION SUPERIOR										
MUESTR A	TIEMPO [días]	YS [lbm/ft ²]	100	t prom	YS prom	σt	σ VP	t*VP	σ t*VP	r
M 0	0	39		6,86	29,29	4,1 2	5,50	1264	-20,24	-0,89
M1	4	33								
CM2	4	33								
M3	8	27								
CM4	8	23								
M5	12	23								
CM6	12	27								

De manera similar se desenvuelve la relación de esfuerzo de gel a 10 m que a 10 s pues el índice de correlación de la tabla 7. Es negativo y cercano a -1 lo que implica una relación inversa entre las variables tiempo y esfuerzo de gel con un grado de correlación fuerte.

Gráfica 5. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección superior



Partiendo de la gráfica 4. El esfuerzo de gel a 10 m disminuye al prolongar el tiempo en régimen estático del fluido de perforación.

5.2.2 Sección media. En la sección media se observa las tendencias de densidad, viscosidad, punto cedente y resistencia de gel en el tiempo para los fluidos ubicados en la parte media de la muestra.

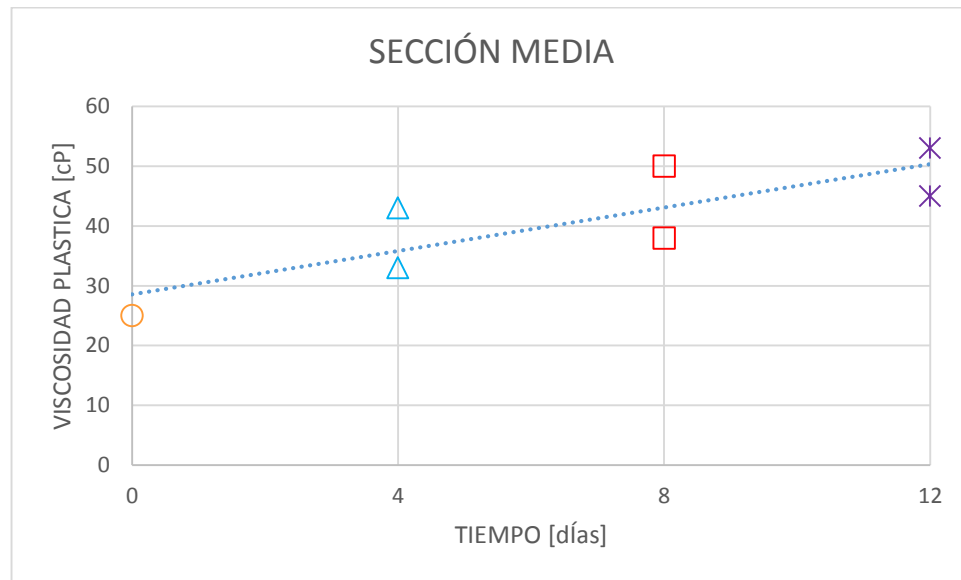
5.2.2.1 Viscosidad Plástica

Tabla 16. Viscosidad plástica de la sección media

VISCOSIDAD PLASTICA DE LA SECCION MEDIA									
MUESTRA	TIEMPO [días]	VP [cP]	t prom	VP Prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	25	6,86	41,00	4,12	9,06	2184	30,86	0,83
M1	4	43							
CM2	4	33							
M3	8	50							
CM4	8	38							
M5	12	53							
CM6	12	45							

A partir de la Tabla. 8 El coeficiente de correlación r de 0.83 se determina que la correlación entre la viscosidad plástica y el tiempo es directa o sea entre mayor es el tiempo de reposo mayor será la viscosidad plástica por otra parte el grado de correlación es medio-alto lo que indica que los datos no están tan alejados de la línea de tendencia o sea no están tan dispersos.

Gráfica 6. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección media



En la gráfica 6. Se evidencia un incremento de la viscosidad plástica al aumentar el tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático.

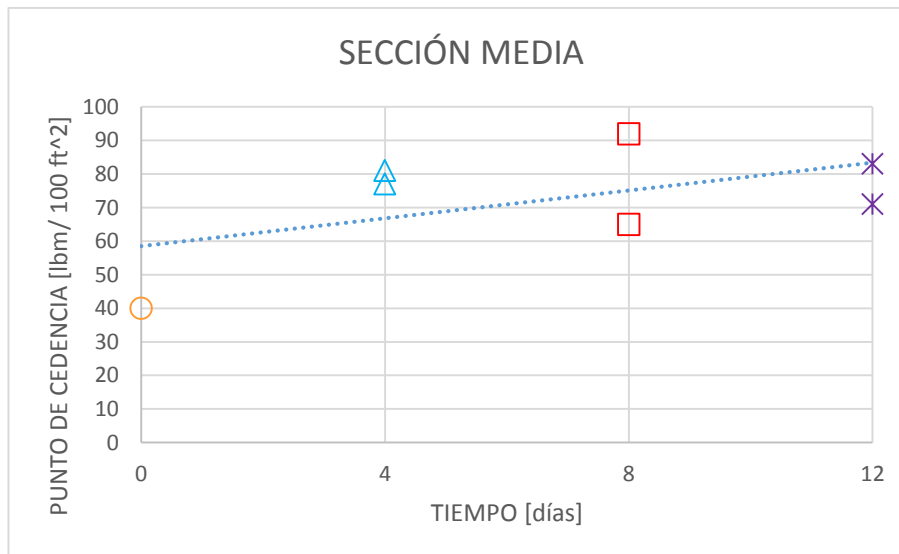
5.2.2.2 Punto Cedente

Tabla 17. Punto cedente de la sección media

PUNTO CEDENTE DE LA SECCION MEDIA									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YP [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YP prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	40	6,86	72,71	4,12	15,57	3736	35,10	0,55
M1	4	77							
CM2	4	81							
M3	8	65							
CM4	8	92							
M5	12	71							
CM6	12	83							

A partir de que el coeficiente de correlación obtenido es positivo pero alejado de 1 y 0 como se observa en la Tabla. La correlación existente entre el punto cedente y el tiempo es directa pero los datos no son muy cercanos a la línea de tendencia lo que indica mayor dispersión traducido en un grado de correlación bajo.

Gráfica 7. Punto cedente en el tiempo para la sección media



A partir de la línea de tendencia en la gráfica 7. Se observa un incremento del punto cedente con relación al incremento del tiempo que se ha mantenido el fluido de perforación en régimen estático.

