

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE USO DEL SURFACTANTE NO IÓNICO EN EL
FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CORREGIR LA PEGA DIFERENCIAL EN
POZOS HORIZONTALES**

**EDWARD FABIÁN GALINDO VEGA
ANDRÉS FELIPE RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**

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

2015

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE USO DEL SURFACTANTE NO IÓNICO EN EL
FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CORREGIR LA PEGA DIFERENCIAL EN
POZOS HORIZONTALES**

**EDWARD FABIÁN GALINDO VEGA
ANDRÉS FELIPE RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Ingeniera de Petróleos. PhD.**

**Co-directores:
ING. FERNEY MAURICIO CALDERON RINCÓN
ING. JAVIER GIL RODRIGUEZ**

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

2015

DEDICATORIA

Gracias a Dios quien me permite cumplir este propósito, y a toda mi familia que siempre han estado a mi lado.

Agradecerle especialmente a mi madre GENNY HERNANDEZ SOLANO, a mi padre EDGAR RODRIGUEZ RODRIGUEZ, a mis hermanos EDGAR JULIAN, MARIA ALEJANDRA, SERGIO ANDRES, EDGAR JOSUE, JOSE DAVID y ELIAS por su paciencia, su amor y su apoyo.

También a mis tías AZUCENA, NANCY, LEIDY, AMPARO, y IVETH quienes me apoyaron en el momento que lo necesite.

Gracias a las personas que durante este ciclo ayudaron a cumplir este sueño, finalmente a la universidad industrial de Santander la cual me hace sentir realmente orgulloso.

Andrés Felipe Rodríguez Hernández

DEDICATORIA

Doy infinitas gracias a Dios por permitirme culminar esta gran etapa de mi vida.

A mis padres, Carlos Julio y Yolanda, a quienes amo profundamente, por su entrega, dedicación, amor y apoyo incondicional durante mi formación personal y profesional, por ser ese gran ejemplo a seguir y ser los promotores de este gran logro, todo es por ustedes y para ustedes.

A mis hermanos Luis Carlos, Leislly Dariana y Daniel Felipe, por su amor, cariño y comprensión brindado a cada instante, son el mejor regalo que me ha dado la vida.

A mi compañero Felipe, por su amistad y acompañamiento durante el desarrollo del proyecto.

A todos mis amigos y compañeros, por todas las experiencias y momentos compartidos.

Edward Fabián Galindo Vega

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES	22
1.1 PEGA DE TUBERÍA	22
1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE PEGA DE TUBERÍA	22
1.2.1 Empaquetamiento (Pack- off) o puenteo (bridge).	22
1.2.1.1 Derrumbe o Hinchamiento de shales reactivos o sobre– presionados	23
1.2.1.2 Formaciones fracturadas o Inconsolidadas	23
1.2.1.3 Cemento o Basura	25
1.2.1.4 Depósitos salinos móviles	26
1.2.2 Pega diferencial	26
1.2.3 Geometría del pozo	27
1.2.4 Pega de tubería al bajar Broca	27
1.2.4.1 Pega de tubería al sacar	28
1.3 MECANISMOS DE PEGA DIFERENCIAL	28
1.3.1 Revoque Dinámico	29
1.3.2 Revoque Estacionario	29
1.3.3 Condiciones Dinámicas	29
1.3.4 Condiciones Estacionarias	29
1.3.5 Dependencia del tiempo	29
1.3.6 Causas- Pega diferencial	30
1.3.7 Acción preventiva- Pega diferencial	30
1.3.8 Acción correctiva- Pega diferencial	30
1.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	31

1.4.1 Clasificación de los fluidos de perforación	31
1.4.2 Funciones de los lodos de perforación	31
1.4.3 Propiedades de los fluidos de perforación	34
1.4.3.1 Propiedades físicas.	34
1.4.3.2 Propiedades químicas	37
1.5 TENSIOACTIVOS Y SURFACTANTES	39
1.5.1 Clasificación de los surfactantes	39
1.5.1.1 Los surfactantes aniónicos	40
1.5.1.2 Los surfactantes no iónicos	40
1.5.1.3 Los surfactantes catiónicos	41
 2. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	 42
2.1 TIPO DE SURFACTANTE UTILIZADO	42
2.1.1 Propiedades físicas	43
2.2 TIPO DE ANTIESPUMANTE UTILIZADO	43
2.2.1 Propiedades físicas	43
2.3 PRODUCTOS UTILIZADOS	44
2.4 PRIMERA FASE	46
2.5 SEGUNDA FASE	46
2.5.1 Formulación del fluido de perforación convencional segunda fase	47
2.5.1.1 Formulación para las pruebas de laboratorio (10 bbl-equ)	48
2.5.1.2 Programa de preparación del fluido de perforación segunda fase	54
2.5.2 Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico	55
2.5.3 Formulación para el laboratorio (1.14 bbl-equ – 400 ml).	56
2.6 TERCERA FASE	59
2.6.1 Formulación del fluido de perforación convencional tercera fase	59
2.6.2 Formulación para las pruebas de laboratorio (10 bbl- equ).	60
2.6.3 Programa de preparación del fluido de perforación tercera fase	63
2.6.4 Formulación del fluido de perforación con el surfactante no iónico	64
2.6.5 Formulación para el laboratorio (1.14 bbl-equ – 400 ml).	64

2.6.6 Concentración de antiespumante utilizada	67
3. PRUEBAS DE LABORATORIO.	69
3.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	70
3.2 DENSIDAD DEL LODO	71
3.3 PRUEBA DEL FILTRADO	72
3.4 VISCOSIDAD DE EMBUDO	73
3.5 VISCOSIDADES, YIELD POINT Y RESISTENCIA DE GEL	74
3.6 PRUEBA DE LUBRICIDAD	75
3.7 PRUEBA DE MOJABILIDAD	76
3.8 ANÁLISIS QUÍMICO DEL AGUA	77
3.8.1 pH	77
3.8.2 Alcalinidad	77
3.8.3 Contenido de cloruros	78
3.8.4 Dureza	78
4. FACTIBILIDAD DE USO DEL SURFACTANTE NO IÓNICO	79
4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS SEGUNDA FASE.	79
4.1.1 Densidad	79
4.1.2 Filtrado 30 minutos	81
4.1.3 Viscosidad plástica	82
4.1.4 Punto cedente	83
4.1.5 Tamaño de los cakes	84
4.1.6 Lubricidad	85
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS TERCERA FASE	86
4.2.1 Densidad	87
4.2.2 Filtrado 30 minutos	88
4.2.3 Viscosidad plástica	89
4.2.4 Punto cedente	90
4.2.5 Tamaño de los cakes	91
4.2.6 Lubricidad	92

4.2.7 Mojabilidad	93
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	94
5.1 SISTEMA TOTAL DEL FLUIDO SEGUNDA FASE	95
5.2 SISTEMA TOTAL TERCERA FASE	96
6. CONCLUSIONES	98
7. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	103

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Recortes depositados.	25
Figura 2. Clasificación de los fluidos de perforación	32
Figura 3. Funciones del fluido de perforación.	33
Figura 4. Descripción de la segunda fase.	47
Figura 5. Agitador Hamilton Beach.	70
Figura 6. Fluido de perforación.	71
Figura 7. Balanza de lodo.	72
Figura 8. Filtro prensa.	73
Figura 9. Embudo de Marsh.	74
Figura 10. Viscosímetro Fann.	75
Figura 11. Lubricímetro.	76
Figura 12. Prueba de mojabilidad.	77
Figura 13. Prueba de mojabilidad.	93
Figura 14. Estado Mecánico Pozo ejemplo.	95

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Densidad vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.	80
Gráfica 2. Porcentaje en volumen de espuma vs tiempo	81
Gráfica 3. Filtrado vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.	82
Gráfica 4. Viscosidad plástica vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.	83
Gráfica 5. Punto cedente vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.	84
Gráfica 6. Densidad vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.	87
Gráfica 7. Porcentaje en volumen de espuma vs tiempo tercera fase	88
Gráfica 8. Filtrado a 30 minutos vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.	89
Gráfica 9. Viscosidad plástica vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.	90
Gráfica 10. Punto cedente vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.	91
Gráfica 11. Costo total vs concentración de surfactante segunda fase.	96
Gráfica 12. Costo total vs concentración de surfactante tercera fase	97

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos de surfactante.	41
Tabla 2. Propiedades físicas del surfactante.	43
Tabla 3. Propiedades físicas del antiespumante	44
Tabla 4. Formulación del fluido convencional segunda fase.	47
Tabla 5. Programa de preparación del fluido de perforación segunda fase en el laboratorio.	55
Tabla 6. Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico.	55
Tabla 7. Concentración y volumen añadidos a las muestras de 400 ml.	59
Tabla 8. Formulación del fluido de perforación convencional tercera fase.	60
Tabla 9. Programa de preparación del fluido de perforación tercera fase en el laboratorio.	64
Tabla 10. Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico tercera fase.	64
Tabla 11. Concentración y volumen añadidos a las muestras de 400 ml.	67
Tabla 12. Concentración de antiespumante utilizada.	68
Tabla 13. Muestras y tipo de fluido de perforación.	69
Tabla 14. Tamaño de los cakes segunda fase.	85
Tabla 15. Resultados prueba de lubricidad segunda fase.	86
Tabla 16. Tamaño de los cakes tercera fase.	92
Tabla 17. Resultados prueba de lubricidad tercera fase.	92

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Resultados de las pruebas sin surfactante segunda fase.	103
Anexo B. Resultados de las pruebas 0.3 lb/bbl de surfactante segunda fase.	104
Anexo C. Resultados de las pruebas 0.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.	105
Anexo D. Resultados de las pruebas 0.7 lb/bbl de surfactante segunda fase.	106
Anexo E. Resultados de las pruebas 1 lb/bbl de surfactante segunda fase.	107
Anexo F. Resultados de las pruebas 1.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.	108
Anexo G. Resultados de las pruebas 2 lb/bbl de surfactante segunda fase.	109
Anexo H. Resultados de las pruebas 2.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.	110
Anexo I. Análisis químico del filtrado segunda fase.	111
Anexo J. Análisis químico del filtrado segunda fase.	112
Anexo K. Resultados de las pruebas sin surfactante tercera fase.	113
Anexo L. Resultados de las pruebas 0.3 lb/bbl de surfactante tercera fase.	114
Anexo M. Resultados de las pruebas 0.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.	115
Anexo N. Resultados de las pruebas 0.7 lb/bbl de surfactante tercera fase.	116
Anexo O. Resultados de las pruebas 1 lb/bbl de surfactante tercera fase.	117
Anexo P. Resultados de las pruebas 1.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.	118
Anexo Q. Resultados de las pruebas 2 lb/bbl de surfactante tercera fase.	119
Anexo R. Resultados de las pruebas 2.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.	120
Anexo S. Análisis químico del filtrado tercera fase.	121
Anexo T. Análisis químico del filtrado tercera fase.	122
Anexo U. Análisis económico segunda fase	123
Anexo V Análisis económico tercera fase	130
Anexo W. Análisis del agua dulce utilizada para la preparación del fluido de perforación	136

Anexo X Comportamiento del surfactante en función del tiempo segunda fase	137
Anexo Y. Comportamiento del surfactante en función del tiempo tercera fase	141

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE USO DEL SURFACTANTE NO IÓNICO EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CORREGIR LA PEGA DIFERENCIAL EN POZOS HORIZONTALES*

AUTORES: GALINDO VEGA, Edward Fabián
RODRÍGUEZ HERNANDEZ, Andrés Felipe.**

PALABRAS CLAVES: Fluido de perforación, surfactante no iónico, pega diferencial, pozos horizontales

DESCRIPCIÓN:

El surfactante no iónico ha sido implementado en diversos estudios como aditivo al fluido de perforación para suplir necesidades de torque excesivo, arrastre y pega de tubería. Para corregir el problema de pega diferencial generalmente en la industria es enviada una píldora a la sección que presenta el problema en cuestión, así, el objetivo del estudio es determinar los efectos del surfactante no iónico en las propiedades del fluido de perforación en la búsqueda de posibles comportamientos que den solución a este problema operacional enfocado principalmente al peso de la columna hidrostática del lodo y no por medio de la degradación del cake como funciona la píldora utilizada en la industria, aquí lo novedoso del proyecto.

En este trabajo se presentan los resultados de laboratorio obtenidos del trabajo experimental de un tipo de surfactante no iónico que permita corregir la pega diferencial durante la perforación de pozos horizontales, trayendo beneficios de carácter económico y técnico, debido a que si es factible el uso de surfactante, se prestaría como una solución alterna a perdidas excesivas de tiempo generadas por este problema operacional.

El proyecto está estructurado en siete secciones o capítulos. El primer capítulo describe generalidades de la pega diferencial, surfactantes y propiedades de los fluidos de perforación, el segundo capítulo se enfoca en el diseño del fluido de perforación a partir del surfactante no iónico, el tercer capítulo hace referencia a la realización de las pruebas de laboratorio para analizar las propiedades, en el cuarto capítulo se realiza el análisis de factibilidad de uso del surfactante no iónico, en el quinto capítulo se hace el análisis económico para mirar la viabilidad económica del proyecto y finalmente, se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones de los resultados obtenidos en el laboratorio.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director PhD. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirectores Ing. Ferney Mauricio Calderón Rincón, Ing. Javier Gil Rodríguez.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY OF USE OF NONIONIC SURFACTANT IN THE DRILLING FLUID FOR THE PREVENTION OF DIFFERENTIAL STICKING IN HORIZONTAL WELLS*

AUTHORS: GALINDO VEGA, Edward Fabián
RODRÍGUEZ HERNANDEZ, Andrés Felipe.**

KEYWORDS: Drilling fluid, nonionic surfactant, differential sticking, horizontal Wells.

DESCRIPTION:

The nonionic surfactant has been implemented in several studies as an additive to drilling fluid to supply needs of excessive torque, drag and stuck pipe. To correct the problem of differential sticking generally in the industry is sent a pill a section that presents the problem in matter, so the object of study is to determine the effects of nonionic surfactant in the properties of drilling fluids in the search of behavior possible to give solution to this operational problem focused mainly on weight of the mud hydrostatic column and not by degradation of cake as pill words in the industry, this is what is new of the project.

This research project presents the laboratory results obtained from the experimental work of a type of nonionic surfactant that would prevent differential sticking problems during the drilling of horizontal Wells, bringing benefits of an economic and technical type, because if the use of surfactant is feasible, I would let to provide a possible solution for the wasting generated for this operational problem.

The project is divided into seven sections or chapters. the first chapter describes an overview of differential sticking, surfactants and properties of drilling fluids, the second chapter focuses on the design of the drilling fluid from the nonionic surfactant, the third chapter refers to performing laboratory tests to analyze the properties, the fourth chapter elaborates the analysis of the feasibility of use of nonionic surfactant , in the fifth chapter is done the economic analysis look at viability of the project and finally, the respective conclusions and recommendations of the results obtained in the laboratory are presented.

* Grade work

** Faculty Physique – Chemical Engineering's. School Petroleum Engineering. Zuly H. Calderón Carrillo.

INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos petroleros es común que se presenten diferentes problemas operacionales como la pega diferencial, siendo una de las causas más comunes del atascamiento de la tubería y su impacto se ve reflejado en los costos y eficiencia de la perforación, esta se presenta cuando la presión hidrostática es mayor que la presión de la formación generando una fuerza que empuja la tubería hacia la pared de la formación. El espesor del revoque juega un papel importante en la pega diferencial, mientras más grueso sea el revoque más grande es el área seccional en el que actúa la presión de la formación siendo mayor la fuerza de pega diferencial.

La necesidad de evitar este tipo de pega y corregir el problema implica la búsqueda de un fluido de perforación con el que se pueda llegar a liberar la tubería en esta zona, una alternativa es el uso del surfactante en la elaboración experimental de este fluido, este método diverge en el principio de funcionamiento de la píldora que es utilizada como solución actual en la industria, ya que el método que se plantea en este proyecto se enfoca en el manejo de la propiedades y el peso de la columna hidrostática del fluido.

El propósito fundamental de este trabajo de grado es analizar el comportamiento de un fluido de perforación, el cual contiene surfactante no iónico, con el fin de evaluar su desempeño en la corrección de la pega diferencial; analizando los resultados de las pruebas de laboratorio se pueden determinar los efectos del surfactante no iónico en el fluido de perforación mediante un análisis comparativo con un fluido de perforación convencional, análisis de costos, la observación del efecto sobre la mojabilidad de la arena y los beneficios de lubricidad permiten

valorar la factibilidad de uso del surfactante no iónico en el fluido de perforación para corregir la pega diferencial.

1. GENERALIDADES

1.1 PEGA DE TUBERÍA

El problema se puede observar en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve afectado por eventos o fueras en el hueco. Normalmente se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se eleva el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería.

En el momento en que no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado. Dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrido la pega, también puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento (Pack- off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial
- Geometría de pozo

1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE PEGA DE TUBERÍA

1.2.1 Empaquetamiento (Pack- off) o puenteo (bridge). El empaquetamiento se presenta cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Por lo general sucede alrededor de drill collars de diámetro grande o herramientas de

diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. Así el anular resulta empacado, pegando la tubería.

Puenteo es el termino el cual refiere al material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Hay varias causas potenciales para la pega de tubería por empaquetamiento o puenteo.

1.2.1.1 Derrumbe o Hinchamiento de shales reactivos o sobre- presionados.

Si lo anterior está ocurriendo puede detectarse por un incremento en la viscosidad del lodo, incremento en el troque y en el arrastre, la presencia de arcillas aglomeradas, la presencia de cortes hidratados o hinchados, presiones elevadas al romper la circulación.

Los shales sobrepresionados se fracturan y caen dentro del pozo. Esto se puede evitar incrementando la densidad del lodo para balancear la presión de formación. Debe registrarse la presencia de volúmenes altos de derrumbes y los cambios de dirección en la tendencia de la presión de formación.

Los esfuerzos mecánicos, por causa de cargas tectónicas y/o a la orientación del pozo, también conllevan a fracturamiento y posterior derrumbe de los shales.

1.2.1.2 Formaciones fracturadas o Inconsolidadas. Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas falladas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsaran dentro del hueco. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración, torque alto y errático.

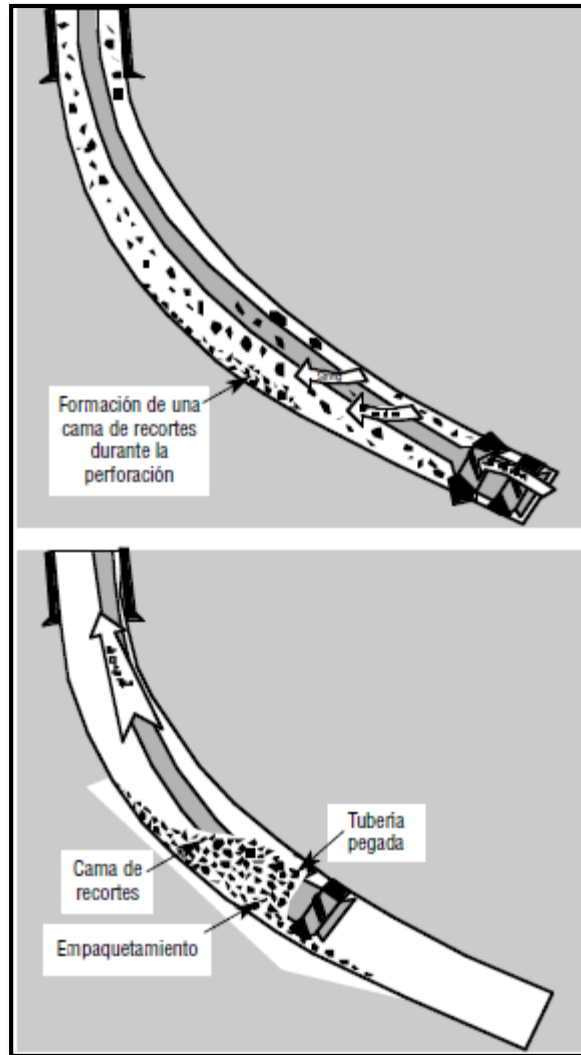
El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hueco, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas.

Las formaciones inconsolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo puenteando la sarta de perforación.

Asentamiento o acumulaciones de cortes. Cuando se detiene la circulación, los cortes pueden asentarse alrededor de herramientas como los estabilizadores. Si hay asentamiento excesivo puede haber empaquetamiento si no se remueven efectivamente los cortes pues puede haber una combinación de una gran cantidad de cortes, velocidad anular insuficiente y reología pobre incapaz de sostener los cortes.

En pozos desviados, los cortes quizás puedan asentarse en el lado inferior del pozo, generando una acumulación de cortes. Esta acumulación puede ser llevada hacia afuera del pozo por el ensamblaje de fondo u otras herramientas, o pueden caer dentro del pozo, en ambos casos presentando un peligro potencial de empaquetamiento.

Figura 1. Recortes depositados.



Fuente. M-I & SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual [Manual de Ingeniería de fluidos de perforación]. Versión 2.0. Houston, Texas, 2001.

1.2.1.3 Cemento o Basura. El cemento de tapones o de la zapata del revestimiento puede volverse inestable y caer dentro del pozo, empacando o puenteando la sarta de perforación.

También puede ocurrir el caso que caigan herramientas o basura debido a descuido en la mesa de perforación, también por falla en las herramientas de

fondo, lo cual también puede resultar también en empacamiento o puenteo de la sarta.

1.2.1.4 Depósitos salinos móviles. Las formaciones salinas pueden ser altamente móviles y se escurrirán alrededor de la sarta y dentro del pozo debido al peso sobre carga. Entonces puede atrapar la tubería causando la pega.

