

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE LA SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DE LA BARITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE DENSIDADES INTERMEDIAS

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

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

JAIRO DANIEL HERRERA MONTES

jairo.herreramontes@gmail.com

DIRECTOR: MSc. DIEGO CUZCO

diego.cuzcoy@epn.edu.ec

CODIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ

franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Febrero 2020

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Jairo Daniel Herrera Montes, bajo nuestra supervisión.

MSc. DIEGO CUZCO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

MSc. FRANKLIN GÓMEZ
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jairo Daniel Herrera Montes, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

JAIRO DANIEL HERRERA MONTES

DEDICATORIA

El presente proyecto de titulación va dedicado con todo mi amor a mi madre Fanny Montes Espinoza, por ser un pilar fundamental en mi vida, por siempre brindarme su apoyo incondicional y nunca dejarme desfallecer.

Jairo Herrera

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios y al Divino Niño por haberme guiado en el proceso de esta carrera y culminación del presente trabajo de titulación.

A mi madre por ser mi soporte durante toda mi vida.

A mi hermano, por estar pendiente y escucharme cuando lo he necesitado.

A mi tía Sonia por apoyarme a lo largo de mi vida.

A mi abuelita Fanny, por siempre brindarme su cariño.

Al ingeniero Diego Cuzco por haber sido la guía en este trabajo, darme consejos y haber compartido sus conocimientos conmigo.

Al ingeniero Franklin Gómez por ser codirector del presente estudio.

A los ingenieros Joana Martínez y William Paucar por haberme abierto las puertas del laboratorio de la facultad y ofrecido su apoyo.

A la Escuela Politécnica Nacional y docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos por haberme permitido prepararme como profesional.

A mis amigos con quienes compartí muchas experiencias a lo largo de mi vida universitaria.

CONTENIDO

CERTIFICACIÓN	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
SIMBOLOGÍA	XII
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN	XIV
CAPÍTULO 1	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	1
1.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	1
1.2.1 BASE AGUA.....	2
1.2.2 BASE ACEITE	2
1.2.3 BASE AIRE	2
1.3 COMPOSICIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	2
1.3.1 FASE CONTINUA	2
1.3.2 FASE INERTE	3
1.3.3 FASE COLOIDAL O REACTIVA.....	3
1.3.4 FASE QUÍMICA.....	3
1.4 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	3
1.4.1 CONTROLAR LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN	4
1.4.2 SUSPENDER LOS RECORTES DEL POZO.....	4
1.4.3 FORMAR UNA PELÍCULA IMPERMEABLE SOBRE LAS PAREDES DE LA FORMACIÓN	5
1.4.4 AYUDAR A SOPORTAR EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	5
1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	5
1.5.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO	5
1.5.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO	8
1.5.3 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS	9
1.5.4 PROPIEDADES QUÍMICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO.....	11
1.6 TIPOS DE FLUIDOS.....	12

1.6.1	FLUIDO NEWTONIANO.....	12
1.6.2	FLUIDO NO NEWTONIANO.....	13
1.7	MODELOS REOLÓGICOS.....	13
1.7.1	MODELO DE BINGHAM.....	14
1.7.2	MODELO LEY DE POTENCIA.....	15
1.7.3	MODELO DE HERSHEY-BULKLEY O LEY DE POTENCIA MODIFICADA.....	16
1.8	TIPOS DE FLUJO.....	17
1.8.1	FLUJO LAMINAR.....	17
1.8.2	FLUJO TURBULENTO.....	17
1.8.3	FLUJO TRANSICIONAL.....	17
1.9	MODELOS HIDRÁULICOS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.....	17
1.9.1	MODELO HIDRÁULICO DE BINGHAM.....	19
1.9.2	MODELO HIDRÁULICO DE LEY DE POTENCIA.....	19
1.9.3	MODELO HIDRÁULICO DE HERSHEY BULKLEY.....	21
1.10	DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (SIGLAS EN INGLÉS ECD).....	22
1.11	SEDIMENTACIÓN DE LA BARITA.....	23
1.11.1	SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA.....	23
1.11.2	SEDIMENTACIÓN DINÁMICA.....	26
1.11.3	SEÑALES PARA IDENTIFICAR SEDIMENTACIÓN DE BARITA EN UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	28
1.11.4	FACTORES QUE INFLUENCIAN EL ASENTAMIENTO DE BARITA EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	28
	CAPÍTULO 2.....	30
	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE REPORTES DE PERFORACIÓN Y ENSAYOS DE LABORATORIO.....	30
2.1	METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN.....	30
2.1.1	PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS TIEMPOS PLANOS Y/O TIEMPOS NO PRODUCTIVOS.....	30
2.1.2	SINOPSIS DEL PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS DENSIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	34
2.2	ENSAYOS DE LABORATORIO.....	37
2.2.1	FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA EVALUACIÓN DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA.....	37

2.2.2	RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO	39
2.2.3	DETERMINACIÓN DEL ECD	41
2.2.4	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN	43
2.3	PRUEBA DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES DINÁMICAS.....	48
2.3.1	EQUIPOS Y MATERIALES	48
2.3.2	PROCEDIMIENTO	48
2.3.3	RESULTADOS SEDIMENTACIÓN DINÁMICA.....	49
2.4	PRUEBA DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES ESTÁTICAS.....	51
2.4.1	PROCEDIMIENTO	51
2.4.2	RESULTADOS SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA.....	51
CAPÍTULO 3		54
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		54
3.1	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES DINÁMICAS	54
3.1.1	SEDIMENTACIÓN DINÁMICA CAMPO A	54
3.1.2	SEDIMENTACIÓN DINÁMICA CAMPO B	57
3.2	INTERPRETACIÓN RESULTADOS DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES ESTÁTICAS	59
3.2.1	SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA CAMPO A	59
3.2.2	FACTOR DE ASENTAMIENTO CAMPO A.....	65
3.2.3	SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA CAMPO B	67
3.2.4	FACTOR DE ASENTAMIENTO CAMPO B.....	73
3.2.5	INFLUENCIA DEL VOLUMEN DE FLUIDO EN EL PORCENTAJE DE ASENTAMIENTO DE BARITA.....	75
3.2.6	LINEAMIENTOS QUE MINIMICEN LOS PROBLEMAS ASOCIADOS A LA SEDIMENTACIÓN DE BARITA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS. ..	77
CAPÍTULO 4		80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		80
4.1	CONCLUSIONES	80
4.2	RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		82
ANEXOS.....		87
ANEXO 1: EJEMPLO DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE REPORTES DE PERFORACIÓN CAMPO A.....		87

ANEXO 2: EJEMPLO DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE REPORTES DE PERFORACIÓN CAMPO B	88
ANEXO 3: ACTIVIDADES QUE GENERAN TIEMPOS PLANOS Y/O TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	89
ANEXO 4: DATOS DE DENSIDADES MANEJADOS EN LOS CAMPOS A Y B DURANTE LA PERFORACIÓN.....	90
ANEXO 5: RESULTADOS DE ESFUERZO DE CORTE Y VELOCIDAD DE CORTE PARA DETERMINAR LOS MODELOS REOLÓGICOS DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS A Y B.....	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Tipos de flujo	17
Tabla 1. 3 Factores que generan asentamiento de barita en los fluidos de perforación	28
Tabla 2. 1 Resultados finales de los tiempos planos por la actividad de logging campo A.....	32
Tabla 2. 2 Tiempos planos finales campo A y B	34
Tabla 2. 3 Propiedades de los fluidos requeridos en la zona de producción	38
Tabla 2. 4 Composición de los fluidos de perforación del campo A	38
Tabla 2. 5 Composición de los fluidos de perforación del campo B	39
Tabla 2. 6 Resultados pruebas de laboratorio campo A.....	40
Tabla 2. 7 Resultados pruebas de laboratorio campo B.....	40
Tabla 2. 8 Lecturas en el viscosímetro de los fluidos formulados.....	41
Tabla 2. 9 Resultados de n , k y τ_0 del modelo Herschel Bulkley	43
Tabla 2. 10 Datos del pozo y propiedades del fluido de perforación.	43
Tabla 2. 11 Resultados de parámetros del modelo hidráulico de Herschel Bulkley	45
Tabla 2. 12 Resultados pérdidas de presión por fricción utilizando el modelo de Herschel Bulkley y ECD.	46
Tabla 2. 13 Resultados pérdidas de presión por fricción utilizando la ley de potencia y ECD.	47
Tabla 2. 14 Densidades obtenidas de la prueba de sedimentación dinámica	50
Tabla 2. 15 Resultados de sedimentación de barita por condiciones dinámicas ..	50
Tabla 2. 16 Densidades obtenidas en prueba de sedimentación estática para los fluidos del campo A.....	52
Tabla 2. 17 Densidades obtenidas en prueba de sedimentación estática para los fluidos del campo B.....	53
Tabla 3. 1 Resultados de sedimentación de barita por condiciones estáticas fluidos campos A.....	60
Tabla 3. 2 Resultados de sedimentación de barita por condiciones estáticas fluidos campos B.....	67
Tabla 3. 3 Resultados de sedimentación estática respecto al volumen de llenado	75
Tabla 3. 4 Densidades corregidas según su fracción de llenado	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Balanza de lodos	6
Figura 1. 2 Proceso de Filtración	7
Figura 1. 3 Partes Prensa Filtro y forma de armado	7
Figura 1. 4 Viscosímetro Rotacional Ofite 900.....	11
Figura 1. 5 Proceso de MBT de un fluido de perforación base agua.	12
Figura 1. 6 Fluido Newtoniano.....	12
Figura 1. 7 Fluido No Newtoniano	13
Figura 1. 8 Comparación de los comportamientos del fluido respecto a los modelos reológicos	14
Figura 1. 9 Comportamiento del modelo de Bingham.....	15
Figura 1. 10 Comportamiento del modelo de ley de potencia	15
Figura 1. 11 Comportamiento del modelo Herschel-Bulkley	16
Figura 1. 12 Caídas de presión generadas en la zona anular de la sección productora.....	18
Figura 1. 13 Zonas de asentamiento de barita	24
Figura 1. 14 Tubo de prueba para evaluar la sedimentación de barita por condiciones estáticas	25
Figura 1. 15 Efecto Boycott	27
Figura 1. 16 Prueba de sedimentación de barita por condiciones dinámicas.....	27
Figura 2. 1 Tiempos planos finales campo A.....	31
Figura 2. 2 Tiempos planos finales campo B.....	33
Figura 2. 3 Rango de densidades altas del campo A.....	34
Figura 2. 4 Rango de densidades bajas del campo A.....	35
Figura 2. 5 Rango de densidades altas del campo B.....	35
Figura 2. 6 Rango de densidades bajas del campo B.....	36
Figura 2. 7 Densidades finales de los campos A y B.....	37
Figura 2. 8 Comportamiento reológico de los lodos formulados	42
Figura 3. 1 Comportamiento de los fluidos del campo A durante la ejecución de la prueba del viscosímetro.	54
Figura 3. 2 Sedimentación de barita de los fluidos del campo A generada a 100 RPM.....	55
Figura 3. 3 Porcentaje de barita asentada de los fluidos del campo A.....	56
Figura 3. 4 Re-suspensión de barita de los fluidos del campo A	56
Figura 3. 5 Comportamiento de los fluidos del campo B durante la ejecución de la prueba del viscosímetro.	57
Figura 3. 6 Sedimentación de barita de los fluidos del campo B generada a 100 RPM.....	58
Figura 3. 7 Porcentaje de barita asentada de los fluidos del campo B.....	58
Figura 3. 8 Re-suspensión de barita de los fluidos del campo B	59
Figura 3. 9 Variaciones de densidad por tiempos planos de NPT para fluidos del campo A.....	61
Figura 3. 10 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de NPT del campo A.....	62

Figura 3. 11 Variaciones de densidad por tiempos planos de logging para fluidos del campo A.....	63
Figura 3. 12 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de logging del campo A.....	63
Figura 3. 13 Variaciones de densidad por tiempos planos de bajar liner/TR para fluidos del campo A.....	64
Figura 3. 14 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de bajar Liner/TR del campo A.....	65
Figura 3. 15 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de NPT.....	66
Figura 3. 16 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de logging.....	66
Figura 3. 17 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de bajar liner/TR.....	67
Figura 3. 18 Variaciones de densidad por tiempo plano de NPT para fluidos del campo B.....	69
Figura 3. 19 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de NPT del campo B.....	69
Figura 3. 20 Variaciones de densidad por tiempos planos de logging para fluidos del campo B.....	70
Figura 3. 21 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de logging del campo B.....	71
Figura 3. 22 Variaciones de densidad por tiempos planos de bajar liner/TR para fluidos del campo B.....	72
Figura 3. 23 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de bajar liner/TR del campo B.....	72
Figura 3. 24 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de NPT.....	73
Figura 3. 25 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de logging.....	74
Figura 3. 26 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de bajar liner/TR.....	74
Figura 3. 27 Tendencia de sedimentación de barita según el volumen de llenado.....	76

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIÓN
C_a	Constante	
cP	Centipoise	MLT ⁻¹
°F	Grados Fahrenheit	t
Ft	Pies	L
gr/ml	Gramos por mililitros	M/L ³
In	Pulgadas	L
k	Índice de consistencia	T
(lb/bbl equivalente)	Libras por barril equivalente	M/L ³
lb/ft ³	Libras por pies cúbicos	M/L ³
lpg	Libras por galón	M/L ³
MD	Profundidad medida	L
n	Índice de comportamiento	
N_{re}	Número de Reynolds	
Psi	Libras por pulgada cuadrada	M/LT ²
Q	Caudal del fluido	L ³ /T
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
Sx	Sacos	
Vp	Viscosidad plástica	MLT ⁻¹
V	Velocidad del fluido	L ³ /t
YP	Punto cedente	L/M ²

RESUMEN

La sedimentación de barita es un fenómeno que genera algunos problemas dentro de la perforación como influjos, atascamiento de herramientas en fondo entre otras. Con el fin de analizar esta anomalía se realizó un estudio acerca de la sedimentación de barita en fluidos de perforación base agua de densidades intermedias del oriente ecuatoriano, para ello se efectuaron ensayos de laboratorio, con el propósito de evaluar el comportamiento de asentamiento por condiciones dinámicas y estáticas. Mediante el análisis estadístico de los reportes de perforación de campos del oriente ecuatoriano, se determinó los tiempos planos (tiempos en que el pozo se encuentra sin circulación) y los valores de densidad utilizados en la perforación de los pozos. Además, se calculó las pérdidas de presión por fricción en la sección anular de la zona productora y la densidad de circulación equivalente (ECD). Con dicha información se ejecutó la evaluación de sedimentación de barita por condiciones estáticas mediante el uso de un tubo vertical transparente a escala con 4 válvulas a través de las cuales se recolectó las muestras de fluido para su análisis.

Por otro lado, para la sedimentación de barita por condiciones dinámicas, se aplicó el método del viscosímetro (VST), el cual es un ensayo práctico y de bajo costo, utilizado para caracterizar el asentamiento dinámico en condiciones de laboratorio y de campo. La sedimentación dinámica se cuantifica como la diferencia en el peso del lodo después de rotar a 100 rpm durante 30 minutos. El valor de 100 rpm se aproxima a las velocidades de corte anulares a las que se produce la caída de partículas de barita (Amighi & Shahbazi, 2010).

Los resultados generados en las pruebas de laboratorio, respecto a la sedimentación de barita permitió concluir que el fenómeno de asentamiento en lodos de perforación base agua de densidades intermedias (9-11 lpg) fue mínimo ya que en condiciones dinámicas los fluidos presentaron una diferencia de sedimentación menor a 1 lpg, mientras que en condiciones estáticas el factor de asentamiento se mantuvo en el margen aceptable ($\leq 0,53$). Los resultados de los lodos estudiados se deben a las propiedades de los fluidos y geometría del pozo (0°). Por otra parte, se elaboró una guía de lineamientos que ayuden a evitar la sedimentación de barita, en base al diseño del pozo, propiedades del lodo y prácticas operativas.

Palabras claves: Fluido de perforación base agua, Sedimentación de barita, Densidad equivalente de circulación, Método del viscosímetro.

PRESENTACIÓN

La sedimentación de la barita es uno de los problemas más comunes en la perforación de pozos. Esto causa el cambio en el peso del lodo en pozos verticales y direccionales. La sedimentación de la barita puede causar problemas tales como: variaciones en la densidad, problemas en el control del pozo, tubería atascada, pérdidas de lodo en el fondo del pozo e inestabilidad inducida del pozo (Dye et.al, 2001). Las señales que reportan el fenómeno de asentamiento de barita frecuentemente se observan al hacer circular el lodo de perforación desde el fondo a superficie después de que la columna de fluido ha permanecido estática por un tiempo prolongado. Por esa razón, se pensaba que la sedimentación de barita solo se daba por mecanismos estáticos (Tehrani, Poppleston, & Ayansina, 2009).

No obstante, según la experiencia de campo la caída de las partículas de barita se genera durante la circulación a bajas velocidades de rotación de la tubería. Esta baja rotación provoca la variación del peso del fluido de perforación y acelera la sedimentación de la barita por condiciones dinámicas (Basfar et al., 2018), (Bern et al., 2010).

La mitigación de la sedimentación de barita es uno de los principales retos durante el proceso de perforación. El objetivo de este estudio es analizar la sedimentación de barita por efectos dinámicos y estáticos en fluidos de perforación base agua de densidades intermedias del oriente ecuatoriano.

Para estudiar la tendencia de asentamiento de barita por efectos dinámicos, se emplea el método del viscosímetro (VST), en virtud de que es una prueba realizable que tiene aplicaciones prácticas tanto en campo como en laboratorio. Se utiliza el viscosímetro, con el fin de desarrollar condiciones dinámicas del pozo (Nguyen et al., 2011).

Por otro lado, para evaluar los fluidos de perforación base agua por efectos estáticos, se construyó un tubo transparente vertical a escala según las medidas de un pozo real, en donde se coloca el fluido por un tiempo determinado y posterior se evalúa el porcentaje de asentamiento estático. La prueba de asentamiento estático proporciona una señal de la estabilidad del fluido y su potencial de sedimentación de barita mientras el fluido de perforación permanece estático en el hoyo.

Con los resultados de sedimentación de barita por efectos dinámicos y estáticos, se determina la cantidad de barita asentada en cada uno de los fluidos formulados. Así también, se desarrolla una guía de lineamientos que ayuden a minimizar este fenómeno en los procesos operacionales de perforación de pozos petroleros.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos o lodos de perforación son líquidos que se mueven por la sarta de perforación hasta llegar a la broca y regresan a la superficie por el espacio anular (Arrieta, 2013), son un elemento esencial para los procesos de perforación en la industria petrolera.

Las operaciones de perforación dependen en gran medida de la efectividad del fluido de perforación. Siendo así, los fluidos de perforación deben tener las propiedades físicas y químicas necesarias para adaptarse a cualquier condición de trabajo y a su vez satisfacer cualquier requerimiento operativo (Moreira, 2003).

En términos generales un fluido o lodo de perforación se define como una mezcla líquida o gaseosa, acompañada de productos y aditivos preparados con el fin de cumplir funciones determinadas dentro del proceso de perforación y acorde a las características de la formación a intervenir (Mellín, 2012).

Los fluidos de perforación deben cumplir con algunos requerimientos para que su funcionamiento sea óptimo algunos de ellos se mencionarán a continuación (Martínez, 2014):

- No ser tóxico, corrosivo, ni inflamable.
- Ser inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales.
- Ser estable a elevadas temperaturas.
- Mantener sus propiedades acordes al diseño de la perforación.
- Ser inmune al crecimiento de bacterias.

Actualmente la elaboración de los fluidos de perforación dentro de la industria petrolera ha evolucionado enormemente debido a la utilización de aditivos como viscosificantes, controladores de pérdida de filtrado, controladores de pérdidas de circulación, estabilizadores, densificantes entre otros. Este último es muy importante debido a que proporciona peso al lodo de perforación. El aditivo más utilizado para el incremento de la densidad es la barita puesto que posee alta gravedad específica (mínimo de 4,2 gr/cc) (Schlumberger, s/f).

1.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Existen diversos tipos de fluidos de perforación, base agua, aceite o aire, mismos que son usados según las especificaciones del diseño de perforación y particularidades de la formación. A continuación, se describe brevemente cada uno de ellos.

1.2.1 BASE AGUA.

Dentro de la industria petrolera la mayoría de pozos perforados se usan fluidos base agua, ya que son sencillos de elaborar y su costo es relativamente bajo. Además, se puede reformular su composición en el caso de presentar cambios o problemas con el fluido durante la perforación (Pozo, 2015).

Estos fluidos se conforman por una fase continua siendo el agua el componente que integra el 60-90% del volumen total del lodo, mientras que la bentonita comercial, barita, dispersantes, polímeros y lubricantes, integran la fase discontinua (Robledo, 2012).

Dentro de la perforación petrolera el agua dulce es la que más se usa debido a su bajo costo mientras que el agua salada se utiliza en perforaciones marinas por su fácil obtención.

1.2.2 BASE ACEITE

Los fluidos base aceite fueron diseñados para la terminación o reacondicionamiento de pozos cuyas formaciones son sensibles al agua (Lozano & Santiago, 2011). Su fase continua lo constituye el aceite, por lo regular, este tipo de fluido presenta un pequeño porcentaje de agua que oscila entre 1 al 15 %. No obstante, hay fluidos base aceite que contienen porcentajes de agua entre 15 a 50% los cuales son conocidos como lodos de emulsión inversa (Ceballos, 2011).

Los costos de la preparación y mantenimiento de los fluidos base aceite son elevados por lo que requieren un manejo cuidadoso (Villaroel, 2014).

1.2.3 BASE AIRE

Este tipo de fluido se caracteriza por usar aire comprimido, gas natural, o espumas. Se los utiliza en formaciones duras y muy porosas debido a la escasa presencia de agua. Generalmente el aire comprimido y gas natural son usados para la perforación de pozos petroleros (Contreras, s/f).

De este modo, los fluidos de perforación más utilizados en el Ecuador son los lodos base agua y formaran parte del presente estudio.

1.3 COMPOSICIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Generalmente un fluido de perforación se encuentra constituido por las fases continua, inerte, coloidal y química que en conjunto trabajan para conservar las propiedades del fluido en buen estado. A continuación, se explicará brevemente la composición de los fluidos base agua.

1.3.1 FASE CONTINUA

Esta fase se encuentra comprendida por agua dulce ($\text{NaCl}^1 < 1000$ ppm) o salada ($\text{NaCl} > 1000$ ppm) según los requerimientos operativos se utilizará cada una de ellas (Romero, 2013).

¹ **NaCl**: Fórmula química de la sal.

1.3.2 FASE INERTE

Compuesta por un material densificante, en este caso por barita. La barita es el densificante más usado dentro de la industria petrolera, ya que es un material que no produce ningún tipo de reacción química con el resto de aditivos, además, se caracteriza por tener alta gravedad específica ($\geq 4,2$ gr/cc) (Araque et al., 2012).