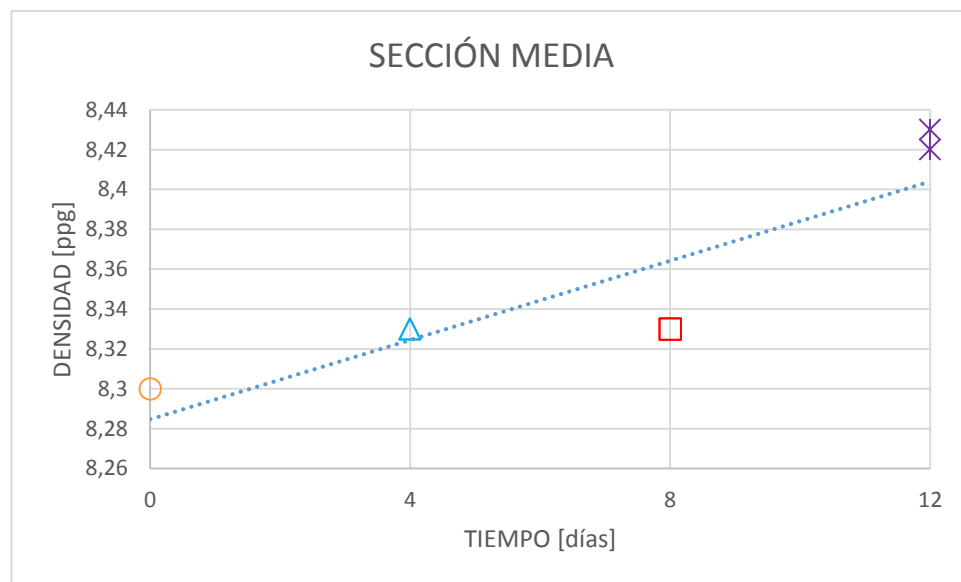
5.2.2.3 Densidad

Tabla 18. Densidad de la sección media

DENSIDAD DE LA SECCION MEDIA									
MUESTRA	TIEMPO [días]	ρ [ppg]	t prom	ρ prom	σ t	σ VP	t*VP	σ t*VP	r
M 0	0	8,3	6,86	8,35	4,12	0,05	402,1	0,17	0,88
M1	4	8,33							
CM2	4	8,33							
M3	8	8,33							
CM4	8	8,33							
M5	12	8,43							
CM6	12	8,42							

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 10. El índice de correlación r es 0,88; el signo positivo indica que la relación entre las variables es directa y el valor de 0,88 es cercano a uno lo que implica que los datos son cercanos a la línea de tendencia.

Gráfica 8. Densidad en el tiempo para la sección media



En la gráfica 8. Se puede observar una relación directa entre la densidad y el tiempo para la sección media, lo que establece que a medida que pasa el tiempo parte del material densificante de la sección superior se desplaza a la sección media provocando un aumento en la densidad de esta sección.

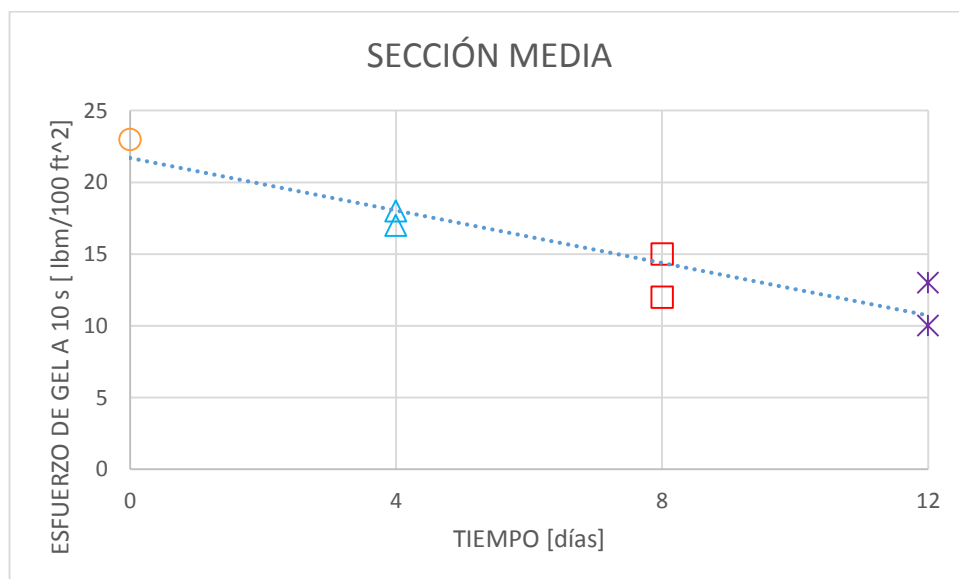
5.2.2.4 Esfuerzo de gel

Tabla 19. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección media

ESFUERZO DE GEL A 10 s DE LA SECCION MEDIA									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YS [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	23	6,86	15,43	4,12	4,03	632	-15,51	-0,93
M1	4	18							
CM2	4	17							
M3	8	15							
CM4	8	12							
M5	12	13							
CM6	12	10							

Partiendo del coeficiente de correlación de la tabla 11. Al graficar los resultados de esfuerzos de gel a 10 s contra el tiempo se observara que la relación entre las variables es inversa y cercana a -1 lo que implica que el grado de correlación es fuerte.

Gráfica 9. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección media



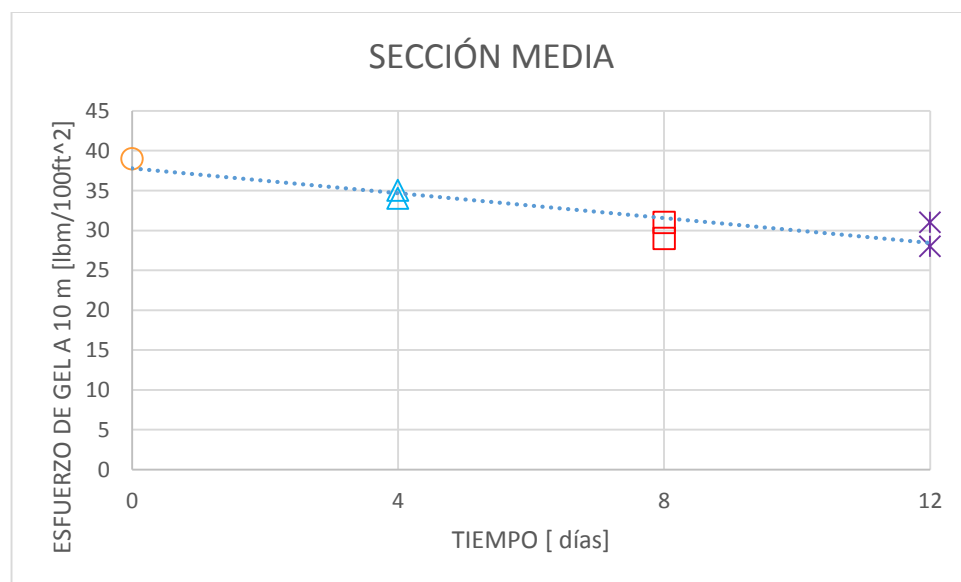
Efectivamente en la gráfica 9. Se evidencia un decrecimiento de la propiedad de esfuerzo gel a 10 s en relación al tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático, por otra parte se observa que los datos son muy cercanos a la línea de tendencia lo que implica poca dispersión.

Tabla 20. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección media

ESFUERZO DE GEL A 10 m DE LA SECCION MEDIA										
MUESTR A	TIEMPO [días]	YS [lbm/ft^2]	100 t prom	YS prom	σt	σ VP	t*VP	σ t*VP	r	
M 0	0	39	6,86	32,43	4,12	3,54	1464	-13,22	-0,91	
M1	4	35								
CM2	4	34								
M3	8	29								
CM4	8	31								
M5	12	28								
CM6	12	31								

De manera similar se desenvuelve la relación de esfuerzo de gel a 10 m que a 10 s pues el índice de correlación de la tabla 12. Es negativo y cercano a -1 lo que implica una relación inversa entre las variables tiempo y esfuerzo de gel con un grado de correlación fuerte.

Gráfica 10. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección media



Partiendo de la gráfica 10. El esfuerzo de gel a 10 m disminuye al prolongar el tiempo en régimen estático del fluido de perforación.