Esto ocurrirá generalmente cuando se saca tubería o después de periodos extendidos de tiempo con la sarta fuera del pozo. El movimiento no debe ser lo suficientemente rápido para que ocurra durante la perforación, pero ha sucedido en algunos casos.

La minimización y prevención se hace usando un sistema y densidad de lodo que evite el cerramiento por medio de viajes de limpieza o rimados frecuentes que mantengan la condición del pozo.

1.2.2 Pega diferencial. La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática. Una torta de lodo se forma naturalmente contra la pared del pozo y un filtrado alto del lodo permitirá que se forme rápidamente una torta muy gruesa.

Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta mal diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área sea de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor.

Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo, etcétera) la capa de torta puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería.

Esta fuerza de adherencia, además del grosor de la torta de lodo, hace que la tubería quede pegada, evitando movimiento vertical y rotación de la sarta. La circulación no se verá afectada.

1.2.3 Geometría del pozo. Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en una dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

1.2.4 Pega de tubería al bajar Broca. Después de que una sección desviada, con posibilidad de patas de perro, ha sido perforada con un ángulo específico de levantamiento, el ensamblaje de fondo en general se cambiara para continuar la trayectoria recta del pozo.

Un ensamblaje de fondo demasiado rígido puede no ser suficientemente flexible para pasar dicha sección, pues los estabilizadores quedan colgados en secciones opuestas de la pared del pozo, evitando que la sarta pueda seguir bajando.

Si se han perforado formaciones abrasivas, y las brocas han salido con su diámetro muy reducido, el hueco tendrá el diámetro efectivo reducido y la broca nueva al bajar se puede trabar al bajar al fondo.

Si se registra una reducción de peso cuando se pasa por esta sección, la sarta no debe ser forzada al pasar. En vez de esto, la sección del hueco debe ser rimada cuidadosamente y re abierta al diámetro correcto.

1.2.4.1 Pega de tubería al sacar. Aquí la pega de tubería ocurre generalmente cuando se saca la tubería debido a una de las causas siguientes.

- La ocurrencia de patas de perro severas y se está usando un ensamblaje de fondo excesivamente rígido para aceptar los cambios.
- Si entre los ojos de llave que han resultado de una pata de perro se traban los drill collars.
- Pueden producirse escalones producidos en la intercalación de formaciones duras y blandas.
- También puede haber micro patas de perro que se forman debido a los cambios de dirección cuando se han perforado intercalaciones de formaciones duras y blandas.¹

1.3 MECANISMOS DE PEGA DIFERENCIAL

La fuerza de pega diferencial causada por la presión hidrostática de sobrebalance en su efecto de llevar a la sarta contra el revoque que en este caso es grueso y el cual se encuentra frente a la formación permeable. Dentro de los factores que pueden favorecer la presencia de una pega diferencial: la sarta debe estar en contacto con la pared del hueco y permanecer inmóvil por algún tiempo, también debe generarse un revoque estacionario grueso mientras la sarta no se mueve.

De esta manera, se va a desarrollar una presión diferencial en la zona de contacto entre la sarta y la formación y generar fuerzas de pega diferencial.

¹ DATALOG, Manual de perforación: procedimientos y operaciones en el pozo. Version 3.0. Marzo 2001.

En cuanto la fase líquida pueda fluir y acceder en la zona, la fase sólida en mayor proporción (gel, baritina, sólidos de perforación, etc.) se filtra y se ubica en la pared del hueco, formando un revoque de sólidos del lodo (revoque).

1.3.1 Revoque Dinámico. En condiciones dinámicas (en movimiento) el espesor del revoque disminuye ya que las fuerzas mecánicas del movimiento de la tubería y el fluido raspan el revoque de la pared del hueco.

1.3.2 Revoque Estacionario. En condiciones estacionarias (sin movimiento) el espesor del revoque aumenta con la pérdida de las fuerzas mecánicas.

1.3.3 Condiciones Dinámicas. La fuerza del movimiento de la sarta y la circulación impiden el desarrollo del revoque estacionario. Sin el sello del revoque estacionario, la presión hidrostática se ejerce de manera uniforme alrededor de toda la tubería. La fuerza de pega diferencial no puede desarrollarse si no hay diferencial de presión.

1.3.4 Condiciones Estacionarias. Al dejar de moverse la sarta, el desarrollo del revoque estacionario restringe el flujo de fluidos hacia el revoque en el área de contacto entre la tubería y la pared. La pérdida de fluidos permite que la presión del revoque en el área de contacto se drene hasta igualarse con la presión de formación. La fuerza de pega diferencial se ejerce en la tubería con relación al tamaño del área de baja presión y la presión diferencial.

1.3.5 Dependencia del tiempo. A medida que el revoque estacionario aumenta en espesor con el tiempo, la comunicación de la presión hidrostática con el área de baja presión se cierra, creando un diferencial de presión en el área de contacto.

El espesor mayor del revoque también hace aumentar el ancho del área de contacto, lo que a su vez hace aumentar la fuerza de pega diferencial.

1.3.6 Causas- Pega diferencial. Las condiciones más comunes en las cuales se puede presentar pega diferencial son:

- a. La sarta se mantiene contra la pared del hueco debido a un desbalance sobre una formación permeable.
- b. Sarta estacionaria en un tiempo.
- c. Revoque de gran espesor.
- d. Zona de contacto.

1.3.7 Acción preventiva- Pega diferencial. Las siguientes pueden ser las medidas preventivas:

- a. Usar lodos base aceite, minimizar el filtrado, el contenido de sólidos, el sobrebalance.
- b. Mantener la sarta en movimiento, rotar durante la perforación y durante los viajes. Minimizar el tiempo de conexión.
- c. Usar collares espiralados para minimizar el tiempo de exposición entre las paredes del pozo y la sarta.

1.3.8 Acción correctiva- Pega diferencial. Las siguientes pueden ser las medidas preventivas:

- a. Verificar el mecanismo de pega.
- b. Circular a tasa máxima para erosionar el revoque.
- c. Descargar peso de la sarta aplicando el 50 % del peso sobre las conexiones.
- d. Aplicar torque.
- e. Realizar el procedimiento del tubo en U, bombeo de píldora de liberación.²

² TECHNICAL FORMATION CENTER, Manual de prevención de pega de tubería, stuck pipe prevention, IADC DIT.s.f.

1.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se define el lodo o fluido de perforación como un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólido.

1.4.1 Clasificación de los fluidos de perforación. Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación, existe variedad para la elección del lodo de perforación que satisfaga las necesidades de la operación. Los lodos se clasifican de acuerdo a su fase como se presenta en la figura 2.³

1.4.2 Funciones de los lodos de perforación. Los fluidos de perforación están diseñados para cumplir diferentes funciones durante la operación, facilitando y reduciendo los problemas que se puedan presentar durante el proceso, siendo este fluido el factor más importante para cumplir eficientemente con los propósitos planteados, estas funciones se presentan en la figura 3.⁴

³ CONCEPTOS Y PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN. Entrenamiento fase III para ingenieros de Fluidos de Perforación de Baroid. 1998.

⁴ MALDONADO BAUTISTA, Ángela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

Figura 2. Clasificación de los fluidos de perforación

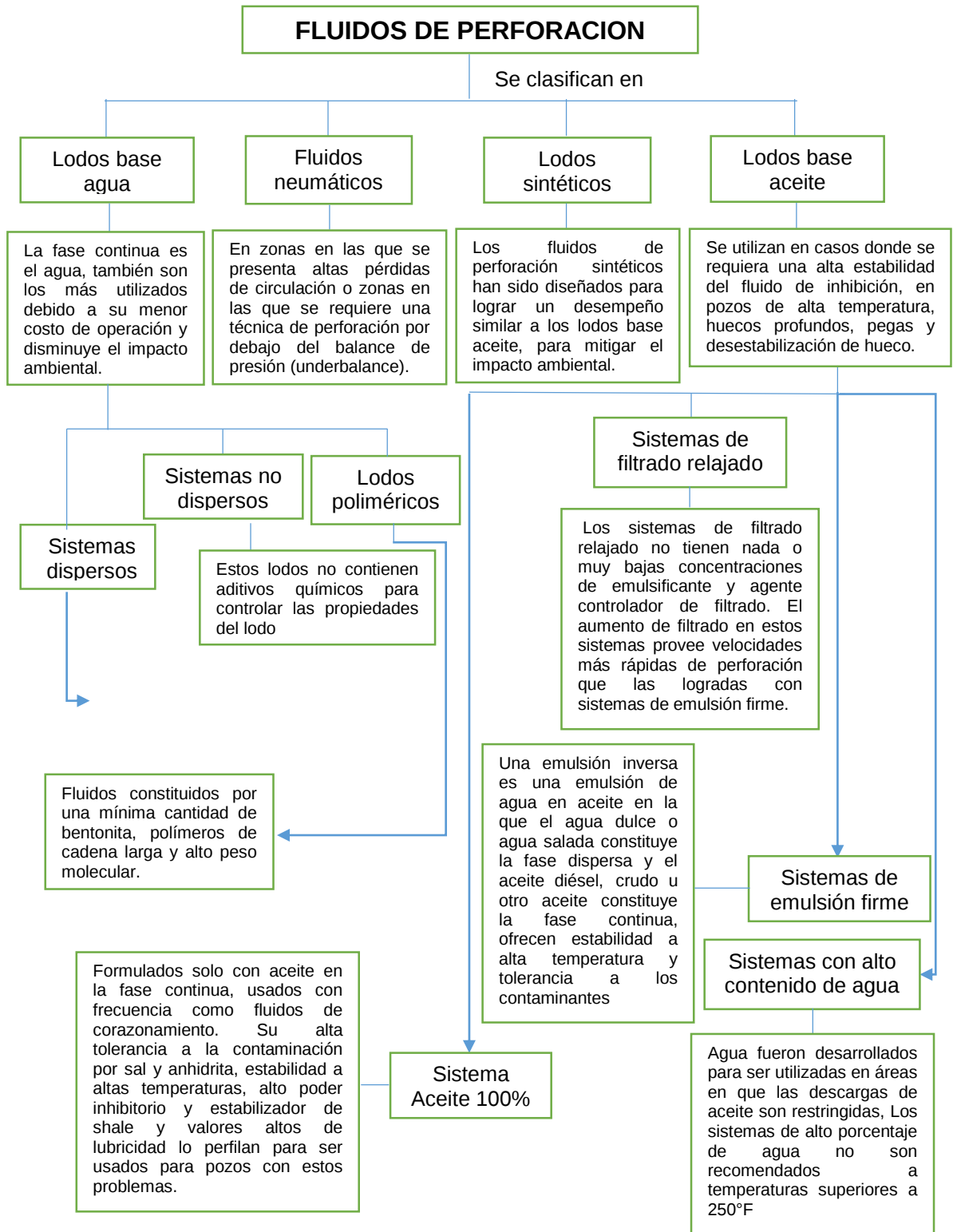
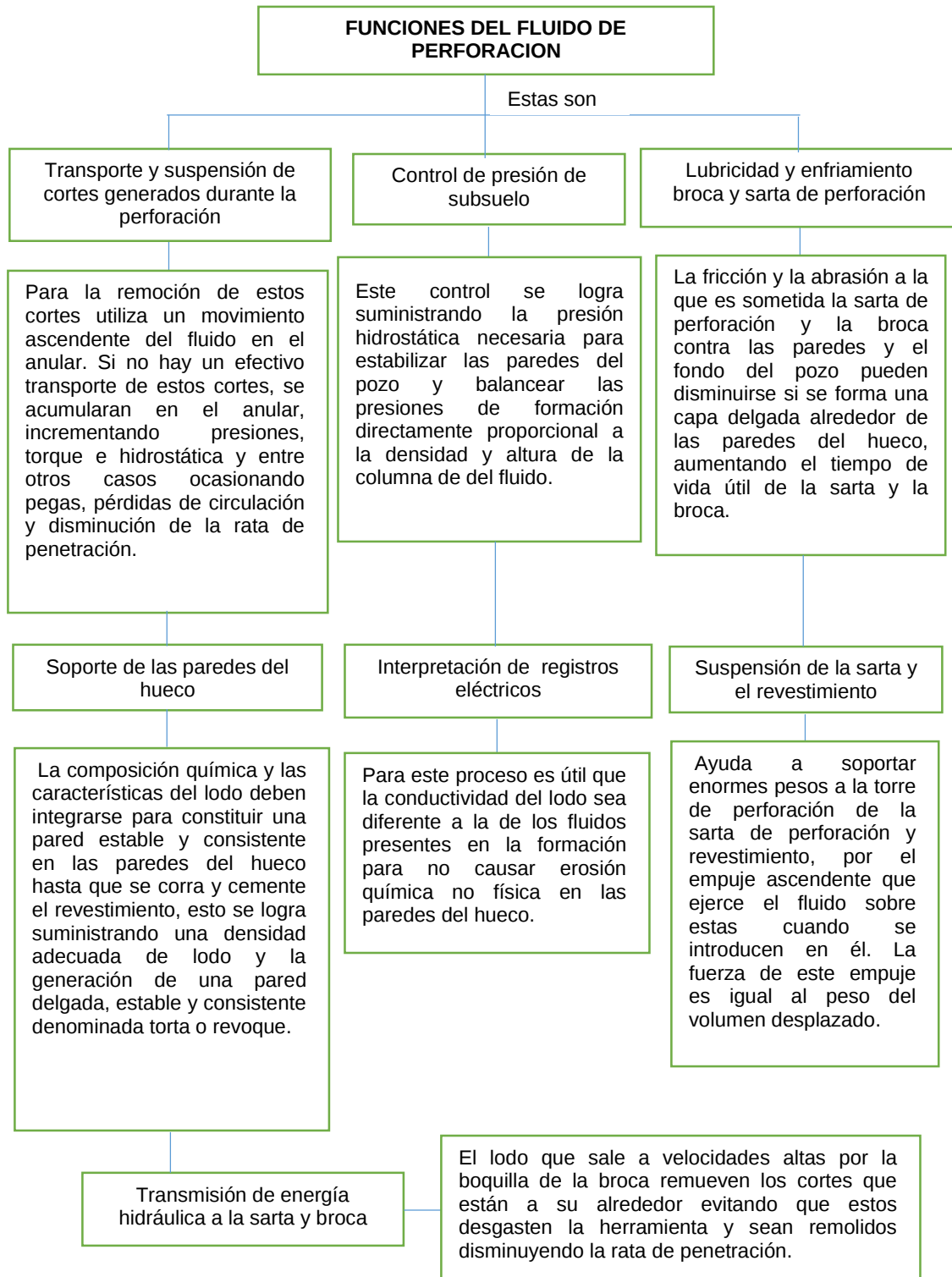


Figura 3. Funciones del fluido de perforación.



1.4.3 Propiedades de los fluidos de perforación. Los fluidos de perforación tienen diversas funciones que ayudan a lograr los objetivos propuestos por el ingeniero de fluidos, el cual definirá que las propiedades de los fluidos sean correctas para el escenario de perforación que sea presentado y así tener éxito en el proyecto, de esta manera, se hace importante la verificación de las propiedades de los fluidos que sean utilizados.

1.4.3.1 Propiedades físicas.

- **Densidad.** Es el peso de un volumen de un fluido expresado en libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (lb/ft³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³), kilogramo por metro cúbico (kg/m³) o gradiente como libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad (psi/1000ft).

Esta propiedad está relacionada con el porcentaje y peso de los sólidos presentes en el fluido, partiendo de ese criterio se controla la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido para controlar las presiones de formación y no exceder el gradiente de fractura. Para la medición de la densidad se utiliza la balanza de lodos.

- **Reología.** La reología está relacionada con los esfuerzos cortantes generados por el lodo mientras este fluye y el comportamiento del mismo en la suspensión de los cortes hasta la superficie y la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación. Estas propiedades son:

Viscosidad plástica (VP): Es una medida absoluta de la resistencia al flujo, debido a la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el lodo determinado por la cantidad, tamaño y forma de estos y la viscosidad de la fase continua. Un aumento en VP significa un aumento en el contenido de sólidos y/o una reducción

en el tamaño de estos. La viscosidad plástica se determina de la siguiente manera:

$$VP(Cp) = lect\ 600 - lect\ 300 \quad ec.1$$

Viscosidad aparente (VA): Es una medida relativa a la resistencia del fluido a fluir. Por efectos de adhesión y cohesión proporcionado por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el fluido de perforación.

$$VA(Cp) = \frac{lect\ 600}{2} \quad ec.2$$

Punto cedente (YP): Es la resistencia al flujo originada por la atracción de las cargas eléctricas sobre las superficies de las partículas dispersas en el lodo.

$$YP\left(\frac{Lb}{100\ ft^2}\right) = lec\ 300 - Vp \quad ec.3$$

Es una función de tipos de sólidos y las cargas con ellos asociadas, concentración de estos sólidos y de la naturaleza iónica de las sales disueltas presentes en el fluido.

Es la propiedad que nos da la capacidad de transporte de los cortes de perforación. En un fluido No-Newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo, esta fuerza es el punto cedente.

Se utilizan para evaluar las propiedades de flujo, capacidad de limpieza del hueco y características de adelgazamiento por corte.

Esfuerzo cedente (YS): Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero es independiente del tiempo, pero se le considera como una resistencia de gel en un tiempo cero.

Resistencia de gel: Es la medida de las fuerzas interparticulares en el fluido a condiciones estáticas. Es de vital importancia mantener los sólidos en suspensión cuando se ha parado la circulación en la operación. Estas resistencias de gel son medidas en intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos en un viscosímetro. La reología permite determinar y controlar:

- Capacidad de limpieza del hueco.
 - Propiedades de suspensión.
 - Caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular.
 - Presiones de surgencia.
 - Reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación.
-
- **Pérdida de filtrado.** Cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en el pozo es mayor que la presión de formación, cierta proporción de la fase líquida del lodo se filtrará a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, generando un revoque o torta con la fase sólida en la parte exterior del pozo.

Existen dos tipos de filtrado en el pozo, el estático en donde el lodo está en reposo y el espesor de la torta aumenta con el tiempo y el filtrado dinámico cuando el lodo está en movimiento, la torta es más delgada pero la pérdida de fluido es mayor.

Se tiene varios métodos para determinar el filtrado a un fluido de perforación, el filtrado API a presiones moderadas de presión (100 psi) y temperatura ambiente, el filtrado de alta presión alta temperatura (HPHT) a condiciones de

500 psi y 250°F, el filtrado PPT a condiciones de 1000 psi o más y 250°F o más y el FANN 90 que es una filtración dinámica a alta presión y alta temperatura.

- **pH.** El valor de pH se usa para determinar la acidez o basicidad de las soluciones. El valor de pH se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones de hidrógeno. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones hidrógeno.

En general los lodos de perforación deben ser alcalinos con valores de pH que oscilen entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reológicas.⁵

- **Lubricidad.** La lubricidad es la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación y al movimiento vertical del pozo (torque y arrastre), lo que aumenta el tiempo de vida útil de la sarta y la broca. Durante la perforación de pozos petroleros, el fluido de perforación tiene diversas funciones en las que se encuentra lubricar la sarta de perforación y las paredes del hueco, se hace tan importante esta función que cuando es inadecuado el poder de lubricidad del fluido se pueden presentar problemas con la tubería y pegaduras en el pozo.

1.4.3.2 Propiedades químicas

- **Dureza.** Es la suma total de los iones calcio y magnesio en una solución y se reporta usualmente como el contenido de calcio. La medición se puede realizar usualmente por medio de la titulación.

⁵ MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit. p. 28.

$$ppm \text{ CaCO}_3 = \frac{\text{mls de versenato} * 1000}{\text{ml de muestra de filtrado}} \quad ec.4$$

$$ppm \text{ Ca}^{++} = ppm \text{ CaCO}_3 * 0.4 \quad ec.5$$

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

$$ppm \text{ Cl}^- = \frac{\text{ml de nitrato de plata} * 1000}{\text{ml de muestra de filtrado}} \quad ec.6$$

$$ppm \text{ NaCl} = 1.65 * ppm \text{ Cl}^- \quad ec.7$$

- **Alcalinidad.** La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- , presentes en el fluido.⁶

$$Pf = \frac{\text{ml de ácido sulfúrico en Pf}}{\text{ml de muestra de filtrado}} \quad ec.8$$

$$Mf = \frac{\text{ml de ácido sulfúrico en Pf} + \text{ml de ácido sulfúrico en mf}}{\text{ml de muestra de filtrado}} \quad ec.9$$

⁶ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo (CIED), 2002.

1.5 TENSIOACTIVOS Y SURFACTANTES

Del hecho de su doble afinidad, la molécula de anfífilo "no se siente bien" en el seno de un solvente, sea este apolar o polar, puesto que existirá siempre una interacción que no será satisfecha. Es por esto que las moléculas de anfífilo muestran una fuerte tendencia a migrar a las interfases, de forma tal, que su grupo polar se encuentre dentro del agua y su grupo apolar se encuentre orientado hacia un solvente orgánico o en la superficie.

En lo que sigue se llamará **superficie** el límite entre una fase condensada y una fase gaseosa e **interfase** el límite entre dos fases condensadas. Esta diferenciación es cómoda, pero no indispensable, y existen textos donde no se realiza.

Los ingleses utilizan la palabra "**surfactante**" (agente activo de superficie) para denotar una sustancia que posee una actividad superficial o interfacial. Es necesario hacer resaltar que todos los anfífilos no poseen tal actividad, para que esto suceda es necesario que la molécula posea propiedades relativamente equilibradas, quiere decir, que no sea ni demasiado hidrófila ni demasiado hidrófoba. La palabra "**surfactant**" no tiene una traducción exacta en español, lengua en la cual se usa el término genérico de "**tensoactivo**", que se refiere a una actividad o a una acción sobre la tensión superficial o interfacial, es decir sobre la energía libre de Gibbs. Este término es equivalente a **surfactante** solo si se supone que la actividad superficial o interfacial se traduce necesariamente por un descenso de la tensión, lo cual es verdad en la mayor parte de los casos que tienen un interés práctico.