También se suman a esta fase los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación (Mata et al., 2012).

1.3.3 FASE COLOIDAL O REACTIVA

Se usa arcilla, este componente da forma al fluido y dependiendo de la salinidad del agua se empleará un determinado tipo de arcilla. Para fluidos base agua dulce se utilizará la bentonita², mientras que para fluidos base agua salada se usará una arcilla especial conocida como atapulguita³ (Pozo, 2015).

1.3.4 FASE QUÍMICA

Para controlar el comportamiento de arcillas y mantener el fluido con las propiedades adecuadas es necesario usar iones y sustancias en solución tales como dispersantes⁴, emulsificantes⁵, sólidos disueltos, reductores de filtrado y otras sustancias químicas (Moreira, 2003).

En el presente trabajo es preciso conocer las funcionalidades de un fluido de perforación, las cuales se describen en el siguiente punto.

1.4 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Describen los trabajos que un fluido de perforación es capaz de realizar. Las funciones de perforación más habituales son (MI-SWACO, 2014):

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender los recortes del pozo.
- Formar una película impermeable sobre las paredes de la formación.
- Estabilizar las paredes del pozo.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar la broca.
- Ayudar a soportar el peso de la sarta.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la completación.
- Minimizar el impacto al ambiente.

² **Bentonita:** Arcilla especial usada en los fluidos de perforación como un agente de control de filtrado y viscosidad

³ **Atapulguita:** Tipo de arcilla que tiene el poder de adsorción.

⁴ **Dispersantes:** Sustancias químicas que ayudan a fracturar los sólidos en partículas finas

⁵ **Emulsificantes:** Sustancias que ayudan a la mezcla de 2 líquidos los cuales son difíciles de mezclar

Sin embargo, en el presente trabajo solo se analizarán las funciones que son afectadas directamente por la sedimentación de barita. A continuación, el detalle de las funciones concernientes al tema.

1.4.1 CONTROLAR LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN

Generalmente, el fluido de perforación tiene la función de equilibrar las presiones en la formación, es así que a medida que aumenta la presión de formación se incrementa la densidad del fluido de perforación a través de la adición de barita. Con esta medida se evita la invasión de los fluidos de la formación hacia el pozo como también un posible reventón (MI-SWACO, 2014).

La presión ejercida por la columna del fluido de perforación es conocida como presión hidrostática (P_h) y depende de la densidad del fluido y TVD⁶.

El peso del fluido de perforación se encuentra condicionado por el peso mínimo indispensable para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del fluido, mismo que previene la fractura de la formación. Es recomendable utilizar el peso mínimo para que los fluidos no fluyan dentro del pozo y a su vez garantizar el control y estabilidad del mismo. Caso contrario una densidad muy elevada producirá excesivas presiones diferenciales ($P_h > P_f$ ⁷), las cuales reducirán la velocidad de penetración y podrían causar pérdidas de circulación, así como una posible pega de tubería (Benítez, 2017).

1.4.2 SUSPENDER LOS RECORTES DEL POZO

Cuando se detiene la circulación del fluido de perforación debido a un viaje de tubería o problema, los recortes que se encuentran en suspensión⁸ podrían caer al fondo del pozo (Balza, 2009). Los recortes que se sedimentan por efectos estáticos pueden causar puentes y rellenos ocasionando el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación, por otro lado, el material densificante (barita) del fluido podría asentarse provocando la variación de la densidad del lodo de perforación (MI-SWACO, 2014).

La velocidad de asentamiento de una partícula de un fluido de perforación depende de la densidad de la partícula, así como de la densidad, la viscosidad y la tixotropía⁹ del fluido. La tixotropía previene el asentamiento al reducir el grado de caída de las partículas debido a la creación de estructuras de gel. No obstante, geles resistentes requieren altas presiones de bombeo para iniciar la circulación (Benítez, 2017). Para ello, las propiedades del fluido deben ser evaluadas previo al inicio de las operaciones de perforación.

⁶ TVD: La distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie

⁷ P_f : Presión de formación

⁸ Suspensión: Mantener pequeñas partículas no solubles (fase dispersa) colgadas en un medio líquido.

⁹ Tixotropía: Capacidad de un fluido de crear estructuras de gel con el tiempo.

1.4.3 FORMAR UNA PELÍCULA IMPERMEABLE SOBRE LAS PAREDES DE LA FORMACIÓN

La permeabilidad es una característica importante de una formación ya que permite el paso del fluido a través de las rocas. Durante la perforación, el fluido preparado debe tener una presión hidrostática mayor a la presión de formación para que se produzca una película o revoque sobre la pared de la formación. Un buen fluido de perforación por lo general produce una película delgada, no quebradiza y con baja permeabilidad (Marshall & Díaz, 2009).

1.4.4 AYUDAR A SOPORTAR EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Conforme avanza la broca¹⁰ por la formación, la sarta de perforación adquiere peso cada vez mayor, por lo que el taladro debe resistir dicho incremento. El fluido de perforación debe tener la capacidad para generar una fuerza de flotación que ayude a disminuir el peso de la sarta soportado por el taladro de perforación. Mediante la adición de barita se podrá aumentar la densidad del fluido con el fin de reducir el peso total que el equipo de superficie debe soportar (Balza, 2009).

El fluido de perforación tiene varias funcionalidades dentro del proceso de perforación, para garantizar el cumplimiento de las funciones mencionadas, se deben estudiar las propiedades del fluido de perforación y sus respectivos ensayos de laboratorio.

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Dado que el fluido de perforación es uno de los componentes claves dentro de la perforación, es vital evaluar sus propiedades físicas, químicas y reológicas. Por esta razón, se detalla las propiedades de los fluidos con sus correspondientes pruebas de laboratorio necesarias dentro del estudio de sedimentación de barita de los fluidos de perforación base agua.

1.5.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO

Las propiedades físicas más representativas son la densidad y filtrado, dichas propiedades poseen relación directa con el efecto de asentamiento de barita en fluidos de perforación base agua.

Densidad

La densidad es una propiedad primordial dentro de los fluidos de perforación, ya que ayuda a controlar las presiones de la formación, al igual de mantener la estabilidad del pozo. Las unidades que se manejan en el campo petrolero son (Agila, 2008):

- libras por galón (lpg)
- libras por pie cúbico (lb/ft³)
- gramos por mililitro (gr/ml)

¹⁰ **Broca:** Es un instrumento unido al extremo de la sarta de perforación que fractura las formaciones rocosas al perforar un pozo, como aquellos perforados para extraer agua, gas o petróleo

Los agentes densificantes típicos incluyen barita, óxido de hierro, carbonato de calcio y sales individuales (MI-SWACO, 2014). La barita es el densificante más utilizado ya que posee una alta gravedad específica debido a lo cual el lodo presenta baja concentración de sólidos (Torres & Varela, 2012).

La densidad del fluido de perforación se incrementa normalmente con la adición del agente densificante (barita). Sin embargo, es fundamental llevar un manejo adecuado respecto a la incorporación de barita, ya que un fluido demasiado pesado ocasionará pérdidas de circulación y reducción de la tasa de penetración.

Por otro lado, si la densidad es baja hará que la presión hidrostática sea menor que la presión de formación (bajo balance) generando un influjo o inestabilidad de las paredes del pozo.

Para determinar la densidad de un fluido de perforación se utiliza la balanza de lodos, el mismo consta de una taza donde se aloja la muestra del lodo para pesarlo, al otro extremo tiene una escala graduada la que permite observar el valor de la densidad del fluido (API, 2000).

En la Figura 1.1 se visualiza al lado izquierdo una balanza de lodos atmosférica mientras que al lado derecho se encuentra la balanza de lodos presurizada. Para la evaluación de los fluidos del presente estudio se utilizó la balanza presurizada puesto que proporciona resultados más precisos.

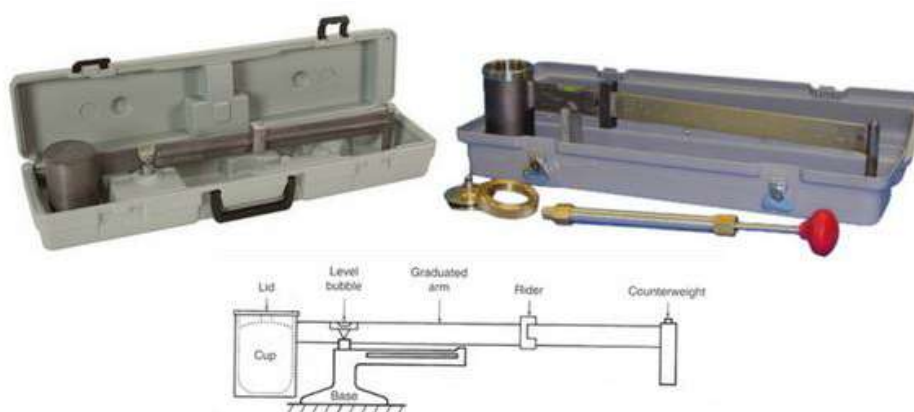


Figura 1. 1 Balanza de lodos

Fuente: Perforador 2.0, 2019

Filtrado

Es la cantidad de agua producida por el lodo cuando esta es filtrada por las formaciones permeables durante la perforación. El filtrado debe ser lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del hoyo y prevenir deterioros en la formación (UNAM, 2017). Dependiendo de la sección a perforar la pérdida de filtrado será diferente. En la Figura 1.2 se visualiza el proceso de filtración de un fluido de perforación en un pozo.

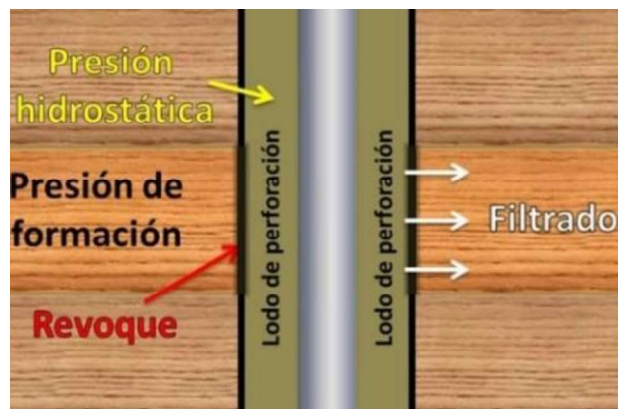


Figura 1. 2 Proceso de Filtración

Fuente: Ennyta, 2018

Mediante la realización de la prueba de filtrado API a los lodos de perforación de este estudio se obtuvo la cantidad de líquido que invade la formación al someterse a una presión diferencial generada por la columna de fluido. Dichos resultados deben cumplir con los requerimientos de la sección productora de los campos analizados.

La prueba consiste en colocar una muestra de fluido de perforación base agua de 350 ml dentro de un vaso, el mismo que estará sometido a una presión diferencial de 100 psi durante un intervalo de tiempo de 30 minutos, posterior a esto se evaluará la cantidad de líquido resultante y la costra formada durante este proceso (API, 2000). Para el presente proyecto se debe tener un filtrado de 5 ml o menos, puesto que el estudio se hizo en la zona productora (sección 8 ½). En la Figura 1.3 se observa las partes que comprenden el equipo prensa filtro y su forma de armado.

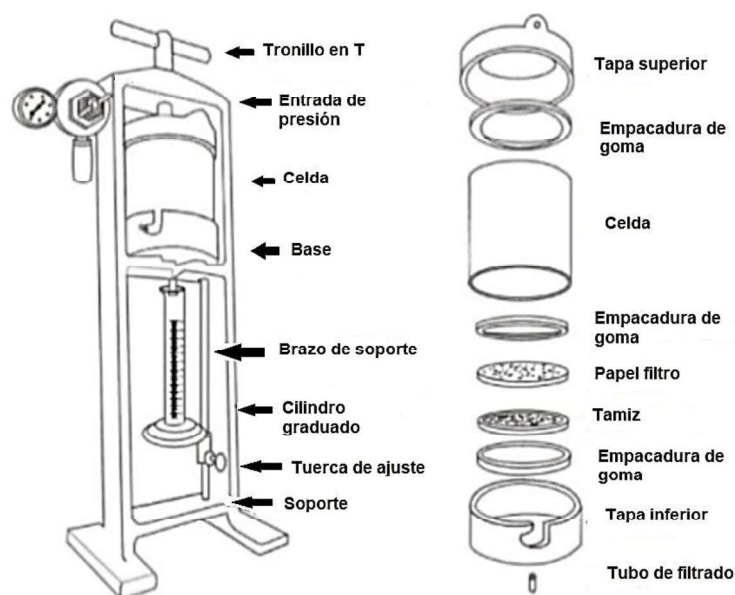


Figura 1. 3 Partes Prensa Filtro y forma de armado

Fuente: Romero, 2013

1.5.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO

Las propiedades reológicas como son la viscosidad y la resistencia del gel, cumplen un papel esencial en los fluidos de perforación, a continuación, su detalle

Viscosidad

Dentro de la reología¹¹ la viscosidad es el término más notable. La viscosidad se puede interpretar como la resistencia al fluir de una sustancia (Guarachi, 2015).

A continuación, se describirá brevemente algunos tipos de viscosidades que son analizados en el presente estudio.

Viscosidad aparente (V_a)

Es la viscosidad de un fluido medida en el viscosímetro rotacional a una velocidad previamente señalada (UNAM, 2017). En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente idéntica a la viscosidad plástica (Mata et al., 2012). La V_a se obtiene a través de la Ec.1.

$$V_a = \theta_{600}/2 \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

θ_{600} = Lectura del viscosímetro a 600 RPM

Viscosidad plástica (V_p)

La viscosidad plástica es parte de la resistencia al flujo ocasionado por la fricción mecánica. La concentración de los sólidos presentes en el fluido de perforación genera el aumento de la viscosidad plástica (López, 2013).

La viscosidad plástica está determinada por la Ec. 2

$$V_p(cP) = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

θ_{300} = Lectura del viscosímetro a 300 RPM

Punto cedente o Yield Point (τ_y)

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas (Romero, 2013) y el control de presión. Cuando se obtiene un punto de cedencia alto, sube la capacidad de acarreo¹² del fluido como también las caídas de presión en el espacio anular al circular el fluido (Mellín, 2012).

¹¹ **Reología:** Ciencia que estudia la deformación y flujo de materia.

¹² **Acarreo:** Acción de transportar

Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional y no es más que la lectura a 300 RPM menos el valor de viscosidad plástica. Con la Ec. 3 se obtiene τ_y .

$$\tau_y \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right) = \theta_{300} - V_p \quad \text{Ec.3}$$

Fuerza de gel

Tener un fluido de perforación tixotrópico es primordial, ya que el fluido se gelifica en períodos estáticos. Un buen gel garantiza la suspensión de los recortes y del material densificante cuando dicho fluido retorna a su forma original (líquido). De este modo, la resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico (Canto & Vera, 2015). No obstante, existen problemas cuando el fluido se convierte en un gel progresivo, en donde es inminente la presencia de sólidos, los cuales deben ser reducidos modificando las propiedades del gel. Se tiene un gel progresivo cuando el margen es demasiado grande entre el gel inicial (10 segundos) y gel final (10 minutos) (Mata et al., 2012).

Punto cedente a bajas velocidades de corte (τ_0)

Varios ensayos de laboratorio realizados en campo han demostrado que el punto cedente producido a bajas velocidades de corte (6 y 3 RPM), generan un mejor resultado que el punto cedente convencional respecto a la limpieza del pozo, adicionalmente mantiene la suspensión de partículas de barita tanto en condiciones dinámicas como estáticas (Mata et al., 2012). Según (Basfar et al., 2018) el punto cedente a bajas velocidades de corte debe estar entre 7 a 15 lb / 100 ft²

El punto cedente a baja velocidad de corte, puede ser determinado usando las indicaciones de 3 y 6 RPM del viscosímetro. Se calcula usando la Ec. 4 (Mata et al., 2012).

$$\tau_0 \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right) = 2\theta_3 - \theta_6 \quad \text{Ec.4}$$

Donde:

θ_3 = Lectura del viscosímetro a 3 RPM

θ_6 = Lectura del viscosímetro a 6 RPM

1.5.3 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS

Dentro de la reología existen parámetros como la velocidad y esfuerzo de corte los mismos deben ser determinados para posteriormente establecer un modelo reológico a los fluidos de perforación base agua.

Esfuerzo de corte (τ)

Es la fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido a una velocidad de corte dada, en otras palabras, la fuerza mínima necesaria para mover el fluido

(Rivera, s/f). Las unidades que se utilizan son libras de fuerza por cien pies cuadrados ($lb/100 \text{ ft}^2$) (Canto & Vera, 2015). La Ec. 5 se obtiene el τ .

$$\tau \left(\frac{lb}{100 \text{ ft}^2} \right) = 1,6078 * \theta \quad \text{Ec.5}$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

θ = Lectura de viscosímetro a diferentes RPM

Velocidad de corte (γ)

La velocidad de corte es un gradiente de velocidad. Se podría representar como la velocidad relativa de una capa adyacente con otra, separada por la distancia entre ambas. La Ec.6 representa este fenómeno mientras la Ec. 7 permite calcular la velocidad de corte a partir de las RPM del viscosímetro (Mellín, 2012).

$$\gamma(\text{seg}^{-1}) = \frac{V_2 - V_1}{d} \quad \text{Ec.6}$$

$$\gamma(\text{seg}^{-1}) = 1,703 * RPM \quad \text{Ec.7}$$

Donde:

RPM = Velocidad del fluido en el viscosímetro

$V_2 \left(\frac{ft}{s} \right)$ = Velocidad final

$V_1 \left(\frac{ft}{s} \right)$ = Velocidad inicial

$d(\text{pies})$ = Distancia

Las propiedades reológicas, se podrán determinar a través de la prueba de reología y geles.

La prueba consiste en colocar una muestra de fluido en el viscosímetro y calentar a 120°F según norma API 13B-1, El viscosímetro es un instrumento compuesto por un vaso, el mismo posee un rotor y se mueve por la fuerza generada por un motor que funciona a velocidades de 3, 6, 100, 200, 300, y 600 RPM (API, 2000).

En la Figura 1.4 se visualiza el viscosímetro rotacional Ofite 900 con el cual se evaluó los fluidos de perforación para el estudio de sedimentación de barita.



Figura 1. 4 Viscosímetro Rotacional Ofite 900

Fuente: Ofite, 2019

1.5.4 PROPIEDADES QUÍMICAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO

Existen algunas propiedades químicas, pero en este caso solo se detalla la propiedad de MBT, puesto que formó parte de los ensayos previos a la evaluación de asentamiento de barita.

MBT (Metil blue test)

La prueba de MBT nos indica la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de perforación) presentes, del mismo modo suministra una estimación de la capacidad total de intercambio catiónico (CEC) de los sólidos del fluido de perforación (API, 2000).

La prueba de MBT consiste en colocar una muestra de fluido de 2 ml según norma API 13B-1 en un frasco erlenmeyer, posterior agregar 10 ml de agua destilada ,15 ml de peróxido de hidrógeno y 0,5 ml H₂S. Mezclar los componentes y asentar el vaso en un calentador hasta que hierva, luego agregar agua destilada hasta completar la mezcla con un volumen de 50 ml. Después, añadir 0,5 ml de azul de metileno, agitar y con la varilla de titulación colocar una gota sobre un papel filtro. Continuar con el procedimiento de agregar 0,5 ml de azul de metileno y colocar en el papel filtro hasta obtener una aureola celeste (API, 2000). La Figura 1.5 muestra un ejemplo de la ejecución de esta prueba, donde se observa la aureola celeste, la misma indica la cantidad de arcilla presente en el fluido de perforación, a través de la cantidad de azul de metileno añadida.

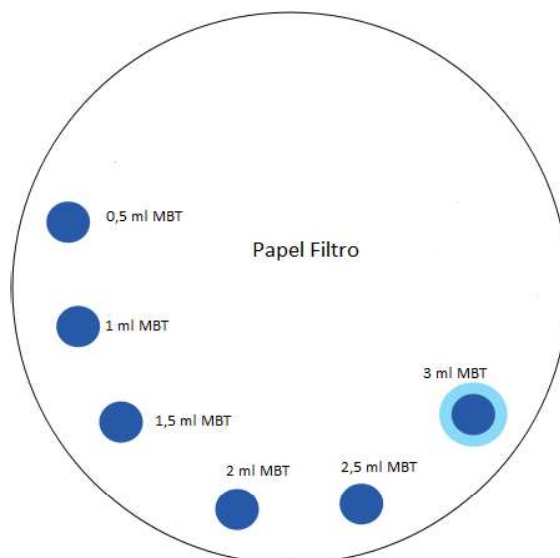


Figura 1. 5 Proceso de MBT de un fluido de perforación base agua.

Modificado por: Herrera, 2020

Fuente: Fann Instrument Company, 2013

1.6 TIPOS DE FLUIDOS

El comportamiento de los fluidos guarda una estrecha relación con la viscosidad ya que a partir de esta propiedad se pueden determinar los tipos de fluidos, de esta manera existen 2 grandes grupos: los newtonianos y no newtonianos.

1.6.1 FLUIDO NEWTONIANO

Es aquel que tiene una viscosidad constante a cualquier velocidad de corte donde la presión y temperatura no varían (Baroid, 1999) . En la Figura 1.6 se observa el comportamiento de un fluido newtoniano donde el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte.

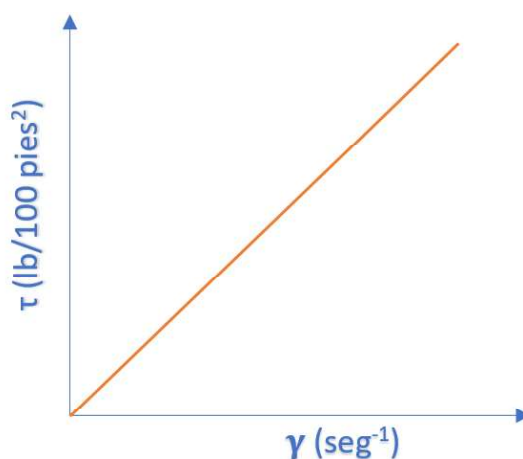


Figura 1. 6 Fluido Newtoniano

Elaborado por: Herrera, 2020

El diésel, el agua, la glicerina, salmueras claras y crudo livianos son considerados fluidos newtonianos.

1.6.2 FLUIDO NO NEWTONIANO

Es aquel cuya viscosidad varía, ya que depende de la variación de la velocidad de corte medida a ciertas condiciones de presión y temperatura (Baroid, 1999). La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos.

La Figura 1.7 exhibe el comportamiento de un fluido no newtoniano en donde el esfuerzo de corte es inversamente proporcional a la velocidad de corte.