5.2.3 Sección inferior. En la sección inferior se observa las tendencias de densidad, viscosidad, punto cedente y resistencia de gel en el tiempo para los fluidos ubicados en la parte inferior de la muestra.

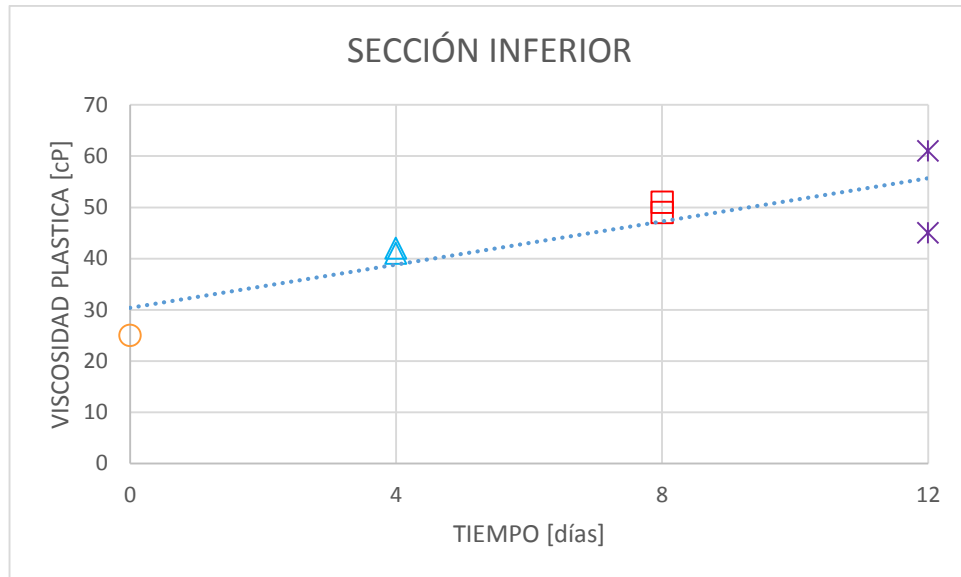
5.2.3.1 Viscosidad Plástica

Tabla 21. Viscosidad plástica de la sección inferior

VISCOSIDAD PLASTICA DE LA SECCION INFERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	VP [cP]	t prom	VP prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	25	6,86	44,86	4,12	10,23	2404	35,84	0,85
M1	4	41							
CM2	4	42							
M3	8	51							
CM4	8	49							
M5	12	61							
CM6	12	45							

A partir de la Tabla 12. El coeficiente de correlación r de 0.85 se determina que la correlación entre la viscosidad plástica y el tiempo es directa o sea entre mayor es el tiempo de reposo mayor será la viscosidad plástica por otra parte el grado de correlación es medio-alto lo que indica que los datos no están tan alejados de la línea de tendencia o sea no están tan dispersos.

Gráfica 11. Viscosidad plástica en el tiempo para la sección inferior



En la gráfica 10. Se evidencia un incremento de la viscosidad plástica al aumentar el tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático.

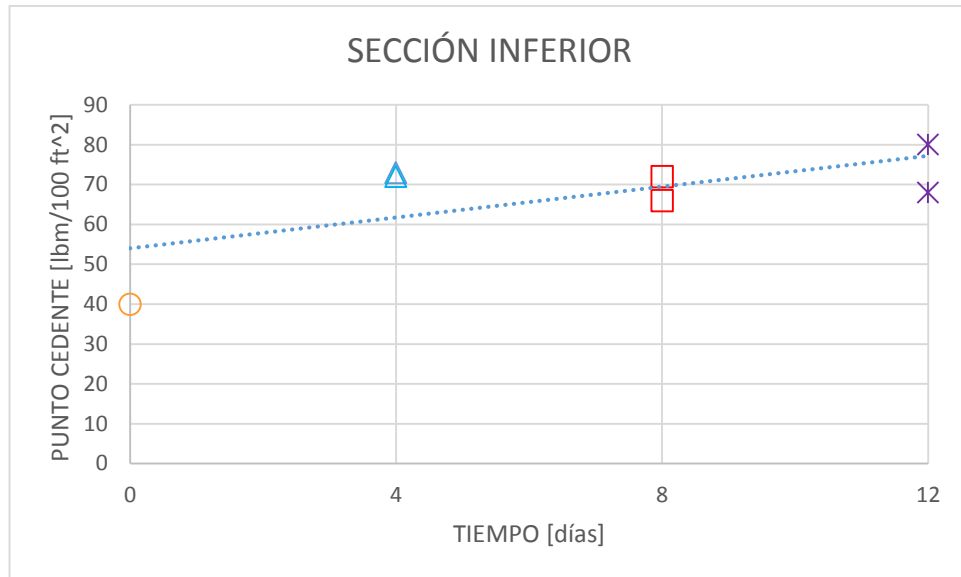
5.2.3.2 Punto Cedente

Tabla 22. Punto cedente de la sección inferior

PUNTO CEDENTE DE LA SECCION INFERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YP [lbm/ 100 ft^2]	t prom	YP prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	40	6,86	67,29	4,12	11,86	3460	32,90	0,67
M1	4	73							
CM2	4	72							
M3	8	66							
CM4	8	72							
M5	12	68							
CM6	12	80							

A partir de que el coeficiente de correlación obtenido es positivo pero alejado de 0 como se observa en la Tabla. 13 la correlación existente entre el punto cedente y el tiempo es directa pero los datos son cercanos a la línea de tendencia lo que indica un grado de correlación bajo.

Gráfica 12. Punto cedente en el tiempo para la sección inferior



A partir de la línea de tendencia en la gráfica 11. Se observa un incremento del punto cedente con relación al incremento del tiempo que se ha mantenido el fluido de perforación en régimen estático.

5.2.3.3 Densidad

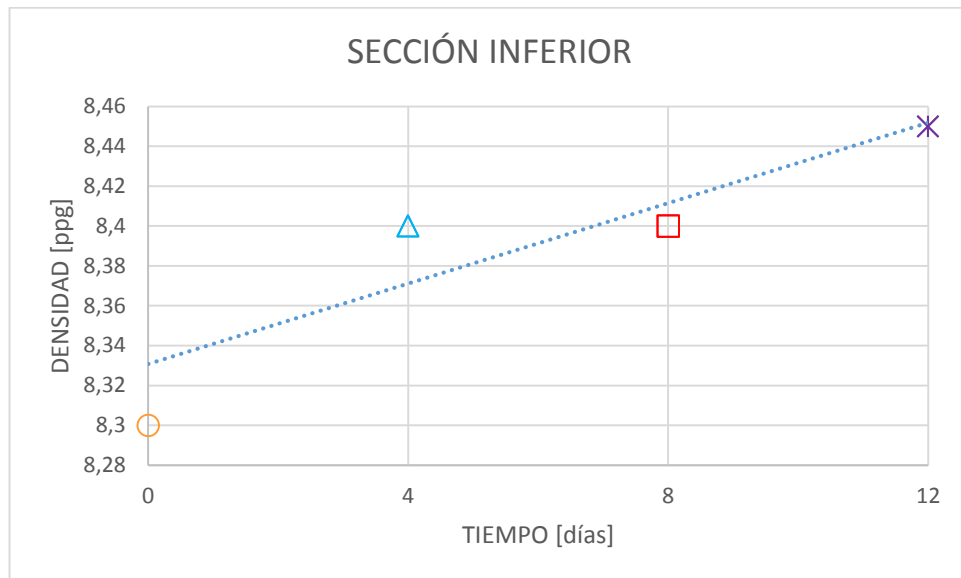
Tabla 23. Densidad de la sección inferior

DENSIDAD DE LA SECCION INFERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	ρ [ppg]	t prom	ρ prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	R
M 0	0	8,3	6,86	8,40	4,12	0,05	404	0,17	0,90
M1	4	8,4							
CM2	4	8,4							
M3	8	8,4							
CM4	8	8,4							
M5	12	8,45							
CM6	12	8,45							

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 14. El índice de correlación r es 0,9; el signo positivo indica que la relación entre las variables es directa y el valor

de 0,9 es cercano a uno lo que implica que los datos son cercanos a la línea de tendencia.