1.5.1 Clasificación de los surfactantes. Desde el punto de vista comercial los surfactantes se clasifican según su aplicación. Sin embargo se observa que

muchos surfactantes son susceptibles de ser utilizados en aplicaciones diferentes, lo que provoca confusiones.

Por tanto, se prefiere, clasificarlos de acuerdo a la estructura de su molécula, o más exactamente según la forma de disociación en el agua.

1.5.1.1 Los surfactantes aniónicos. Se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario.

A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosuccinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.

1.5.1.2 Los surfactantes no iónicos. Estos surfactantes no iónicos no producen iones en solución acuosa y por este hecho son compatibles con cualquier otro tipo; es por esto que son excelentes candidatos para formulaciones complejas que se consiguen a menudo en aplicaciones prácticas.

Por otra parte estos surfactantes son menos sensibles a los electrolitos, especialmente a los cationes divalentes que los aniónicos, y pueden por lo tanto ser utilizados en presencia de una salinidad alta. Los surfactante no iónicos son buenos detergentes, humectantes y emulsionantes. Algunos poseen excelentes propiedades espumantes. Algunos presentan un muy bajo nivel de toxicidad y se utilizan en la fabricación de fármacos, cosméticos y alimentos.

Existen numerosos tipos, sin embargo el mercado lo dominan los productos etoxilados, aquellos donde el grupo hidrofílico es una cadena poli-óxido de etileno fijada por la función hidroxilo o amina.

❖ **Principales surfactantes no iónicos.**

Tabla 1. Tipos de surfactante.

Tipo de surfactante	% Total
Alcoholes lineales etoxiliados	40
Alquil fenol etoxiliados	20
Esteres de ácidos grasos	20
Derivados de aminas y de amidas	10
Copolímeros óxido de etileno-óxido de propileno	10
Polialcoholes y polialcoholes etoxiliados	
Tioles (mercaptanos) y derivados	

1.5.1.3 Los surfactantes catiónicos. Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos como para uso doméstico.⁷

⁷ J.L. SALAGER. Surfactantes. cuaderno FIRP 300 A. Versión #2. 2002.

2. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El riesgo de pega diferencial en pozos horizontales es un problema común cuando se está perforando navegando entre arenas. Principalmente el pozo consta de tres secciones, la primera sección es la perforación vertical del pozo desde la superficie donde no se genera desviación alguna, la segunda es cuando el ángulo de inclinación de la perforación del pozo inicia con un aumento y finalmente, la tercera sección es la parte donde se perfora el horizonte productor en forma paralela al plano de estratificación. La segunda y tercera sección del pozo son susceptibles a este tipo de pega, por esta razón, se hace la correspondiente formulación de dos tipos de fluido, diferentes en su formulación para cada una de estas secciones las cuales fueron llamadas segunda y tercera fase.

Para el desarrollo del diseño del fluido de perforación en esta tesis, se selecciona primero el tipo de surfactante no iónico que se utiliza para la preparación del modelo base del fluido y los aditivos, sucesivamente se determinan las concentraciones que debe tener cada uno de los aditivos y los cálculos requeridos para hacer la correcta formulación del lodo.

2.1 TIPO DE SURFACTANTE UTILIZADO

El surfactante utilizado para realizar las pruebas de laboratorio es una mezcla de resinas con compuestos de naturalezas orgánicas no iónica. Este tensioactivo surfactante es usado comúnmente en lodos de perforación base agua para eliminar residuos de la tubería de revestimiento, actúa sobre los sistemas Hidrófili-lipófilos desestabilizando las interfases, rompiendo de esta forma las emulsiones existentes por efectos de barros ácidos, emulsiones envejecidas, compuestos

orgánicos e inorgánicos y residuos de corrosión. Es muy efectivo a bajas concentraciones, en agua fresca y de mar.

2.1.1 Propiedades físicas. En la tabla 2 se muestran algunas de las propiedades físicas del surfactante no iónico que se utiliza para la realización de las pruebas de laboratorio.

Tabla 2. Propiedades físicas del surfactante.

Parámetro	Especificación
Apariencia física	Líquido incoloro
Gravedad específica	1.05
pH (solución al 10%)	10.5 a 11.5
Punto de congelación	32 ° F (0 ° C)

El surfactante no iónico puede ser nocivo por inhalación, es irritante para la boca, la garganta y el estómago, nocivo por contacto a la piel y es irritante. El contacto prolongado y repetido puede desengrasar la piel y conducir a irritación, agrietamiento y dermatitis. Puede causar irritación ocular.

2.2 TIPO DE ANTIESPUMANTE UTILIZADO

El antiespumante utilizado es una emulsión de silicona de sílice, muy efectivo para fluidos base agua, este producto previene la formación de espuma que normalmente se forma en los sistemas de aireación. Es altamente tóxico e inflamable, se debe manipular en zonas frescas bien ventiladas, a la sombra lejos de altas temperaturas, separados de agentes alcalinos y oxidantes fuertes.

2.2.1 Propiedades físicas. En la tabla 3 se muestran algunas de las propiedades físicas del surfactante no iónico que se utiliza para la realización de las pruebas de laboratorio.

Tabla 3. Propiedades físicas del antiespumante

Parámetro	Especificación
Aspecto	Líquido blanco
Punto inicial de ebullición	137.6
Punto seco	139.0
Rango de destilación	1.4
Solubilidad	Agua, alcoholes y derivados del petróleo

2.3 PRODUCTOS UTILIZADOS

Soda cáustica (NaOH): Es utilizada generalmente para controlar el pH y la alcalinidad, además minimiza la solubilidad de los contaminantes de calcio y magnesio activando y solubilizando productos como lignosulfonatos en los fluidos de perforación.

Viscosificante: Es un polisacárido producido y extraído de la bacteria *xanthomonas campestris*., es de alto peso molecular y es utilizada en fluidos de perforación como viscosificante ya que tiene gran facilidad para disolverse en agua y generar soluciones viscosas. Es efectiva en fluidos de perforación base agua y compatible con los aditivos que son utilizados comúnmente en las formulaciones provocando que los productos densificantes se suspendan de la mejor manera.

Controlador de filtrado 1: Es un polímero de alta calidad y almidón modificado que funciona como aditivo en el control de la filtración de fluidos de perforación base agua.

Controlador de filtrado 2: Es un polímero soluble en agua, puede ser utilizado como agente espesante, controlador de reología, estabilizador y generalmente es

usado como controlador de filtrado, funciona a temperaturas que rodean hasta los 280 °F.

Encapsulante: Es un copolímero de bajo peso molecular y seco, funciona como encapsulador e inhibidor de arcillas en fluidos de perforación base agua.

Asfalto: Es asfalto soluble en agua, se utiliza para ayudar en la estabilización de lutitas, control de dispersión de sólidos y mejorar las características del cake.

Barita: Es un mineral de la clase de los sulfatos. Debido a su alta densidad y gravedad específica se utiliza para el fluido de perforación.

Lubricante: Producto líquido de carácter mineral que mejora las propiedades de lubricidad del lodo, disminuyendo torque, arrastre y contribuye al libre movimiento de la sarta de perforación

Carbonato de calcio CaCO_3 : Es un compuesto químico utilizado como material de puenteo, en otros casos, es utilizado para aumentar el peso del fluido de perforación ya que es soluble en ácidos y es viable cuando se está perforando la zona productora.

Inhibidor: Tiene como función disminuir la hidratación de las arcillas, además reduce el impacto que ejercen los sólidos de perforación sobre la viscosidad, reduciendo problemas de presiones altas de surgencia, suabeo y embotamiento de la tubería.

2.4 PRIMERA FASE

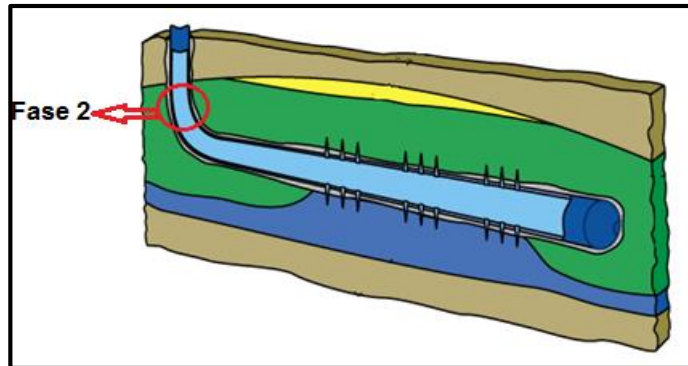
Esta primera fase es la sección casi vertical del pozo en donde se tiene una formulación del lodo diferente, y no hace parte del presente estudio debido a que dentro de los problemas potenciales de esta sección no se encuentra la pega diferencial.

2.5 SEGUNDA FASE

Esta fase representa la parte donde el pozo empieza a tener desviaciones periódicas hasta el punto de la horizontal del pozo, el tamaño del hueco puede reducirse y el riesgo de pega diferencial se hace presente, aún más, si la formación es muy permeable creando un revoque de lodo grueso debido a que la presión hidrostática es mayor a la de la formación. Con el fin de realizar el trabajo de investigación que se planteó, se hace el diseño del siguiente fluido de perforación que tuvo como propósito corregir uno de los problemas más comunes que ocurre durante dicha operación en el pozo.

La figura 4 ilustra el lugar donde el pozo empieza a tener una desviación con respecto a la vertical, la cual fue nombrada segunda fase.

Figura 4. Descripción de la segunda fase.



Fuente. BLOG PETROLERO Producción [en línea] disponible en:
<https://blogpetrolero.wordpress.com/category/produccion/>

2.5.1 Formulación del fluido de perforación convencional segunda fase. A continuación se presenta la formulación del fluido convencional para la segunda fase, en el que se encuentran los aditivos utilizados y su respectiva concentración para la preparación del fluido.

Tabla 4. Formulación del fluido convencional segunda fase.

Aditivo	Unidad	Concentración
Soda cáustica	lb/bbl	0.1
Viscosificante	lb/bbl	0.5
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	1.5
Controlador de filtrado 2	lb/bbl	1.5
Encapsulante	lb/bbl	1
Asfalto	lb/bbl	5
Barita	lb/bbl	Calculada
Lubricante	%	2
Carbonato de calcio	lb/bbl	15
Inhibidor	lb/bbl	6

2.5.1.1 Formulación para las pruebas de laboratorio (10 bbl-equ) Para los respectivos análisis de la pruebas de laboratorio, se realiza la preparación de 10 bbl-equ de fluido que se utilizan para hacer las respectivas pruebas, además se hacen los cálculos de la cantidad de concentración requerida y volumen que ocupaba cada uno de los aditivos de la formulación realizada en la tabla 4, los resultados se presentan a continuación.

Carbonato de calcio

- Densidad a partir del CaCO₃

Para hallar la densidad a partir del carbonato de calcio, se determina el valor de ρ_{c1} tomando la gravedad específica de este ($G.E = 2.6$), siendo 910 el resultado del producto de la gravedad específica, la densidad de referencia (lb/gal) y el factor de conversión de 42 gal/bbl, mediante la siguiente formulación.

$$\rho_{c1} \left(\frac{lb}{bbl} \right) = GE * \rho_{ref} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} \quad \text{ec. 10}$$

$$\rho_{c1} = 2.6 * 8.33 \frac{lb}{gal} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho_{c1} = 910 \frac{lb}{bbl}$$

Donde:

GE = Gravedad específica

ρ_{ref} = Densidad de referencia

ρ_{c1} = Densidad del carbonato de calcio (lb/bbl)

Determinado el valor de ρ_{c1} se procede a calcular el valor de la densidad a partir del carbonato de calcio, en donde 21.7 es el producto de la gravedad específica y la densidad de referencia (lb/gal).

$$\frac{\rho_{c1} (\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_{c2} - \rho_2)} = [] \quad ec. 11$$

$$\frac{910 (\rho_2 - 8.3)}{(21.7 - \rho_2)} = \mathbf{15}$$

$$\rho_2 = 8.5 \text{ ppg}$$

Donde:

ρ_{c1} = Densidad del carbonato de calcio (lb/bbl)

ρ_1 = Densidad del agua (lb/bbl)

ρ_2 = Densidad del fluido de perforación (lb/bbl)

[] = Concentración del carbonato de calcio (lb/bbl)

El valor de ρ_2 es utilizado para hacer los cálculos de la concentración de barita que se usa para darle el peso deseado al fluido de perforación.

- CaCO_3 para 10 bbl-equ

$$m = 15 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}$$

$$\mathbf{m = 150 \text{ lb} \approx 150 \text{ gr}}$$

- Cálculo del volumen ocupado

$$V = \frac{m}{\rho} \quad ec. 12$$

$$V = \frac{150 \text{ lb}}{910 \text{ Lb/bbl}}$$

$$V = 0.16 \text{ bbl de CaCO}_3$$

$$V = 0.16 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 56 \text{ ml}$$

Donde:

V = Volumen ocupado (ml)

m = Cantidad de producto agregado (lb)

ρ = Densidad del producto agregado (lb/bbl)

Barita

- Concentración de barita

El valor de 1470 se determina tomando la gravedad específica de la barita (G.E= 4.2) mediante la misma formulación utilizada para el carbonato de calcio.

$$\frac{1470 (12 - 8.5)}{(35 - 12)} = []$$

$$[] = 223.7 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

- Concentración de barita para 10 bbl-equ

$$[] = 223.7 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10$$

$$[] = 2237 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

- Cálculo de volumen de barita ocupado

$$V = \frac{2230 \text{ lb}}{1470 \text{ lb/bbl}}$$

$$V = 1.51 \text{ bbl de barita}$$

$$V = 1.51 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 528.5 \text{ ml}$$

Soda cáustica (0.1 lb/bbl)

Tomando la G.E de los polímeros (G.E= 1.5)

$$\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = GE * \rho_{ref} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho = 1.5 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho = 525 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$m = [] * V_{total}$$

$$m = 0.1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl} \quad m = 1 \text{ lb} \approx 1 \text{ gr}$$

$$V = \frac{0.1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}}{525 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}}$$

$$V = 0.0019 \text{ bbl}$$

$$V = 0.0019 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 0.665 \text{ ml}$$

Donde:

GE = Gravedad específica

ρ ref = Densidad de referencia

V total = Volumen total (ml)

Viscosificante (0.5 lb/bbl)

$$m = 0.5 \frac{lb}{bbl} * 10bbl$$

$$\mathbf{m = 5 Lb \approx 5 gr}$$

$$V = \frac{0.5 \frac{lb}{bbl} * 10 bbl}{525 lb/bbl}$$

$$V = 0.00952 bbl$$

$$V = 0.00952 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 3.332 ml}$$

Controladores de filtrado (1.5 lb/bbl)

$$m = 1.5 \frac{lb}{bbl} * 10bbl$$

$$\mathbf{m = 15 Lb \approx 15 gr}$$

$$V = \frac{1.5 \frac{lb}{bbl} * 10 bbl}{525 lb/bbl}$$

$$V = 0.028 bbl$$

$$V = 0.028 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 9.8 ml}$$

Encapsulante (1lb/bbl)

$$m = 1 \frac{lb}{bbl} * 10bbl$$

$$m = 10 Lb \approx 10 gr$$

$$V = \frac{1 \frac{lb}{bbl} * 10 bbl}{525 lb/bbl}$$

$$V = 0.019 bbl$$

$$V = 0.019 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 6.66 ml$$

Asfalto (5lb/bbl)

$$m = 5 \frac{lb}{bbl} * 10bbl$$

$$m = 50Lb \approx 50 gr$$

$$V = \frac{5 \frac{lb}{bbl} * 10 bbl}{525 lb/bbl}$$

$$V = 0.095 bbl$$

$$V = 0.095 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 33.25 ml$$

Lubricante (2 %v/v)

$$V = 3500ml * 0.02$$

$$V = 70 ml$$

Inhibidor (6 lb/bbl)

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 1.1 * 8.33 \frac{lb}{gal} * \frac{42 gal}{1 bbl}$$

$$\rho = 384.85 \frac{lb}{bbl}$$

$$V = \frac{6 \frac{lb}{bbl} * 10 bbl}{384.85 lb/bbl}$$

$$V = 0.156 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 55 ml$$

Volumen total de agua

Teniendo en cuenta los valores que se obtienen anteriormente, se hace el cálculo del volumen total de agua que se agrega para la respectiva preparación de los 10 bbl-equ de fluido.

$$V = 3500 ml - 648.007 ml - 70 ml - 55 ml$$

$$V = 2726.9 ml$$

2.5.1.2 Programa de preparación del fluido de perforación segunda fase A
continuación se presenta el programa de preparación del fluido de perforación que se realiza a partir de los cálculos hechos anteriormente, con el fin de especificar el orden respectivo en que se añaden los aditivos y la cantidad total utilizada de cada uno.

Tabla 5. Programa de preparación del fluido de perforación segunda fase en el laboratorio.

Proceso	Cantidad	Unidad
1. Agregar Agua	2726.9	ml
2. Soda cáustica	1	gr
3. Viscosificante	5	gr
4. Controladores de filtrado	15	gr
5. Encapsulante	10	gr
6. Asfalto	50	gr
7. Densificante	2237	gr
8. Lubricante	2	%
9. Inhibidor	70	ml
10. Material de puenteo	150	gr

2.5.2 Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico. A la formulación anterior del fluido de perforación convencional se añade el surfactante no iónico en diferentes concentraciones con el fin de evidenciar los posibles efectos que este pueda ocasionar en las propiedades y así determinar la concentración adecuada para corregir problemas de pega diferencial. La tabla 6 muestra la formulación del fluido con surfactante no iónico.

Tabla 6. Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico.

Aditivo	Unidad	Concentración
Soda cáustica	lb/bbl	0.1
Viscosificante	lb/bbl	0.5
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	1.5
Controlador de filtrado 2	lb/bbl	1.5
Encapsulante	lb/bbl	1
Asfalto	lb/bbl	5
Barita	lb/bbl	223.7
Lubricante	%	2%
Carbonato de calcio	lb/bbl	15

Aditivo	Unidad	Concentración
Inhibidor	lb/bbl	6
Surfactante no iónico	lb/bbl	0.3 - 0.7 – 0.5 - 1 - 1.5 – 2 - 2.5

2.5.3 Formulación para el laboratorio (1.14 bbl-equ – 400 ml). El fluido de perforación convencional que se elabora previamente, se divide en muestras de 400 ml que corresponden a 1.14 bbl-equ, a las cuales se les añade surfactante no iónico en concentraciones de 0.3, 0.5, 0.7, 1, 1.5, 2 y 2.5 lb/bbl, con el fin de evidenciar posteriormente el efecto que tuvo la adición de estas en las propiedades del fluido. El valor de 8.9 lb/gal es el valor de la densidad del surfactante no iónico, la cual fue medida en el laboratorio, valor que permite realizar los respectivos cálculos que se presentan a continuación.

0.3 lb/bbl de surfactante:

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 8.9 \frac{lb}{gal} * \frac{42 gal}{1 bbl}$$

$$\rho = 373.8 \frac{lb}{bbl}$$

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$V = \frac{0.3 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.000914 bbl$$

$$V = 0.000914 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 0.32 ml$$

0.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{0.5 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.00152 bbl$$

$$V = 0.00152 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 0.53 ml}$$

0.7 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{0.7 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0021 bbl$$

$$V = 0.0021 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 0.75 ml}$$

1 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{1 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.00305 bbl$$

$$V = 0.00305 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 1.07 ml}$$

1.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{1.5 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0046 bbl$$

$$V = 0.0046 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 1.6 ml$$

2 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{2 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0061 bbl$$

$$V = 0.0061 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 2.13 ml$$

2.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{2.5 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0076 bbl$$

$$V = 0.0076 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 2.67 ml$$

La tabla 7 evidencia el volumen de surfactante no iónico que se agrega a cada muestra de fluido según su concentración.

Tabla 7. Concentración y volumen añadidos a las muestras de 400 ml.

Concentración de surfactante	Unidad	Volumen Añadido	unidad
0.3	lb/bbl	0.32	ml
0.5	lb/bbl	0.53	ml
0.7	lb/bbl	0.75	ml
1	lb/bbl	1.07	ml
1.5	lb/bbl	1.6	ml
2	lb/bbl	2.13	ml
2.5	lb/bbl	2.67	ml

2.6 TERCERA FASE

En este tipo de secciones donde el objetivo principal son arenas, puede presentarse pérdida de circulación, pegas diferenciales variables, así como también daño a la formación.

El carbonato de calcio dará un efectivo sellamiento en las fracturas de las formaciones. El sistema con un buen diseño en el sellamiento de las formaciones permeables y fracturadas, será la garantía en el control de las pegas diferenciales, el uso del carbonato de calcio se da desde el inicio de la fase. La calidad y tamaño de la torta que tenga el lodo es de vital importancia para reducir el riesgo de pega diferencial y se recomienda el uso de un lubricante.

2.6.1 Formulación del fluido de perforación convencional tercera fase. Este fluido de perforación es diferente al que se utiliza en la segunda fase, ya que aquí se está navegando en la formación productora y son necesarias otro tipo de consideraciones.

Tabla 8. Formulación del fluido de perforación convencional tercera fase.