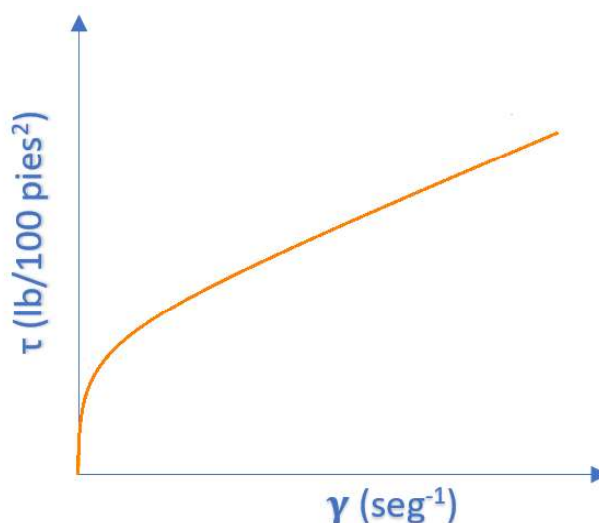


Figura 1. 7 Fluido No Newtoniano

Elaborado por: Herrera, 2020

Con la determinación de los tipos de fluidos en general es preciso conocer los principales modelos reológicos que gobiernan el comportamiento de los fluidos de perforación.

1.7 MODELOS REOLÓGICOS

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos de perforación a partir de la relación del esfuerzo y velocidad de corte. En este estudio se seleccionaron 3 modelos reológicos que son:

- Modelo de Bingham
- Modelo de la Ley de la Potencia
- Modelo de Herschel-Bulkley

Estos modelos tienen la capacidad de caracterizar el fluido en una escala amplia de velocidades de corte. En la Figura 1.8 se observa los comportamientos de los fluidos según los modelos reológicos mencionados.

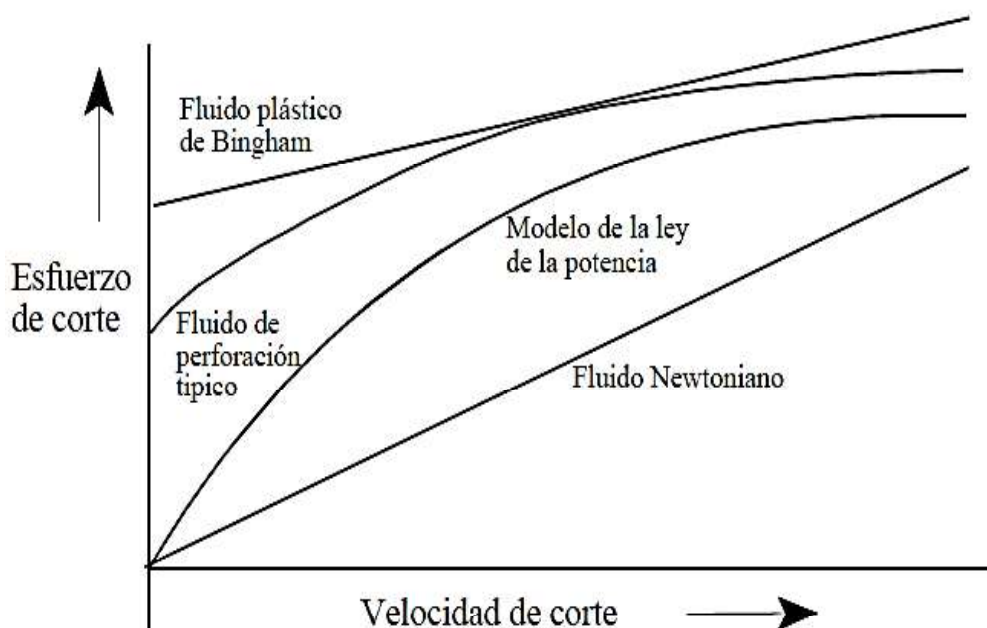


Figura 1. 8 Comparación de los comportamientos del fluido respecto a los modelos reológicos

Fuente: Baroid, 1999

1.7.1 MODELO DE BINGHAM

El modelo de Bingham indica un comportamiento lineal entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte, el cual necesita de un esfuerzo cortante determinado para empezar el flujo (punto cedente) y donde la pendiente es la viscosidad plástica (Esterlin & Gómez, 2011). Mediante la Ec. 8 se establece el modelo de Bingham.

$$\tau = \tau_y + (V_p \gamma) \quad \text{Ec.8}$$

Donde:

τ_y ($lb/100 ft^2$) = Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero (intersección de Y)

Puesto que el modelo de Bingham presenta un comportamiento plástico, el índice de flujo de un fluido que se adapte a este modelo debe tener $n=1$ (n es índice de comportamiento).

En la Figura 1.9, se observa el comportamiento de un fluido con el modelo de Bingham.

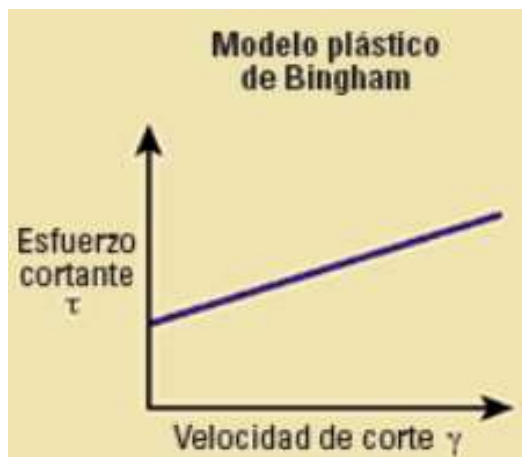


Figura 1. 9 Comportamiento del modelo de Bingham

Fuente: Schlumberger, 2019

1.7.2 MODELO LEY DE POTENCIA

Es un modelo donde la viscosidad absoluta¹³ se reduce a medida que la velocidad de corte incrementa (Matos, 2013). En la Figura 1.10 se visualiza el comportamiento de este modelo.

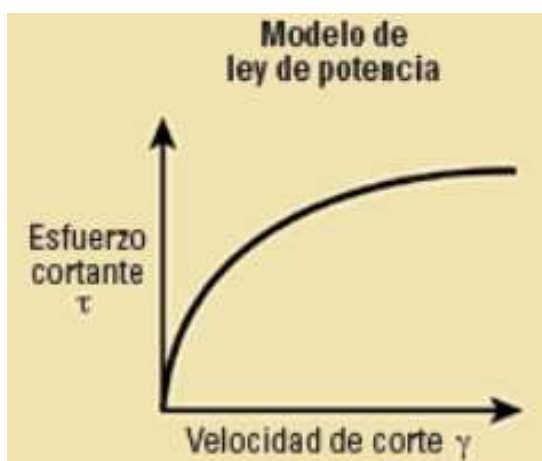


Figura 1. 10 Comportamiento del modelo de ley de potencia

Fuente: Schlumberger, 2019

La Ec. 9 representa el modelo de Ley de Potencia

$$\tau = k * \gamma^n$$

Ec.9

Donde:

$k \left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2} \right)$ = Índice de consistencia

$n(adimensional)$ = Índice de comportamiento

¹³ **Viscosidad absoluta:** Propiedad de los fluidos que señala la mayor o menor fuerza al movimiento de sus partículas en el momento en que son sometidos a un esfuerzo de corte.

Las Ec. 10 y 11 permiten calcular n y k

$$n = 3,32 \frac{\log(\theta_{600})}{\log(\theta_{300})} \quad \text{Ec.10}$$

$$k = \frac{\theta_{600}}{1022^n} \quad \text{Ec.11}$$

No hay un término para el punto cedente, por lo que en este modelo los fluidos empiezan a fluir a una velocidad de corte de cero (Mata et al., 2012).

1.7.3 MODELO DE HERSCHEL-BULKLEY O LEY DE POTENCIA MODIFICADA.

El modelo de Herschel-Bulkley o Ley de potencia modificada, es el producto de la combinación del modelo de Bingham y Ley de potencia (Mellín, 2012). El modelo de Herschel Bulkley toma en consideración el esfuerzo cedente para empezar el flujo. La Figura 1.11 muestra el comportamiento del modelo de Herschel-Bulkley.

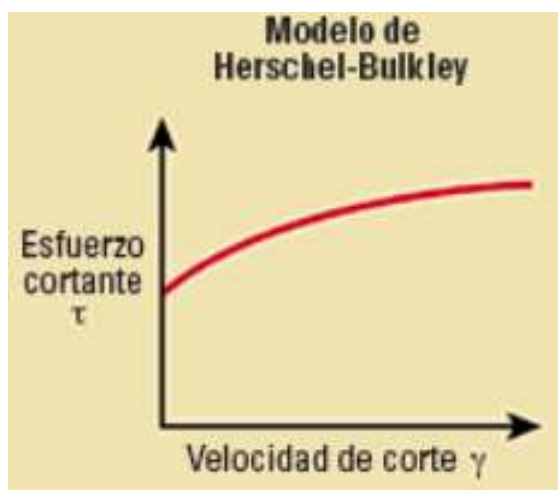


Figura 1. 11 Comportamiento del modelo Herschel-Bulkley

Fuente: Schlumberger, 2019

La relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte está dada por la Ec. 12.

$$\tau = \tau_0 + k\gamma^n \quad \text{Ec.12}$$

Las Ec. 13 y 14 se usan para obtener los parámetros de n y k , mientras con la Ec. 5 se obtiene el punto cedente a bajas velocidades de corte.

$$k = \frac{(\theta_{300} - \tau_0)}{511^n} \quad \text{Ec.13}$$

$$n = 3,32 \log_{10} \left(\frac{\theta_{600} - \tau_0}{\theta_{300} - \tau_0} \right) \quad \text{Ec.14}$$

Los modelos reológicos descritos sirvieron para determinar el tipo de modelo al que se ajusten los fluidos de perforación del presente estudio.

1.8 TIPOS DE FLUJO

Las características de flujo y número de Reynolds sirven para determinar el tipo de flujo de los fluidos de perforación durante su paso por la sección anular, a continuación, se detalla brevemente los tipos de flujo que gobiernan los fluidos de perforación.

Los tipos de flujo son 3 de acuerdo a las siguientes características:

1.8.1 FLUJO LAMINAR

El movimiento del fluido es medido haciendo que las capas de fluido se muevan paralelamente. Por esta razón este tipo de flujo se produce a bajas velocidades y altas viscosidades de fluido (Hawker, 2009).

1.8.2 FLUJO TURBULENTO

Se caracteriza por tener un movimiento caótico y desordenado de las partículas del fluido. El movimiento caótico aumenta la fricción entre las paredes del pozo resultando en el incremento de las velocidades de corte (Hawker, 2009).

1.8.3 FLUJO TRANSICIONAL

Como su nombre lo indica es la transición de flujo laminar a turbulento y viceversa, siendo la velocidad de flujo conocida como velocidad crítica debido a la conversión de flujo (Fluidos Unsa SRT, 2015).

Para definir el tipo de flujo se utiliza el número de Reynolds. La Tabla 1.1 muestra el número de Reynolds, según el tipo de flujo.

Tabla 1. 1 Tipos de flujo

Tipo de Flujo	Número de Reynolds
Flujo laminar	$Re \leq 2100$
Flujo turbulento	$Re > 4000$
Flujo transicional	$2100 < Re \leq 4000$

Fuente: Pabón, 2016

Elaborado por: Herrera, 2020

Con la especificación de los tipos de flujo que rigen a los fluidos de perforación es preciso conocer los modelos hidráulicos para determinar las pérdidas de presión por fricción generados en la sección anular.

1.9 MODELOS HIDRÁULICOS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.

En la evaluación de sedimentación de barita es necesario determinar las pérdidas de presión por fricción en la sección anular, puesto que con la obtención de este parámetro se puede establecer un valor máximo de densidad que tenga la capacidad de soportar las presiones de la formación cuando el pozo está en

condiciones estáticas. La Figura 1.12 muestra las zonas donde se generan las caídas de presión en el anular para la sección productora (sección 8 ½”).

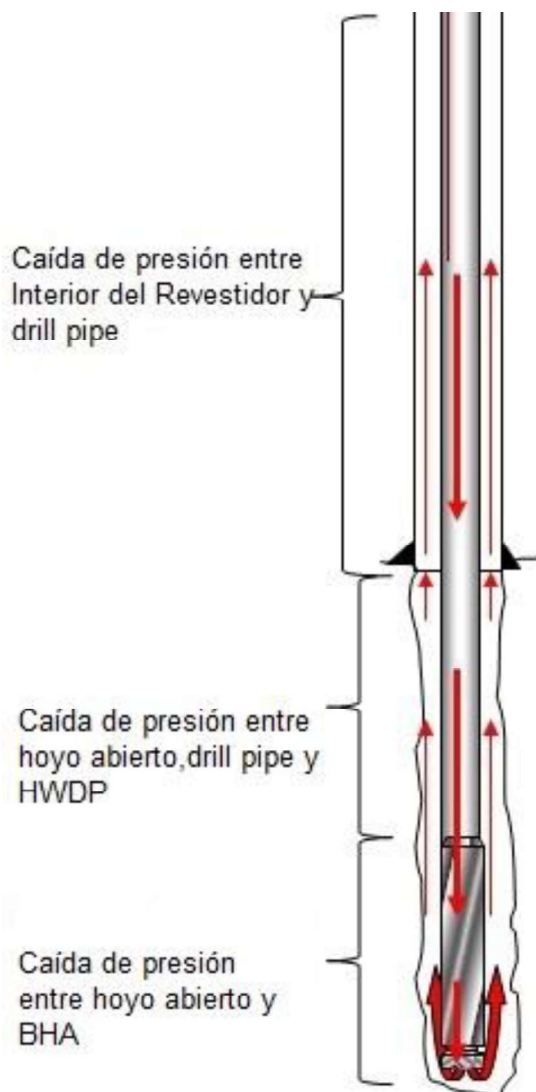


Figura 1. 12 Caídas de presión generadas en la zona anular de la sección productora

Fuente: Perfoblogger, 2012

La Ec. 15 se aplica para obtener el total de las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular (Koncz , 2017).

$$\Delta P_{ea\ total} = \Delta P_{ea\ (tr-tp)} + \Delta P_{ea\ (hoyo-tp)} + \Delta P_{ea\ (hoyo-dc)}$$

Ec.15

Donde:

$\Delta P_{ea\ total}(psi)$ =Caída de presión por fricción en el espacio anular total

$\Delta P_{ea\ (tr-tp)}(psi)$ =Caída de presión por fricción en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y tubería de perforación.

$\Delta P_{ea(hoyo-tp)}$ (psi)= Caída de presión por fricción en el espacio anular entre el hoyo y tubería de perforación

$\Delta P_{ea(hoyo-dc)}$ (psi)= Caída de presión por fricción en el espacio anular entre el hoyo y el drill collar

De acuerdo con el modelo reológico del fluido se realizó los cálculos de hidráulica, utilizando los modelos de cálculo mostrados a continuación.

1.9.1 MODELO HIDRÁULICO DE BINGHAM

El modelo de Bingham utiliza las velocidades del fluido para determinar el tipo de flujo y posterior calcular las pérdidas de presión por fricción en el anular. El procedimiento a seguir será presentado enseguida (Koncz, 2017).

1. Calcular la velocidad promedio en el anular mediante la Ec. 16.

$$\bar{v} = \frac{24,5 * Q}{d_2^2 - d_1^2} \quad \text{Ec.16}$$

2. Deducir la velocidad crítica en el anular, a través de la Ec. 17.

$$v_{c\ ann} = \frac{97PV + 97\sqrt{PV^2 + 6,2\rho(d_2 - d_1)^2 * YP}}{\rho * (d_2 - d_1)} \quad \text{Ec.17}$$

3. Determinar el tipo de flujo.

Si $v_{c\ ann} > \bar{v}$ es flujo laminar caso contrario será flujo turbulento.

4. Obtener las pérdidas de presión por fricción, según el tipo de flujo.

Pérdidas de presión por flujo laminar a través de la Ec. 18.

$$\Delta P_{laminar} = \frac{L * PV * \bar{v}}{60000 * (d_2 - d_1)^2} + \frac{L * YP}{200 * (d_2 - d_1)} \quad \text{Ec.18}$$

Pérdidas de presión por flujo turbulento usando la Ec. 19

$$\Delta P_{turbulenta} = \frac{8,91 * 10^{-5} * \rho^{0,8} * Q^{1,8} * PV^{0,2} * L}{(d_2 - d_1)^3 * (d_2 - d_1)^{1,8}} \quad \text{Ec.19}$$

1.9.2 MODELO HIDRÁULICO DE LEY DE POTENCIA

El procedimiento para determinar las pérdidas de presión por fricción para el modelo de ley de potencia es presentado a continuación (Koncz, 2017).

1. Obtener n y k usando las Ec. 10 y 11.
2. Calcular la velocidad promedio en el anular según Ec. 20.

$$\bar{v} = \frac{24,5 * Q}{d_2^2 - d_1^2} \quad \text{Ec.20}$$

3. Obtener la velocidad crítica en el anular mediante la Ec. 21.

$$v_{c \text{ ann}} = \left[\frac{38780k}{\rho} \right]^{2-n} \left[\frac{2,4}{d_2 - d_1} * \frac{2n + 1}{3n} \right]^{1-n} \quad \text{Ec.21}$$

4. Establecer el tipo de flujo.

Si $\bar{v} < v_{c \text{ ann}}$ es flujo laminar caso contrario será flujo turbulento.

5. Deducir las pérdidas de presión por fricción, según el tipo de flujo.

Las pérdidas de presión por flujo laminar se calculan con la Ec. 22.

$$\Delta P_{\text{laminar}} = \left[\frac{2,4 * \bar{v}}{d_2 - d_1} * \frac{2n + 1}{3n} \right]^n * \frac{kL}{300(d_2 - d_1)} \quad \text{Ec.22}$$

Las pérdidas de presión por flujo turbulento se obtienen a través de la Ec. 23.

$$\Delta P_{\text{turbulenta}} = \frac{8,91 * 10^{-5} * \rho^{0,8} * Q^{1,8} * PV^{0,2} * L}{(d_2 - d_1)^3 * (d_2 - d_1)^{1,8}} \quad \text{Ec.23}$$

Donde:

$\bar{v} \left(\frac{ft}{min} \right)$ = Velocidad promedio

$v_{c \text{ ann}} \left(\frac{ft}{min} \right)$ = Velocidad crítica en el anular

Q (gpm) = Caudal

ρ (lpg) = Densidad del fluido

d_2 (in) = Diámetro del hoyo o diámetro interno de la tubería de revestimiento (casing)

d_1 (in) = Diámetros exteriores de los componentes de la sarta de perforación.

PV (cP) = Viscosidad plástica

$YP \left(\frac{lb}{100 \text{ ft}^2} \right)$ = Punto Cedente

L (ft) = Longitud de la sección

$\Delta P_{\text{laminar}}$ (psi) = Caída de presión por fricción por flujo laminar

$\Delta P_{\text{turbulento}}$ (psi) = Caída de presión por fricción por flujo turbulento

$k \text{ lb} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2$ = Índice de consistencia

n (adimensional) = Índice de comportamiento

1.9.3 MODELO HIDRÁULICO DE HERSCHEL BULKLEY

El proceso para calcular las pérdidas de presión por fricción por el modelo de ley de potencia modificado es el siguiente (Cuzco, 2018).

1. Calcular τ_0 , n , k usando las Ec. 4, 10 y 11.
2. Obtener la velocidad anular, C_a , N_{Re} a través de las Ec. 24, 25 y 26.

$$v_a = \frac{q}{60\pi * ((d_2)^2 - (d_1)^2)} \quad \text{Ec.24}$$

Ec.25

$$C_a = 1 - \left(\frac{1}{n+1}\right) \frac{\tau_0}{\left\{ \tau_0 + k \left\{ \left[\frac{2(2n+1)}{n \left(\frac{d_2-d_1}{2}\right)} \right] \left[\frac{q}{\left(\frac{d_2}{2}\right)^2 - \left(\frac{d_1}{2}\right)^2} \right] \right\} \right\}^n}$$

$$N_{Re} = \left(\frac{4 * (2n+1)}{n}\right) \frac{\rho_f v_a^{(2-n)} (d_2 - d_1/2)^n}{\tau_0 \left[\frac{d_2-d_1}{2 * v_a}\right]^n + k \left[\frac{2(2n+1)}{nC_a}\right]^n} \quad \text{Ec.26}$$

3. Determinar el tipo de flujo.

Si $N_{re} < 2100$ es flujo laminar caso contrario será flujo turbulento.

4. Establecer el gradiente de presión según el tipo de flujo.

El gradiente de presión por flujo laminar se calcula a través de la Ec. 27.

$$\frac{d_p}{d_l} \text{ laminar} = \frac{4k}{14400(D_1 - D_2)} \left\{ \left[\frac{16 * (2n+1)}{nC_a(D_1 - D_2)} \right] \left[\frac{Q}{D_1^2 - D_2^2} \right] \right\}^n \quad \text{Ec.27}$$

El gradiente de presión por flujo turbulento se obtiene mediante la Ec. 28, también calcular f_a , y , z a través de las Ec. 29, 30 y 31.

$$\frac{d_p}{d_l} \text{ turbulento} = \frac{f_a q^2 \rho_f}{144\pi^2 (d_1 - d_2) (d_1^2 - d_2^2)^2} \quad \text{Ec.28}$$

$$f_a = y (C_a N_{Re})^{-z} \quad \text{Ec.29}$$

$$y = 0,37n^{-0,14} \quad \text{Ec.30}$$

$$z = 1 - \left[\left(\frac{d_2}{d_1}\right)^y \right]^{1/y} \quad \text{Ec.31}$$

5. Calcular pérdidas de presión por fricción en el anular según Ec. 32.

$$\Delta P = \frac{d_p}{d_l} * L$$

Ec.32

Donde:

v_a ($\frac{ft}{s}$) = Velocidad anular

C_a (adimensional) = Constante

N_{Re} (adimensional) = Número de Reynolds

ρ_f ($\frac{lb}{ft^3}$) = Densidad del fluido

Q (lpm) = Caudal

d_2 (ft) = Diámetro del hoyo o diámetro interno de la tubería de revestimiento (casing).

d_1 (ft) = Diámetros exteriores de los componentes de la sarta de perforación.

τ_0 ($\frac{lb}{100 ft^2}$) = Esfuerzo cortante leído a una velocidad de corte igual a cero.

$\frac{d_p}{d_l}$ laminar ($\frac{psi}{ft}$) = Gradiente de presión por flujo laminar.

$\frac{d_p}{d_l}$ turbulento ($\frac{psi}{ft}$) = Gradiente de presión por flujo turbulento.

f_a (adimensional) = Factor de fricción.

y, z (adimensional) = Parámetros para calcular f_a .

ΔP (psi) = Pérdida de presión.