Gráfica 13. Densidad en el tiempo para la sección inferior



En la gráfica 12. Se puede observar una relación directa entre la densidad y el tiempo para la sección inferior, lo que establece que a medida que pasa el tiempo parte del material densificante de la sección superior y media se desplaza a la sección inferior provocando un aumento en la densidad de esta sección.

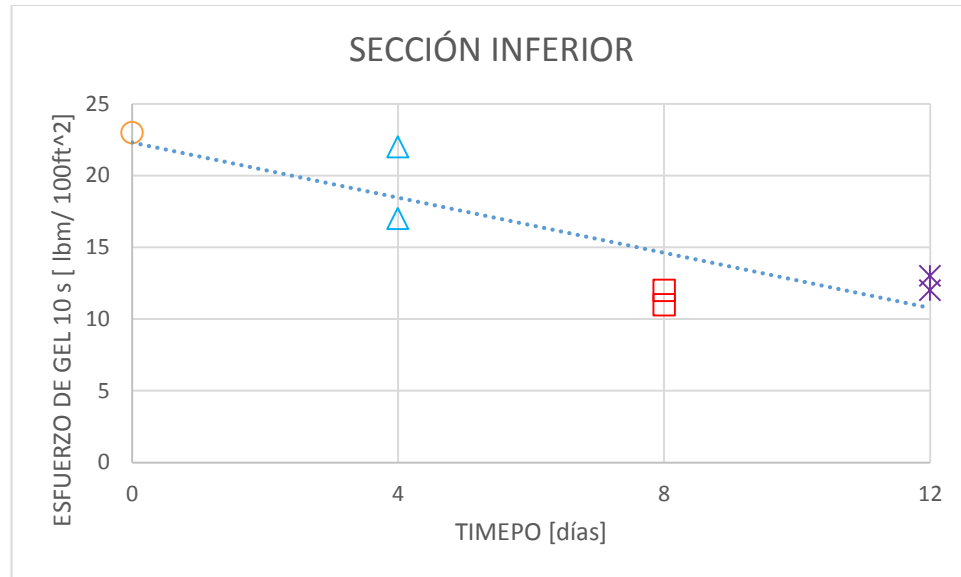
5.2.3.4 Esfuerzo de gel

Tabla 24. Esfuerzo de gel a 10 s de la sección inferior

ESFUERZO DE GEL A 10 s DE LA SECCION INFERIOR									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YS [lbm/ 100 ft^2]	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	23	6,86	15,71	4,12	4,65	640	-16,33	-0,85
M1	4	17							
CM2	4	22							
M3	8	11							
CM4	8	12							
M5	12	13							
CM6	12	12							

Partiendo del coeficiente de correlación de la tabla 15. Al graficar los resultados de esfuerzos de gel a 10 s contra el tiempo se observara que la relación entra las variables es inversa y cercana a -1 lo que implica que el grado de correlación es fuerte.

Gráfica 14. Esfuerzo de gel a 10 s en el tiempo para la sección inferior



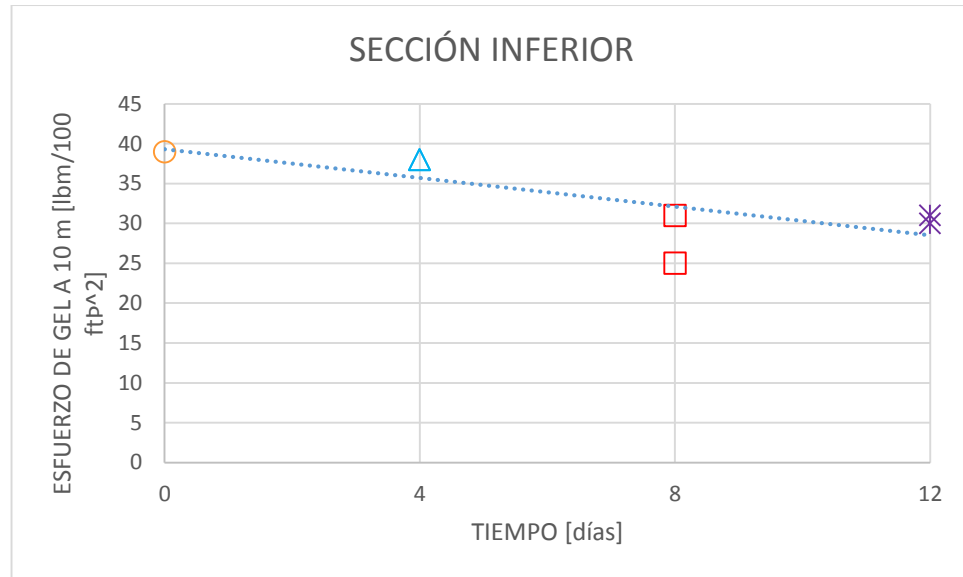
Efectivamente en la gráfica 13. Se evidencia un decrecimiento de la propiedad de esfuerzo gel a 10 s en relación al tiempo que permanece el fluido de perforación en régimen estático, por otra parte se observa que los datos son muy cercanos a la línea de tendencia lo que implica poca dispersión.

Tabla 25. Esfuerzo de gel a 10 m de la sección inferior

ESFUERZO DE GEL A 10 m DE LA SECCION INFERIOR										
MUESTR A	TIEMPO [días]	YS [lbm/ft ²]	100	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	39		6,86	33,14	4,12	4,88	1484	-15,27	-0,76
M1	4	38								
CM2	4	38								
M3	8	25								
CM4	8	31								
M5	12	31								
CM6	12	30								

De manera similar se desenvuelve la relación de esfuerzo de gel a 10 m que a 10 s pues el índice de correlación de la tabla 16. Es negativo y cercano a -1 lo que implica una relación inversa entre las variables tiempo y esfuerzo de gel con un grado de correlación fuerte.

Gráfica 15. Esfuerzo de gel a 10 m en el tiempo para la sección inferior



Partiendo de la gráfica 10. El esfuerzo de gel a 10 m disminuye al prolongar el tiempo en régimen estático del fluido de perforación.

5.3 ANÁLISIS DE PROPIEDADES POR MUESTRA DE LODO

A partir del análisis anterior se establece que propiedades como viscosidad pastica, punto cedente y esfuerzo de gel presentan las mismas tendencias por lo tanto las variaciones en cuanto a sección en el tiempo son las mismas, lo que indica que el análisis de estas propiedades es más representativo en cuanto promedios de las muestras conformadas por sección superior, media e inferior.