Aditivo	Unidad	Concentración
Soda cáustica	lb/bbl	0.1-0.2
Viscosificante	lb/bbl	0.5
Controlador de filtrado1	lb/bbl	1.5
Controlador de filtrado 2	lb/bbl	1.5
Carbonato de calcio	lb/bbl	Calculada
Lubricante	% v/v	2
Inhibidor	lb/bbl	6

2.6.2 Formulación para las pruebas de laboratorio (10 bbl- equ). Para los respectivos análisis de las pruebas de laboratorio, se realiza la preparación de 10 bbl-equ de fluido, los cálculos de la concentración, cantidad y volumen de los aditivos se realizan siguiendo las consideraciones de la segunda fase y se presentan a continuación.

Carbonato de calcio

- Cálculo de concentración de carbonato de calcio

$$\frac{\rho_{C1} (\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_{C2} - \rho_2)} = []$$

$$\frac{910 (8.9-8.3)}{(21.7-8.9)} = []$$

$$[] = 42.65 \frac{lb}{bbl}$$

- CaCO₃ para 10 bbl-equ

$$m = 42.65 \frac{lb}{bbl} * 10bbl$$

$$m = 426.5 lb \approx 426.5 gr$$

- Cálculo del volumen ocupado

Sabiendo

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$V = \frac{426.5 \text{ Lb}}{910 \text{ Lb/bbl}}$$

$$V = 0.46 \text{ bbl de CaCO}_3$$

$$V = 0.46 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

Soda cáustica (0,1 lb/bbl)

Densidad (Lb/bbl) tomando la G.E de los polímeros (G.E= 1.5)

$$\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = G.E * \rho_{ref} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = G.E * 8.33 \frac{\text{Lb}}{\text{gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = 1.5 * 8.33 \frac{\text{Lb}}{\text{gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho = 525 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$\text{En donde } m = [] * V_{total}$$

$$m = 0.1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}$$

$$m = 1 \text{ lb} \approx 1 \text{ gr}$$

$$V = \frac{0.1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}}{525 \text{ Lb/bbl}}$$

$$V = 0.0019 \text{ bbl}$$

$$V = 0.0019 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 0.665 \text{ ml}$$

Viscosificante (0.5 lb/bbl)

$$m = 0.5 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}$$

$$m = 5 \text{ Lb} \approx 5 \text{ gr}$$

$$V = \frac{0.5 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}}{525 \text{ Lb/bbl}}$$

$$V = 0.00952 \text{ bbl}$$

$$V = 0.00952 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 3.332 \text{ ml}$$

Controladores de filtrado (1.5 lb/bbl)

$$m = 1.5 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}$$

$$m = 15 \text{ Lb} \approx 15 \text{ gr}$$

$$V = \frac{1.5 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}}{525 \text{ lb/bbl}}$$

$$V = 0.028 \text{ bbl}$$

$$V = 0.028 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 9.8 \text{ ml}$$

Lubricante (2 %v/v)

$$V = 3500 \text{ ml} * 0.02$$

$$V = 70 \text{ ml}$$

Inhibidor (6 lb/bbl)

$$\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = 1.1 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}$$

$$\rho = 384.85 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

$$V = \frac{6 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 10 \text{ bbl}}{384.85 \text{ lb/bbl}}$$

$$V = 0.156 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 55 \text{ ml}$$

Volumen total de agua

Teniendo en cuenta los valores obtenidos anteriormente, se hace el cálculo del volumen total de agua que se agrega para la respectiva preparación de los 10 bbl-equ de fluido.

$$V = 3500 \text{ ml} - 184.597 \text{ ml} - 70 \text{ ml} - 55 \text{ ml}$$

$$V = 3190.4 \text{ ml}$$

2.6.3 Programa de preparación del fluido de perforación tercera fase. Este fluido es llamado lodo de yacimiento, es un fluido de perforación especialmente para la formación productora donde los aditivos que se usan cuentan con propiedades para no generar impactos en el mismo, como taponamiento y disminución de la vida útil del pozo, es también por esto que se restringe el uso de algunos de los aditivos usados anteriormente.

Tabla 9. Programa de preparación del fluido de perforación tercera fase en el laboratorio.

Proceso	Cantidad	Unidad
1. Agregar agua	3190,4	ml
2. Soda cáustica	1	gr
3. Viscosificante	5	gr
4. Controladores de filtrado	15	gr
5. Carbonato de calcio	426,5	gr
6. Lubricante	70	ml
7. Inhibidor	55	ml

2.6.4 Formulación del fluido de perforación con el surfactante no iónico. A la formulación anterior del fluido de perforación convencional se le añade el surfactante iónico en diferentes concentraciones con el fin de evidenciar los posibles efectos que este pueda ocasionar.

Tabla 10. Formulación del fluido de perforación con surfactante no iónico tercera fase.

Aditivo	Unidad	Concentración
Soda Caustica	lb/bbl	0.1-0.2
Viscosificante	lb/bbl	0.5
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	1.5
Controlador de filtrado 2	lb/bbl	1.5
Carbonato de calcio	lb/bbl	42.65
Lubricante	% v/v	2
Inhibidor	lb/bbl	6
Surfactante no iónico	lb/bbl	0.3 - 0.7 – 0.5 - 1 - 1.5 – 2 - 2.5

2.6.5 Formulación para el laboratorio (1.14 bbl-equ – 400 ml). El fluido de perforación convencional elaborado previamente, se divide en muestras de 400 ml a los cuales se les añade surfactante, cada uno con una concentración diferente

para así evidenciar posteriormente el efecto que tiene la adición de los diferentes volúmenes de surfactante que se utilizan en las propiedades del fluido.

0.3 lb/bbl de surfactante:

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 8.9 \frac{lb}{gal} * \frac{42 gal}{1 bbl}$$

$$\rho = 373.8 \frac{lb}{bbl}$$

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$V = \frac{0.3 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.000914 bbl$$

$$V = 0.000914 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 0.32 ml$$

0.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{0.5 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.00152 bbl$$

$$V = 0.00152 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$V = 0.53 ml$$

0.7 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{0.7 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0021 bbl$$

$$V = 0.0021 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 0.75 ml}$$

1 lb/bbl de surfactante:

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 8.9 \frac{Lb}{gal} * \frac{42 gal}{1 bbl}$$

$$\rho = 373.8 \frac{lb}{bbl}$$

$$V = \frac{1 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.000305 bbl$$

$$V = 0.00305 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 1.07 ml}$$

1.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{1.5 \frac{lb}{bbl} * 1.14 bbl}{373.8 lb/bbl}$$

$$V = 0.0046 bbl$$

$$V = 0.0046 bbl * \frac{350 ml}{1 bbl - equ}$$

$$\mathbf{V = 1.6 ml}$$

2 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{2 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 1.14 \text{ bbl}}{373.8 \text{ lb/bbl}}$$

$$V = 0.0061 \text{ bbl}$$

$$V = 0.0061 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 2.13 \text{ ml}$$

2.5 lb/bbl de surfactante:

$$V = \frac{2.5 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} * 1.14 \text{ bbl}}{373.8 \text{ lb/bbl}}$$

$$V = 0.0076 \text{ bbl}$$

$$V = 0.0076 \text{ bbl} * \frac{350 \text{ ml}}{1 \text{ bbl} - \text{equ}}$$

$$V = 2.67 \text{ ml}$$

La tabla 11 evidencia el volumen de surfactante no iónico que se añade a cada muestra de fluido según su concentración.

Tabla 11. Concentración y volumen añadidos a las muestras de 400 ml.

Concentración de surfactante	Unidad	Volumen Añadido	unidad
0.3	lb/bbl	0.32	ml
0.5	lb/bbl	0.53	ml
0.7	lb/bbl	0.75	ml
1	lb/bbl	1.07	ml
1.5	lb/bbl	1.6	ml
2	lb/bbl	2.13	ml
2.5	lb/bbl	2.67	ml

2.6.6 Concentración de antiespumante utilizada. Para mitigar la formación de espuma en los fluidos de perforación en la segunda y tercera fase, se añade

antiespumante en diferentes concentraciones para cada concentración de surfactante como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Concentración de antiespumante utilizada.

Concentración de surfactante	Concentración de antiespumante (tercera fase)	Concentración de antiespumante (segunda fase)	Unidad
0.3	0,15	0.17	lb/bbl
0.5	0,16	0,19	lb/bbl
0.7	0,20	0,22	lb/bbl
1	0,22	0,25	lb/bbl
1.5	0,25	0,28	lb/bbl
2	0,28	0,32	lb/bbl
2.5	0,32	0,36	lb/bbl

3. PRUEBAS DE LABORATORIO.

En este capítulo se describen las pruebas realizadas al fluido de perforación convencional y otro el cual contiene surfactante no iónico en diferentes concentraciones. Para evidenciar el trabajo que se realiza, se hace el correspondiente registro fotográfico de las diferentes pruebas que fueron hechas en el laboratorio de lodos de la Universidad Industrial de Santander. Como complemento se hacen las pruebas del análisis del agua con la que se prepara el fluido y del comportamiento del surfactante no iónico a temperatura ambiente en función del tiempo, los resultados se encuentran en los anexos W-X.

Para establecer puntos de comparación en los cuales se evidenciará de manera clara la adición del surfactante no iónico, se establece hacer las pruebas a ocho muestras diferentes de fluido de la siguiente manera.

Tabla 13. Muestras y tipo de fluido de perforación.

Muestra	Tipo de fluido
1	Sin surfactante
2	0.3 lb/bbl Surfactante
3	0.5 lb/bbl Surfactante
4	0.7 lb/bbl Surfactante
5	1 lb/bbl Surfactante
6	1.5 lb/bbl Surfactante
7	2 lb/bbl Surfactante
8	2.5 lb/bbl Surfactante

Inicialmente se prepara un fluido de perforación convencional el cual no contiene surfactante no iónico, siendo la muestra 1 el punto de comparación frente a las otras.

3.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se lleva a cabo la preparación de los fluidos de perforación de acuerdo a las formulaciones planteadas en el capítulo anterior, los aditivos tienen un orden de adición el cual se sigue para que el fluido tenga las propiedades esperadas, también se considera la velocidad con la que estos se añaden con el motivo de obtener buena calidad en el fluido. Para garantizar la homogeneidad de la mezcla se utiliza un agitador Hamilton Beach, de esta manera se obtienen las muestras de fluido para la segunda y tercera fase.

Figura 5. Agitador Hamilton Beach.



Figura 6. Fluido de perforación.



3.2 DENSIDAD DEL LODO

Realizar la prueba de densidad de los fluidos es parte importante de la realización y desarrollo del trabajo de investigación. En la formulación del fluido de perforación de la segunda fase, la barita tiene la función de otorgar peso al lodo, debido a su gravedad específica, la barita tiende a asentarse fácilmente, motivo por el cual la densidad del fluido puede presentar grandes variaciones y generar problemas durante la perforación, por esta razón, las propiedades del fluido y la densidad deben ser manejadas correctamente para lograr un control satisfactorio.

El cálculo de la densidad de los fluidos se hace en una balanza de lodo que es previamente probada con agua para corroborar que esté calibrada, se determina una superficie plana y a nivel, se prueba que una pequeña muestra de la prueba sea expulsada por el agujero de ventilación de la tapa de la balanza para que no hayan errores y sea más preciso registrar y medir el valor de la densidad de las muestras de fluido.

Figura 7. Balanza de lodo.



3.3 PRUEBA DEL FILTRADO

En esta sección se lleva a cabo la simulación del comportamiento del filtrado durante la labor de perforación de las dos fases, con el fin de observar las diferencias en la cantidad de filtrado dependiendo del tipo de fluido con el cual se esté perforando.

Se realiza el acople de las diferentes partes de la celda con el papel filtro en su respectivo lugar y se depositan las muestras en los diferentes recipientes (celdas), se conecta el compresor verificando previamente que las válvulas se encuentren totalmente cerradas, se espera el tiempo de carga de los cien (100) psi, y posteriormente se abren las válvulas de las celdas las cuales están siendo utilizadas, pasados treinta minutos (30) se libera la presión que todavía se encuentra en el sistema por medio de las válvulas que se encuentran cerradas y las cuales se abren para liberar la presión, por cuestiones de seguridad también se liberan las válvulas que se encuentran en las mangueras de las celdas utilizadas. Las celdas son retiradas del sistema y se obtienen las tortas con su respectivo filtrado.

Figura 8. Filtro prensa.



3.4 VISCOSIDAD DE EMBUDO

Para realizar medidas cualitativas de cuán espesas son las muestras de fluido, la prueba de viscosidad de embudo es útil en el momento de hacer comparaciones relativas para la segunda y tercera fase. En la ejecución de la prueba en el laboratorio se calibra el embudo usando agua dulce manteniéndolo en una posición vertical tapando el orificio con el dedo, al momento de retirarlo se hace la respectiva medición del tiempo que se demora en llenar con $\frac{1}{4}$ de galón de muestra en el vaso receptor.

Figura 9. Embudo de Marsh.



3.5 VISCOSIDADES, YIELD POINT Y RESISTENCIA DE GEL

Para obtener la reología, se utiliza el viscosímetro fann, en el cual se puede observar los valores de θ 600, θ 300, θ 200, θ 100, θ 6, θ 3 y geles con el fin de evaluar la viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente y yield stress.

Se recoge la muestra y se deposita en la tasa del viscosímetro, la manga del rotor trabaja en tres diferentes alturas siendo de alta a baja, velocidades altas, medias y bajas respectivamente, para la correcta medición del gel se tiene en θ 600, se pasa la palanca a velocidad baja quedando en θ 300, se sumerge la manga del rotor a nivel medio quedando en θ 100, se apaga y se espera diez segundos, posteriormente se enciende y se lleva la manga al nivel inferior θ 3, se registra la máxima lectura del dial obtenida como la resistencia de gel de 10 segundos lbf/100 pies².

Esta prueba se desarrolla con el fin de evidenciar el posible comportamiento de los sólidos suspendidos durante las labores de perforación.

Figura 10. Viscosímetro Fann.



3.6 PRUEBA DE LUBRICIDAD

Para determinar la lubricidad del fluido de perforación de la segunda y tercera fase, en el laboratorio se utiliza un equipo medidor de lubricidad llamado “lubricity tester” que se encarga de simular la rotación de la tubería contra las superficies del pozo bajo condiciones de presión a las que se encuentran sometidas, lo que permite identificar si las diferentes concentraciones de surfactante no iónico tienen una mejoría en esta propiedad y es viable su uso.

Figura 11. Lubricómetro.



3.7 PRUEBA DE MOJABILIDAD

Con el propósito de observar el comportamiento de la superficie sólida del yacimiento frente al fluido de perforación con surfactante no iónico, se realiza la prueba de mojabilidad visual para determinar si este fluido al entrar en contacto con la roca cambia en dicha propiedad. La prueba se realiza adicionando una pequeña cantidad de arena en una probeta que contiene agua de formación y se observa la dispersión de los granos hasta que descienden al fondo de esta, luego se permite que la misma arena caiga en una probeta que contiene un fluido que representa el aceite, en este caso se utiliza varsol y se observa el efecto dispersivo de la arena, la cual preferiblemente debe estar mojada por el fluido en el que se dispersa de manera homogénea al descender.

Figura 12. Prueba de mojabilidad.



3.8 ANÁLISIS QUÍMICO DEL AGUA

Al filtrado de los diferentes tipos de fluidos de perforación que se trabajan en el laboratorio, se les realizan diferentes pruebas químicas como pH, alcalinidad, contenido de cloruros y dureza para poder analizar las características químicas del filtrado y ver cómo se afectan algunas de estas propiedades al añadir el surfactante no iónico.

3.8.1 pH. En el trabajo de laboratorio, el pH se evalúa a través del uso de papel Tornasol o papel pH y es practicado tanto al fluido de perforación como a su filtrado, con objetivo de observar si se trata de una solución ácida o alcalina.

3.8.2 Alcalinidad. En cuanto al procedimiento que se realiza en el laboratorio, se toma la muestra de filtrado y se añade agua destilada de acuerdo a su condición, siendo una muestra clara u oscura. Se agrega 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a la combinación entre filtrado y agua destilada, si no se evidencia cambio de color el Pf es igual 0, cuando se evidencia cambio de

color, se titula con ácido sulfúrico hasta hacer que la solución retorne al color inicial y se registra las gotas de ácido sulfúrico para realizar el cálculo del Pf. Posteriormente se agrega 10 a 15 gotas de solución indicadora de metil naranja, y se titula nuevamente con ácido sulfúrico, esta vez para encontrar el valor de Mf, el cual proviene de la sumatoria del ácido sulfúrico para Pf y el que se utiliza para titular en el Mf.

3.8.3 Contenido de cloruros. En el laboratorio se toma la muestra de filtrado y se agrega agua destilada dependiendo de la apariencia clara u oscura de la muestra, se agregan 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína ocasionando un cambio de color que retorna a su condición inicial mediante la adición de ácido sulfúrico, en caso de no evidenciar cambio de color ante la presencia de la fenolftaleína, se pasa directamente a la adición de 5 a 10 gotas de cromato de potasio, el cual se titula mediante la solución de nitrato de plata y debe ser registrada.

3.8.4 Dureza. A la muestra de filtrado se agregan de 20 a 50 ml de agua destilada dependiendo de la apariencia de la muestra y se añaden entre 10 a 15 gotas de versenato amortiguador e indicador, dependiendo del resultado en el color de la solución, si este es rojo o violeta se dosifica el versenato titulador hasta que cambie a color azul, si anteriormente no se observa un cambio de color ante la adición de los versenatos iniciales, se transfiere un milímetro de muestra al plato de titulación, debe aparecer un color rojo o violeta el cual se dosifica con el versenato titulador hasta que cambia a un color azul, gris o verde, se registra el volumen de versenato titulador requerido para el cambio de color. Cuando el color azul se mantiene los mililitros de versenato titulador son cero.

4. FACTIBILIDAD DE USO DEL SURFACTANTE NO IÓNICO

Al definir si es factible o no el uso de surfactante no iónico en el fluido de perforación para corregir la pega diferencial, se hace énfasis en los siguientes parámetros que son importantes en este caso de estudio.

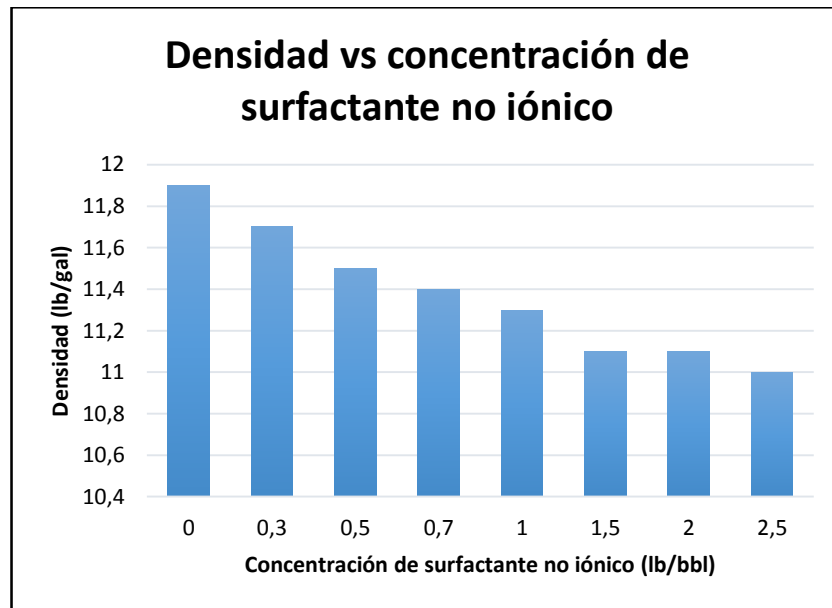
- a. Análisis del efecto del surfactante no iónico sobre las propiedades del fluido.
- b. Análisis de la prueba de lubricidad del fluido de perforación en la segunda y tercera fase.
- c. Análisis de la prueba de mojabilidad del fluido de perforación en la tercera fase (zona de yacimiento).
- d. Análisis de costos del uso de surfactante no iónico en el fluido de perforación como sistema total.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS SEGUNDA FASE.

Las propiedades seleccionadas para evaluar el efecto del surfactante no iónico en el fluido de perforación fueron densidad, viscosidad plástica, punto cedente, filtrado a 30 minutos, lubricidad y el tamaño de los cakes, de esta manera fueron observadas las tendencias marcadas por el cambio en el valor de estas propiedades al ser agregado el surfactante.

4.1.1 Densidad. Un factor importante en la prevención de la pega diferencial es el peso del fluido de perforación, ya que una condición que puede favorecer este tipo de pega es que la presión hidrostática sea mayor que la presión de formación ($P_h > P_{formacion}$), de esta manera, el propósito de la densidad del lodo es que sea menor mientras los límites técnicos de presión de colapso y fractura lo permitan.

Gráfica 1. Densidad vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.