1.10 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (SIGLAS EN INGLÉS ECD)

La densidad equivalente de circulación o ECD es la densidad determinada en base a las pérdidas presión por fricción en el anular durante la perforación del pozo (Orquera, 2013). Durante los viajes de tubería o inactividad del pozo se coloca una píldora pesada para mantener las presiones de la formación y el pozo estable. Para el estudio de sedimentación de barita la simulación de esta píldora pesada en condiciones de laboratorio es complicado por lo que se reemplazó la píldora pesada por el ECD como la densidad del lodo. La Ec. 33 permite calcular el ECD.

$$ECD (lpg) = \frac{\Delta P_{ea \text{ total}} (psi)}{0,052 * TVD(pies)} + MW (lpg)$$

Ec.33

Donde:

$\Delta P_{ea \text{ total}}$ = Total de pérdidas de presión por fricción generadas en la zona anular

MW (lpg) = Densidad del fluido

1.11 SEDIMENTACIÓN DE LA BARITA

Los fluidos de perforación cumplen con diversas funciones que son fundamentales para llevar con éxito la perforación de un pozo, una de ellas es mantener bajo control las presiones de la formación, para ello es necesario hacer énfasis en el lodo y el material densificante que se utiliza. La barita es un material densificador que ayuda a conservar la densidad del lodo durante la perforación y así evitar el descontrol de las presiones en las zonas intervenidas (Skban et al., 2016).

Sin embargo, durante la circulación o inactividad del pozo se produce un fenómeno llamado sedimentación de la barita, el mismo fue descubierto en 1980 (Sandvold, 2012). Este fenómeno causa problemas durante las operaciones de perforación tales como: pérdida de circulación, tubería atascada, trabajo deficiente de cementación e inestabilidad del pozo (Parvizinia, Ahmed, & Osisanya, 2011).

Se consideraba que la sedimentación de barita se daba únicamente en fluidos base aceite o sintético, dado que estos fluidos al estar expuestos al calor reducían su viscosidad. Sin embargo, se ha comprobado que este fenómeno se encuentra presente en cualquier tipo de fluido de perforación (Mata et al., 2012).

Existen 2 tipos de sedimentación la dinámica y la estática, la primera generada durante la circulación del pozo y la otra cuando este se detiene.

1.11.1 SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA

Se origina cuando se interrumpe la circulación durante un período de tiempo alargado donde las partículas sólidas presentes en el fluido de perforación se asientan debido al efecto de la gravedad (Amighi & Shahbazi, 2010). La Figura 1.13 muestra el asentamiento estático de barita en un pozo vertical. Inicialmente el fluido tiene una densidad homogénea, sin embargo, con el tiempo se produce 3 áreas de sedimentación (Calçada, et al., 2016):

- Zona despejada: Donde las partículas de barita se depositan principalmente de forma individual debido a la poca interferencia de las paredes del tubo y a las partículas cercanas.
- Zona de no compresión: Donde la concentración es lo suficientemente elevada como para que las partículas vecinas se acumulen e interfieran con la sedimentación de partículas individuales, disminuyendo así su velocidad de sedimentación por debajo de la de sedimentación libre.
- Zona de compresión: Donde las partículas se han depositado en el fondo del tubo debido a la influencia de la gravedad. El exceso de líquido se expulsa muy lentamente hacia arriba a medida que el lecho se compacta.

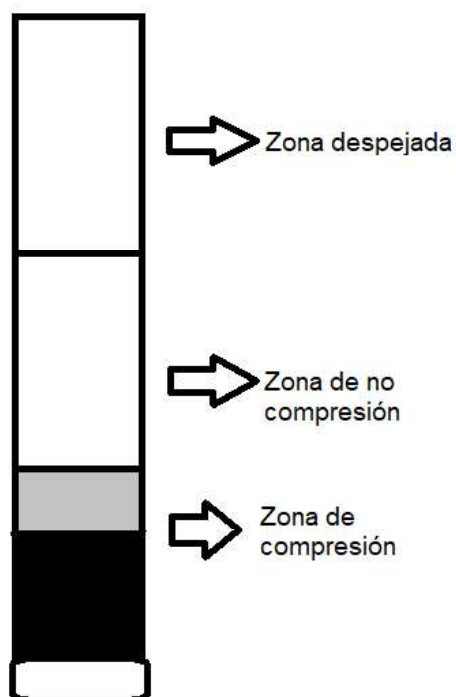


Figura 1. 13 Zonas de asentamiento de barita

Elaborado por: Herrera, 2020

La sedimentación de barita por efectos estáticos se encuentra influenciada por la ley de Stokes descrita en el siguiente punto.

Ley de Stokes en el asentamiento de barita

La ley de Stokes es aplicable para la sedimentación estática, puesto que permite obtener la velocidad de sedimentación de una partícula esférica con determinado diámetro (MI-SWACO, 2014). Mediante la Ec. 34 se puede calcular la velocidad de sedimentación de las partículas de barita de un fluido de perforación.

$$V_s = \frac{g_c D_s^2 (\rho_s - \rho_L)}{46,3 * \mu} \quad \text{Ec.34}$$

Donde:

$V_s \left(\frac{ft}{s} \right)$ = Velocidad de caída o sedimentación

$g_c \left(\frac{ft}{s^2} \right)$ = Constante de gravedad

$D_s \left(ft \right)$ = Diámetro del sólido (ft)

$\rho_s \left(\frac{lb}{ft^3} \right)$ = Densidad del sólido

$\rho_L \left(\frac{lb}{ft^3} \right)$ = Densidad líquido

$\mu \left(cP \right)$ = Viscosidad del líquido

Factor de asentamiento de barita

Con la sedimentación estática se puede evaluar la capacidad de suspensión del material densificante en tiempos específicos de reposo. Para evaluar el rendimiento de los fluidos base agua en este estudio se calculó el factor de asentamiento. Un valor $\leq 0,53$ supone que el fluido de perforación tiene poca probabilidad de permitir la sedimentación de la barita hacia el fondo (Maxey, 2007). El factor de asentamiento se calcula mediante la Ec. 35.

$$SF \text{ (adimensional)} = \frac{\rho_{fondo}}{\rho_{fondo} + \rho_{inicial}} \quad \text{Ec.35}$$

Donde:

ρ_{fondo} (lp g)=Densidad en la parte inferior del pozo.

$\rho_{inicial}$ (lp g)=Densidad inicial.

Prueba de sedimentación de barita por condiciones estáticas

Para determinar el asentamiento de barita por efectos estáticos, se procedió a la construcción y utilización de un tubo vertical transparente de un metro de altura, con 4 válvulas a través de las cuales se obtendrá las muestras de fluido, para su posterior evaluación. En la Figura 1.14 se observa el tubo de prueba que se utilizó para la evaluación de sedimentación de barita por condiciones estáticas.

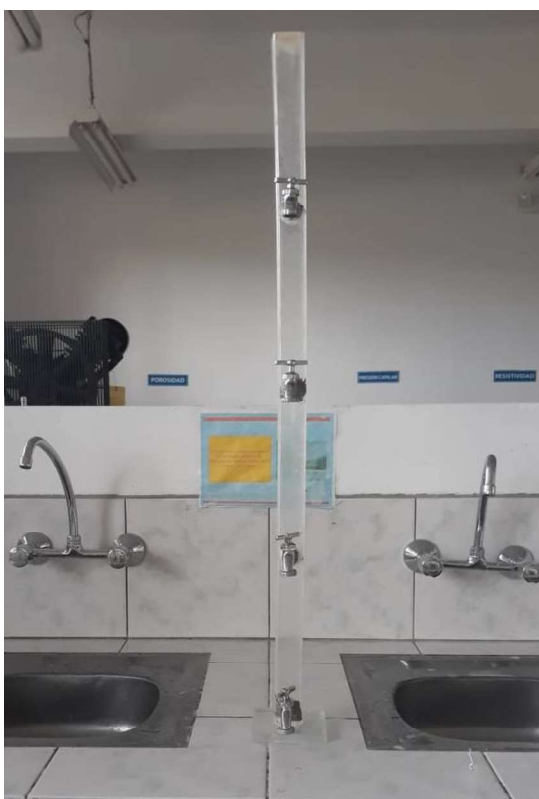


Figura 1. 14 Tubo de prueba para evaluar la sedimentación de barita por condiciones estáticas

Elaborado por: Herrera, 2020

Previo a la preparación de la muestra del fluido a utilizar en la prueba de sedimentación se debe definir dos parámetros importantes, los cuales son: el tiempo de prueba y la densidad del fluido de perforación (a utilizar para las hidráulicas). Estos parámetros pueden ser definidos a partir de un análisis estadístico de los reportes de perforación de los pozos perforados en un campo determinado. Adicionalmente, se debe mencionar que el fluido deberá contar con las propiedades necesarias para perforar la zona en análisis.

Una vez establecido estos parámetros, se procede al cálculo de la densidad equivalente de circulación (ECD), para definir la densidad del fluido a evaluar. La densidad del fluido de prueba será igual al ECD para simular las condiciones de pozo estático donde se utiliza una píldora pesada que compensa a las pérdidas de presión por fricción generadas en condiciones dinámicas. El procedimiento detallado para analizar la sedimentación estática será descrito en el Capítulo 2.

1.11.2 SEDIMENTACIÓN DINÁMICA

Se produce cuando el pozo se encuentra circulando. Este tipo de sedimentación mayormente ocurre en pozos con alto ángulo de inclinación (50 a 80 grados) y bajas velocidades anulares (Amighi & Shahbazi, 2010). Este fenómeno está explicado por el efecto Boycott descrito a continuación.

Efecto Boycott

La sedimentación en pozos inclinados es ocasionada por el efecto Boicot o Boycott, el cual consiste en la sedimentación de sólidos que se ven forzados por las corrientes convectivas originadas por la variación de densidad del fluido, a través de la sección transversal del pozo (Nguyen et al., 2011). El efecto Boycott también se presenta en condiciones estáticas.

La Figura 1.15 muestra el comportamiento del efecto Boycott en pozos inclinados. El dibujo de la izquierda muestra la sedimentación estática en donde se observa que en la parte superior del tubo se forma un fluido clarificado o ligero, el cual sube debido a la flotabilidad. Posteriormente, las partículas se acumulan en el lado bajo del tubo formando un lecho de sedimentos. Por otro lado, el dibujo de la derecha muestra la sedimentación dinámica, donde las corrientes de convección¹⁴ conducen al fluido más ligero hacia arriba, acelerando el asentamiento de las partículas hacia la parte inferior del tubo.

¹⁴ **Corrientes de convección:** Son corrientes que causan una variación de temperatura o densidad en los fluidos.

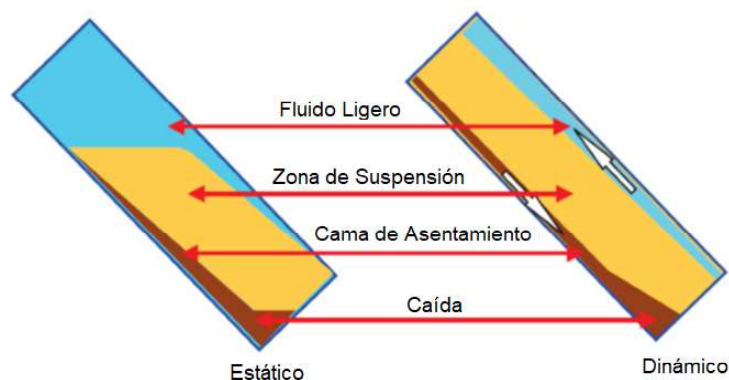


Figura 1. 15 Efecto Boycott

Fuente: Fuente: MI-Swaco, 2014

Prueba de sedimentación de barita por condiciones dinámicas

Para realizar las pruebas de sedimentación dinámicas se empleará el método del viscosímetro (VST). Esta prueba fue introducida en 1991 como un método práctico y de bajo costo para detectar las tendencias de asentamiento de barita (Mellín, 2012). El método de asentamiento con viscosímetro es una prueba sencilla que utiliza el esfuerzo de corte generado por el viscosímetro, para simular la dinámica de los fluidos (Rosal, 2011). La prueba VST determina el aumento de densidad en el fondo del vaso de un viscosímetro, después de haberla girado a determinadas RPM y a un tiempo específico. En la Figura 1.16 se observan los equipos utilizados en la prueba de sedimentación dinámica y cómo se realiza la prueba de sedimentación con el uso del viscosímetro.

En este método se mide la densidad del líquido en la parte inferior de la termocupla del viscosímetro después de haber sido girado a 100 RPM durante 30 minutos y se compara esto con la densidad del líquido inicial girada a 600 RPM. El procedimiento para evaluar la sedimentación dinámica será explicado a detalle en el Capítulo 2.

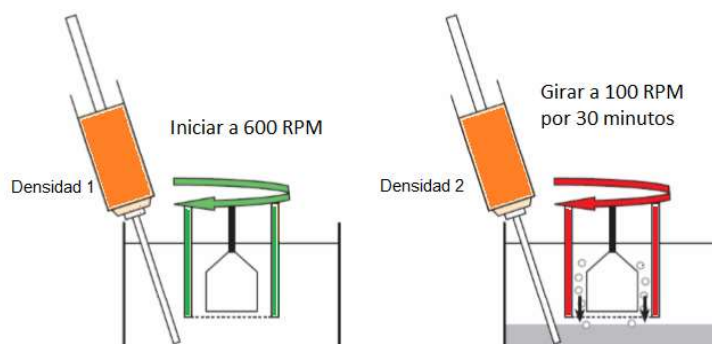


Figura 1. 16 Prueba de sedimentación de barita por condiciones dinámicas.

Fuente: MI-SWACO, 2012

Modificado por: Herrera, 2020

Con los fundamentos de la sedimentación dinámica y estática se evalúa la sedimentación de barita, sin embargo, se debe conocer particularidades que nos indiquen la presencia de este fenómeno durante los procesos operativos.

1.11.3 SEÑALES PARA IDENTIFICAR SEDIMENTACIÓN DE BARITA EN UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Según (MI- SWACO, 2012), los indicios que ayudan a reconocer el asentamiento de barita en fluidos de perforación base agua son:

- La presencia de un fluido ligero acompañado de un fluido pesado, el cual retorna de fondo a superficie.
- Variación de presiones en el pozo, por la existencia de fluido pesado en el espacio anular.
- Presencia de camas de barita por alto torque y arrastre de tubería.
- Pérdidas o aumentos del volumen de fluido en los tanques de superficie.

1.11.4 FACTORES QUE INFLUENCIAN EL ASENTAMIENTO DE BARITA EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El asentamiento de barita se ve asociado tanto a actividades operativas como a condiciones del lodo de perforación. Algunos de los factores más relevantes en el asentamiento de barita en los fluidos de perforación son: rotación y deslizamiento de la sarta de perforación, mezcla del material densificante, tiempo, diseño del pozo formulación y propiedades del lodo de perforación. En la Tabla 1.2, se detalla cada uno de estos factores.

Tabla 1. 2 Factores que generan asentamiento de barita en los fluidos de perforación

Factor de asentamiento	Consecuencias
Baja rotación de la sarta de perforación	Baja rotación acelera la sedimentación de barita debido a la variación de la densidad a lo largo de la columna de fluido (Basfar et al., 2018).
Deslizamiento de la sarta de perforación	La sarta no rota por lo que incrementa la cantidad de camas de barita (MI- SWACO, 2012).
Baja velocidad de circulación	La sedimentación de barita se activa a velocidades de circulación menores a 30 ft/min y durante tiempos prolongados (MI-SWACO, 2014).
Masa de las partículas densificantes	Las partículas de barita pesadas tienden a asentarse en el fondo rápidamente todo lo contrario a las partículas livianas, las cuales tardan en sedimentarse. Las partículas ligeras poseen mayor área superficial ocasionando altas viscosidades plásticas y elevadas densidades de circulación (MI- SWACO, 2012).

Continua

Continuación

Factor de asentamiento	Consecuencias
Tiempo	Cuando el pozo se queda en condiciones estáticas la sedimentación de barita ocurre debido a la presencia del campo gravitatorio. Este proceso de asentamiento depende del tiempo (MI- SWACO, 2012).
Diseño del pozo	Según (Zeng & Bouguetta, 2016), el grado de asentamiento de barita depende de: <ul style="list-style-type: none"> • Altos ángulo del pozo. • Geometría del pozo • Diseño hidráulico.
Formulación y propiedades del fluido de perforación	Los fluidos de perforación deben ser preparados tomando en cuenta las características de la formación, las exigencias de la perforación, diseño del pozo entre otras. La capacidad de suspensión se ve afectada según (MI-SWACO, 2014) por factores como: <ul style="list-style-type: none"> • Altos pesos de lodo mayores a 12 lpg • Baja viscosidad • Bajos valores de gel

Elaborado por: Herrera, 2020

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE REPORTES DE PERFORACIÓN Y ENSAYOS DE LABORATORIO

En el presente capítulo se describen los procedimientos que se emplearon para la determinación de los tiempos planos y los valores de densidades de los fluidos que se manejaron para el análisis de sedimentación de barita. Asimismo, los ensayos de laboratorio aplicados para el diseño de los fluidos y evaluación de asentamiento de barita por efectos dinámicos y estáticos.

2.1 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN

La perforación de pozos es el proceso más importante en la industria petrolera, a través del mismo se garantiza llegar al yacimiento y determinar si hay hidrocarburo. Dicho proceso conlleva varias actividades como son perforación, armado/desarmado de BHA, viajes de tubería de revestimiento o liner, registros eléctricos, cementación, todas estas actividades y subactividades se encuentran detalladas en un reporte diario de perforación¹⁵ (Munguía, 2018). Este reporte también detalla los tiempos por actividad y las propiedades del fluido de perforación por lo cual es una base fundamental del estudio a realizar.

Para el estudio de sedimentación de barita, se realizó un análisis estadístico de reportes de perforación de los campos A y B del oriente ecuatoriano con el fin de determinar tiempos en los cuales los pozos se encontraban en condiciones estáticas (sin circulación). Estos corresponden a tiempos planos¹⁶(TP) y/o tiempos no productivos¹⁷(NPT). Adicionalmente, se determinó las densidades de los fluidos utilizados en cada campo. A continuación, se detalla el método seguido para el análisis de la información.

2.1.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS TIEMPOS PLANOS Y/O TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

El análisis estadístico de los reportes de perforación de los campos A y B se explica a continuación:

1. Se recopiló los reportes diarios de perforación de 30 pozos del campo A y 15 pozos del campo B.
2. Se generó una base de datos con la información recopilada en una hoja de cálculo de Excel tomando en cuenta los siguientes parámetros:
 - Nombre del Pozo
 - Diámetro del Hoyo (in)

¹⁵ **Reporte de perforación:** Es un informe que engloba toda la información producida durante la perforación de un pozo petrolero.

¹⁶ **Tiempo plano:** Tiempo que duran las actividades planificadas para la perforación de un pozo en donde no hay avance en profundidad.

¹⁷ **Tiempo no productivo:** Tiempo en el que no se evidencia avance en la perforación.

- Tipo de Lodo
- Densidad utilizada (lpg)
- Fecha(aa/mm/dd)
- Tiempo plano codificado
- Tipo de actividad
- Hora de inicio y fin de la actividad (horas)
- Resumen de la actividad
- Tiempo plano acumulado por actividad (horas)

Los Anexos 1 y 2 muestran un ejemplo de la forma como se manejó la información recopilada de los reportes de perforación para un pozo del campo A y B respectivamente.

3. Se eligió las actividades de perforación que originaron tiempos planos y/o tiempos no productivos y a su vez se cuantificó dichos tiempos. El Anexo 3 muestra las actividades que producen TP y/o NPT durante el proceso de perforación.
4. Se seleccionó las actividades con mayor tiempo sin circulación para el campo A. Como se observa en la Figura 2.1 los tiempos estáticos más sobresalientes, son los generados por las actividades de logging, NPT y bajar liner/TR¹⁸. Siendo estos tiempos sin circulación con los que se realice las pruebas de sedimentación de barita por condiciones estáticas.

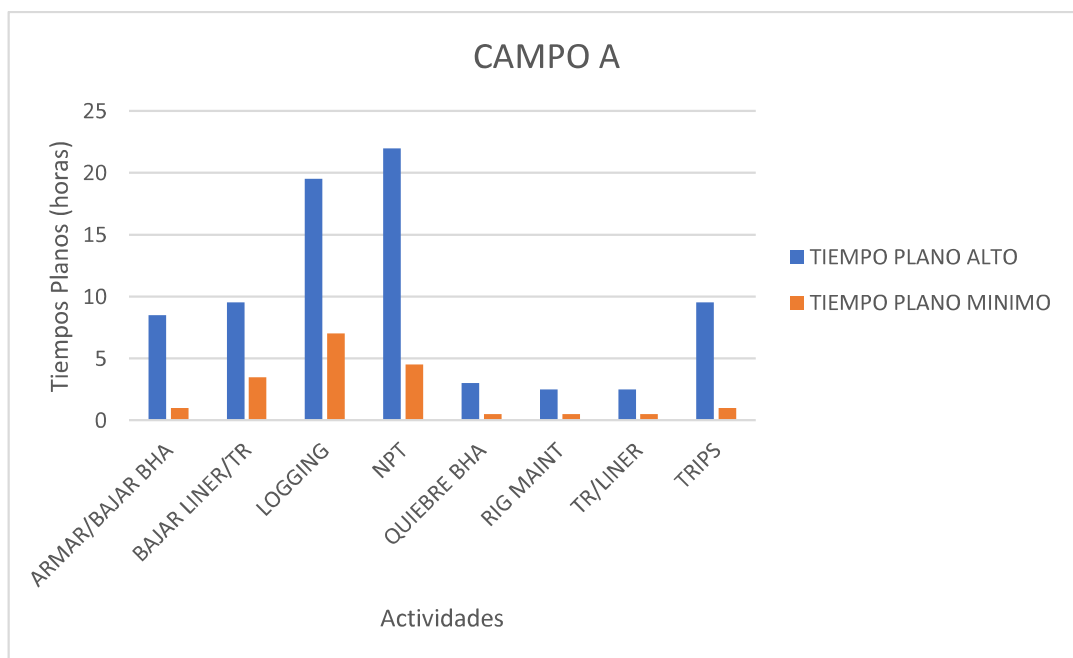


Figura 2. 1 Tiempos planos finales campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

¹⁸TR: Tubería de revestimiento

5. Se escogió un tiempo plano alto y un tiempo bajo para las 3 actividades electas. La Tabla 2.1 muestra cuales fueron los tiempos estáticos ocasionados por la actividad de logging de manera general de los pozos del campo A. Siendo el tiempo más alto producido por el pozo 257D mientras el tiempo más bajo resultado del pozo 281D.

Tabla 2. 1 Resultados finales de los tiempos planos por la actividad de logging campo A.

TIPO DE ACTIVIDAD	LOGGING
Pozo	Tiempo acumulado plano (horas)
257D	19,5
432D	18
280D	17,5
220D	17
215D	15,5
480D	15
433D	15
278D	14,5
276D	12
430D	12
483D	11
267D	11
482D	10,5
272D	10
421D	9,5
277D	9
281D	8
481D	8
283D	8
422D	8
431D	7,5
282D	7,5
271D	7,5
287D	7,5
258D	7,5
281D	7

← Tiempo alto

← Tiempo Bajo

Elaborado por: Herrera, 2020

6. Se determinó un promedio aritmético de los tiempos que permita escoger un tiempo representativo a nivel intermedio para evaluar la sedimentación. Mediante la utilización de la Ec. 36 se obtiene dicho valor.