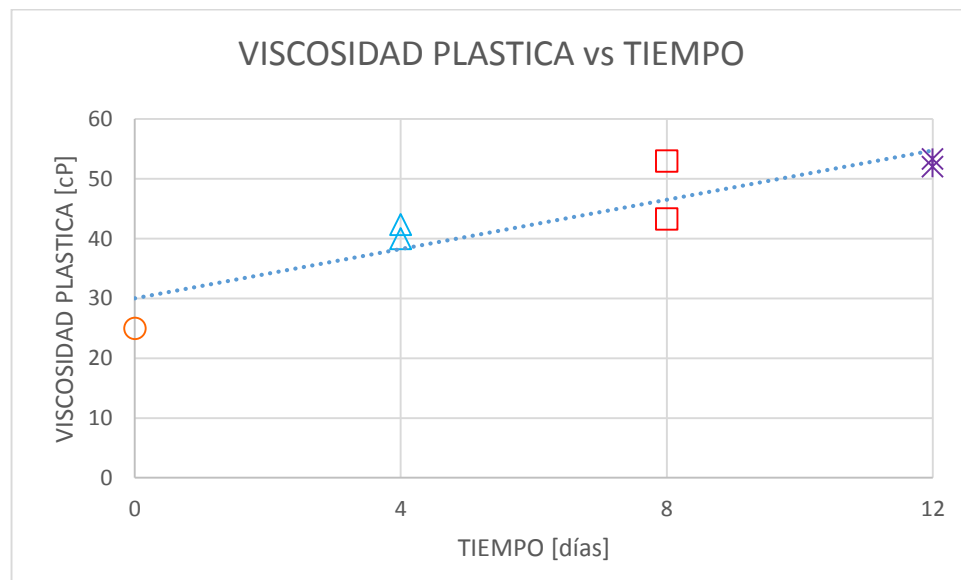
5.3.1 Viscosidad plástica promedio

Tabla 26. Viscosidad plástica promedio

VISCOSIDAD PLASTICA PROMEDIO									
MUESTRA	TIEMPO [días]	VP [cP]	t prom	VP prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	25	6,86	44,14	4,12	9,35	2364	35,01	0,91
M1	4	42,33							
CM2	4	40							
M3	8	53							
CM4	8	43,3							
M5	12	53,33							
CM6	12	52							

El factor de correlación r de la tabla. 17 es 0,91 indica que la relación entre las variables tiempo - viscosidad plástica es directa y los datos relacionados deben estar cercanos a la línea de tendencia lo que implica poca dispersión.

Gráfica 16. Viscosidad plástica promedio en el tiempo



La viscosidad plástica del fluido de perforación en régimen estático presenta un tendencia del incremento en el tiempo, en esta caso el aumento de la viscosidad plástica se atribuye al polímero⁵⁰ presente en la formulación del lodo.

Figura 25. Floculo de polímero



En la muestra 3 se evidencia un floculo de polímero pegado a la pared de la probeta, esta muestra lleva en régimen estático 8 días.

Por otra parte este incremento de la propiedad complica la pega al requerir un incremento de la presión de bombeo para que el fluido de perforación bombeado sea capaz de movilizar el fluido de perforación que permanece en régimen estático dentro de la sarta de perforación y el espacio anular⁵¹.

⁵⁰ Manual de fluidos de Perforación, Op. Cit., p. 33

⁵¹ Ibid., p. 33

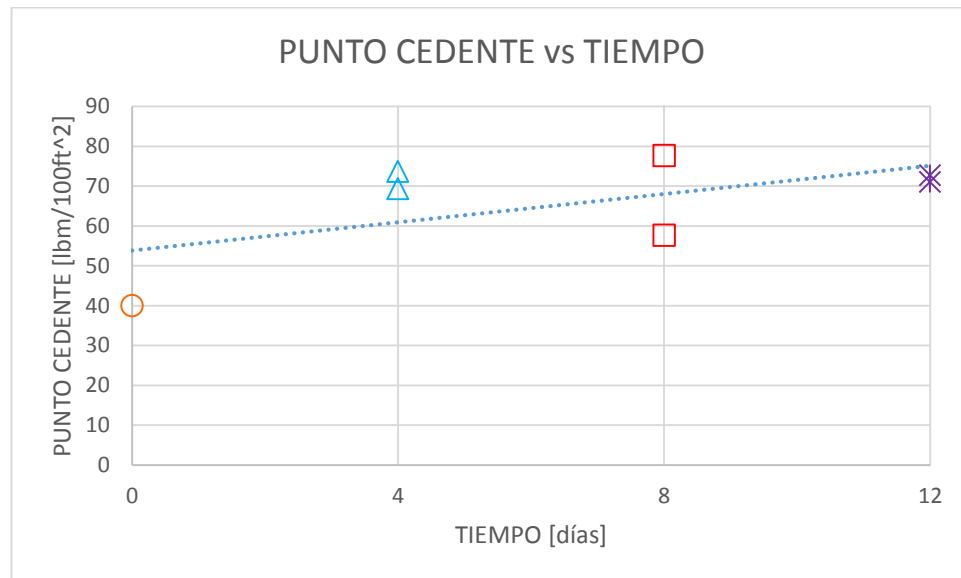
5.3.2 Punto cedente promedio

Tabla 27. Punto cedente promedio

PUNTO CEDENTE PROMEDIO									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YP [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YP prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	40	6,86	66,01	4,12	12,08	3379	30,14	0,61
M1	4	73,67							
CM2	4	69,3							
M3	8	57,67							
CM4	8	77,7							
M5	12	71							
CM6	12	72,7							

Partiendo de la tabla.18 se obtiene que la relación r es 0,61 entre el punto cedente y el tiempo; en resumen la correlación es directa y el grado de correlación es medio lo que indica que los valores no son tan cercanos a las líneas de tendencia.

Gráfica 17. Punto cedente promedio en el tiempo



En la gráfica 16 el punto cedente incrementa al prolongar el tiempo en régimen estático del fluido de perforación, un aumento del punto cedente extiende la

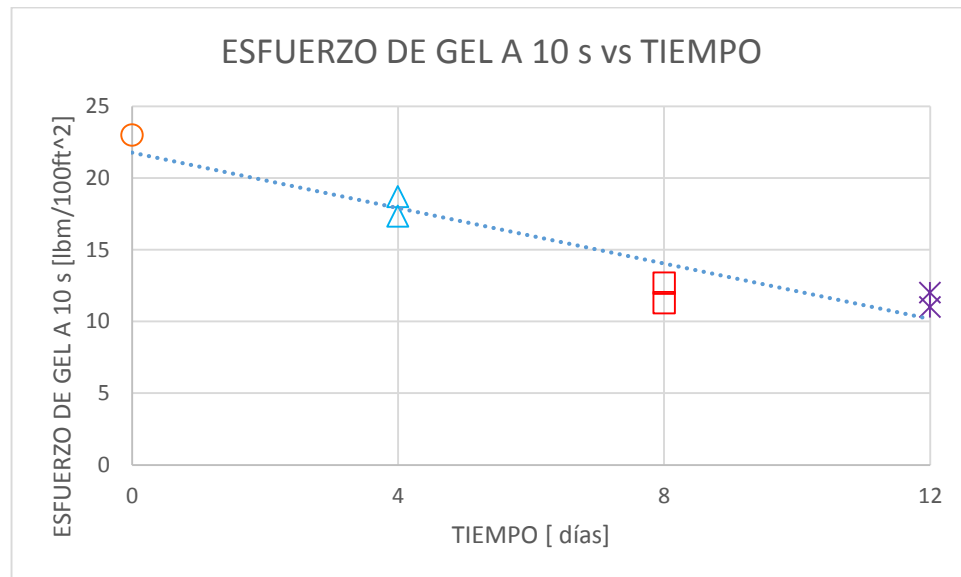
dificultad de iniciar el flujo después de haber mantenido el lodo en régimen estático⁵².