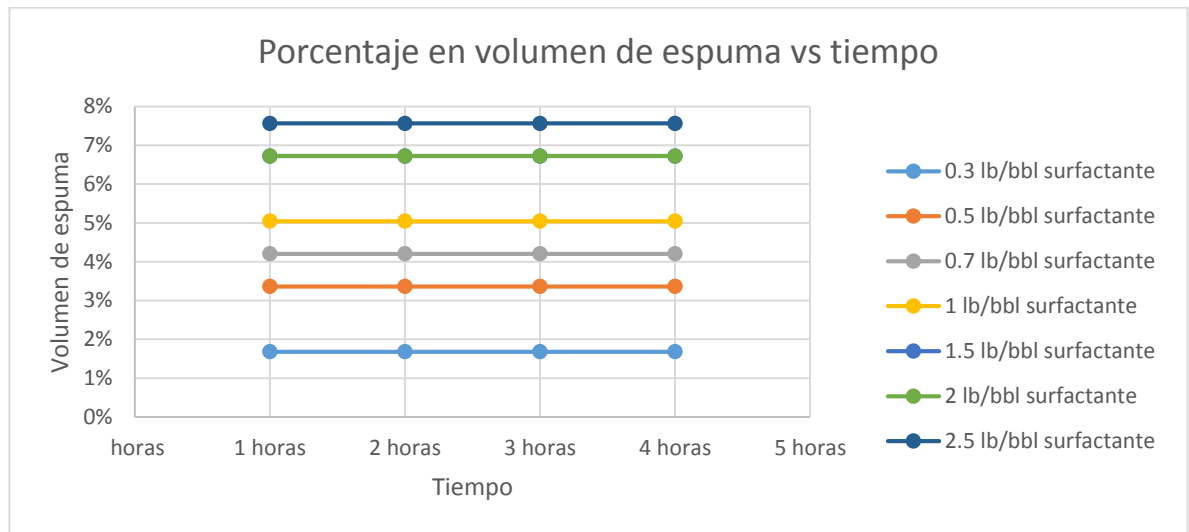


La gráfica 1, (valores tomados de los resultados que se muestran en los anexos A-J) evidencia el comportamiento de las siete muestras con concentraciones definidas de surfactante, se refleja una reducción en la densidad en porcentajes que varían entre 1.68% y 7.56 % con respecto al valor de densidad sin surfactante, siendo este último el punto de comparación o referencia. Esto muestra un efecto favorable en la búsqueda a la disminución del peso de la columna del lodo debido a la generación de espuma y disminución de la tensión interfacial en el fluido de perforación, ya que un valor menor de densidad dentro de la ventana operativa del lodo favorece la corrección de la pega diferencial, demostrando que es viable la utilización de surfactante en el fluido mientras los límites técnicos de presión de colapso y fractura lo permitan.

Formación de espuma segunda fase. La grafica 2 evidencia que la cantidad de espuma se mantiene constante y que con el paso del tiempo no aumenta la formación de la misma, esto se convierte en un punto a favor del presente proyecto, pues agregar surfactante en diferentes concentraciones generara

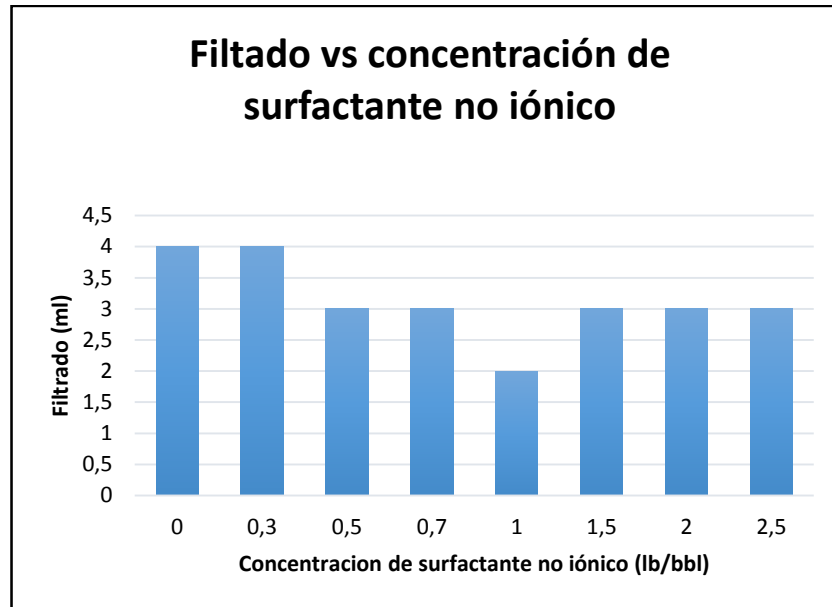
solamente una cantidad inicial de espuma que no cambiara y la cual se podrá mitigar con las concentraciones necesarias de antiespumante.

Gráfica 2. Porcentaje en volumen de espuma vs tiempo



4.1.2 Filtrado 30 minutos. Dentro de los factores que pueden favorecer la pega diferencial también se encuentra la pérdida de fluidos del pozo a la formación, de esta manera, lo que se busca es obtener la menor cantidad de filtrado con el fin de que el cake sea más delgado e impermeable.

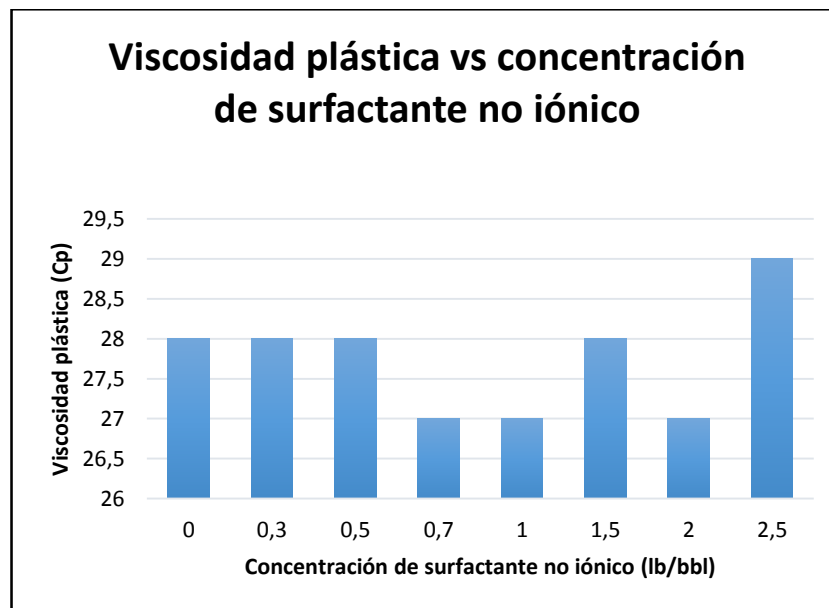
Gráfica 3. Filtrado vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.



La gráfica 3, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos A-J) evidencia el comportamiento de la pérdida de filtrado al añadir surfactante al fluido de perforación en diferentes concentraciones, siendo la de 1 lb/bbl la cantidad más apropiada para controlar el filtrado debido a que se reduce en un 50% con respecto al fluido convencional sin surfactante y a la concentración de 0.3 lb/bbl. Para las otras concentraciones se refleja una reducción del 25%, por lo tanto, se considera la adición de surfactante viable debido a que la reducción de filtrado en el fluido de perforación es importante al momento de corregir un problema de pega diferencial.

4.1.3 Viscosidad plástica. Esta describe la resistencia al flujo, que es causada por la fricción mecánica. En el caso de los fluidos de perforación empleados en este trabajo de investigación, la viscosidad plástica se ve afectada principalmente ante la presencia de algunos polímeros, ya que las muestras no presentan sólidos debido a la ausencia de interacción con una formación. En el caso de esta propiedad, lo que se pretende es conseguir un valor bajo el cual indica que el lodo es capaz de limpiar efectivamente el pozo con alta tasa de penetración.

Gráfica 4. Viscosidad plástica vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.

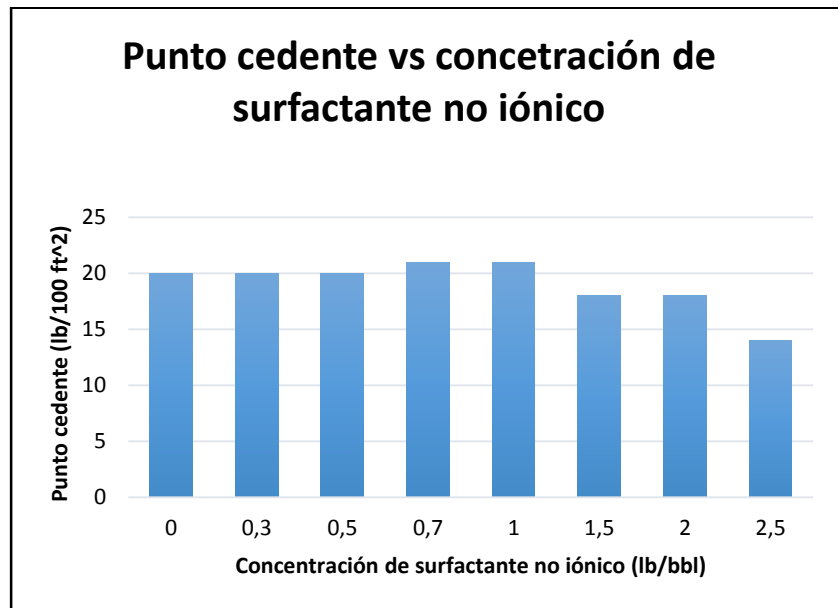


La gráfica 4, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos A-J) muestra el comportamiento de la viscosidad plástica sin surfactante y con adición de este en diferentes concentraciones, describiendo un cambio poco significativo en la mencionada propiedad, lo que demuestra que la adición de surfactante en concentraciones de 0.7, 1 y 2 lb/bbl mejora en un 3,57% la viscosidad plástica, valor que no es muy considerable con respecto al fluido convencional, siendo la concentración de 2.5 lb/bbl la menos viable para la adición al fluido de perforación, por su alto valor de viscosidad plástica.

4.1.4 Punto cedente. Este es el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, siendo una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Es la propiedad que exhibe la capacidad de transporte o arrastre de los cortes de perforación. Un comportamiento óptimo del punto cedente es que sea el más alto posible. En el caso de la velocidad de asentamiento de los ripios, el punto cedente tiene un efecto más marcado que la

viscosidad plástica, sin embargo, una baja viscosidad plástica junto a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del pozo con una alta ROP.

Gráfica 5. Punto cedente vs concentración de surfactante no iónico segunda fase.



La gráfica 5, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos A-J) evidencia el comportamiento del punto cedente del fluido de perforación sin surfactante frente al fluido con diferentes concentraciones de surfactante, manifestándose un aumento del 5% del punto cedente en concentraciones de 0.7 y 1 lb/bbl, lo que contribuye a que el fluido tenga un poco más de capacidad de arrastre o transporte de los cortes de perforación que el fluido convencional, provocando un efecto favorable en la corrección de problemas de pega diferencial.

4.1.5 Tamaño de los cakes. El tamaño del cake proporciona sostenimiento a las paredes de la formación, un óptimo control de la pérdida de filtrado formará una

torta de buena calidad, consistente, plástica y con un espesor menor a 1/32 de pulgada ($<1/32''$).

Tabla 14. Tamaño de los cakes segunda fase.

Muestra	Cake
Sin Surfactante	$< 1/32''$
0.3 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
0.5 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
0.7 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
1 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
1.5 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
2 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$
2.5 lb/bbl Surfactante	$< 1/32''$

La tabla 14 evidencia el tamaño de los cakes a diferentes concentraciones de surfactante. No se presenta diferencia alguna en el tamaño, consistencia y plasticidad de estos cakes, indicando que el surfactante no tiene mayor incidencia, pero hay que resaltar que tampoco tiene efectos negativos tales como cakes gruesos y con alta permeabilidad.

4.1.6 Lubricidad. El valor de la lubricidad de un fluido de perforación se compara con el índice de lubricidad del agua, mientras este valor sea menor, se dice que el fluido tiene mejores cualidades lubricantes y generalmente se usan para perforar pozos horizontales y con alto grado de desviación. En el presente caso de estudio se busca que el fluido con surfactante no iónico tenga un valor de lubricidad cercano al del aceite y permita al fluido tener buenas características lubricantes.

Tabla 15. Resultados prueba de lubricidad segunda fase.

Muestra	Coeficiente de lubricidad
Agua	0,35
Sin Surfactante	0,243
0.3 lb/bbl Surfactante	0,238
0.5 lb/bbl Surfactante	0,223
0.7 lb/bbl Surfactante	0,214
1 lb/bbl Surfactante	0,185
1.5 lb/bbl Surfactante	0,165
2 lb/bbl Surfactante	0,160
2.5 lb/bbl Surfactante	0,155

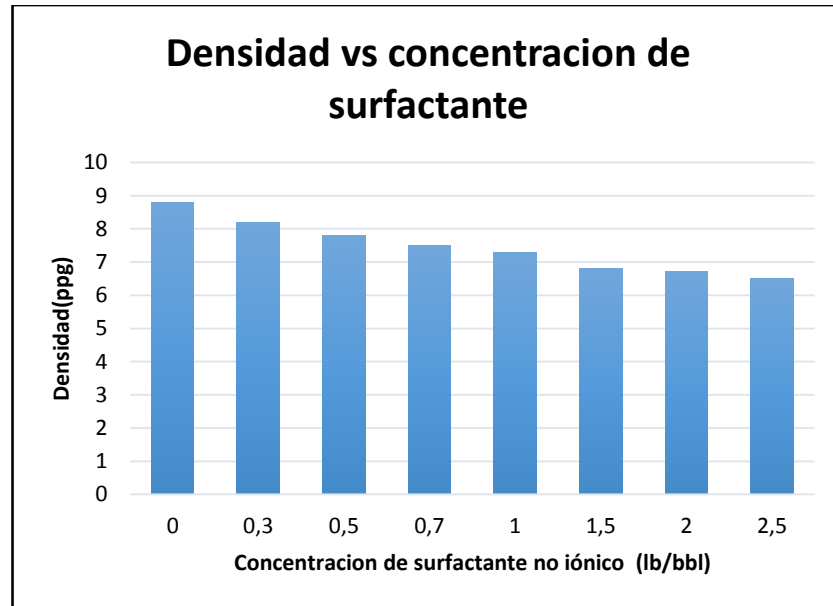
La tabla 15 muestra que la adición de surfactante no iónico al fluido de perforación de la segunda fase provoca una disminución considerable en el coeficiente de lubricidad del fluido a medida que se aumenta la concentración. Estos valores con un factor de corrección de 0.9714, indican que el fluido tiene óptimas condiciones de lubricidad y las concentraciones de surfactante mayores a 1 lb/bbl son las que presentan una notable mejoría en esta propiedad, con una diferencia entre 24% y 36% con respecto al fluido convencional sin surfactante, lo que aumenta la probabilidad de que la pega diferencial sea corregida.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS TERCERA FASE

Con este análisis se pretende evidenciar los efectos generados en cada una de las propiedades evaluadas, especialmente en la densidad, ya que esta es el principio de funcionamiento del método de corrección propuesto en este trabajo de investigación.

4.2.1 Densidad. El principio del método de corrección de la pega diferencial en este trabajo de investigación es disminuir el peso de la columna hidrostática del lodo buscando eliminar la succión de la tubería generada por la perforación bajo balance llevada a cabo en la operación.

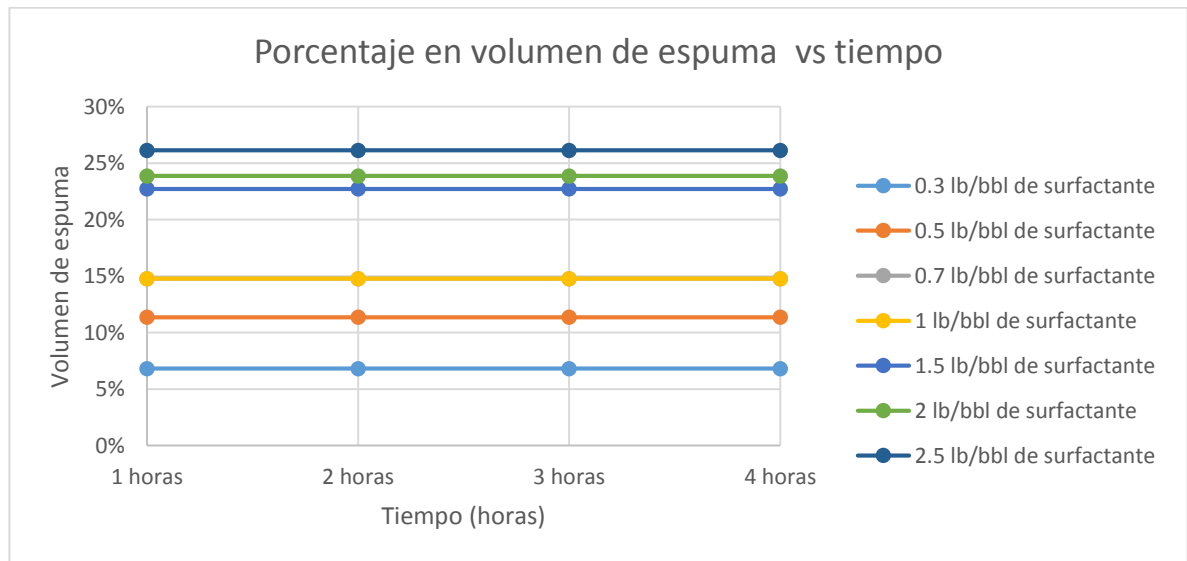
Gráfica 6. Densidad vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.



La adición de surfactante provocó la caída de la densidad en las muestras de fluido proporcional a la concentración suministrada, esto permite airear el lodo y dar un manejo al peso generado por la columna de fluidos. La gráfica 6, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos K-T) refleja caídas considerables de esta propiedad en las concentraciones de 2 lb/bbl y 2.5 lb/bbl con respecto a la muestra sin surfactante. Las demás concentraciones reducen de manera controlada la densidad siendo un buen indicador hacia el objetivo de la investigación. La gráfica 6, también evidencia una reducción en la densidad en porcentajes que varían entre 6,81 y 26,14 %, con respecto al valor de densidad sin surfactante, demostrando que es viable la utilización de surfactante en el fluido mientras los límites técnicos de presión de colapso y fractura lo permitan.

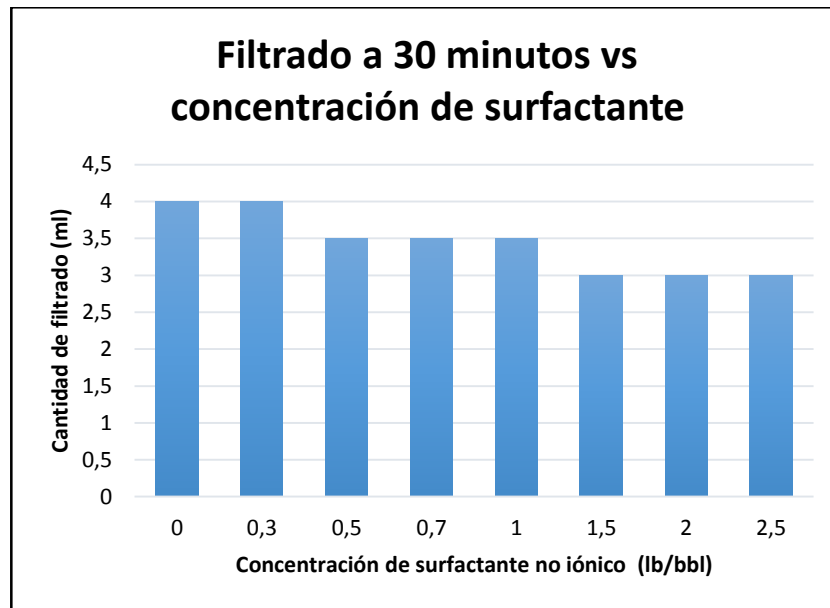
Formación de espuma tercera fase. La gráfica 7 muestra el comportamiento de la espuma en función del tiempo, ya que este es un factor importante para mitigar otros posibles problemas operacionales.

Gráfica 7. Porcentaje en volumen de espuma vs tiempo tercera fase



4.2.2 Filtrado 30 minutos. Una buena selección de la concentración, junto con un buen comportamiento en el resto de las propiedades consideradas importantes para corregir este problema operacional, aumenta la posibilidad del uso de surfactante como una solución alterna e innovadora.

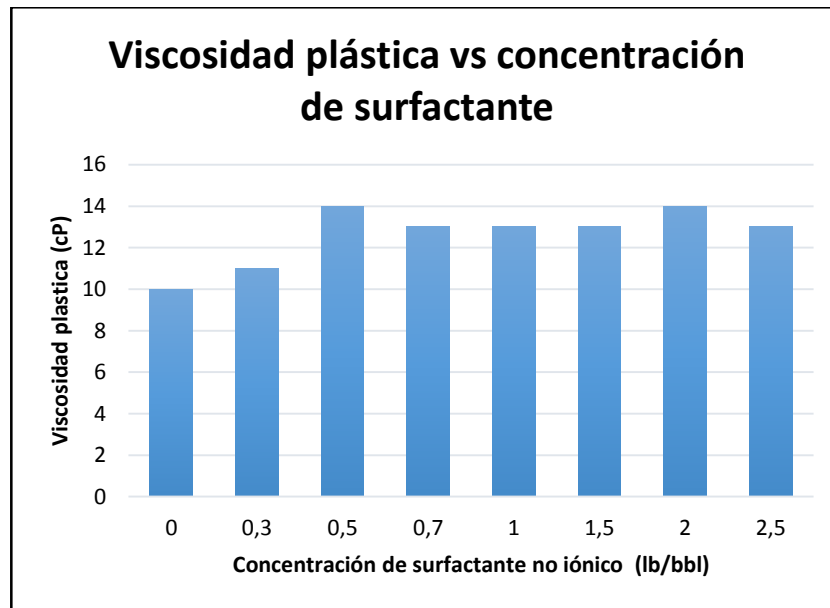
Gráfica 8. Filtrado a 30 minutos vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.



La gráfica 8, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos K-T) evidencia el efecto del surfactante debido a su adición en diferentes concentraciones, hay un buen comportamiento similar e inclusive mejor al del fluido convencional en la cantidad de filtrado en la totalidad de las muestras con una disminución de hasta 25%.

4.2.3 Viscosidad plástica. En el caso de esta propiedad, lo que se pretende es conseguir un valor bajo que junto con un valor alto en el punto cedente indique la capacidad del fluido de limpiar efectivamente el pozo con alta tasa de penetración.