Ec.36

$$tpm = \frac{tpa + tpb}{2}$$

Donde:

tpm (horas) = Tiempo plano medio

tpa (horas) = Tiempo plano alto

tpb (horas) = Tiempo plano bajo

$$tpm = \frac{(19,5 + 7) \text{ horas}}{2} = 13,25 \text{ horas}$$

Con el resultado calculado se escogió el tiempo plano intermedio. Debido a que este tiempo no corresponde a ningún pozo de la Tabla 2.1 se seleccionó el pozo con un tiempo inmediatamente superior (14.5 h) al calculado. La elección se basó en el criterio a mayor tiempo mayor sedimentación de barita.

Para el campo B se siguió el mismo procedimiento descrito para el campo A. La Figura 2.2 muestra los resultados obtenidos de los tiempos planos del campo B. Como se observa en la Figura 2.2 los tiempos planos más relevantes para el campo B resultaron de las mismas actividades del campo A. Siendo el tiempo más alto para la actividad de logging de 20 horas mientras que el tiempo bajo resulto de 6,5 horas. Asimismo, para la actividad de NPT el tiempo alto y bajo resultaron de 12,5 y 3 horas respectivamente. Finalmente, en la actividad de bajar liner/TR los tiempos correspondientes a tiempo alto y bajo resultaron 12 y 3 horas

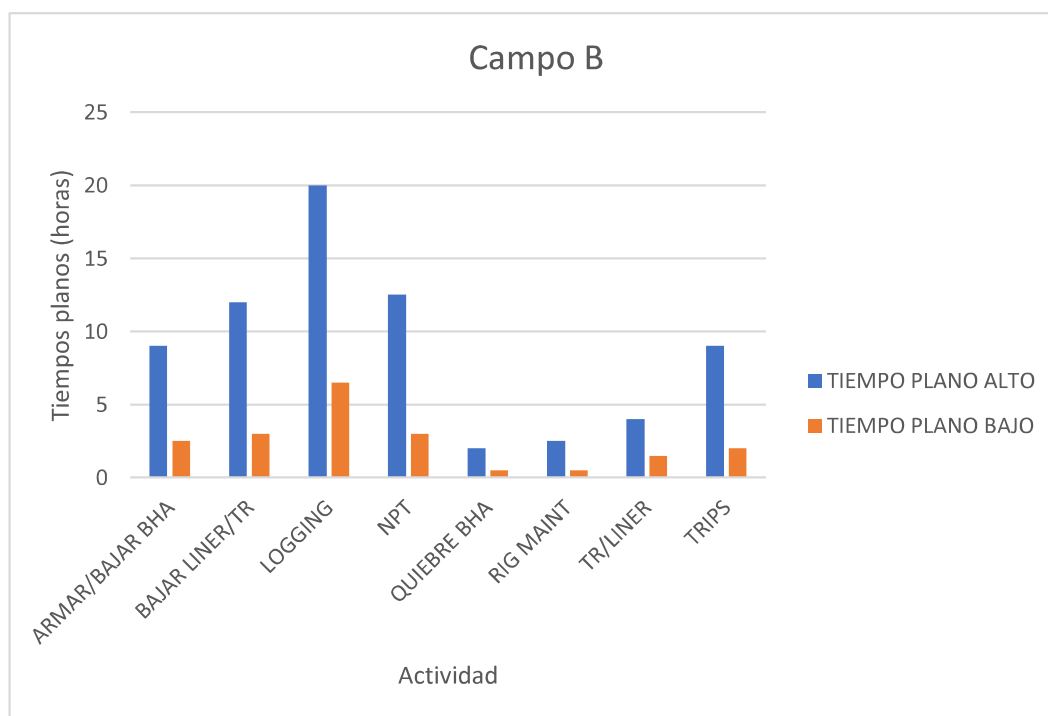


Figura 2. 2 Tiempos planos finales campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

La Tabla 2.2 señala los tiempos estáticos finales con los que se evaluó la sedimentación de barita en los fluidos de perforación base agua de densidades intermedias por efectos estáticos tanto para los campos A y B.

Tabla 2. 2 Tiempos planos finales campo A y B

Tiempo (horas) Actividad	CAMPO A			CAMPO B		
	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
LOGGING	19,5	14,5	7	20	10,5	6,5
BAJAR LINER/TR	9,5	6,5	2,5	12	7,5	3
NPT	22	11,5	4,5	12,5	9,5	3

Elaborado por: Herrera, 2020

Por otra parte, para determinar los valores de densidad de los fluidos de perforación, se utilizó una metodología similar con la que se estableció los tiempos planos de los campos A y B.

2.1.2 SINOPSIS DEL PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS DENSIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

En la Figura 2.3 se presenta las densidades más altas reportadas por cada pozo del campo A en la sección de producción. Los pozos 278D, 283D y 241D tienen el valor de densidad más elevado, el cual es de 10,4 lpg. En el Anexo 4 se muestra los valores de densidades utilizados en los pozos del campo A y B.

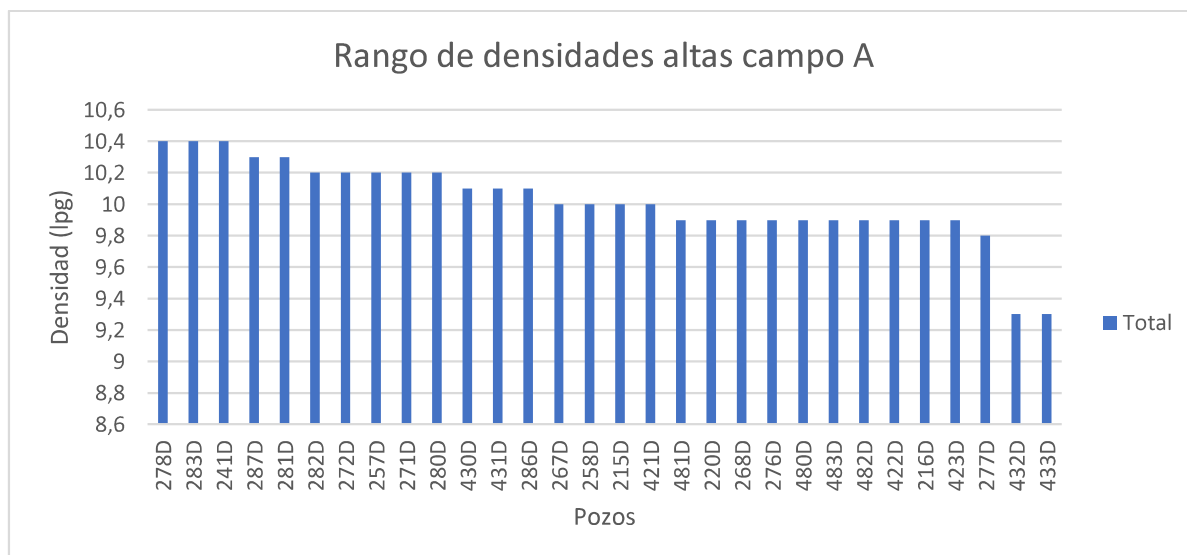


Figura 2. 3 Rango de densidades altas del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 2.4 muestra las densidades más bajas utilizadas en cada pozo del campo A, en donde 9,2 lpg es el valor más pequeño del campo A correspondiente a los pozos 433D y 432D.

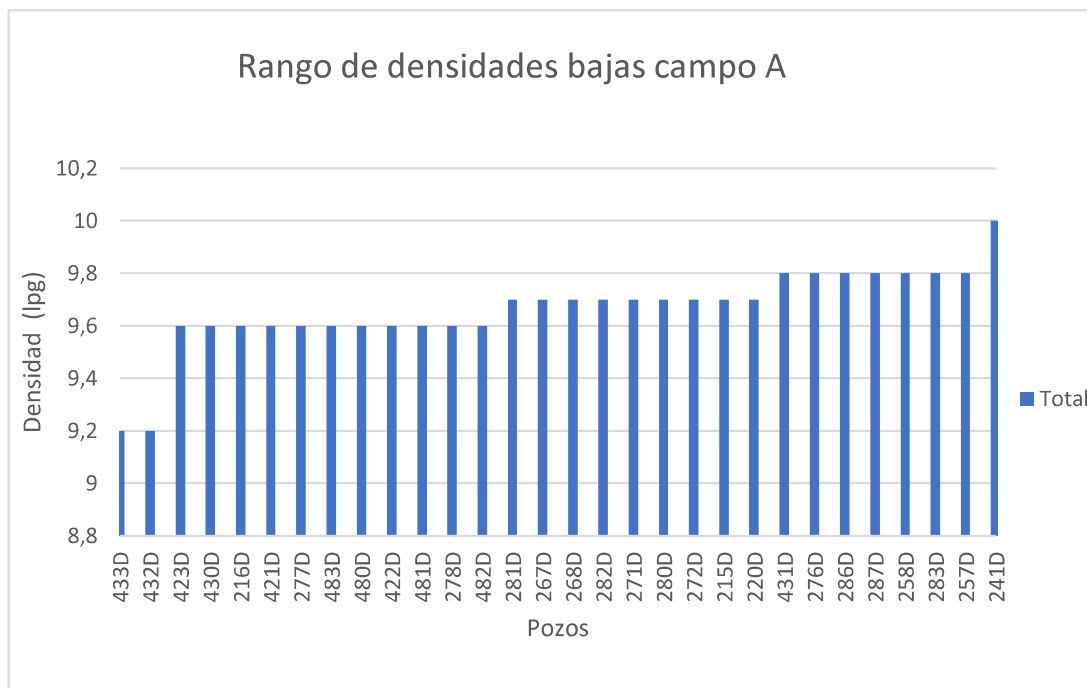


Figura 2. 4 Rango de densidades bajas del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

De esta manera, las densidades de 10,4 y 9,2 lpg resultaron ser las densidades más altas y más bajas respectivamente del campo A, siendo estas las que se utilizaron en la formulación de los fluidos para el estudio de sedimentación de barita.

Por otra parte, en la Figura 2.5 se visualiza las densidades más elevadas empleadas en cada pozo del campo B. Donde los pozos ACAC-112, ACAC-111- ACAC-127 Y 88D resultaron con el peso de fluido más alto de 9,4 lpg.

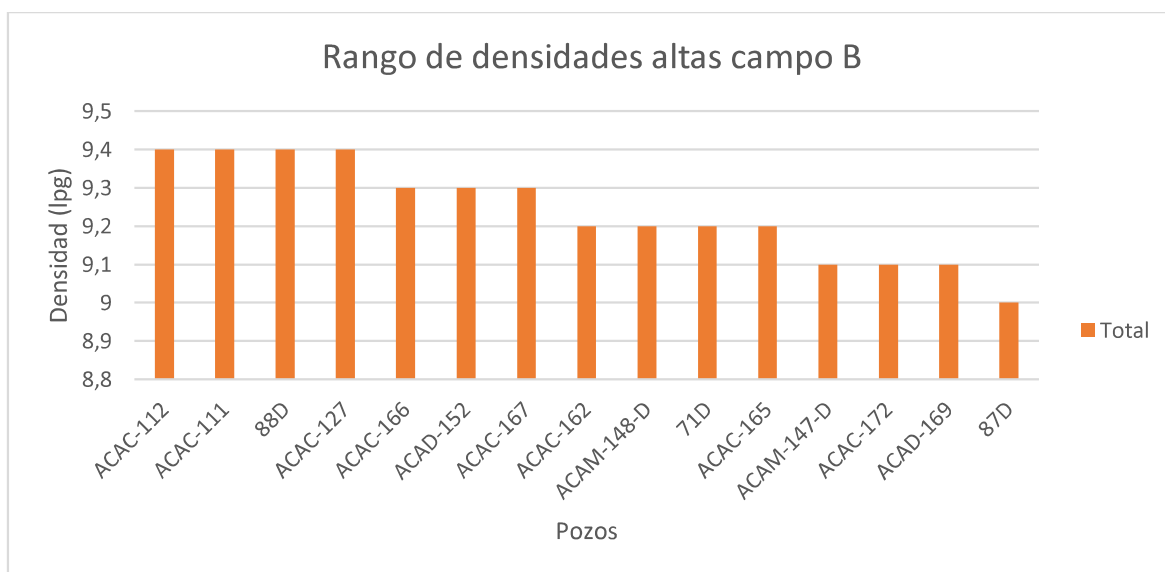


Figura 2. 5 Rango de densidades altas del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 2.6 muestra el rango de densidades más bajas que se aplicaron en cada pozo del campo B. Conforme a los resultados, los pozos ACAC-162, ACAC-127, ACAC-172 y 88D poseen el peso de fluido más bajo de 9 lpg.

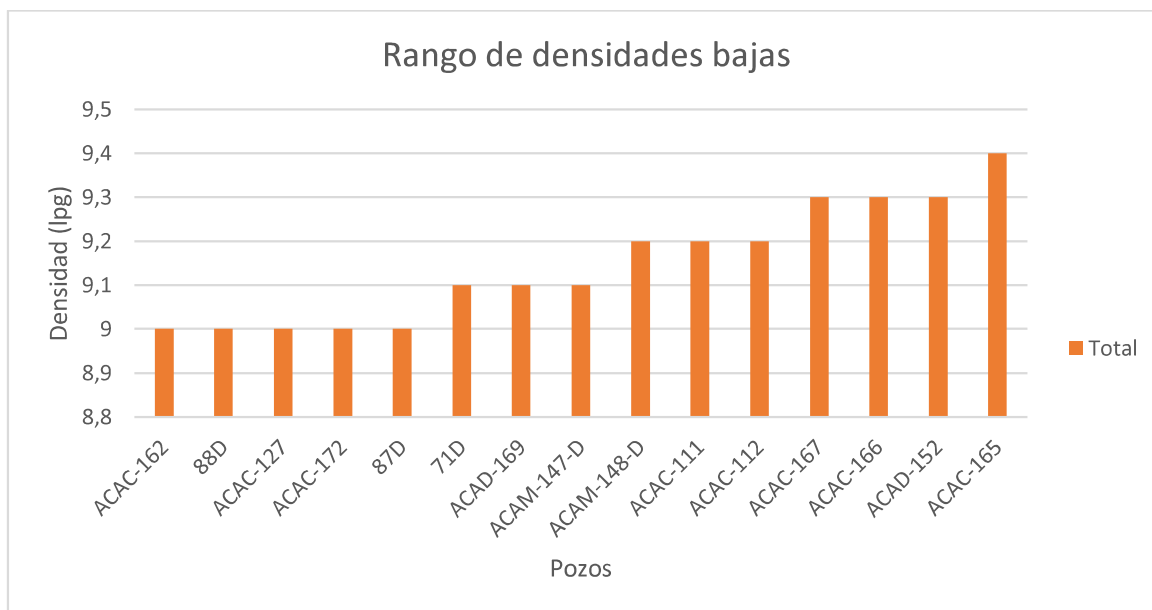


Figura 2. 6 Rango de densidades bajas del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

Dentro del análisis, las densidades de 9,4 y 9 lpg resultaron ser la densidad más elevada y la densidad más baja respectivamente en el campo B.

Finalmente, se calculó la media aritmética de densidad de los campos A y B, a través de la utilización de la Ec. 37.

$$dm = \frac{da + db}{2} \quad \text{Ec.37}$$

Donde:

dm (lpg) = Densidad media

da (lpg) = Densidad alta

db (lpg) = Densidad baja

- Campo A

$$dm = \frac{(10,4 + 9,2)lpg}{2} = 9,8 \text{ lpg}$$

- Campo B

$$dm = \frac{(9,4 + 9,0)lpg}{2} = 9,2 \text{ lpg}$$

Para el campo A se obtuvo una densidad media de 9,8 lpg. Mientras que, en el campo B la densidad resulto de 9,2 lpg.

En la Figura 2.7 se visualiza las densidades finales de los campos A y B, en donde 10,4 9,8 y 9,2 lpg son los pesos correspondientes al campo A en tanto, para el campo B sus densidades resultaron 9,4; 9,2 y 9 lpg.

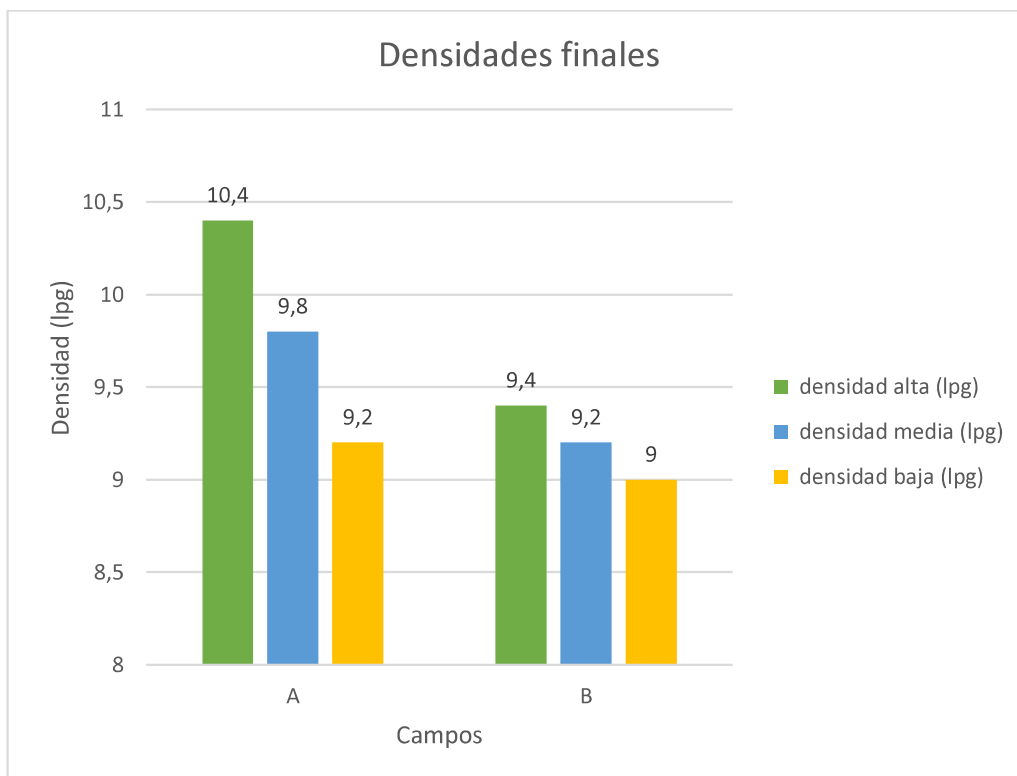


Figura 2. 7 Densidades finales de los campos A y B

Elaborado por: Herrera, 2020

Con los valores de densidad obtenidos se procedió a la formulación de los fluidos de perforación procurando que las propiedades sean adecuadas para la zona productora. Para asegurar la calidad del fluido se determinó las propiedades a evaluar en la sección 2.3.

2.2 ENSAYOS DE LABORATORIO

Previo a realizar los ensayos de laboratorio para determinar el grado de asentamiento de la barita en los fluidos base agua, se realizó algunas pruebas de laboratorio para determinar las concentraciones definitivas de los aditivos a utilizar de acuerdo a las propiedades requeridas. Adicionalmente, se requiere establecer el ECD con el cual se realizó la prueba estática.

2.2.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA EVALUACIÓN DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA

Se revisó los programas de fluidos de perforación de los campos A y B para conocer la composición de los fluidos utilizados en los pozos de estos campos. Sin embargo, al no tener todos los componentes que las compañías petroleras usaron, se reemplazó estos aditivos por otros equivalentes. Los fluidos formulados cumplieron con propiedades específicas requeridas para la zona productora (hoyo 8 ½”). Los

valores referenciales de las propiedades físicas, reológicas y químicas se enlistan en la Tabla 2.3.

Tabla 2. 3 Propiedades de los fluidos requeridos en la zona de producción

Propiedades	Unidades	Valores esperados
Densidad del lodo	lpg	Como se requiera
PV @ 120°F	cP	10- 25
YP @ 120°F	lb/100 ft ²	15-28
Filtrado API	ml/30 min	< 5
MBT	lpg equivalente	<8

Fuente: Cuzco, 2019

Elaborado por: Herrera, 2020

Las formulaciones utilizadas para los fluidos del campo A, se presentan en la Tabla 2.4. Las concentraciones fueron obtenidas luego de varias pruebas para alcanzar las propiedades de la Tabla 2.3 de manera que los fluidos cumplan con las funciones requeridas.

Tabla 2. 4 Composición de los fluidos de perforación del campo A

Composición	Función	Lodo 10,4 (lpg)	Lodo 9,8 (lpg)	Lodo 9,2 (lpg)
		Gramos/350 ml		
Barazán	Viscosificante	0,5	0,5	0,5
Bentonita	Reactivo contra arcillas	4,5	4,5	5
Filter Check	Agente controlador de filtrado	0,7	0,7	2
Biolose	Agente controlador de filtrado	3	3	3
Pac L	Agente controlador de filtrado	-	-	1,5
Barita	Densificante	123,7	85,75	49,6

Elaborado por: Herrera, 2020

Por otro lado, para obtener la cantidad de barita según la densidad de los fluidos se utilizó la Ec. 38

$$Barita_{\frac{sk}{100}bls} = \frac{1470(w_2 - w_1)}{35,4 - w_2} \quad \text{Ec.38}$$

Donde:

w_2 = Densidad del fluido de perforación

w_1 = Densidad del agua que es 8,33 lpg

$$Barita_{\frac{sk}{100bls}} = \frac{1470(10,4 - 8,33)}{35,4 - 10,4} = 123,7 \frac{sk}{100bl} * \frac{100 lb}{sk} * \frac{1gr}{lb/bl} = 123,7 \text{ gramos}$$

La Tabla 2.5 expone la composición de los fluidos del campo B siendo las concentraciones de los aditivos similares para cada fluido. La cantidad de viscosificante para los 3 fluidos fue la misma.

Tabla 2. 5 Composición de los fluidos de perforación del campo B

Composición	Función	Lodo 9,4 (lpg)	Lodo 9,2 (lpg)	Lodo 9 (lpg)
		Gramos/350 ml		
Barazán	Viscosificante	0,5	0,5	0,5
Bentonita	Reactivo contra arcillas	4,5	5	5
Filter Check	Agente controlador de filtrado	0,7	2	2
Biolose	Agente controlador de filtrado	3	3	3
Pac L	Agente controlador de filtrado	1,5	1,5	1,6
Barita	Densificante	61,44	49,6	37,88

Elaborado por: Herrera, 2020

Es importante destacar, que las densidades del campo A son mayores a las del campo B por lo cual el uso del material densificante es mayor en los fluidos del primer campo mencionado. También, con el fin de lograr un filtrado ≤ 5 ml en los fluidos del campo B se añadió más cantidad de controladores de filtrado, debido a que las cantidades de los aditivos utilizados en los fluidos del campo A no lograban el valor de filtración ya mencionado.