5.3.3 Esfuerzo de gel promedio

Tabla 28. Esfuerzo de gel a 10 s promedio

ESFUERZO DE GEL A 10 s PROMEDIO									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YS [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	$\sigma t*VP$	r
M 0	0	23	6,86	15,14	4,12	4,26	612	-16,43	-0,94
M1	4	17,33							
CM2	4	18,7							
M3	8	12,67							
CM4	8	11,3							
M5	12	12							
CM6	12	11							

Gráfica 18. Esfuerzo de gel a 10 s promedio en el tiempo

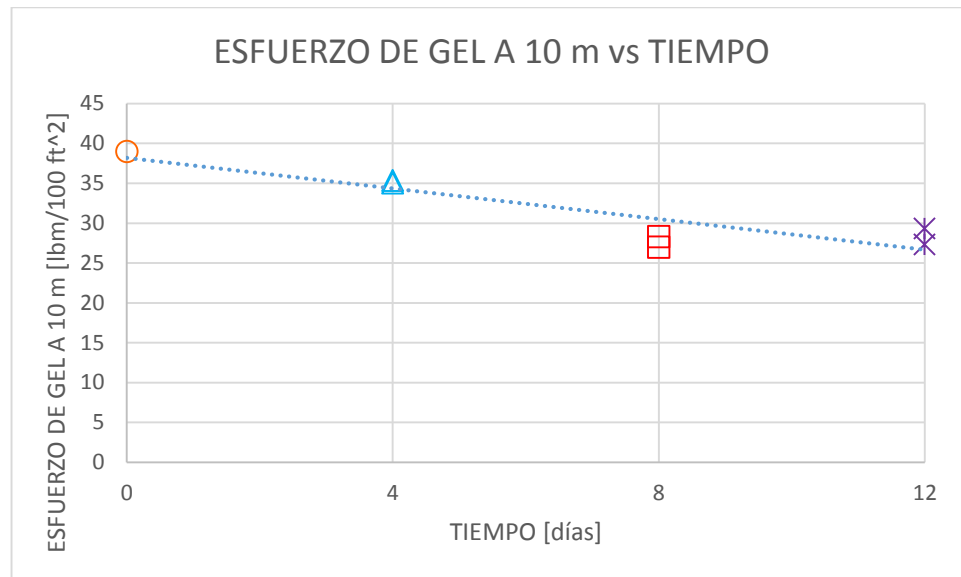


⁵²GUARACHI, Fredy. Guía de fluidos de perforación y laboratorio [en línea] <http s://l.fa cebook. com/l.php? u=https%3a %2F%2Fes.slideshare.net%2Fmobile%2FRolando000%2Fguia-de-fluidos-de-pe rforacin&h=ATOJGK v331uLeSMaw Sb9kg8LUC66qCgBWW4xaO0dy778SGVknUGQr8Tlv36Nqw7pHOUuyempgub18nBZ0sRseMQfuKBmbDjKVpavmVdQ4lfJC K1jr_UnCJvcX4lhAOTNbgIRsKqJQ > [citado el 20 de junio de 2017]

Tabla 29. Esfuerzo de gel a 10 m promedio.

ESFUERZO DE GEL A 10 m PROMEDIO									
MUESTRA	TIEMPO [días]	YS [lbm/ 100 ft ²]	t prom	YS prom	σt	σVP	t*VP	σt^*VP	r
M 0	0	39	6,86	31,61	4,12	4,40	1403	-16,28	-0,90
M1	4	35,33							
CM2	4	35							
M3	8	27							
CM4	8	28,3							
M5	12	27,33							
CM6	12	29,3							

Gráfica 19. Esfuerzo de gel a 10 m promedio en el tiempo



Las tablas 19 y 20 presentan factores de correlación r de -0,94 y -0,90 para esfuerzos de gel a 10 s y 10 m respectivamente, partiendo de este punto la tendencia de estas propiedades es a decrecer a medida que se extiende el tiempo que permanece en régimen estático el fluido de perforación, por otra parte los valores graficados están muy próximos a las líneas de tendencias o sea presentan poca dispersión.

Las gráficas 17 y 18 del esfuerzo de gel a 10sg y 10 min evidencian la disminución al extender el tiempo que se mantiene el fluido de perforación en régimen estático,

lo que indica que conservar la condición estática por un periodo prolongado de tiempo reduce la capacidad del fluido a gelificarse y a mantener los sólidos en suspensión lo que implicaría la caída de cortes al fondo del pozo⁵³.

5.4 VARIACIÓN PORCENTUAL

Como se observó en la sección anterior los cambios más representativos para propiedades como viscosidad plástica, esfuerzo de gel y punto cedente se dan en un análisis por muestra y para esto calcularemos la variación porcentual para cuantificar el cambio de estas propiedades.

Tabla 30. Variación porcentual

VARIACIÓN PORCENTUAL					
TIEMPO [días]	Muestra	%GELS10'	%GELS10'	% μ_p	% Υ_p
0		0.00	0.00	0.00	0.00
4	1	-24.64	-9.40	69.33	84.17
	2	-18.84	-10.26	60.00	73.33
8	3	-44.93	-30.77	112.00	44.17
	4	-50.72	-27.35	73.33	94.17
12	5	-47.83	-29.91	113.33	77.50
	6	-52.17	-24.79	108.00	81.67

Se observa que para fuerza de gel 10s existe un decrecimiento en un máximo de 52.17% para la muestra 6 en el día 12, para fuerza de gel 10 existe un decrecimiento en un máximo de 30.77% para la muestra 3 en el día 8, para una viscosidad plástica existe un incremento en un máximo de 113.33% para la muestra 6 en el día 12, y para punto cedente existe un incremento en un máximo de 94.17% para la muestra 4 en el día 8.