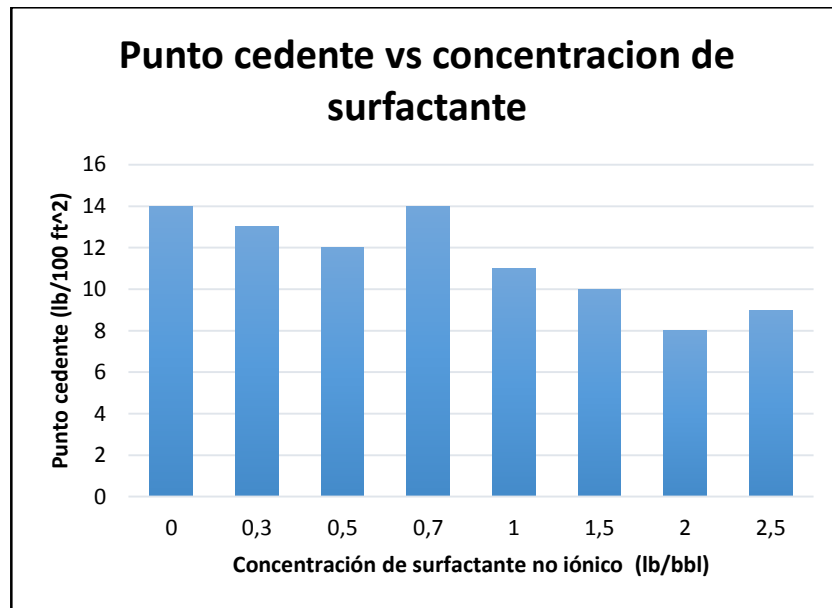
Gráfica 9. Viscosidad plástica vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.



No hay una tendencia estable en función de la concentración de surfactante como se puede evidenciar en la gráfica 9 (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos K-T), pero también constata que aquellas muestras que contienen surfactante presentan un valor mayor al de la muestra de fluido convencional, sin embargo, es importante resaltar que la diferencia en la viscosidad plástica no es representativa y que la muestra con 0.3 lb/bbl de surfactante presenta casi el mismo comportamiento que el fluido convencional.

4.2.4 Punto cedente. Las variaciones más representativas de la gráfica 10, (valores tomados de los resultados que se presentan en los anexos K-T) se presentan en las muestras que contienen altas concentraciones de surfactante, los mejores comportamientos se evidencian en aquellas muestras cuya concentración de surfactante no es tan alta como 0.3, 0.5 y 0.7 lb/bbl.

Gráfica 10. Punto cedente vs concentración de surfactante no iónico tercera fase.



Aunque en general, hay una tendencia a la disminución del punto cedente en función de la concentración de surfactante, la muestra que contiene 0.7 lb/bbl de surfactante, no obedece a este comportamiento y presenta el mismo valor en el punto cedente que el de la muestra de fluido convencional, así como también las diferencias en las muestras de 0.5 lb/bbl y 0.7 lb/bbl de surfactante respecto a la muestra de fluido convencional no son representativas y mantienen valores muy similares a este último.

4.2.5 Tamaño de los cakes. La tabla 16 evidencia los diferentes tamaños de cake obtenidos para los fluidos de la tercera fase. La totalidad de las muestras presentan el mismo tamaño de cake, siendo plástico y consistente.

Tabla 16. Tamaño de los cakes tercera fase.

Muestra	Cake
Sin Surfactante	< 1/32 "
0.3 lb/bbl Surfactante	< 1/32 "
0.5 lb/bbl Surfactante	< 1/32 "
0.7 lb/bbl Surfactante	< 1/32 "
1 lb/bbl Surfactante	< 1/32"
1.5 lb/bbl Surfactante	< 1/32"
2 lb/bbl Surfactante	< 1/32"
2.5 lb/bbl Surfactante	< 1/32"

4.2.6 Lubricidad. Los resultados de la prueba de lubricidad para el fluido de perforación de la tercera fase se presentan en la tabla 17, donde se observa que hay una disminución en el coeficiente de lubricidad directamente proporcional al aumento de concentración de surfactante, lo que demuestra que la adición de este tensioactivo, mejora notablemente las propiedades lubricantes del fluido en esta sección hasta en un 34%, y por consiguiente, es viable su uso, debido a que para corregir un problema de pega diferencial el fluido debe tener un bajo coeficiente de lubricidad.

Tabla 17. Resultados prueba de lubricidad tercera fase.

Muestra	Coeficiente de lubricidad
Agua	0,35
Sin Surfactante	0,214
0.3 lb/bbl Surfactante	0,209
0.5 lb/bbl Surfactante	0,204
0.7 lb/bbl Surfactante	0,199
1 lb/bbl Surfactante	0,180
1.5 lb/bbl Surfactante	0,165
2 lb/bbl Surfactante	0,151
2.5 lb/bbl Surfactante	0,141

4.2.7 Mojabilidad. La mojabilidad es una propiedad muy importante del yacimiento que puede variar desde que se inicia la perforación al utilizar un fluido con diferentes características al fluido de la formación, por este motivo, se hace indispensable determinar si la roca al ser mojada por el fluido con surfactante no iónico cambia su mojabilidad.

Figura 13. Prueba de mojabilidad.

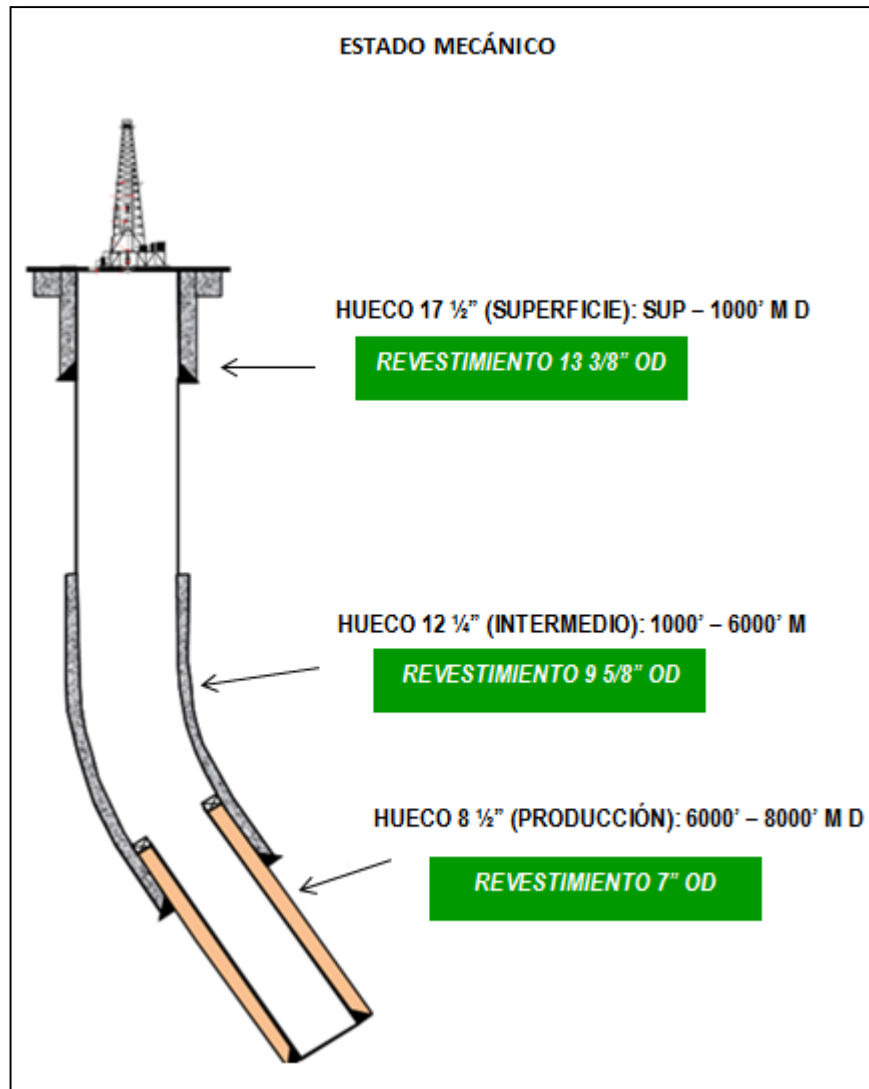


La figura 13 muestra los resultados de la prueba de mojabilidad para el fluido de yacimiento, demostrando que la arena de formación al ser mojada por el fluido con surfactante no iónico, no afecta esta propiedad, lo que sugiere que es viable el uso de este fluido en la zona productora y por consiguiente no ocasionará daños irreversibles en el yacimiento.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar bajo qué condiciones es rentable el proyecto, se hace un análisis económico del fluido con surfactante no iónico en la segunda y tercera fase como sistema total del fluido frente a una píldora utilizada convencionalmente para corregir la pega diferencial, tomando como ejemplo un caso de un pozo horizontal que se representa en el estado mecánico de la figura 14, se evalúan la segunda y tercera fase siendo las secciones con más probabilidad de ocurrencia de una pega diferencial. Se realizan los cálculos de capacidades en revestimientos, hueco abierto, anulares, los cuales se encuentran resumidos en los anexos U-V.

Figura 14. Estado Mecánico Pozo ejemplo.

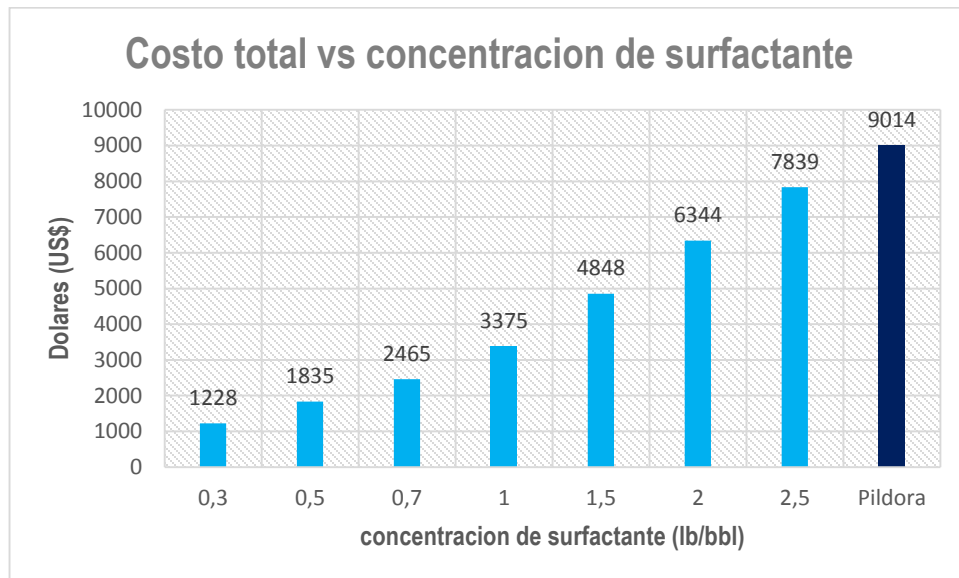


5.1 SISTEMA TOTAL DEL FLUIDO SEGUNDA FASE

Para el análisis económico del sistema total, se determina el costo de los barriles de fluido con surfactante no iónico utilizados en diferentes concentraciones

durante la perforación de un pozo horizontal y la píldora convencional que se utiliza para corregir la pega diferencial.

Gráfica 11. Costo total vs concentración de surfactante segunda fase.



La gráfica 11 (datos tomados de los anexos U-V) muestra el costo total de los barriles de fluido utilizados en la perforación de una sección en un pozo horizontal con diferentes concentraciones de surfactante no iónico y el de una píldora convencional. En donde se refleja que el totalidad de las muestras que contienen surfactante no iónico se encuentran por debajo del costo de una píldora normalmente utilizada para corregir la pega diferencial, por lo tanto, el uso de estas concentraciones son económicamente viables.

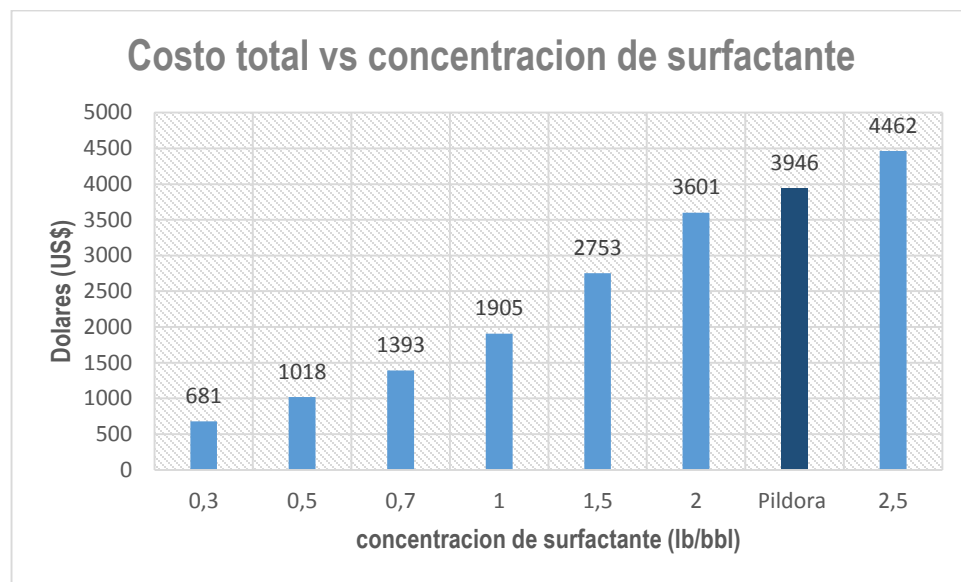
5.2 SISTEMA TOTAL TERCERA FASE

El análisis económico es desarrollado en base a la cantidad de barriles necesarios para el correcto funcionamiento del sistema del fluido, el costo de las

concentraciones de surfactante es valorado contra la píldora utilizada en la industria ya que en cuestiones de costos se hace valida esta comparación.

Los costos de las concentraciones de surfactante son el resultado de la cantidad de este surfactante y antiespumante necesarios para que el método de solución planteado en este proyecto funcione correctamente.

Gráfica 12. Costo total vs concentración de surfactante tercera fase



Los resultados del análisis económico son expresados en la gráfica 12, (datos tomados de los anexos U-V) la cual evidencia que las concentraciones de 0.3, 0.5 y 0.7 lb/bbl de surfactante son viables económicamente actuando sobre el sistema total de lodo y presentan una diferencia significativa a favor frente a la píldora utilizada normalmente en la industria.

6. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos en este estudio, es factible técnicamente el uso de surfactante no iónico en todas las concentraciones utilizadas como aditivo en el fluido de perforación en el hueco de 12 ¼", siendo 1lb/bbl la que presenta el mejor desempeño en el total de las propiedades evaluadas, reduciendo la densidad de 11.9 a 11.3 lb/gal, el filtrado en un 50% y el coeficiente de lubricidad hasta en un 24% , con un cake delgado, plástico, consistente y de espesor menor a 1/32 de pulgada, lo cual podría corregir la pega diferencial durante la perforación de pozos horizontales.
- Los resultados obtenidos para el hueco de 8 ½" indican que es factible técnicamente el uso de surfactante no iónico en todas las concentraciones utilizadas como aditivo en el fluido de perforación, reduciendo la densidad hasta un 27% siempre y cuando los límites técnicos de presión de colapso y fractura lo permitan, el filtrado en 25% y el coeficiente de lubricidad en 34 %, con un cake delgado, plástico, consistente y de espesor menor a 1/32 de pulgada, lo cual podría corregir la pega diferencial durante la perforación de pozos horizontales.
- La adición de surfactante no iónico al fluido de perforación en el hueco de 12 ¼" y 8 ½", genera una notable mejoría en las propiedades lubricantes del fluido en la medida que se aumenta la concentración, llegando a reducir hasta en un 36% el coeficiente de lubricidad en concentraciones de 2.5 lb/bbl de surfactante.

- A partir del estudio realizado el surfactante no iónico funciona como agente reductor de la densidad de fluidos base agua directamente proporcional al aumento de su concentración.
- Realizado el análisis económico en el hueco de 8 ½", se encuentran factibles las concentraciones de 0.3 hasta 2 lb/bbl de surfactante, las cuales presentan una diferencia de costos entre 3265 USD y 345 USD respecto a la píldora utilizada normalmente en la industria.
- La adición de surfactante no iónico como sistema corto del fluido de perforación en el hueco de 12 ¼", es factible económicamente en todas las concentraciones, generando una diferencia de costos entre 7786 USD y 1175 USD con respecto a un fluido utilizado convencionalmente para corregir la pega diferencial.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar el efecto del surfactante en una formación específica, pues este estudio solo lo permite en forma general con las propiedades del fluido de perforación.
- Estudiar la factibilidad de uso de otros tipos de surfactante para corregir problemas de pega diferencial.
- Realizar un análisis económico en donde sean incluidos los tiempos no planeados, observando su efecto en los costos adicionales debido al paso de las horas cuando se detiene la operación por una inminente pega diferencial e incluyendo el beneficio económico que conlleva la corrección de este problema operacional.

BIBLIOGRAFÍA

BAROID A HALLIBURTON COMPANY. Manual de fluidos. Houston, USA, 2000.

DATALOG, Manual de perforación: procedimientos y operaciones en el pozo. Version 3.0. Marzo 2001.

J.L. SALAGER. Surfactantes. Cuaderno FIRP 300 A. Versión #2. 2002. [en línea]
Disponible en:
<http://www.zenitech.com/documents/spanish/articles/Surfactantes%20Tipos%20y%20Usos.pdf>

JIMÉNEZ DE LA CRUZ Carol Melissa y DOMINGUEZ CARDONA John Edinson. Análisis de fallas y errores en los procedimientos de control de pozos en situaciones anormales durante la perforación. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (ingenieros de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

MALDONADO BAUTISTA, Ángela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

M-I & SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual [Manual de Ingeniería de fluidos de perforación]. Versión 2.0. Houston, Texas, 2001.

PETROWORKS S.A.; Procedimiento para pegas de tubería durante operación. PW-OP-P-14. Versión 1. [en línea] Disponible en: http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/file/view/Procedimiento_para_Pegas_De_Tuberia_.pdf

RODRÍGUEZ BERMUDEZ, Eliserio. Guía de laboratorio de lodos y cementos. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

TECHNICAL FORMATION CENTER, Manual de prevención de pega de tubería, stuck pipe prevention, IADC DIT.

TORO Carlos. MESA Sebastian. VERGEL Alfonso. VILLALOBOS Mario. OROZCO Diego. CHARRY German. Novel spotting fluid to handle problems associated with differential stuck pipe in heavy-crude-oil reservoirs. SPE-171093-MS. 2014.

ANEXOS

Anexo A. Resultados de las pruebas sin surfactante segunda fase.

Prueba	Sin Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,9	11,3	11,3	11,3
Viscosidad E (ss-qt)	50	48	48	47
θ 600	76	72	67	62
θ 300	48	46	42	42
θ 200	38	36	32	33
θ 100	23	21	21	21
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 seg	4	4	4	4
Gel 10 min	6	7	6	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	28	26	25	20
VA (cP)	38	36	33,5	31
YP (lb/100 ft ²)	20	20	17	22
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	2	2	1,5	3
Filtrado 30 min (ml)	4	4,5	3	6,5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo B. Resultados de las pruebas 0.3 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	0.3 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,7	11,5	11,2	10,8
Viscosidad E (ss-qt)	50	48	46	44
θ 600	76	71	66	63
θ 300	48	45	45	43
θ 200	38	35	33	33
θ 100	23	21	20	20
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 seg	4	4	4	4
Gel 10 min	6	7	7	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	28	26	21	20
VA (cP)	38	35,5	33	31,5
YP (lb/100 ft ²)	20	19	24	23
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1	1,5	1,5	2
Filtrado 30 min (ml)	2	3,5	3,5	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo C. Resultados de las pruebas 0.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	0.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,5	11,3	11	10,6
Viscosidad E (ss-qt)	50	48	46	44
θ 600	76	70	62	59
θ 300	48	46	42	40
θ 200	38	35	31	29
θ 100	23	21	20	18
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 seg	4	4	4	4
Gel 10 min	6	7	6	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	28	24	20	19
VA (cP)	38	35	31	29,5
YP (lb/100 ft ²)	20	22	22	21
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1,5	2	2
Filtrado 30 min (ml)	3	3,5	4	5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo D. Resultados de las pruebas 0.7 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	0.7 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,4	10,7	10,2	10
Viscosidad E (ss-qt)	49	48	46	44
θ 600	75	64	62	55
θ 300	48	41	39	36
θ 200	37	30	25	25
θ 100	23	21	20	20
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 seg	4	4	4	4
Gel 10 min	6	7	7	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	27	23	23	19
VA (cP)	37,5	32	31	27,5
YP (lb/100 ft ²)	21	18	16	17
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1,5	1,5	2
Filtrado 30 min (ml)	3	3,5	3,5	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo E. Resultados de las pruebas 1 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	1 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,3	11,2	10,8	10,3
Viscosidad E (ss-qt)	49	48	46	45
θ 600	75	63	62	57
θ 300	48	39	38	35
θ 200	37	30	26	27
θ 100	24	20	19	18
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 sec	4	4	4	5
Gel 10 min	6	7	7	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	27	24	24	22
VA (cP)	37,5	31,5	31	28,5
YP (lb/100 ft ²)	21	15	14	13
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1	1,5	1	2
Filtrado 30 min (ml)	2	4,5	2	4
Ph	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo F. Resultados de las pruebas 1.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	1.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,1	10,9	10,6	10,3
Viscosidad E (ss-qt)	50	47	45	44
θ 600	74	71	65	52
θ 300	46	43	37	33
θ 200	35	30	29	26
θ 100	24	19	20	18
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 sec	3	4	4	4
Gel 10 min	5	6	7	7
Gel 30 min	9	9	10	10
VP (cP)	28	28	28	19
VA (cP)	37	35,5	32,5	26
YP (lb/100 ft ²)	18	15	9	14
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1	2	1,5
Filtrado 30 min (ml)	3	3,5	3,5	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo G. Resultados de las pruebas 2 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	2 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11,1	10,8	10,4	10,1
Viscosidad E (ss-qt)	49	47	46	44
θ 600	72	61	60	52
θ 300	45	38	36	33
θ 200	34	29	26	26
θ 100	23	20	21	17
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 sec	4	5	5	4
Gel 10 min	6	6	7	7
Gel 30 min	9	9	10	10
VP (cP)	27	23	24	19
VA (cP)	36	30,5	30	26
YP (lb/100 ft ²)	18	15	12	14
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1,5	1,5	1,5
Filtrado 30 min (ml)	3	5	4	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo H. Resultados de las pruebas 2.5 lb/bbl de surfactante segunda fase.