2.2.2 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

Como se explicó al inicio de esta sección, los fluidos de perforación deben cumplir con propiedades determinadas para la zona a trabajar, en nuestro caso para la sección productora. Para ello, se ejecutó las siguientes pruebas de laboratorio a cada uno de los fluidos del campo A y B.

- Densidad del lodo
- Reología
- Filtrado
- MBT (Capacidad de intercambio catiónico)

La Tabla 2.6 expone los resultados de las propiedades que se obtuvieron para los fluidos del campo A, en donde se observa que los fluidos de 10,4 y 9,8 lpg tienen PV menor que el fluido de 9,2 lpg, ya que el uso de controladores de filtrado fue mayor en el lodo de 9,2 lpg haciendo que PV se incremente. Asimismo, la capacidad de intercambio catiónico (MBT) es mayor en el fluido de menor densidad del campo A ya que la cantidad de bentonita es superior que en los otros lodos.

Tabla 2. 6 Resultados pruebas de laboratorio campo A

Prueba de laboratorio	Propiedades	Unidades	Valores esperados	Resultado lodo 10,4 (lpg)	Resultado lodo 9,8 (lpg)	Resultado lodo 9,2 (lpg)
Densidad	Densidad del lodo	Lpg	Como se requiera	10,4	9,8	9,2
Reología	PV @ 120°F	cP	10-25	10,7	10,9	20,6
	YP @ 120°F	lb/100 ft ²	15-28	20	20	20
Geles	10seg/10min	lb/100 ft ²	Geles favorables	4/7	4/5	6/12
Filtrado API	Filtrado API	ml/30 min	< 5	4,9	5	5
MBT	MBT	lpg equivalente	< 8	5	5	6,25

Elaborado por: Herrera, 2020

La Tabla 2.7 presenta los valores obtenidos en las pruebas de laboratorio para los fluidos del campo B. En donde los valores de PV y YP son similares para los 3 fluidos. Como se mencionó anteriormente para lograr las propiedades requeridas en la zona productora se realizaron varias pruebas, en donde se constató que la adición de aditivos que actúan como controladores de filtrado hacían que la viscosidad aumente. Por esa razón se obtiene valores de PV altos en el campo B que en el A.

Tabla 2. 7 Resultados pruebas de laboratorio campo B

Prueba de laboratorio	Propiedades	Unidades	Valores esperados	Resultado lodo 9,4 (lpg)	Resultado lodo 9,2 (lpg)	Resultado lodo 9 (lpg)
Densidad	Densidad del lodo	Lpg	Como se requiera	9,4	9,2	9
Reología	PV @ 120°F	cP	10-25	19,5	20,6	22
	YP @ 120°F	lb/100 ft ²	15-28	24	20	23
Geles	10seg/10min	lb/100 ft ²	Geles favorables	7/12	6/12	5/10
Filtrado API	Filtrado API	ml/30 min	< 5	5	5	5
MBT	MBT	lpg equivalente	< 8	6,25	6,25	6,25

Elaborado por: Herrera, 2020

Los resultados alcanzados tanto en el campo A y B cumplieron con las propiedades que se necesitan para operar en la sección productora (sección 8 ½"). Para empezar con el análisis de sedimentación de barita, es necesario determinar los ECD de los fluidos de cada campo.

2.2.3 DETERMINACIÓN DEL ECD

Para establecer la densidad equivalente de circulación es importante establecer el comportamiento reológico al que se ajusta cada fluido para posteriormente calcular las pérdidas de presión por fricción en el anular. A continuación, se presenta el procedimiento que se empleó en la determinación del modelo reológico de cada fluido del campo A y B.

Determinación del modelo reológico de los fluidos formulados

Para establecer los modelos reológicos de los fluidos formulados se siguió el siguiente procedimiento.

1. Se colocó a los fluidos en el viscosímetro y se giró a velocidades de rotación de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 RPM. La Tabla 2.8 muestra los valores producidos en el viscosímetro para cada fluido formulado.

Tabla 2. 8 Lecturas en el viscosímetro de los fluidos formulados

RPM	Lecturas en el viscosímetro				
	Lodo 10,4 (lpg)	Lodo 9,8 (lpg)	Lodo 9,4 (lpg)	Lodo 9,2 (lpg)	Lodo 9 (lpg)
3	3	2,3	2,5	4	4
6	4	3	5	5,5	5
100	16	11,5	20	23	22
200	23,5	19	31	35	35
300	30,7	30,9	43,9	40,6	45
600	41,4	41,8	63,4	61,2	67

Elaborado por: Herrera, 2020

2. Se transformó las lecturas del viscosímetro y RPM a unidades de esfuerzo de corte (τ) y velocidad de corte (γ) respectivamente para ello se usó las Ec. 5 y 7

- Lectura del viscosímetro a esfuerzo de corte

$$\tau = 1,6078 * 41,4 = 66,56 \frac{lb}{100 ft^2}$$

- RPM a velocidad de corte

$$\gamma = 1,703 * 600 = 1021,8 (seg^{-1})$$

En el Anexo 5 se presentan los resultados de esfuerzo y velocidad de corte para cada fluido.

- Se realizó las gráficas en Excel de esfuerzo de corte versus velocidad de corte, para cada fluido de perforación formulado. En la Figura 2.8 se observa el comportamiento reológico producido por cada lodo.

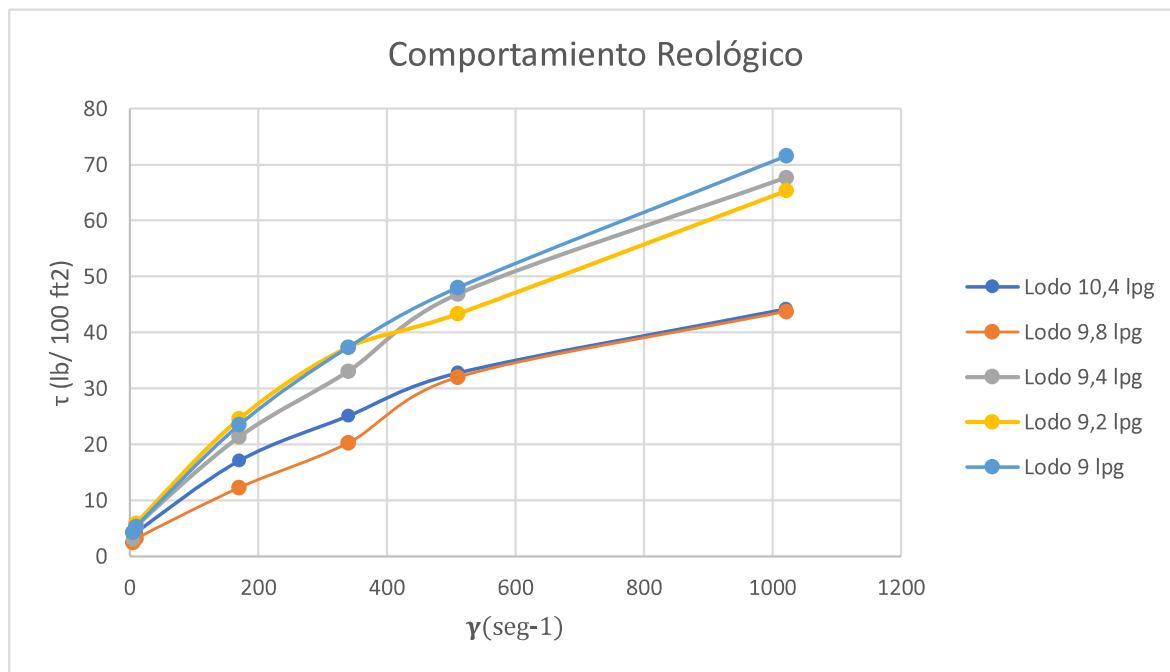


Figura 2. 8 Comportamiento reológico de los lodos formulados.

Elaborado por: Herrera, 2020

- Se analizó el comportamiento reológico de los fluidos contrastando las curvas de cada fluido con los modelos reológicos descritos en el Capítulo 1.
- Se determinó el modelo reológico según el análisis anterior.

Se pudo notar que la tendencia de las gráficas de esfuerzo de corte vs velocidad de corte de todos los fluidos se asemeja al comportamiento reológico de ley de potencia modificado o Herschel Bulkley. Por lo tanto, se procedió a calcular los parámetros de este modelo. A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo para el fluido 10,4 lpg utilizando las Ec. 4, 13 y 14 detalladas en el primer Capítulo.

$$\tau_0 = 2(3) - 2 = 2 \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right)$$

$$n = 3,32 \frac{\log(41,4 - 2)}{\log(30,7 - 2)} = 0,457$$

$$k = \frac{(41,4 - 2)}{1022^{0,456}} = 1,661 \left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2} \right)$$

La Tabla 2.9 expone los resultados de n , k y τ_0 del modelo de Herschel Bulkley para cada uno de los fluidos de perforación formulados.

Tabla 2. 9 Resultados de n , k y τ_0 del modelo Herschel Bulkley

Densidad (lpg)	n	$k \left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2} \right)$	$\tau_0 \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right)$
10,4	0,46	1,66	2,00
9,8	0,46	1,71	1,60
9,4	0,53	1,56	0,40
9,2	0,62	0,78	2,50
9	0,61	0,95	3,00

Elaborado por: Herrera, 2020

Con la determinación de los modelos reológicos de cada fluido, se puede calcular las pérdidas de presión por fricción en el anular. A continuación, se describe el procedimiento que se siguió para la obtención de este parámetro.

2.2.4 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN

Se recolecta los datos de geometría de los pozos y datos del fluido de perforación. La Tabla 2.10 presenta la geometría del pozo a utilizar para evaluar la sedimentación en el campo A y B, al igual que las propiedades del fluido de perforación de 10,4 lpg.

Tabla 2. 10 Datos del pozo y propiedades del fluido de perforación.

DATOS DEL POZO		DATOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN		
TVD (ft)	10100	Densidad del fluido	Lpg	10,4
Longitud DC (ft)	102,52		Lb/ft ³	77,9
Diámetro externo DC (in)	6,25	YP (lb/100 ft ²)		20
Diámetro interno DP (in)	4,276	PV (cP)		10,9
Diámetro interno CSG (in)	8,681	Q (gpm)	lpm	1438,5
			gpm	380
Longitud zapata CSG (ft)	8462	τ_0 (lb/100 ft ²)		2
TD (ft)	10708			
Diámetro del hoyo (in)	8,5			

Elaborado por: Herrera, 2020

Debido a que los resultados del modelo reológico tienden a que todos los fluidos cumplan con el modelo de Herschel Bulkley, a continuación, se presenta un ejemplo de cálculo para determinar las pérdidas de presión por fricción utilizando este modelo.

Aplicación modelo hidráulico de Herschel Bulkley

Con los datos de geometría del pozo y propiedades del fluido se procedió a evaluar las pérdidas para el fluido de 10,4 lpg utilizando las Ec. 24, 25, 26, 27 y 32 las cuales permiten calcular v_a , C_a , N_{re} y $\frac{d_p}{d_l}$, mientras que τ_0 , n , k ya fueron calculados en la determinación del modelo reológico.

$$\tau_0 = 2 \text{ lb} / 100 \text{ ft}^2$$

$$n = 0,457$$

$$k = 1,661 \text{ lb} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2$$

$$v_a = \frac{1438,5 * (0,035315) * 4 * 144}{60\pi * ((8,681)^2 + (5)^2)} = 3,082 \text{ ft/s}$$

$$C_a = 1 - \left(\frac{1}{0,457 + 1} \right) \frac{\frac{2}{100}}{\left\{ \frac{2}{100} + 1,66 \left\{ \left[\frac{2(2(0,457) + 1)}{0,457 \left(\frac{8,681 - 5}{2 * 12} \right)} \right] \left[\frac{1438,5 * 0,035315}{60} \right] \right\} \right\}^{0,457}}$$

$$C_a = 0,9995$$

$$N_{re} = \left(\frac{4 * (2(0,457) + 1)}{0,457} \right) \frac{77,9063 * 3,082^{(2-0,457)} (8,681 - 5/24)^{0,457}}{\frac{2}{100} \left[\frac{8,681 - 5}{24 * 3,082} \right]^{0,457} + 1,66 \left[\frac{2(2(0,457) + 1)}{0,457 * 0,9995} \right]^{0,457}}$$

$$N_{re} = 943,837$$

$$N_{re} < 2100$$

- Es flujo laminar

Gradiente de presión por flujo laminar

$$\frac{d_p}{d_l} \text{ laminar} = \frac{4 * 2,087 * 12}{14400(8,681 - 5)} \left(\frac{\frac{2}{100}}{1,66} + \left\{ \left[\frac{16 * (2(0,457) + 1) * 12}{0,457 * 0,9995 * (8,681 - 5)} \right] \left[\frac{1438,5 * 0,035315}{60} \right] \right\}^{0,457} \right)$$

$$\frac{d_p}{d_l} \text{ laminar} = 0,02642 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

La Tabla 2.11 presenta los valores finales de los parámetros del modelo de Herschel Bulkley para cada fluido, velocidad anular, número de Reynolds y gradiente de presión según la sección del espacio anular.

Tabla 2. 11 Resultados de parámetros del modelo hidráulico de Herschel Bulkley

ρ^{19} (lpg)	Espacio Anular (EA)	τ_0 $\left(\frac{lb}{100 ft^2}\right)$	n (-)	k $\left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2}\right)$	v_a $\left(\frac{ft}{s}\right)$	C_a (-)	N_{re} (-)	$\frac{dp}{dl}$ $\left(\frac{psi}{ft}\right)$
10,4	$EA_{(tr-tp)}$	2	0,457	1,661	3,082	0,999	943,837	0,0264
	$EA_{(hoyo-tp)}$				1,938	0,999	542,378	0,0127
	$EA_{(hoyo-dc)}$				2,471	0,999	676,726	0,0232
9,8	$EA_{(tr-tp)}$	1,6	0,456	1,705	3,082	0,999	883,909	0,0269
	$EA_{(hoyo-tp)}$				1,938	0,999	507,671	0,0130
	$EA_{(hoyo-dc)}$				2,471	0,999	633,656	0,0237
9,4	$EA_{(tr-tp)}$	0,4	0,649	0,693	3,082	0,999	481,969	0,0328
	$EA_{(hoyo-tp)}$				1,938	0,999	324,262	0,0135
	$EA_{(hoyo-dc)}$				2,471	0,999	361,877	0,0274
9,2	$EA_{(tr-tp)}$	2,5	0,623	0,782	3,082	0,999	494,595	0,0390
	$EA_{(hoyo-tp)}$				1,938	0,999	325,594	0,0140
	$EA_{(hoyo-dc)}$				2,471	0,999	369,016	0,0270
9	$EA_{(tr-tp)}$	3	0,607	0,951	3,082	0,999	464,924	0,0430
	$EA_{(hoyo-tp)}$				1,938	0,999	302,081	0,0150
	$EA_{(hoyo-dc)}$				2,471	0,999	345,554	0,0303

Elaborado por: Herrera, 2020

Con los resultados de la Tabla 2.11 y las Ec. 15, 32 y 33 se calculó las pérdidas parciales de presión (entre tubería revestimiento y tubería de perforación; hoyo y tubería de perforación; hoyo y drill collar), el total de pérdidas de presión en el espacio anular y el ECD.

$$\Delta P_{ea (tr-tp)} = 0,0264 \frac{psi}{ft} * 8462 ft = 223,616 psi$$

$$\Delta P_{ea (hoyo-tp)} = 0,0127 \frac{psi}{ft} * (10708 - 8462 - 102,52) pies = 27,330 psi$$

$$\Delta P_{ea (hoyo-dc)} = 0,0232 \frac{psi}{ft} * 102,52 pies = 2,383 psi$$

$$\Delta P_{ea total} = (253,331 + 27,330 + 2,383) psi = 283,044 psi$$

$$ECD = \frac{283,044 psi}{0,052 * 10100(ft)} + 10,4 (lpg) = 10,9 lpg$$

¹⁹ ρ =Densidad del fluido

La Tabla 2.12 expone los resultados finales de pérdidas de presión y sus respectivos ECD. Al analizar los valores de ECD obtenidos, se observa un incremento de 0,8 lpg para el lodo de menor densidad (9 lpg), lo cual representa un sobrebalance de presión de 420 psi. Este valor es el doble de lo recomendado que es aproximadamente de 200 psi (Benítez, 2017). Este sobrebalance excesivo podría crear pérdidas de circulación. Por lo tanto, se optó por aplicar el modelo hidráulico de Ley de potencia con el fin de lograr valores de ECD aceptables para todos los fluidos formulados.

Tabla 2. 12 Resultados pérdidas de presión por fricción utilizando el modelo de Herschel Bulkley y ECD.

ρ (lpg)	$\Delta P_{ea(tr-tp)}$ (psi)	$\Delta P_{ea(hoyo-tp)}$ (psi)	$\Delta P_{ea(hoyo-dc)}$ (psi)	$\Delta P_{ea total}$ (psi)	ECD (lpg)
10,4	223,616	27,330	2,383	253,331	10,9
9,8	228,341	27,925	2,434	258,702	10,3
9,4	278,518	29,068	2,833	310,243	10
9,2	332,980	29,110	2,795	364,885	9,9
9	371,605	32,801	3,121	407,527	9,8

Elaborado por: Herrera, 2020

La aplicación del modelo hidráulico de Ley de potencia para los fluidos estudiados se muestra a continuación.

Aplicación modelo hidráulico de Ley de potencia

De este modo, se presenta un ejemplo de cálculo para el fluido de 10,4 lpg utilizando la misma geometría del pozo y datos del fluido.

$$n = 3,32 * \log \frac{41,4}{30,7} = 0,431$$

$$k = \frac{30,7}{511^{0,431}} = 2,087 \frac{lb \cdot s^n}{ft^2}$$

$$\bar{v} = \frac{24,5 * 380}{8,681^2 - 5^2} = 184,869 \frac{ft}{min}$$

$$v_{c ann} = \left[\frac{38780(2,087)}{10,4} \right]^{\frac{1}{2-0,431}} \left[\frac{2,4}{8,681 - 5} * \frac{2(0,431) + 1}{3(0,431)} \right]^{\frac{0,431}{1-0,431}}$$

$$v_{c ann} = 287,97 \frac{ft}{min}$$

$$\bar{v} < v_{c ann} \quad \text{Es flujo laminar}$$

$$\Delta P_{ea tr-tp} = \left[\frac{2,4 * 184,8698}{8,681 - 5} * \frac{2(0,431) + 1}{3(0,431)} \right]^{0,431} * \frac{(2,087)(2143,48)}{300(8,681 - 5)}$$

$$\Delta P_{ea(tr-tp)} = 147,678 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{ea(tr-tp)} = 41,327 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{ea(tr-tp)} = 4,332 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{ea \text{ total}} = (147,678 + 41,327 + 4,332) \text{ psi} = 193,337 \text{ psi}$$

$$ECD = \frac{193,337 \text{ psi}}{0,052 * 10100(ft)} + 10,4 \text{ (lpg)} = 10,8 \text{ lpg}$$

La Tabla 2.13 muestra los resultados de pérdidas de presión y sus respectivos ECD para cada lodo. El aumento respecto a la densidad nominal resulto alrededor de 0,4 lpg para cada fluido, originando un sobrebalance de 210 psi un valor razonable dentro de lo recomendado. En consecuencia, se utilizaron estos valores de ECD para la evaluación de sedimentación de barita por efectos estáticos.

Tabla 2. 13 Resultados pérdidas de presión por fricción utilizando la ley de potencia y ECD.

ρ (lpg)	Espacio Anular (EA)	n	k	\bar{v}	$v_{c \text{ ann}}$	ΔP c/sección	ΔP total	ECD
		(-)	$\left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2}\right)$	$\left(\frac{ft}{min}\right)$	$\left(\frac{ft}{min}\right)$	psi	psi	lpg
10,4	$EA_{(tr-tp)}$	0,431	2,087	184,870	287,967	147,678	193,338	10,8
	$EA_{(hoyo-tp)}$			197,037	299,184	41,327		
	$EA_{(hoyo-dc)}$			280,527	418,187	4,332		
9,8	$EA_{(tr-tp)}$	0,431	2,041	184,870	298,356	147,561	193,223	10,2
	$EA_{(hoyo-tp)}$			197,037	310,197	41,315		
	$EA_{(hoyo-dc)}$			280,527	436,275	4,346		
9,4	$EA_{(tr-tp)}$	0,643	0,723	184,870	228,598	134,941	178,432	9,7
	$EA_{(hoyo-tp)}$			197,037	250,378	38,689		
	$EA_{(hoyo-dc)}$			280,527	555,818	4,801		
9,2	$EA_{(tr-tp)}$	0,591	1,013	184,870	274,929	149,598	197,315	9,6
	$EA_{(hoyo-tp)}$			197,037	295,771	42,639		
	$EA_{(hoyo-dc)}$			280,527	561,101	5,078		

		n	k	\bar{v}	$v_{c\ ann}$	ΔP c/sección	ΔP total	ECD
ρ (lpg)	Espacio Anular (EA)	(-)	$\left(\frac{lb \cdot s^n}{ft^2}\right)$	$\left(\frac{ft}{min}\right)$	$\left(\frac{ft}{min}\right)$	psi	psi	lpg
9	$EA_{(tr-tp)}$	0,573	1,255	184,870	314,006	170,883	225,197	9,4
	$EA_{(hoyo-tp)}$			197,037	336,071	48,607		
	$EA_{(hoyo-dc)}$			280,527	609,367	5,707		

Elaborado por: Herrera, 2020

Con todos los requerimientos necesarios para evaluar el asentamiento de barita a los fluidos formulados, se procedió a la aplicación de la prueba de sedimentación de barita por efectos dinámicos como primer punto.

2.3 PRUEBA DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES DINÁMICAS

Como se mencionó en el Capítulo 1, para desarrollar esta prueba se empleó el método del viscosímetro (VST), el mismo consiste en aplicar el esfuerzo de corte del viscosímetro a cualquier velocidad de rotación, de modo que se pueda representar la conducta del fluido dinámicamente. Para ello, es necesario contar con los equipos y materiales que permiten realizar dicha prueba.

Los equipos, materiales y procedimiento de esta prueba se presentan a continuación.

2.3.1 EQUIPOS Y MATERIALES

Equipos Necesarios

- Viscosímetro Ofite 900
- Balanza de mazar
- Cronómetro
- Jeringa de 10 ml

Materiales:

- Muestra de fluido dependiendo del volumen del vaso del viscosímetro.

2.3.2 PROCEDIMIENTO

- Calentar la muestra del fluido a 120 °F sugerido por la norma API 13B-1.
- Homogenizar la muestra a 600 RPM por 20 minutos.
- Extraer la primera muestra de fluido utilizando la jeringa de 10 ml del fondo del vaso del viscosímetro.