⁵³ Manual de fluidos de Perforación, Op. Cit., p. 33

5.5 ANALISIS DE SECCIÓN POR MUESTRA

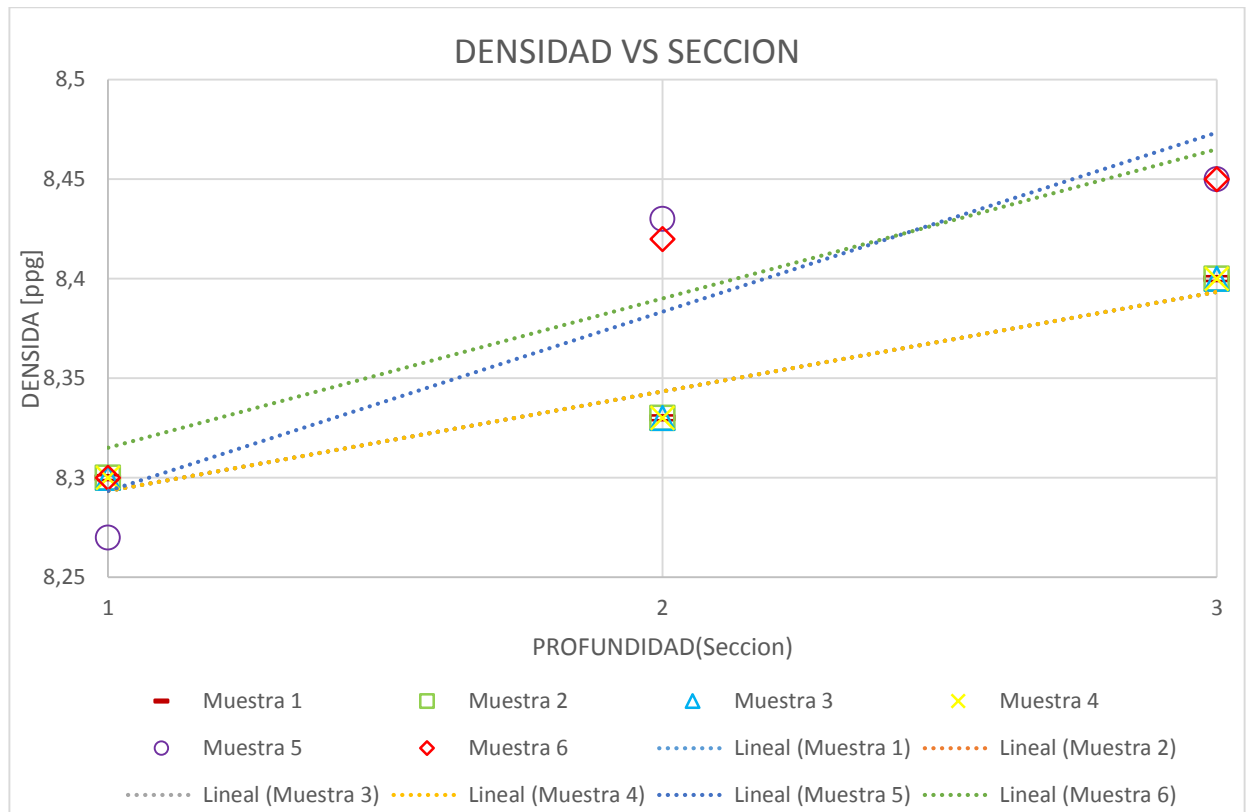
En cuanto a la densidad, esta fue la única propiedad que presentó cambios más representativos a nivel de sección en cada una de las muestras y contra muestras.

5.5.1 Densidad

Tabla 31. Densidad en cada sección de las muestras y contra muestras

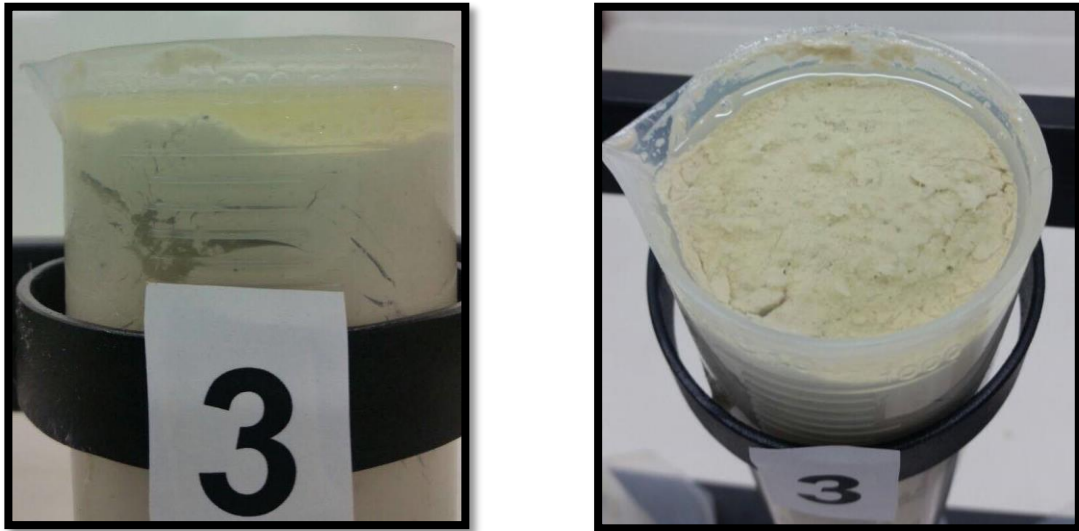
PROFUNDIDAD (SECCIÓN)		ρ [ppg]					
		M 1	CM 2	M 3	CM 4	M 5	CM 6
SUPERIOR	1	8,3	8,3	8,3	8,3	8,27	8,3
MEDIA	2	8,33	8,33	8,33	8,33	8,43	8,42
INFERIOR	3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,45	8,45

Gráfica 20. Densidad por cada sección de la muestra



En la gráfica. 19 Las primeras 4 muestras evidencian el mismo incremento en densidad de la sección superior (3) a la inferior (1); a partir de las muestras 5 y 6 la decantación es más notable.

Figura 26. Separación de fases a partir de la muestra 3 (régimen estático 8 días)



Al término de 8 días en régimen estático las muestras 3, 4, 5 y 6 presentaron separación de fases, ubicándose el diésel en la parte superior de las probetas.

Este efecto está directamente relacionado con los cambios de densidad de cada una de las secciones de las muestras donde las secciones media e inferior aumentaron y la sección superior disminuyó su densidad, siendo más notorio el cambio en las muestras 5 y 6 pues estas permanecieron el máximo tiempo de la prueba (12 días).

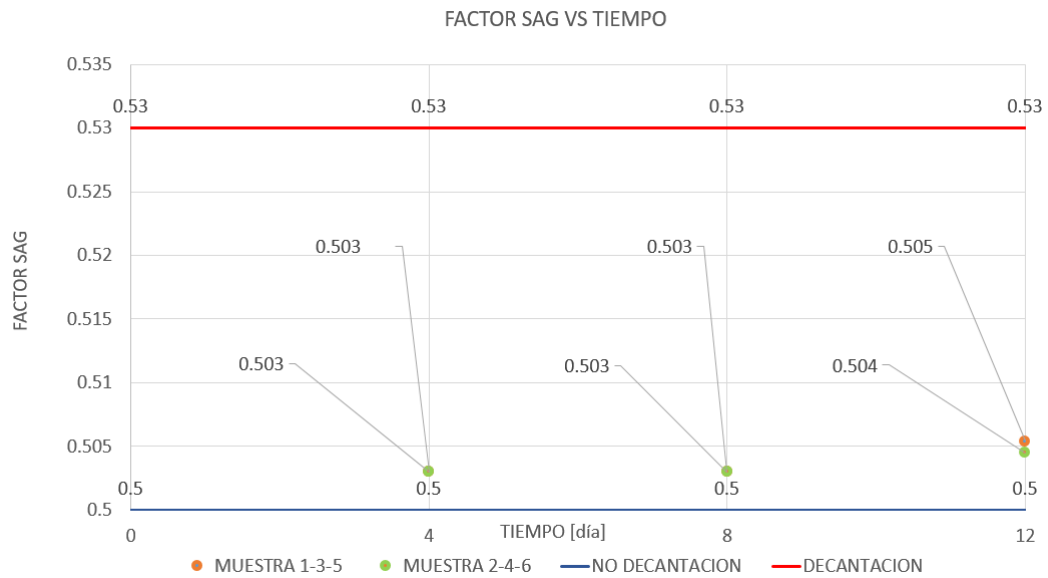
5.6 ANALISIS SAG

A partir del incremento de la densidad en cada una de las muestras visualizadas anteriormente en la gráfica.21 se realiza el cálculo del factor SAG para cada una de las muestras.