Prueba	2.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	11	10,7	10,2	10
Viscosidad E (ss-qt)	50	48	46	44
θ 600	72	69	62	52
θ 300	43	41	39	33
θ 200	34	31	30	26
θ 100	23	21	20	18
θ 6	5	5	5	5
θ 3	3	4	4	4
Gel 10 sec	4	5	5	4
Gel 10 min	6	7	7	6
Gel 30 min	9	10	10	10
VP (cP)	29	28	23	19
VA (cP)	36	34,5	31	26
YP (lb/100 ft ²)	14	13	16	14
YS (lb/100 ft ²)	2	4	4	4
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1,5	1,5	1,5
Filtrado 30 min (ml)	3	3,5	3,5	3,5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo I. Análisis químico del filtrado segunda fase.

Prueba	Sin surfactante	0.3 lb/bbl surfactante	0.5 lb/bbl surfactante	0.7 lb/bbl surfactante
pH	9.5	9.5	9.5	9.5
Pf	0.1	0.1	0.1	0.1
Mf	0.5	0.5	0.5	0.6
ppm Cl ⁻	2100	2100	2150	2200
ppm NaCl	3465	3465	3547.5	3630
ppm CaCO ₃	200	200	200	200
ppm Ca ⁺⁺	80	80	80	80

Anexo J. Análisis químico del filtrado segunda fase.

Prueba	1 lb/bbl surfactante	1.5 lb/bbl surfactante	2 lb/bbl surfactante	2.5 lb/bbl surfactante
pH	9.5	9.5	9.5	9.5
Pf	0.1	0.1	0.1	0.1
Mf	0.6	0.6	0.6	0.7
ppm Cl-	2250	2400	2500	2500
ppm NaCl	3712.5	3960	4125	4125
ppm CaCO ₃	200	200	200	200
ppm Ca ⁺⁺	80	80	80	80

Anexo K. Resultados de las pruebas sin surfactante tercera fase.

Prueba	Sin Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	8,9	8,8	8,8	8,6
Viscosidad E (ss-qt)	46	45	45	43
θ 600	34	38	34	34
θ 300	24	24	24	22
θ 200	19	19	18	18
θ 100	13	13	12	12
θ 6	5	5	5	5
θ 3	4	4	4	4
Gel 10 sec	4	4	3	3
Gel 10 min	6	5	6	5
Gel 30 min	8	8	7	8
VP (cP)	10	14	10	12
VA (cP)	17	19	17	17
YP (lb/100 ft ²)	14	10	14	10
YS (lb/100 ft ²)	3	3	3	3
Filtrado 7.5 min (ml)	2	2	2	1,5
Filtrado 30 min (ml)	4	4,5	4	3,5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo L. Resultados de las pruebas 0.3 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	0.3 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	8,2	8	8	7,8
Viscosidad E (ss-qt)	46	45	45	44
Ø 600	35	35	33	32
Ø 300	24	23	23	21
Ø 200	16	15	14	13
Ø 100	13	12	12	12
Ø 6	6	6	5	5
Ø 3	5	5	5	4
Gel 10 sec	5	5	4	4
Gel 10 min	6	6	5	5
Gel 30 min	8	7	8	7
VP (cP)	11	12	10	11
VA (cP)	17,5	17,5	16,5	16
YP (lb/100 ft ²)	13	11	13	10
YS (lb/100 ft ²)	4	4	5	3
Filtrado 7.5 min (ml)	2	1,5	2	2,5
Filtrado 30 min (ml)	4	4	4	4,5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo M. Resultados de las pruebas 0.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	0.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	7,8	7,7	7,7	7,6
Viscosidad E (ss-qt)	45	44	44	44
θ 600	40	40	38	37
θ 300	26	25	25	24
θ 200	23	22	21	21
θ 100	15	14	14	13
θ 6	6	5	5	5
θ 3	5	5	5	5
Gel 10 sec	3	3	3	3
Gel 10 min	4	4	3	4
Gel 30 min	6	6	6	5
VP (cP)	14	15	13	13
VA (cP)	20	20	19	18,5
YP (lb/100 ft ²)	12	10	12	11
YS (lb/100 ft ²)	4	5	5	3
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	1,5	2	2
Filtrado 30 min (ml)	3,5	3,5	4	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo N. Resultados de las pruebas 0.7 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	0.7 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	7,5	7,4	7,3	7,1
Viscosidad E (ss-qt)	45	45	44	44
θ 600	40	40	38	38
θ 300	27	25	24	24
θ 200	22	22	21	21
θ 100	15	14	13	13
θ 6	6	5	4	4
θ 3	5	4	4	3
Gel 10 sec	3	3	3	3
Gel 10 min	5	5	4	4
Gel 30 min	8	8	8	7
VP (cP)	13	15	14	14
VA (cP)	20	20	19	19
YP (lb/100 ft ²)	14	10	10	10
YS (lb/100 ft ²)	4	3	4	2
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	2	2	2,5
Filtrado 30 min (ml)	3,5	4	4	5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo O. Resultados de las pruebas 1 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	1 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	7,3	7,3	7,1	7
Viscosidad E (ss-qt)	45	45	44	44
θ 600	37	35	35	36
θ 300	24	22	22	23
θ 200	18	18	18	18
θ 100	13	12	12	12
θ 6	5	4	5	5
θ 3	4	3	4	4
Gel 10 sec	3	3	3	4
Gel 10 min	6	5	5	5
Gel 30 min	8	7	7	7
VP (cP)	13	13	13	13
VA (cP)	18,5	17,5	17,5	18
YP (lb/100 ft ²)	11	9	9	10
YS (lb/100 ft ²)	3	3	2	3
Filtrado 7.5 min (ml)	1	1,5	2	2
Filtrado 30 min (ml)	3,5	3,5	4	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo P. Resultados de las pruebas 1.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	1.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	6,8	6,7	6,7	6,5
Viscosidad E (ss-qt)	44	44	43	42
θ 600	38	36	36	35
θ 300	24	22	22	22
θ 200	19	17	18	18
θ 100	13	12	12	12
θ 6	5	5	5	5
θ 3	4	4	4	4
Gel 10 sec	3	3	3	3
Gel 10 min	6	5	6	5
Gel 30 min	8	7	7	6
VP (cP)	14	14	14	13
VA (cP)	19	18	18	17,5
YP (lb/100 ft ²)	10	8	8	9
YS (lb/100 ft ²)	3	3	3	3
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	2	1,5	2
Filtrado 30 min (ml)	3	4	3,5	4
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo Q. Resultados de las pruebas 2 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	2 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	6,7	6,6	6,6	6,3
Viscosidad E (ss-qt)	45	44	44	42
Ø 600	36	35	35	35
Ø 300	23	22	22	22
Ø 200	18	17	17	17
Ø 100	13	12	12	12
Ø 6	5	4	5	5
Ø 3	4	4	4	4
Gel 10 sec	4	3	3	3
Gel 10 min	6	6	5	5
Gel 30 min	8	7	7	7
VP (cP)	13	13	13	13
VA (cP)	18	17,5	17,5	17,5
YP (lb/100 ft ²)	10	9	9	9
YS (lb/100 ft ²)	3	2	3	3
Filtrado 7.5 min (ml)	1	1,5	2	2,5
Filtrado 30 min (ml)	3	3,5	4	4,5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo R. Resultados de las pruebas 2.5 lb/bbl de surfactante tercera fase.

Prueba	2.5 lb/bbl Surfactante			
Tiempo	1 horas	12 horas	24 horas	36 horas
Densidad (ppg)	6,5	6,4	6,4	6,2
Viscosidad E (ss-qt)	44	43	43	41
θ 600	37	35	35	35
θ 300	23	22	22	22
θ 200	18	18	18	17
θ 100	13	12	12	12
θ 6	5	4	5	5
θ 3	4	3	4	4
Gel 10 sec	4	3	3	3
Gel 10 min	6	6	5	5
Gel 30 min	8	7	7	6
VP (cP)	14	13	13	13
VA (cP)	18,5	17,5	17,5	17,5
YP (lb/100 ft ²)	9	9	9	9
YS (lb/100 ft ²)	3	2	3	3
Filtrado 7.5 min (ml)	1,5	2	2	2,5
Filtrado 30 min (ml)	3	4	4	5
pH	9,5	9,5	9,5	9,5

Anexo S. Análisis químico del filtrado tercera fase.

Prueba	Sin surfactante	0.3 lb/bbl surfactante	0.5 lb/bbl surfactante	0.7 lb/bbl surfactante
pH	9	9	9	9
Pf	0.05	0.05	0.05	0.05
Mf	0.1	0.1	0.1	0.1
ppm Cl-	500	500	550	500
ppm NaCl	825	825	825	907.5
ppm CaCO ₃	250	250	250	250
ppm Ca ⁺⁺	100	100	100	100

Anexo T. Análisis químico del filtrado tercera fase.

Prueba	1 lb/bbl surfactante	1.5 lb/bbl surfactante	2 lb/bbl surfactante	2.5 lb/bbl surfactante
pH	9	9	9	9
Pf	0.05	0.05	0	0
Mf	0.1	0.1	0.15	0.15
ppm Cl ⁻	500	550	500	550
ppm NaCl	825	907.5	825	907.5
ppm CaCO ₃	250	250	250	250
ppm Ca ⁺⁺	100	100	100	100

Anexo U. Análisis económico segunda fase

SISTEMA TOTAL DEL LODO

Tabla 1. Capacidad primera fase Revestimiento (13 3/8")

Párametro	Valor	Unidades
Diámetro de la tubería	12,715	pulgadas
Factor adimensional	1029,4	
Longitud primera fase	1000	ft
Capacidad primera fase revestimiento (13 3/8")	0,157054	lb/ft
Total barriles de lodo primera fase	157	bbl

Tabla 2. Capacidad segunda fase hueco 12 1/4"

Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro hueco	12 1/4	pulgadas
Factor adimensional	1029,4	
Longitud segunda fase	5000	ft
Exceso	10	%
Capacidad segunda fase hueco (12 1/4")	0,145	bbl/ft
Total de barriles de lodo segunda fase sin exceso	874,6	bbl
Total de barriles de exceso	72,8	bbl
Total de barriles de lodo segunda fase con exceso	801,7	bbl
Barriles en superficie (contingencia)	450	bbl
Total lodo para segunda fase	1408,8	bbl

Tabla 3. Costo de la caneca de surfactante

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad surfactante	8,9	lb/gal
Densidad surfactante	373,8	lb/bbl
Volumen de cada caneca de surfactante	55	gal
Costo caneca de surfactante	1350	US\$

$$volumen\ de\ surfactante\ (bbl) = \frac{[]_{surfactante} \left(\frac{lb}{bbl} \right) * \# \ bbls}{\rho_{surfactante} \left(\frac{lb}{bbl} \right)}$$

Tabla 4. Costo surfactante.

Concentración de surfactante (lb/bbl)	Volumen de surfactante (bbl)	Canecas de surfactante	Costo (US\$)
0,3	1,13	0,86	1165,6
0,5	1,88	1,44	1942,7
0,7	2,63	2,01	2719,8
1	3,76	2,88	3885,4
1,5	5,65	4,32	5828,1
2	7,53	5,76	7770,8
2,5	9,42	7,20	9713,5

$$volumen\ de\ antiespumante\ (bbl) = \frac{[]_{antiespumante} \left(\frac{lb}{bbl} \right) * \# \ bbls}{\rho_{antiespumante} \left(\frac{lb}{bbl} \right)}$$

Tabla 5. Costo caneca de antiespumante.

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad antiespumante	7,9	lb/gal
Densidad antiespumante	331,8	lb/bbl
Volumen de cada caneca de surfactante	57	gal
Costo caneca de antiespumante	1000	US\$

Tabla 6. Costo Antiespumante

Muestra de surfactante (lb/bbl)	Concentración de antiespumante (lb/bbl)	Volumen de antiespumante (bbl)	Canecas de antiespumante	Costo (US\$)
0,3	0,17	0,72	0,53	531.9
0,5	0,19	0,8	0,59	594.4
0,7	0,22	0,93	0,69	688.3
1	0,25	1,06	0,78	782.2
1,5	0,28	1,18	0,88	876
2	0,32	1,35	1	1001.2
2,5	0,36	1,52	1,13	1126.3

Tabla 7. Costo total de los barriles de lodo con surfactante y antiespumante definido para cada concentración.

Muestra de surfactante (lb/bbl)	Costo total (US\$)
0,3	1697
0,5	2537
0,7	3408
1	4668
1,5	6704
2	8772
2,5	10840

COSTO DE LA PÍLDORA CONVENCIONAL

- Segunda fase (diámetro de hueco 12 ¼")

Sección 6 11/32"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 11/32"	6,34375	pulgadas
Longitud sección 6 11/32"	29,31	ft
Factor adimensional	1029,4	
Capacidad anular sección 6 11/32"	0,10668286	bbl/ft
Volumen de lodo anular sección 6 11/32"	3,12	bbl

Sección 6 9/16"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 9/16"	6,5625	pulgadas
Longitud sección 6 9/16"	30,68	ft
Capacidad anular sección 6 9/16"	0,10394025	bbl/ft
Volumen de lodo anular sección 6 9/16"	3,18	bbl

Sección 6 3/8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 3/8"	6,375	pulgadas
Longitud seccion 6 3/8"	30,65	ft
Capacidad anular seccion 6 3/8"	0,10629675	bbl/ft
Volumen de lodo anular seccion 6 3/8"	3,25	bbl

Sección 6 9/16"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 9/16"	6,5625	pulgadas
Longitud sección 6 9/16"	30,73	ft
Capacidad anular sección 6 9/16"	0,10394025	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 9/16"	3,19	bbl

Sección 6 7/16"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 7/16"	6,4375	pulgadas
Longitud sección 6 7/16"	3	ft
Capacidad anular sección 6 7/16"	0,10551884	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 7/16"	0,31	bbl

Sección 8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 8"	8	pulgadas
Longitud sección 8"	32,55	ft
Capacidad anular sección 8"	0,08360453	bbl/ft
Volumen de lodo sección 8"	2,72	bbl

Sección 8 1/32"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 8 1/32"	8,03125	pulgadas
Longitud sección 8 1/32"	5,54	ft
Capacidad anular sección 8 1/32"	0,08311786	bbl/ft
Volumen de lodo sección 8 1/32"	0,46	bbl

Sección 8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 8"	8	pulgadas
Longitud sección 8"	34,38	ft
Capacidad anular sección 8"	0,08360453	bbl/ft
Volumen sección 8"	2,87	bbl

- 100 ft por encima de BHA (sección de tubería 6 5/8")

Tubería 6 5/8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 5/8	6,625	pulgadas
Longitud sección 6 5/8	100	ft
Capacidad anular sección 6 5/8	0,10313957	bbl/ft
Volumen de lodo por encima de la BHA	10,3139572	bbl
Volumen de lodo dentro de la BHA	15	bbl
Volumen muerto en tanque	10	bbl
Volumen de lodo en el anular en la sección de la BHA	54,45	bbl

- Cantidad de producto para un barril espoteado (bache)

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad del lodo	12	lb/gal
Diesel por barril	0,527	bbl
Píldora por barril	3,5	gal
Agua por barril	0,226	bbl
Barita para un barril	240	lb

- Costo de los productos

Parámetro	Valor	Unidades	Costo (US\$)
1 caneca de pildora	55	gal	1000
1 saco de barita	100	lb	15
Diesel	1	gal	2,52

- **Costo total de la píldora convencional**

Parámetro	Valor	Unidades	Costo (US\$)
Total de Diesel usado	28,7	bbl	3053,2
Total de Píldora usada	190,59	gal	4000
Total de agua usada	12,3	bbl	0
Total Barita usada	13069,07	lb	1960,36
Costo total de la píldora			9014

Anexo V Análisis económico tercera fase

SISTEMA TOTAL DEL LODO

- **Capacidad primera fase Revestimiento (13 3/8")**

Párametro	Valor	Unidades
Diámetro de la tubería	12,715	pulgadas
Factor adimensional	1029,4	
Longitud primera fase	1000	ft
Capacidad primera fase revestimiento (13 3/8")	0,157054	lb/ft
Total barriles de lodo primera fase	157	bbl

- **Capacidad segunda fase Revestimiento (9 5/8")**

Parámetros	Valor	unidades
Diámetro interno casing (43,5 lb/pie)	8 3/4	pulgadas
factor adimensional	1029,4	
Longitud segunda fase	5000	ft
Capacidad segunda fase Hueco (12 1/4")	0,07446088	bbl/ft
total de barriles de lodo segunda fase sin exceso	372,3	bbl

- **Capacidad segunda fase Hueco (8 1/2")**

Parámetros	Valor	unidades
Diámetro hueco	8 1/2	pulgadas
Factor adimensional	1029,4	
Longitud segunda fase	2000	ft
Exceso	10%	
Capacidad segunda fase Hueco (8 1/2")	0,07018652	bbl/ft
Total de barriles de lodo segunda fase sin exceso	140,3	bbl
Total de barriles de exceso	14,03	bbl

Parámetros	Valor	unidades
Total de barriles de lodo segunda fase con exceso	154,4	bbl
Barriles en superficie (contingencia)	450	bbl
Total lodo para tercera fase	976,7	bbl

- Costo de la caneca de surfactante

Parámetros	Valor	Unidades
Densidad surfactante (ppg)	8,9	lb/gal
Densidad surfactante	373,8	lb/bbl
Volumen de cada caneca de surfactante	55	gal
1 barril	42	gal
Valor caneca de surfactante	1350	US\$

$$volumen\ de\ surfactante\ (bbl) = \frac{[]_{surfactante} \left(\frac{lb}{bbl} \right) * \# \ bbls}{\rho_{surfactante} \left(\frac{lb}{bbl} \right)}$$

Concentración de surfactante (lb/bbl)	Volumen de surfactante (bbl)	Canecas de surfactante	Costo (US\$)
0,3	0,78	0,6	808
0,5	1,30	1	1347
0,7	1,82	1,4	1886
1	2,61	2	2694
1,5	3,91	3	4041
2	5,22	4	5387
2,5	6,53	5	6734

$$volumen\ de\ antiespumante\ (bbl) = \frac{[]_{antiespumante} \left(\frac{lb}{bbl} \right) * \# \ bbls}{\rho_{antiespumante} \left(\frac{lb}{bbl} \right)}$$

Parámetros	Valor	Unidades
Densidad antiespumante (ppg)	7,9	lb/gal
Densidad surfactante	331,8	lb/gal
Volumen de cada caneca de surfactante	57	gal
Valor caneca de antiespumante	1000	US\$

Muestra de surfactante (lb/bbl)	Concentración de antiespumante (lb/bbl)	volumen de antiespumante (bbl)	canecas de antiespumante	valor (US\$)
0,3	0,15	0,44	0,33	325
0,5	0,16	0,47	0,35	347
0,7	0,2	0,58	0,43	434
1	0,22	0,64	0,48	477
1,5	0,25	0,73	0,54	542
2	0,28	0,82	0,61	607
2,5	0,32	0,94	0,69	694

- Costo total de los barriles de lodo con surfactante y antiespumante definido para cada concentración

Muestra de surfactante (lb/bbl)	Costo total (US\$)
0,3	1133
0,5	1694
0,7	2319
1	3171
1,5	4583
2	5995
2,5	7428

COSTO PILDORA CONVENCIONAL

- Segunda fase Hueco 8 1/2"

Sección 6 5/8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 5/8"	6,625	pulgadas
Longitud sección 6 5/8"	62,42	ft
Factor adimensional	1029,4	
Capacidad anular sección 6 5/8"	0,02754942	bbl/ft
Volumen de lodo anular sección 6 5/8"	1,71	bbl

Sección 6 11/32"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 11/32"	6,34375	pulgadas
Longitud sección 6 11/32"	29,31	ft
Factor adimensional	1029,4	
Capacidad anular sección 6 11/32"	0,03109271	bbl/ft
Volumen de lodo anular sección 6 11/32"	0,91	bbl

Sección 6 3/8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 3/8"	6,375	pulgadas
Longitud sección 6 3/8"	30,65	ft
Capacidad anular sección 6 3/8"	0,0307066	bbl/ft
Volumen de lodo anular sección 6 3/8"	0,94	bbl

Sección 6 5/16"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 5/16"	6,3125	pulgadas
Longitud sección 6 5/16"	29,7	ft
Capacidad anular sección 6 5/16"	0,03147692	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 5/16"	0,93	bbl