- Secar y pesar la jeringa en la balanza de mazar.
- Registrar el peso de la jeringa como densidad 1 (ρ_1) en gr/10 ml
- Devolver la muestra al vaso del viscosímetro.
- Girar la muestra de fluido a 100 RPM por 30 minutos.
- Mientras el fluido gira el tiempo establecido, limpiar y secar la jeringa de 10 ml.
- Obtener la segunda muestra de fluido del fondo del vaso utilizando la jeringa de 10 ml.
- Pesar la muestra y registrar el peso como densidad 2 (ρ_2) en gr/10 ml.
- Regresar la muestra extraída al vaso del viscosímetro.
- Girar nuevamente la muestra de fluido a 600 RPM por 20 minutos.
- Lavar y secar la jeringa de 10 ml mientras se cumple el tiempo establecido.
- Extraer una tercera muestra de fluido del fondo del vaso con ayuda de la jeringa de 10 ml.
- Pesar en la balanza de mazar y anotar el peso resultante como densidad 3 (ρ_3) en gr/10ml.
- Calcular la diferencia de sedimentación de barita a través de la Ec. 39

$$\Delta MW \left(\frac{gr}{10 ml} \right) = \rho_2 - \rho_1 \quad \text{Ec. 39}$$

- Transformar la diferencia de sedimentación a libras por galón (lpg) mediante la Ec. 40

$$\Delta MW (lpg) = \Delta MW \left(\frac{gr}{10 ml} \right) * \frac{8,34}{10} \quad \text{Ec.40}$$

- Calcular el porcentaje de sedimentación de barita con la Ec. 41

$$\% \text{ Asentamiento} = \frac{\Delta MW}{\rho_1} * 100 \quad \text{Ec.41}$$

- Obtener el porcentaje de re-suspensión de barita usando la Ec. 42

$$\% \text{ re - suspensión barita} = \frac{\rho_2 - \rho_3 \left(\frac{gr}{10 ml} \right)}{\Delta MW \left(\frac{gr}{10 ml} \right)} * 100 \quad \text{Ec.42}$$

2.3.3 RESULTADOS SEDIMENTACIÓN DINÁMICA

El método del viscosímetro se aplicó a los fluidos escogidos de los campos A y B, la Tabla 2.14 presenta los resultados de esta prueba. Se observan los resultados de 5 fluidos de 6 en total, debido a que el fluido de 9,2 lpg tiene la misma composición y es un lodo en común entre el campo A y B.

Tabla 2. 14 Densidades obtenidas de la prueba de sedimentación dinámica

	ρ_1 a 600 RPM por 20 minutos	ρ_2 a 100 RPM por 30 minutos	ρ_3 a 600 RPM por 20 minutos
Densidad(lpg)	ρ_1 ($\frac{gr}{10 ml}$)	ρ_2 ($\frac{gr}{10 ml}$)	ρ_3 ($\frac{gr}{10 ml}$)
10,4	12,91	13,56	13,03
	12,55	13,57	12,86
	12,75	13,45	12,92
9,8	12,19	12,94	12,25
	12,1	12,63	12,17
	12,21	12,93	12,15
9,4	11,81	12,05	11,72
	11,58	11,91	11,75
	11,64	11,95	11,78
9,2	10,94	11,46	11,52
	11,57	11,67	11,6
	11,48	11,55	11,26
9	11,07	11,32	11,22
	11,04	11,31	11,15
	11,03	11,31	11,17

Elaborado por: Herrera, 2020

Se aplicó la prueba de VST tres veces a cada fluido, posterior se realizó un promedio de las densidades logradas según su velocidad de rotación. La Tabla 2.15 expone las densidades promedio a diversas velocidades de rotación para cada fluido, además de la diferencia de densidad (ΔMW) la cual corresponde a la cantidad de barita sedimentada. Asimismo, el porcentaje de asentamiento y de re-suspensión barita (BPU) cuando el fluido entra en circulación nuevamente.

Tabla 2. 15 Resultados de sedimentación de barita por condiciones dinámicas

ρ (lpg)	Promedio ρ_1 ($\frac{gr}{10ml}$)	Promedio ρ_2 ($\frac{gr}{10ml}$)	Promedio ρ_3 ($\frac{gr}{10ml}$)	ΔMW (gr/10ml)	ΔMW (lpg)	% barita asentada	% BPU
10,4	12,737	13,527	12,937	0,790	0,659	6,20	74,7
9,8	12,167	12,833	12,190	0,667	0,556	5,48	96,5
9,4	11,677	11,970	11,750	0,293	0,245	2,51	75
9,2	11,330	11,560	11,460	0,230	0,192	2,03	43,5
9	11,047	11,313	11,180	0,267	0,223	2,41	50

Elaborado por: Herrera, 2020

Los resultados de sedimentación dinámica serán analizados en el Capítulo 3. Los resultados de la prueba de sedimentación estática se muestran en el siguiente punto.

2.4 PRUEBA DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES ESTÁTICAS

Luego de haber calculado el ECD y los tiempos planos en donde los pozos se encuentran inactivos, a continuación, se describe el procedimiento de la prueba de sedimentación de barita por efectos estáticos.

2.4.1 PROCEDIMIENTO

El proceso para efectuar la prueba de sedimentación por condiciones estáticas es el siguiente:

1. Preparar el fluido de perforación formulado con el valor de ECD calculado (por cada fluido elaborar un volumen de 1400 ml).
2. Colocar el fluido elaborado en el tubo transparente a escala (100 cm) hasta llenarlo completamente.
3. Reposar el fluido según los tiempos escogidos.
4. Recolectar la muestra del fluido (cantidad de fluido total de cada sección) empezando desde la primera válvula ubicada en la parte superior del tubo.
5. Pesar la muestra de fluido con la balanza de lodos presurizada.
6. Repetir los pasos 4 y 5 para las demás válvulas.
7. Calcular la diferencia de densidad (ΔMW) el cual representa la sedimentación de barita, entre el peso del lodo de la porción inferior del tubo (4ta válvula) y el peso de lodo inicial. A través de la Ec. 42.

$$\Delta MW (lpg) = \rho_{fondo} - \rho_{inicial} \quad \text{Ec.42}$$

8. Obtener el porcentaje de sedimentación de barita por efectos estáticos con la Ec. 43.

$$\% \text{ Asentamiento} = \frac{\Delta MW}{\rho_{inicial}} * 100 \quad \text{Ec.43}$$

9. Obtener el factor de asentamiento para evaluar el potencial de sedimentación de barita por condiciones estáticas para ello aplicar la Ec. 35 del Capítulo 1.

2.4.2 RESULTADOS SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA

La Tabla 2.16 presenta los valores de densidad obtenidos según las válvulas de descarga del tubo que se construyó para la realización de esta prueba. Las medidas fueron tomadas de manera descendente es decir desde la 1ra válvula ubicada en la parte superior hasta la última válvula (4ta en posición) localizada en el fondo del tubo, la toma de muestras se debe realizar estrictamente en este orden con el fin de evaluar los cambios de los pesos de los fluidos según las válvulas ubicadas a diferentes profundidades del tubo

Tabla 2. 16 Densidades obtenidas en prueba de sedimentación estática para los fluidos del campo A.

CAMPO A						
Actividad	TP ²⁰ (horas)	ECD (lpg)	ρ_1^{21} (lpg)	ρ_2^{22} (lpg)	ρ_3^{23} (lpg)	ρ_4^{24} (lpg)
NPT	22	10,8	10,31	10,62	10,91	11,31
		10,2	9,8	9,88	10,18	10,93
		9,6	9,46	9,49	9,58	9,86
	11,5	10,8	10,48	10,81	10,92	11
		10,2	9,93	10,04	10,12	10,69
		9,6	9,5	9,53	9,61	9,77
	4,5	10,8	10,7	10,78	10,83	10,88
		10,2	10	10,09	10,13	10,47
		9,6	9,58	9,6	9,61	9,6
LOGGING	19,5	10,8	10,25	10,74	11	11,21
		10,2	9,82	9,9	10,15	10,9
		9,6	9,47	9,49	9,58	9,85
	14,5	10,8	10,38	10,82	10,9	11,1
		10,2	9,9	10,03	10,15	10,72
		9,6	9,48	9,52	9,6	9,81
	7	10,8	10,65	10,68	10,92	10,95
		10,2	9,97	10,06	10,1	10,66
		9,6	9,54	9,57	9,63	9,67
BAJAR LINER/TR	9,5	10,8	10,34	10,7	10,9	11,26
		10,2	9,94	10,06	10,11	10,67
		9,6	9,52	9,55	9,62	9,71
	6,5	10,8	10,7	10,79	10,85	10,9
		10,2	9,98	10,08	10,11	10,63
		9,6	9,56	9,56	9,62	9,66
	2,5	10,8	10,74	10,78	10,85	10,87
		10,2	10,11	10,11	10,15	10,4
		9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Elaborado por: Herrera, 2020

La Tabla 2.17 expone las densidades generadas en las diferentes válvulas a lo largo del tubo de prueba. En el cual, se siguió el mismo procedimiento para la recepción de muestras de fluido.

²⁰ TP: Tiempo plano

²¹ ρ_1 : Densidad medida en la válvula 1 ubicada a 25 cm de profundidad del tubo de prueba

²² ρ_2 : Densidad medida en la válvula 2 ubicada a 50 cm de profundidad del tubo de prueba

²³ ρ_3 : Densidad medida en la válvula 3 ubicada a 75 cm de profundidad del tubo de prueba

²⁴ ρ_4 : Densidad medida en la válvula 4 ubicada a 100 cm de profundidad del tubo de prueba

Tabla 2. 17 Densidades obtenidas en prueba de sedimentación estática para los fluidos del campo B.

CAMPO B						
Actividad	TP (horas)	ECD (lpg)	ρ_1 (lpg)	ρ_2 (lpg)	ρ_3 (lpg)	ρ_4 (lpg)
NPT	12	9,7	9,55	9,55	9,78	9,92
		9,6	9,48	9,54	9,62	9,76
		9,4	9,35	9,36	9,39	9,51
	7,5	9,7	9,6	9,6	9,76	9,84
		9,6	9,52	9,57	9,63	9,68
		9,4	9,36	9,37	9,38	9,5
	3	9,7	9,68	9,68	9,7	9,7
		9,6	9,59	9,6	9,6	9,6
		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
LOGGING	20	9,7	9,53	9,56	9,69	10,02
		9,6	9,47	9,49	9,59	9,85
		9,4	9,18	9,36	9,38	9,65
	10,5	9,7	9,59	9,58	9,75	9,88
		9,6	9,53	9,54	9,61	9,72
		9,4	9,36	9,36	9,39	9,49
	6,5	9,7	9,61	9,62	9,77	9,8
		9,6	9,56	9,56	9,62	9,66
		9,4	9,36	9,37	9,37	9,49
BAJAR LINER/TR	12,5	9,7	9,55	9,56	9,76	9,93
		9,6	9,48	9,54	9,62	9,76
		9,4	9,35	9,35	9,39	9,51
	9,5	9,7	9,6	9,59	9,74	9,87
		9,6	9,52	9,55	9,62	9,71
		9,4	9,36	9,36	9,37	9,51
	3	9,7	9,68	9,68	9,7	9,7
		9,6	9,59	9,6	9,6	9,6
		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4

Elaborado por: Herrera, 2020

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se analiza los valores obtenidos en las pruebas de sedimentación de barita por efectos dinámicos y estáticos realizadas en el capítulo anterior. Se utilizaron 6 fluidos de perforación con diferentes pesos de dos campos (A y B) del oriente ecuatoriano.

3.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES DINÁMICAS

En esta sección se analizan los resultados obtenidos de sedimentación de barita por efectos dinámicos tanto para los fluidos del campo A como para los lodos del campo B. A continuación, la interpretación de resultados.

3.1.1 SEDIMENTACIÓN DINÁMICA CAMPO A

Los resultados de sedimentación de los fluidos del campo A, se observan en la Figura 3.1, donde se muestra el comportamiento de asentamiento de barita para los fluidos de 10,4; 9,8 y 9,2 lpg. Los tiempos ilustrados en la figura mencionada de 0, 20, 50 y 70 minutos, son los valores en que se tomó y peso las muestras de fluido.

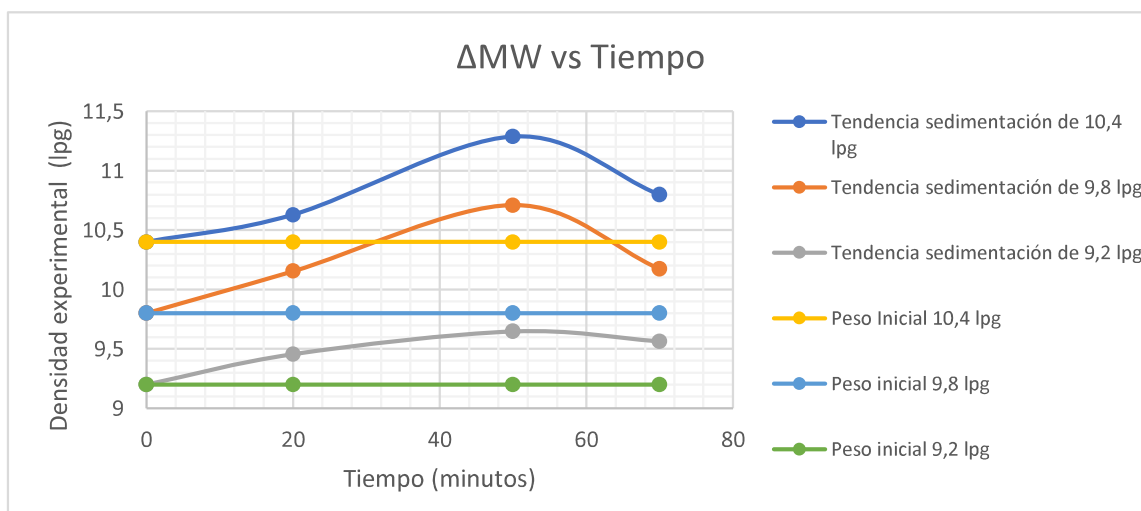


Figura 3. 1 Comportamiento de los fluidos del campo A durante la ejecución de la prueba del viscosímetro.

Elaborado por: Herrera, 2020

Entre 0 a 20 minutos la tendencia de los 3 fluidos es a incrementar relativamente su peso, siendo el lodo de 9,8 lpg el que presenta un aumento representativo de 0,35 lpg respecto a su peso inicial. Estos cambios de densidades en los fluidos se deben a que la barita empieza a sedimentarse de manera paulatina incluso a una velocidad de rotación alta (600 RPM) además, que se giró a dicha velocidad con el fin de homogenizar las muestras de fluido.

Por otra parte, para el tiempo transcurrido de 20 a 50 minutos, se observa el mismo comportamiento de incremento de los pesos de los fluidos, donde el cambio más visible es de 0,66 lpg perteneciente al lodo de 10,4 lpg. La razón principal se debe a la reducción de las RPM en el viscosímetro donde la sedimentación dinámica es más sensible a bajas velocidades de rotación (≤ 100 RPM).

Finalmente, en el tiempo desarrollado entre 50 a 70 minutos, el asentamiento dinámico para los 3 fluidos sufre una disminución debido al grado de turbulencia al subir las RPM de 100 a 600 que causa que parte de la cantidad de barita asentada se suspensa nuevamente.

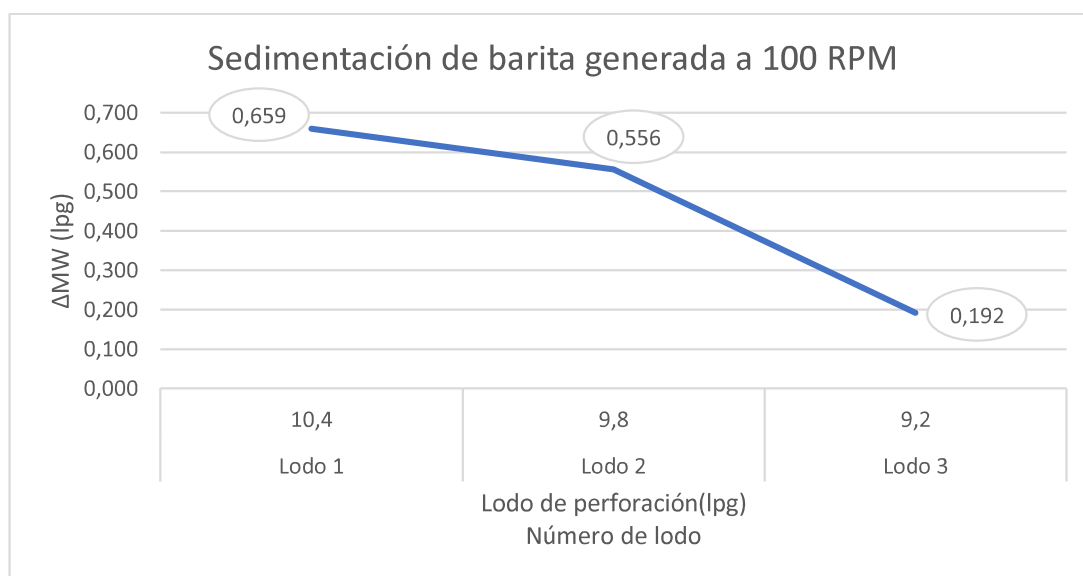


Figura 3. 2 Sedimentación de barita de los fluidos del campo A generada a 100 RPM

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.2 expone los valores de ΔMW para los fluidos de perforación de 10,4; 9,8 y 9,2 lpg cuando se rota a 100 RPM. Según (MI-Swaco, 2015), una diferencia en el peso del lodo (ΔMW) menor o igual a 1 lpg es señal que existe bajo potencial de asentamiento de barita. De manera general se puede observar que los 3 fluidos de perforación poseen una diferencia de sedimentación menor al valor referencial ya mencionado. Siendo el lodo 3 el que presenta la menor $\Delta MW=0.192$ lpg de la terna de fluidos del campo A.

Al observar que los 3 fluidos del campo A presentan un bajo potencial de asentamiento, también se puede aseverar que las propiedades reológicas de los fluidos seleccionados y diseñados son correctas.

La Figura 3.3 revela los porcentajes de barita asentada después de haber girado las muestras de fluido a 100 RPM por 30 minutos. Según los resultados el lodo que tiene el mayor porcentaje de barita sedimentada es el lodo 1 con 6,20 %, mientras que el lodo 3 presenta un porcentaje de 2,03 % siendo el fluido con el menor grado de sedimentación.

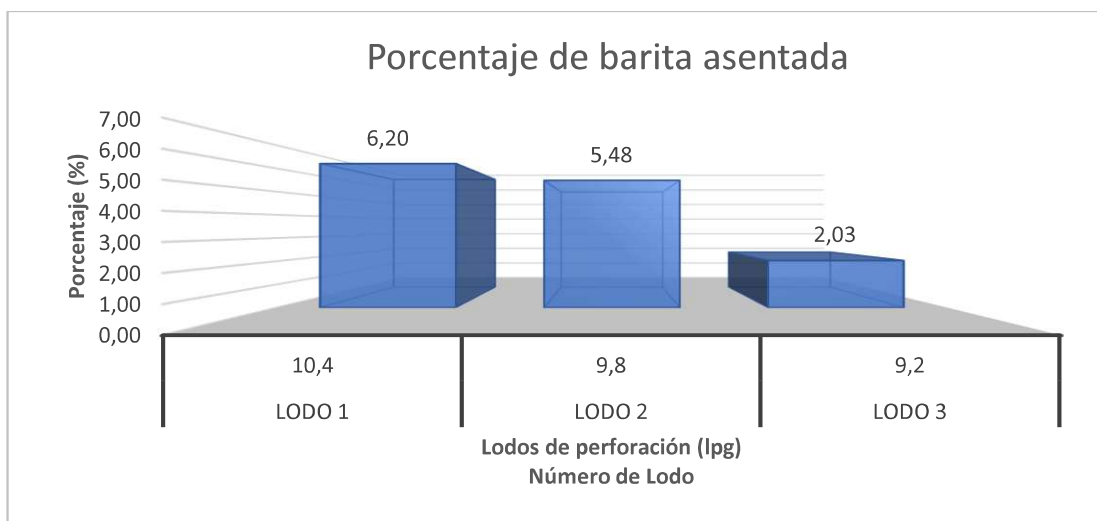


Figura 3. 3 Porcentaje de barita asentada de los fluidos del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.4 expone el porcentaje de re-suspensión de la barita de los fluidos del campo A. Se puede notar que el lodo 2 presenta el mayor porcentaje de re-suspensión (96,5%) de barita al iniciar de nuevo la circulación con una velocidad de cizallamiento de 600 RPM. Mientras que el lodo 3 presenta el menor porcentaje de re-suspensión (43,5 %). El alto porcentaje del lodo 2 puede verse influenciada por la reología, donde la viscosidad se convierte en el parámetro reológico dominante debido al aumento de la velocidad de rotación de 600 RPM.

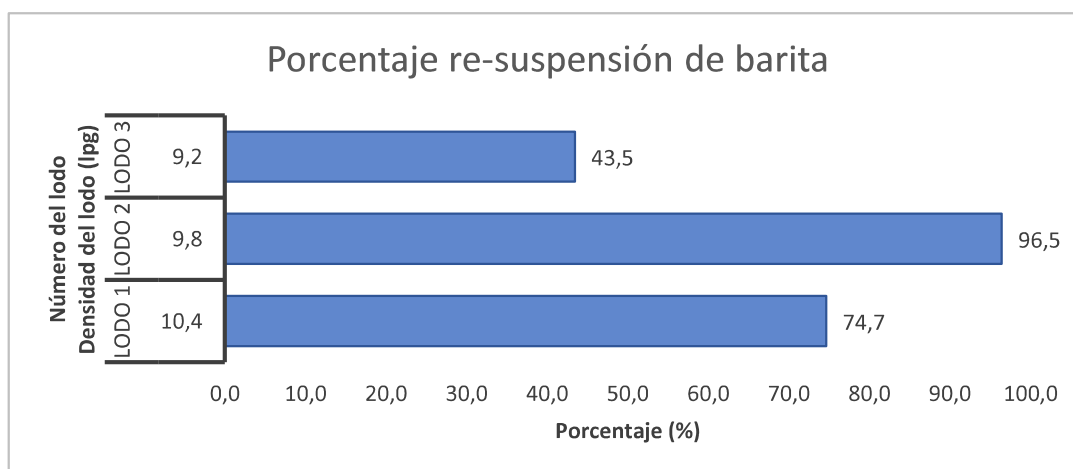


Figura 3. 4 Re-suspensión de barita de los fluidos del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

3.1.2 SEDIMENTACIÓN DINÁMICA CAMPO B

La Figura 3.5 expone el comportamiento de asentamiento de barita para los fluidos del campo B. La tendencia de asentamiento del sistema de fluidos del campo B es similar a la de los fluidos del campo A.