Tabla 32. Calculo del factor SAG

TIEMPO	MUESTRA	SECCION	ρ	SAG
0			8,3	0,5
4 DIAS	1	Superior	8,3	0,503
		Medio	8,33	
		Inferior	8,4	
	2	Superior	8,3	0,503
		Medio	8,33	
		Inferior	8,4	
8 DIAS	3	Superior	8,3	0,503
		Medio	8,33	
		Inferior	8,4	
	4	Superior	8,3	0,503
		Medio	8,33	
		Inferior	8,4	
12 DIAS	5	Superior	8,27	0,505
		Medio	8,43	
		Inferior	8,45	
	6	Superior	8,3	0,504
		Medio	8,42	
		Inferior	8,45	

Gráfica 21. Factor SAG en el tiempo



El análisis SAG establece que existe decantación del material densificante cuando el factor SAG es superior 0,53⁵⁴; para este caso específico de formulación de lodo y tiempo la gráfica. 22 demuestra que no hubo decantación considerable sin embargo si existe esta caída de material densificante que podría aumentar al prolongar el tiempo en régimen estático del fluido como se observa al final de la prueba (12 días).

⁵⁴ SPE 164200. Op. Cit., p. 58

6. CONCLUSIONES

El régimen estático del fluido de perforación base aceite planteado para este trabajo durante los tiempos establecidos provocó alteraciones en las propiedades del lodo como: aumentar la viscosidad plástica hasta un porcentaje de 113.33% , el yield point hasta un porcentaje de 94.17% y disminuir la fuerza de gel hasta en un porcentaje de 52.17%, que podrían generar problemas como: disminuir la fluidez a través de la tubería y anular, aumentar la dificultad de iniciar el flujo después de haber mantenido el lodo en régimen estático y reducir la capacidad del fluido a gelificarse y a mantener los sólidos en suspensión.

Si un lodo es elaborado adecuadamente la decantación de material densificante permanecerá dentro de rangos aceptables por periodos de tiempos considerados largos para una pega de tubería.

El aumento en la viscosidad plástica podría ser el resultado de la degradación del polímero utilizado como controlador de filtrado.

Los cambios presentados en las propiedades de este fluido de perforación en régimen estático pueden llegar a prolongar y complicar una pega si el fluido: ya no es capaz de sostener sólidos en suspensión y aumenta la resistencia al flujo tanto en el anular como en la tubería.

Los aditivos gelificantes utilizados en este trabajo presentaron una marcada falencia en régimen estático, lo que indica que no están lo suficientemente desarrollados para aguantar condiciones extremas como está.

7. RECOMENDACIONES

Realizar pruebas de decantación teniendo en cuenta variables como presión y temperatura ya que son de gran relevancia e influencia en los cambios de las propiedades del fluido de perforación con el tiempo

Realizar pruebas con diversas formulaciones para establecer comparaciones y así determinar cómo estas variaciones me afectan el nivel de decantación o cambio en dichas propiedades, de esta manera ampliar y profundizaría la investigación.

Realizar pruebas a concentraciones de polímeros diferentes o con otros, que certifiquen su nivel de influencia en la viscosidad.

Se recomienda hacer pruebas con un monitoreo más continuo para corroborar el efecto del tiempo en la decantación del material densificante en régimen estático.

Realizar las pruebas de estabilidad eléctrica pues estas indican la estabilidad de la emulsión al ser un indicador importante del buen funcionamiento de un lodo de perforación base aceite.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, Drilling Fluids Processing Handbook, United States of America: ELSEVIER, 2005. p. 693. ISBN 0-7506-7775-9.

BAKER HUGHES, Drilling Fluids Reference Manual, Revised 2006. p. 775.

BOWES, Colin. PROCTER, Rey. Stuck Pipe Handbook, 1997.p.71.

DATALOG. Procedimientos y Operaciones en Pozo, 2001. p. 277.

ENERGY API, Manual de fluidos de Perforación, Instituto Americano del petróleo, Dallas, Texas, Fecha de revisión 14/02/01.Funcion 2.4

GLOSSARY OILFIELD. Lodo base aceite [En línea]. (Recuperado en 16 de mayo del 2017.) Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/o/oil_mud.aspx

GUARACHI, Fredy. Guía de fluidos de perforación y laboratorio [en línea]. (Recuperado el 20 de junio del 2017.) Disponible en https://l.facebook.com/l.php?u=https%3A%2F%2Fes.slideshare.net%2Fmobile%2FRolando000%2Fguia-de-fluidos-de-perforacin&h=ATOJGKv331uLeSMawSb9kg8LUC66qCgBWW4xaO0dy778SGVknUGQr8Tlv36Nqw7pHOUuyempgub18nBZ0sRseMQfukBmbDjKVpavmVdQ4lfJCK1jr_UnCJvcX4lhAOTNbgIRsKqJQ

HALLIBURTON COMPANY, Manual de Fluidos, Baroid: Houston 1999. p. 566.

IADC Drilling Manual, Eleventh Edition. International Association of Drilling Contractors. Houston, Texas. 2000.

MONTGOMERY DOUGLAS C, Diseño y análisis de experimentos .Segunda edición. Universidad estatal de Arizona. México, D.F.: LIMUSA WILEY, 2004. 692p.ISBN 968-18-6156-6.

MUÑOZ, O.L. y MANRIQUE, J.L., Factibilidad técnica y económica del uso del biodiesel de soya como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa, Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga, 2012.

PDVSA, Fluidos de perforación. [En línea] 2002. (Recuperado el 4 de mayo del 2017) Disponible en <https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=ZGVmYXVsdGRvbWFpbnx1bmFjcjVkbWVhcnJlcmF8Z3g6MjlxMjI1ZjA5MWFkZWY3>

PROAÑO SOLANO Juan, VILLAMARIN LEIVA Diego. Análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la Amazonía ecuatoriana. Universidad Central Del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental .Ingeniería de Petróleos. QUITO, Julio, 2013.

RABIA HUSSAN, Well Engineerig & Construction. Entrac consulting limited, 2002

RODRIGUEZ BERMUDEZ, Eliserio. Restructuración teórico – práctica de la guía de laboratorio de lodos y cementos. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físico – Químicas. Bucaramanga, 2007.

SCHLUMBERGER. Stuck pipe prevention, 1997 [En línea]. (Recuperado el 15 de junio del 2017.) Disponible en <http://www.fanarco.net/books/drilling /stuck-pipe.pdf>

SHARATH, Savari, et al. A Comprehensive Approach to Barite Sag Analysis on Field Muds. [En línea] American Association of Drilling Engineers.2013.AADE-13-FTCE-30. (Recuperado en julio 3 del 2017.) Disponible en https://www.researchgate.net/publication/255778442_A_Comprehensive_Approach_to_Barite_Sag_Analysis_on_Field_Muds.

SKALLE Pal, Drilling fluid Engineering, 2011. p. 132. ISBM 978- 87- 7681-929-3.

SMITH, M. ANNIS,M. Drilling Fluids Tecnology, EXXON COMPANY, USA, Revised August 1996. p. 366.

VIKRANT, Wagle; SHADAAB, Maghrabi y DHANASHREE, Kulkarni. Formulating Sag-Resistant, Low-Gravity Solids-Free Invert Emulsion Fluids. [Base de datos en línea]. 2013 Society of Petroleum Engineers. SPE-164200-MS. (Recuperado en 18 de junio del 2017). Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164200-MS>.