Sección 6 7/16"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 7/16"	6,4375	pulgadas
Longitud sección 6 7/16"	5,41	ft
Capacidad anular sección 6 7/16"	0,02992869	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 7/16"	0,16	bbl

Sección 6 3/4"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 3/4"	6,75	pulgadas
Longitud sección 6 3/4"	2,75	ft
Capacidad anular sección 6 3/4"	0,0259253	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 3/4"	0,07	bbl

Sección 6 7/8"		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 7/8"	6,875	pulgadas
Longitud sección 6 7/8"	21,3	ft
Capacidad anular sección 6 7/8"	0,02427081	bbl/ft
Volumen de lodo sección 6 7/8"	0,51	bbl

- 100 ft por encima de BHA sección de tubería 6 5/8

Tubería 6 5/8		
Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro externo sección 6 5/8	6,625	pulgadas
Longitud sección 6 5/8	100	ft
Capacidad anular sección 6 5/8	0,02754942	bbl/ft
Volumen de lodo por encima de la BHA	2,75	bbl
Volumen de lodo dentro de la BHA	15	bbl
Volumen muerto en tanque	10	bbl
Volumen de lodo para el bache	32,94	bbl

- **Cantidad de producto para un barril espoteado (bache)**

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad del lodo utilizado en esta fase	9	lb/gal
Diesel por barril	0,4589	bbl
Píldora por barril	3,5	gal
Agua por barril	0,3557	bbl
Masa de carbonato para un barril	93,15	lb

- **Costo de los productos**

Parámetro	Valor	Unidades	Costo (US\$)
1 caneca de píldora	55	gal	1000
1 saco de carbonato	100	lb	11
Diesel	1	gal	7600

- **Costo total de la píldora convencional**

Parámetro	Valor	Unidades	Costo (US\$)
Total diésel usado	15,11	bbl	1589,968154
Total píldora usada	115,29	gal	2000
Total agua usada	11,71	bbl	0
barita usada	3068,56	lb	338
Costo total de la píldora			3946

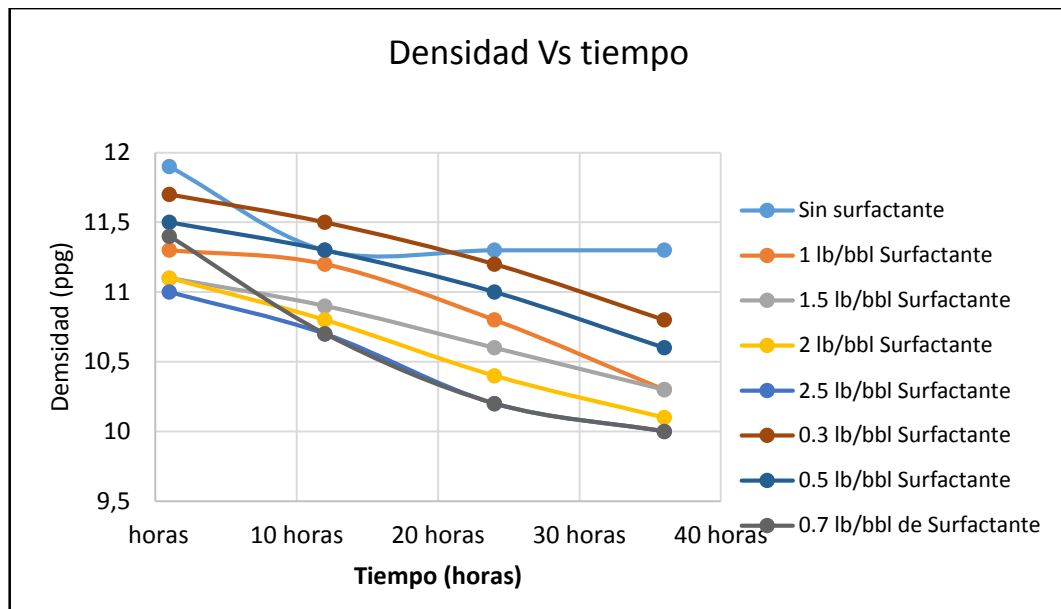
Anexo W. Análisis del agua dulce utilizada para la preparación del fluido de perforación

ANÁLISIS DEL AGUA DULCE								
Temperatura (°F)	Densidad (lb/gal)	pH	Va (cP)	600 rpm	ppm Cl-	ppm NaCl	ppm Ca ++	ppm CaCO₃
78	8.3	7.5	1.5	3	65	110	31	82

Fuente. Autores.

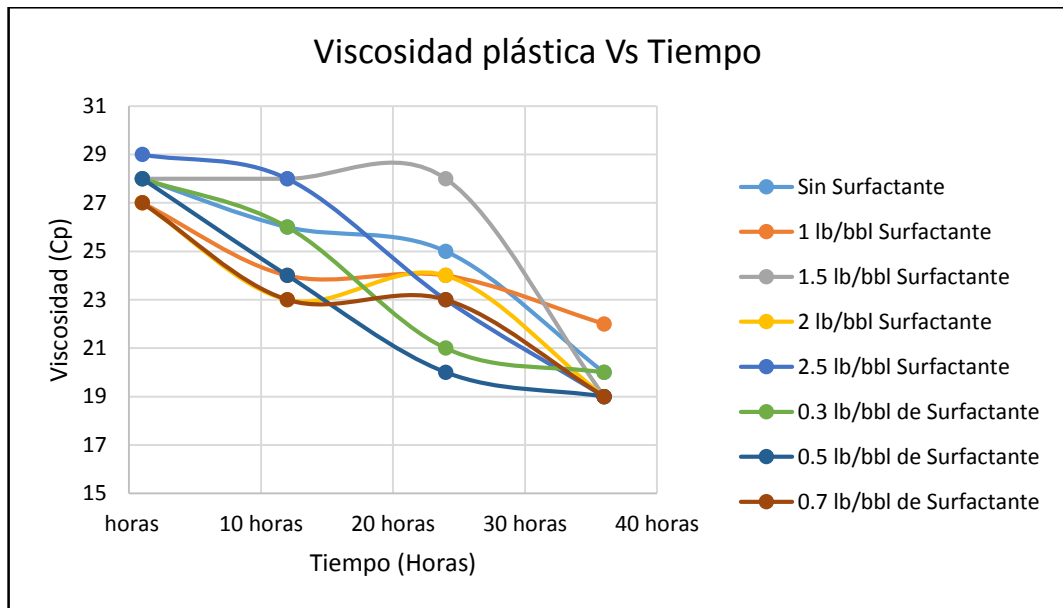
Anexo X Comportamiento del surfactante en función del tiempo segunda fase

Densidad



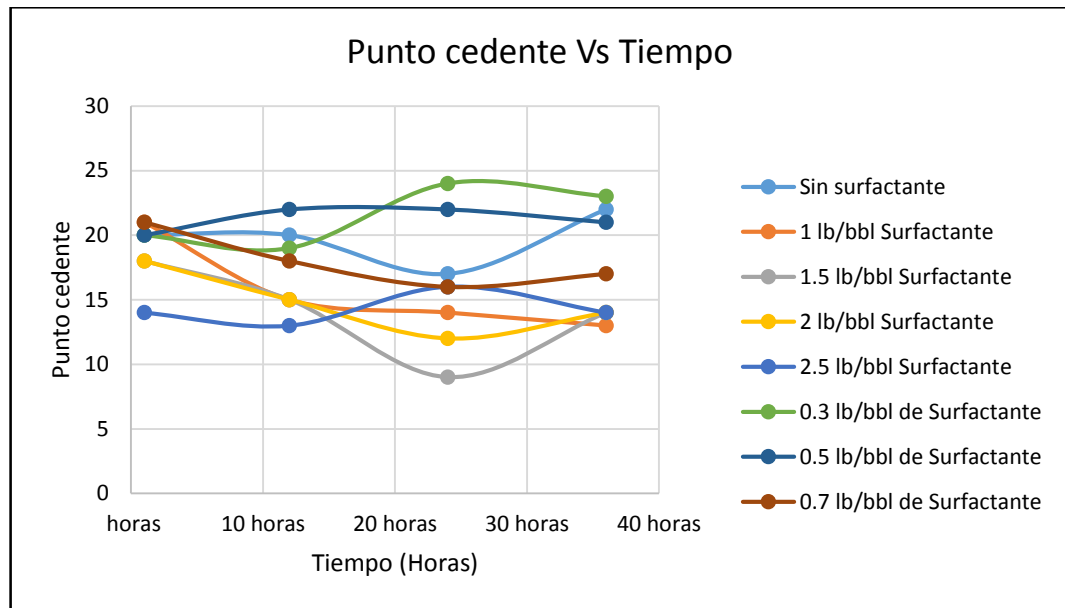
Los valores de densidad de las ocho muestras con concentraciones definidas de surfactante se mantienen por debajo del valor de densidad de la muestra sin surfactante, manteniéndose una tendencia del total de las muestras a disminuir su densidad en función del tiempo, como resultado de la precipitación de algunos aditivos.

Viscosidad plástica.



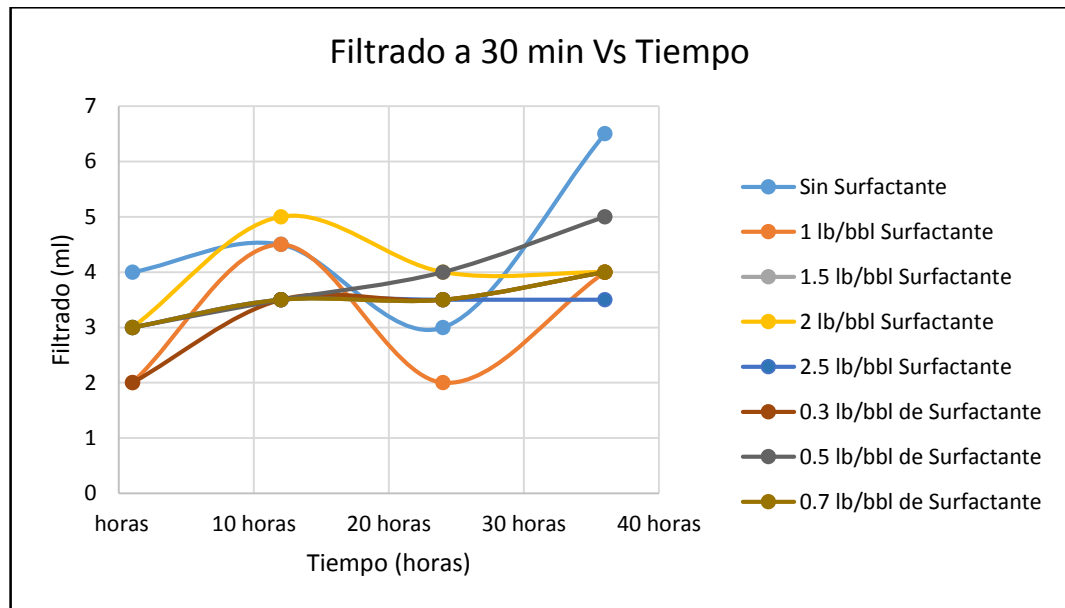
Las muestras que contienen 0.3 y 0.5 lb/bbl de surfactante presentan un comportamiento similar en la tendencia de sus curvas en la viscosidad plástica, de igual forma, las muestras que contienen 0.7, 1.5 y 2 lb/bbl, a las 36 horas de prueba llegan a un punto similar a excepción de la muestra con 1 lb/bbl de surfactante.

Punto cedente.



Las muestras que contienen surfactante no iónico en concentraciones mayores a 1 lb/bbl tienden a disminuir el punto cedente con respecto al tiempo, siendo la muestra con concentración de 0.3 lb/bbl de surfactante la que presenta menor estabilidad.

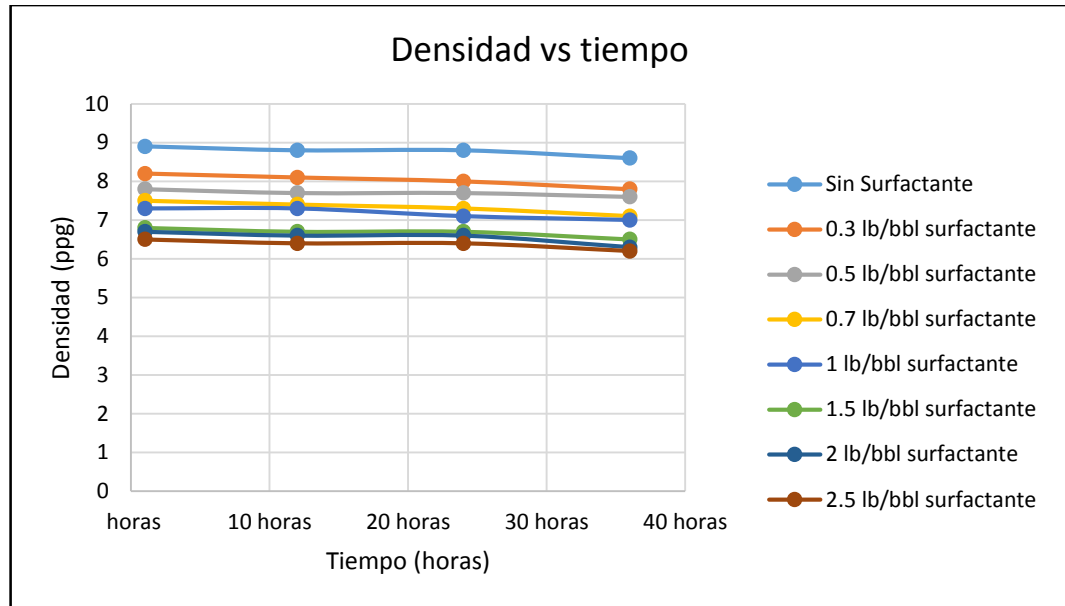
Filtrado.



El total de las muestras refleja un buen comportamiento respecto al filtrado, los de mayor cantidad se dieron en las muestras sin surfactante y 0.5 lb/bbl, el comportamiento de las muestras con concentración de 1.5 y 2.5 lb/bbl de surfactante se presentan como las más estables, las curvas de las muestras restantes tienen un comportamiento polinómico, poco estable pero con pequeñas cantidades de filtrado, solo la curva de la muestra de 1 lb/bbl de surfactante mostró en su totalidad valores inferiores a la línea de tendencia de la muestra del fluido convencional sin surfactante, sin embargo, las muestras que poseen surfactante en ningún momento tuvieron una desviación importante en función de la línea de tendencia de la muestra sin surfactante.

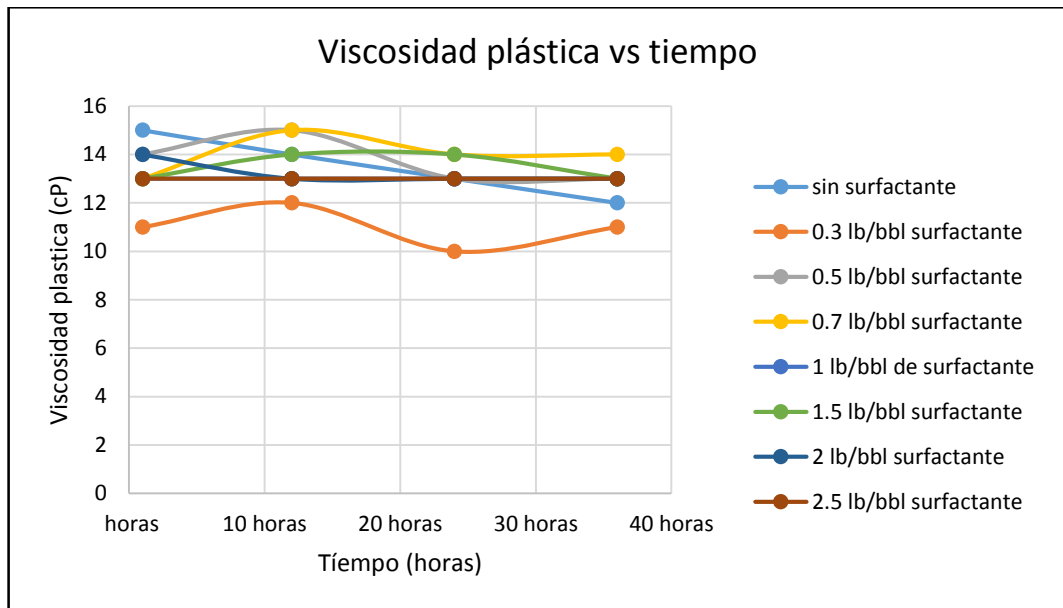
Anexo Y. Comportamiento del surfactante en función del tiempo tercera fase

Densidad.



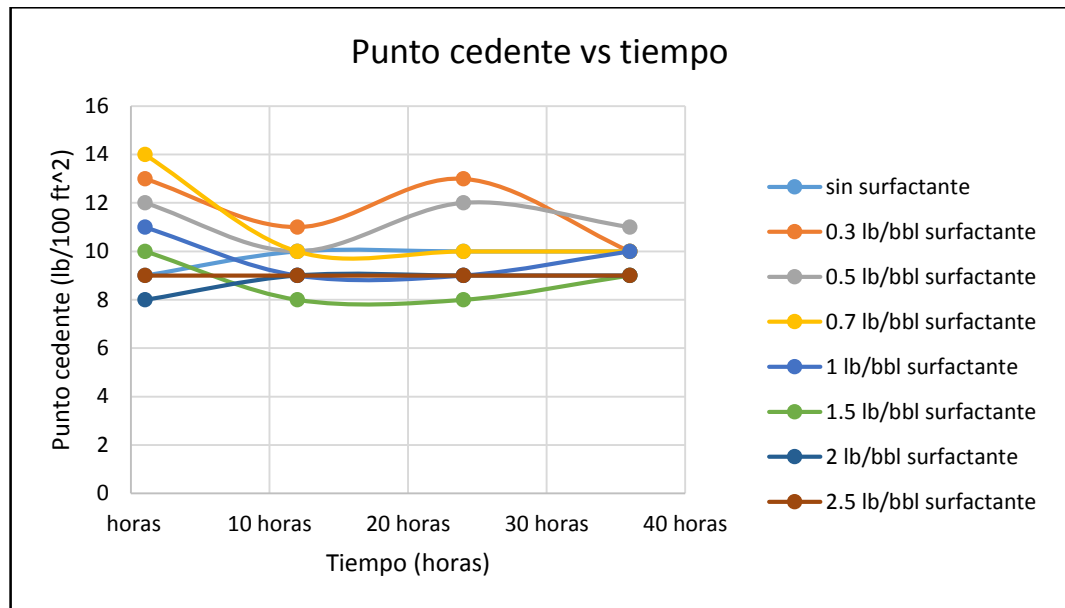
La tendencia a la disminución de la densidad en función del tiempo se presenta en cada una de las curvas, con un comportamiento estable, formando líneas paralelas que evidencian un efecto similar en consecuencia del tiempo.

Viscosidad plástica



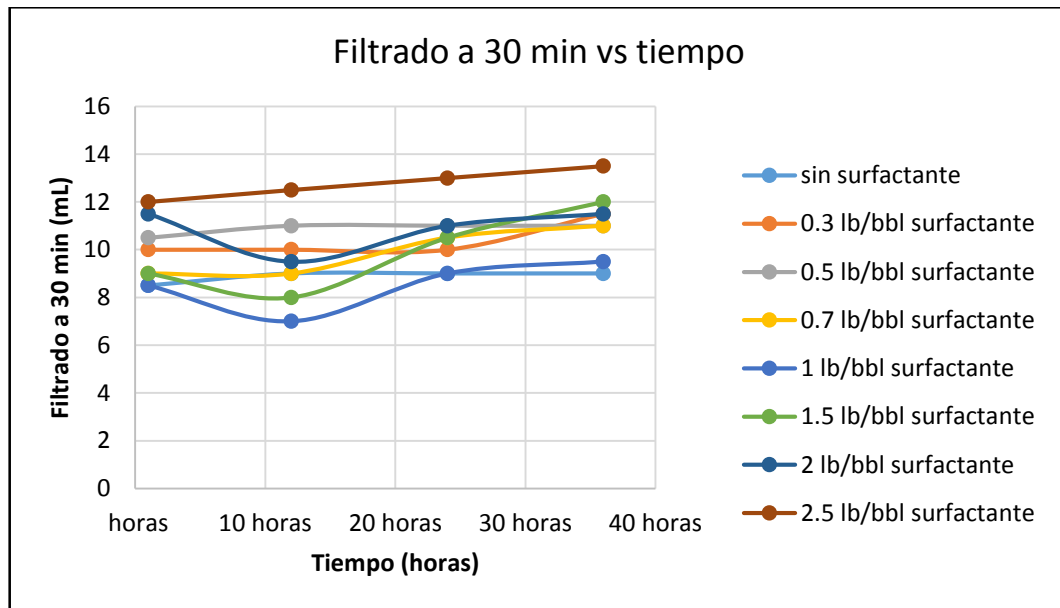
La viscosidad plástica con el paso del tiempo no tiene un comportamiento estable, ni cambios representativos a pesar de la degradación del fluido de perforación, los valores de la curva de la muestra del fluido convencional disminuyen en función del tiempo, por último la curva de la muestra con 0.3 lb/bbl de surfactante es la única que no presenta en ningún instante un valor de viscosidad plástica igual al de las otras muestras.

Punto cedente



El comportamiento del punto cedente es poco estable en las muestras evaluadas, las muestras que contienen 0.3 y 0.5 lb/bbl de surfactante son las menos consistentes con valores que suben y bajan, los valores de las curvas de las muestras restantes son más cercanos pero estas líneas no tienen una tendencia definida, ni similares entre sí.

Filtrado



El filtrado aumenta con el paso del tiempo, no hay un comportamiento estable pero las curvas tienen similar finalización.