Al iniciar la prueba durante los primeros 20 minutos se observa un aumento en el peso de los 3 fluidos, siendo el incremento más evidente de 0,345 lpg perteneciente al lodo de 9,4 lpg. Este comportamiento se debe a que la sedimentación de barita lentamente aparece a pesar de estar bajo la acción de una velocidad de cizallamiento alta (600 RPM).

En tanto que, al finalizar los 20 minutos se reduce las rotaciones del viscosímetro de 600 a 100 RPM durante 30 minutos, donde la tendencia de incremento de peso se mantiene para los 3 fluidos, siendo el fluido de 9,4 lpg el que presenta la mayor variación de densidad con un valor de 0,245 lpg.

Por último, para el intervalo de tiempo de 50 a 70 minutos, se cambió las RPM de 100 a 600, donde los pesos de los fluidos sufren una caída dinámica, siendo el cambio más notorio de 0,18 lpg correspondiente al fluido de 9,4 lpg. De la misma manera, que en los fluidos del campo A, la sedimentación de barita es relevante a velocidades de rotación ≤ 100 RPM.

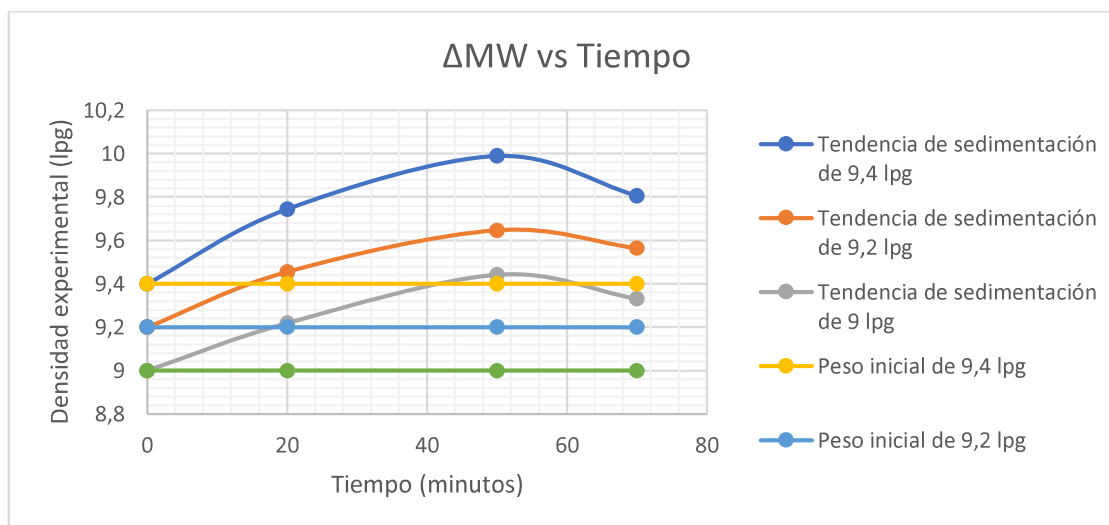


Figura 3. 5 Comportamiento de los fluidos del campo B durante la ejecución de la prueba del viscosímetro.

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.6 muestra el comportamiento de asentamiento de la barita en los fluidos del campo B cuando es girado a 100 RPM. Se visualiza que el lodo 4 posee la mayor diferencia de densidad $\Delta MW = 0,245$ lpg, mientras tanto el lodo 5 presenta la menor $\Delta MW = 0,192$ lpg. Los 3 fluidos muestran una diferencia de densidad menor a 1 lpg, lo cual es una señal de bajo potencial de sedimentación de barita. El lodo 6 siendo el fluido de menor densidad presentó una diferencia de densidad

mayor (0,223 lpg) al lodo 5, debido a las propiedades reológicas correspondientes al lodo 5 ($VP = 20,6$ Cp y $YP = 20$ lb/100 ft²), donde la relación de PV/YP según (Basfar et al., 2019) hace que el fluido mantenga una relativa estabilidad reduciendo la sedimentación de partículas de barita.

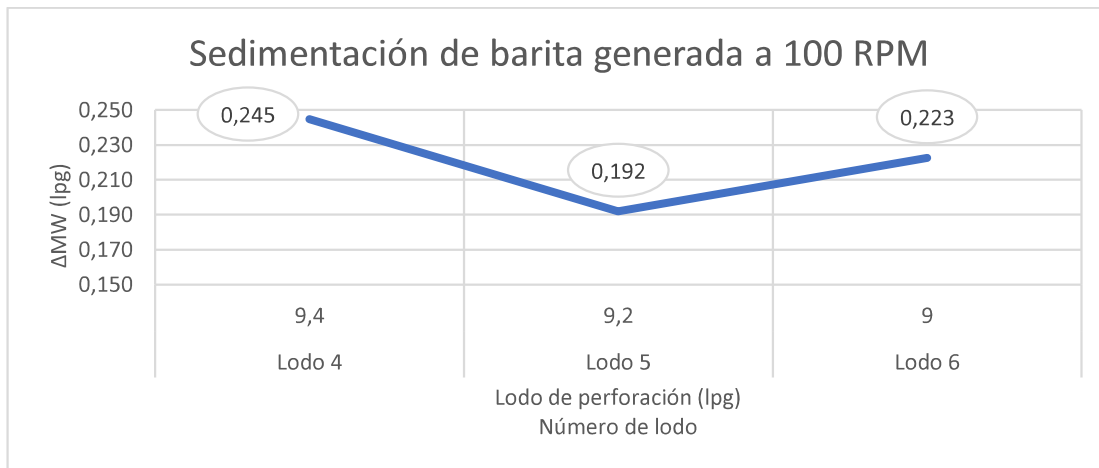


Figura 3. 6 Sedimentación de barita de los fluidos del campo B generada a 100 RPM

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.7 muestra el porcentaje de asentamiento de barita de los fluidos del campo B. El lodo 4 presenta el mayor porcentaje de asentamiento (2,51%), en tanto, el lodo 5 tiene el porcentaje más bajo (2,03%) de los 3 fluidos. Los porcentajes de barita sedimentada son bajos y parecidos, ya que los pesos de los fluidos del campo B tienen una variación de 0,2 lpg entre sí. Además, que las propiedades de dichos fluidos presentan un correcto funcionamiento.

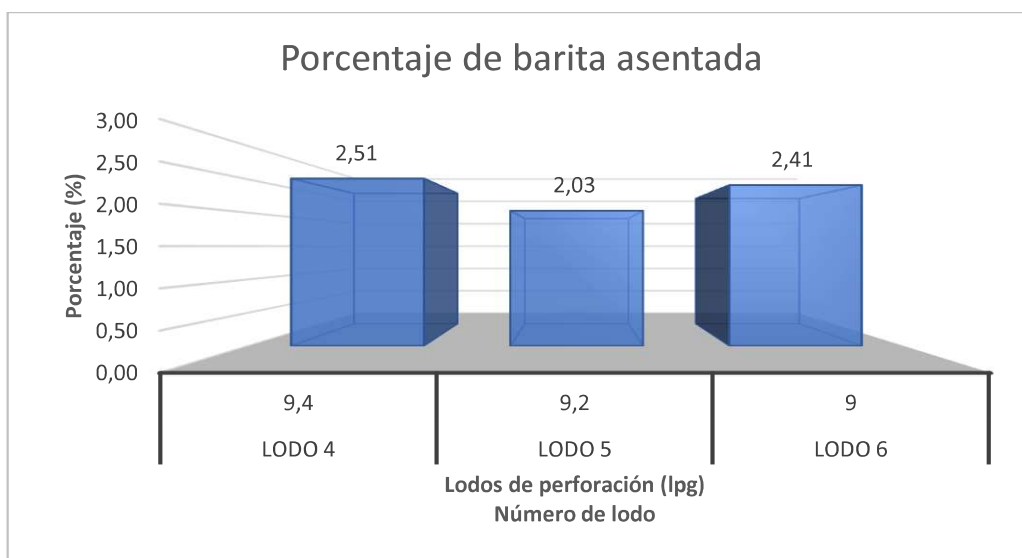


Figura 3. 7 Porcentaje de barita asentada de los fluidos del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.8 exhibe los valores de re-suspensión de barita de los fluidos del campo B. Donde, el lodo 4 presenta el porcentaje de re-suspensión de sólidos más alto (75%) debido a la buena interacción de las propiedades reológicas del fluido con la velocidad de cizallamiento de 600 RPM. Mientras, los lodos 5 y 6 muestran porcentajes intermedios de re-suspensión de 43,5 y 50 % respectivamente.

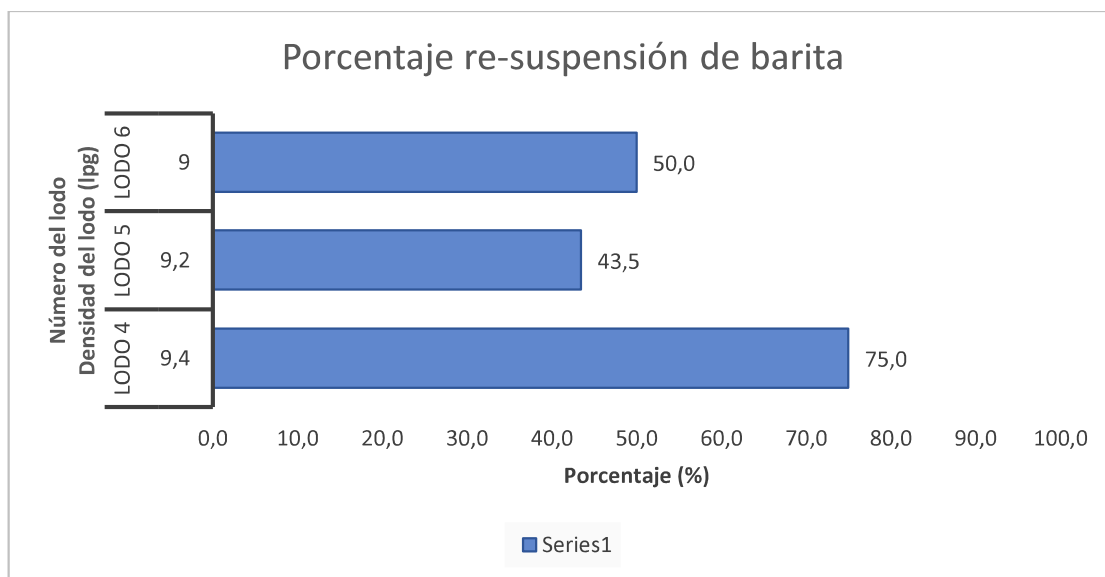


Figura 3. 8 Re-suspensión de barita de los fluidos del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

El asentamiento dinámico de los fluidos de perforación base agua de densidades intermedias del campo A y B presentaron valores de sedimentación aceptables los cuales dentro de los procesos de perforación no ocasionarían problemas operativos. Por otra parte, los porcentajes de re-suspensión de barita dependen directamente de parámetros reológicos como la viscosidad y esfuerzo correspondiente al punto de cedencia.

3.2 INTERPRETACIÓN RESULTADOS DE SEDIMENTACIÓN DE BARITA POR CONDICIONES ESTÁTICAS

El análisis de los resultados de sedimentación de barita por efectos estáticos de los lodos de perforación de los campos A y B se muestran a continuación.

3.2.1 SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA CAMPO A

Los resultados de los fluidos del campo A se muestran en la Tabla 3.1, la misma contiene los valores de densidades obtenidas a diferentes profundidades (100, 75, 50 y 25 cm) del tubo, así también el factor de asentamiento (sag factor), la diferencia de densidad (ΔMW), y el porcentaje de sedimentación de barita para cada uno de los lodos que conforman dicho campo.

Tabla 3. 1 Resultados de sedimentación de barita por condiciones estáticas fluidos campos A

Actividad	TP (horas)	ECD (lpg)	ρ_1 (lpg)	ρ_2 (lpg)	ρ_3 (lpg)	ρ_4 (lpg)	SAG FACTOR (-)	ΔMW (lpg)	% Sed ²⁵
NPT	22	10,8	10,31	10,62	10,91	11,31	0,52	0,51	4,95
		10,2	9,8	9,88	10,18	10,93	0,53	0,73	7,45
		9,6	9,46	9,49	9,58	9,86	0,51	0,26	2,75
	11,5	10,8	10,48	10,81	10,92	11	0,51	0,2	1,91
		10,2	9,93	10,04	10,12	10,69	0,52	0,49	4,93
		9,6	9,5	9,53	9,61	9,77	0,51	0,17	1,79
	4,5	10,8	10,7	10,78	10,83	10,88	0,50	0,08	0,75
		10,2	10	10,09	10,13	10,47	0,51	0,27	2,70
		9,6	9,58	9,6	9,61	9,6	0,50	0	0,00
LOGGING	19,5	10,8	10,25	10,74	11	11,21	0,52	0,41	4,00
		10,2	9,82	9,9	10,15	10,9	0,53	0,7	7,13
		9,6	9,47	9,49	9,58	9,85	0,51	0,25	2,64
	14,5	10,8	10,38	10,82	10,9	11,1	0,52	0,3	2,89
		10,2	9,9	10,03	10,15	10,72	0,52	0,52	5,25
		9,6	9,48	9,52	9,6	9,81	0,51	0,21	2,22
	7	10,8	10,65	10,68	10,92	10,95	0,51	0,15	1,41
		10,2	9,97	10,06	10,1	10,66	0,52	0,46	4,61
		9,6	9,54	9,57	9,63	9,67	0,50	0,07	0,73
BAJAR LINER/TR	9,5	10,8	10,34	10,7	10,9	11,26	0,52	0,46	4,45
		10,2	9,94	10,06	10,11	10,67	0,52	0,47	4,73
		9,6	9,52	9,55	9,62	9,71	0,50	0,11	1,16
	6,5	10,8	10,7	10,79	10,85	10,9	0,50	0,1	0,93
		10,2	9,98	10,08	10,11	10,63	0,52	0,43	4,31
		9,6	9,56	9,56	9,62	9,66	0,50	0,06	0,63
	2,5	10,8	10,74	10,78	10,85	10,87	0,50	0,07	0,65
		10,2	10,11	10,11	10,15	10,4	0,51	0,2	1,98
		9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	0,5	0	0

Elaborado por: Herrera, 2020

En general se observa que en la prueba de sedimentación estática los fluidos evaluados del campo A y B cambian su densidad según la profundidad, donde la sedimentación de barita se da en el fondo del tubo (100 cm de profundidad) debido a factores como el tiempo y la gravedad, dicha variación genera una modificación en la distribución de presiones hidrostáticas. En condiciones de pozo, este desbalance de presiones podría originar el influjo de fluidos de la formación. Así también, un influjo reduce la fuerza de flotación del lodo que rodea a la sarta de perforación lo que se evidencia en el aumento del peso de la sarta en superficie (WildWell, s/f). Dichos problemas son ocasionados por la variación de presiones a lo largo de la columna de fluido producto de la sedimentación de barita.

²⁵ %Sed: Porcentaje de sedimentación de barita por efectos estáticos.

En la Figura 3.9 se muestra las variaciones de densidad de los fluidos del campo A según los tiempos planos generados por NPT, donde las máximas densidades se originaron en la profundidad de 100 cm del tubo para un tiempo estático de 22 horas siendo los resultados de 11,31; 10,93 y 9,86 lpg pertenecientes a los lodos de 10,8; 10,2 y 9,6 lpg respectivamente.

Para el tiempo estático de 11,5 horas, se observa que la máxima densidad se produce en el fondo del tubo, para el lodo de 10,8 lpg se obtuvo una densidad de 11 lpg, mientras para el fluido de 10,2 se produjo una densidad de 10,69, en tanto que para el fluido de 9,6 lpg se originó una densidad de 9,69 lpg.

Finalmente, en el tiempo de 4,5 horas se observa, que los fluidos de 10,8 y 9,6 presentan una variación en fondo de 0,08 y 0 lpg respectivamente, valores casi despreciables debido al bajo tiempo de evaluación y a la rápida generación de sus geles. Mientras, el fluido de 10,2 lpg expone un aumento en su peso en la zona inferior del tubo de 0,27 lpg.

De manera general a tiempos alargados y con fluidos pesados la densidad aumenta en el fondo del tubo mientras que en tiempos cortos y con fluidos ligeros la densidad no evidencia cambios considerables. Es por eso que en tiempos de 22 y 11,5 horas las variaciones de densidades en fondo son mayores respecto al tiempo de 4,5 horas.

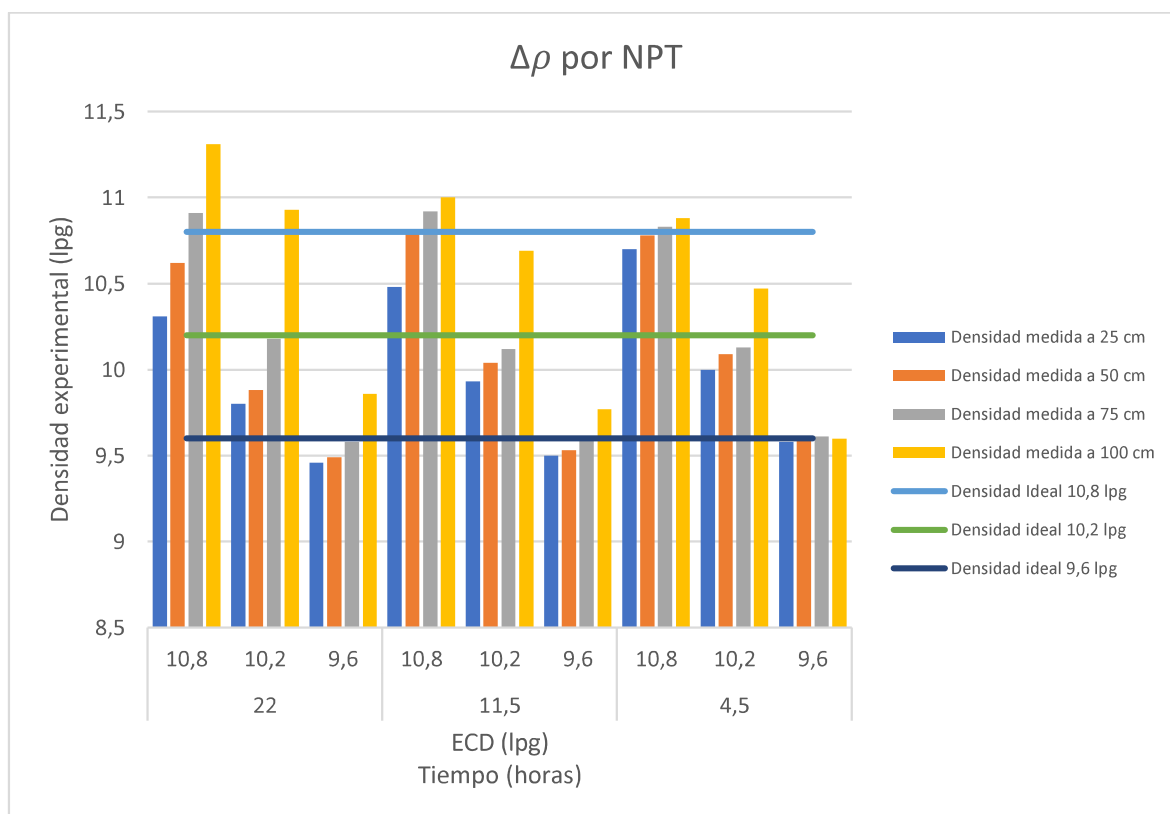


Figura 3. 9 Variaciones de densidad por tiempos planos de NPT para fluidos del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.10 se observan los porcentajes de barita asentada según los tiempos de evaluación de NPT, en donde el lodo de 10,2 lpg presenta el porcentaje de asentamiento más alto (7,45 %) debido principalmente a su rendimiento de sus geles siendo sus valores de 4/5 lb/100 ft² para 10 segundos y 10 minutos respectivamente. Mientras que el lodo de 9,6 lpg para el tiempo de 4,5 horas no presentó asentamiento de barita (0%), a causa del tiempo de evaluación el cual es bajo como también al buen desempeño de sus geles.

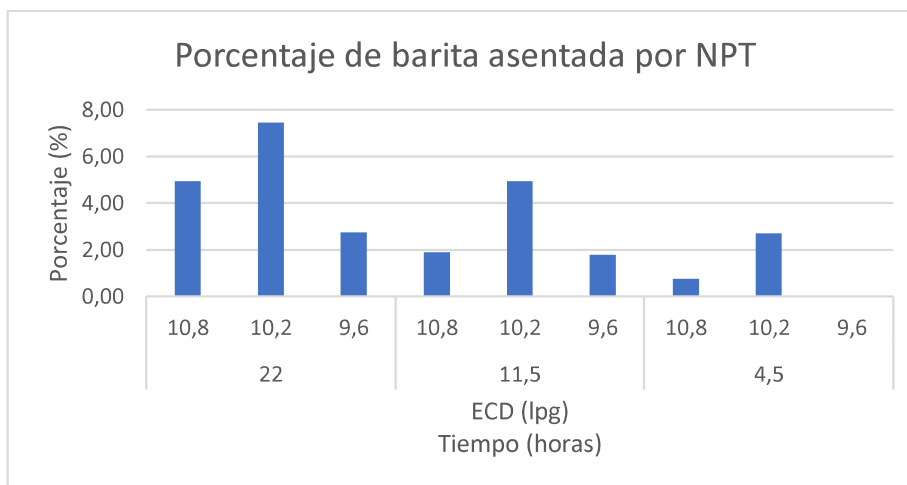


Figura 3. 10 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de NPT del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.11 se visualiza las variaciones de densidad por los tiempos estáticos producidos por la actividad de logging, en donde en tiempos largos se registró mayor concentración de partículas de barita en el fondo del tubo, el mismo comportamiento se evidencia en tiempos de NPT.

Es así que para el tiempo de 19,5 horas se obtuvo las mayores densidades en el fondo siendo los pesos resultantes de 11,21; 10,9 y 9,85 lpg correspondientes a los fluidos de 10,8; 10,2 y 9,6 lpg.

En el tiempo medio de 14,5 horas, el cambio de densidad es similar al de 19,5 horas, pero en menor proporción, donde la variación más notable de densidad se registra en la parte inferior del tubo con un valor de 11,1 lpg para el fluido más pesado (10,8 lpg), y así sucesivamente para los demás lodos evaluados en el tiempo ya mencionado.

Por último, para el tiempo de 7 horas se observa que la diferencia de densidad en el fondo para los fluidos de 10,8 y 10,2 lpg es de 10,95 y 10,66 lpg respectivamente, mientras para el lodo de 9,6 lpg el peso en la sección inferior cambió a de 9,67 lpg, este valor es debido a el buen funcionamiento de sus geles (5/10 lb/100 ft² para 10 segundos y 10 minutos respectivamente).

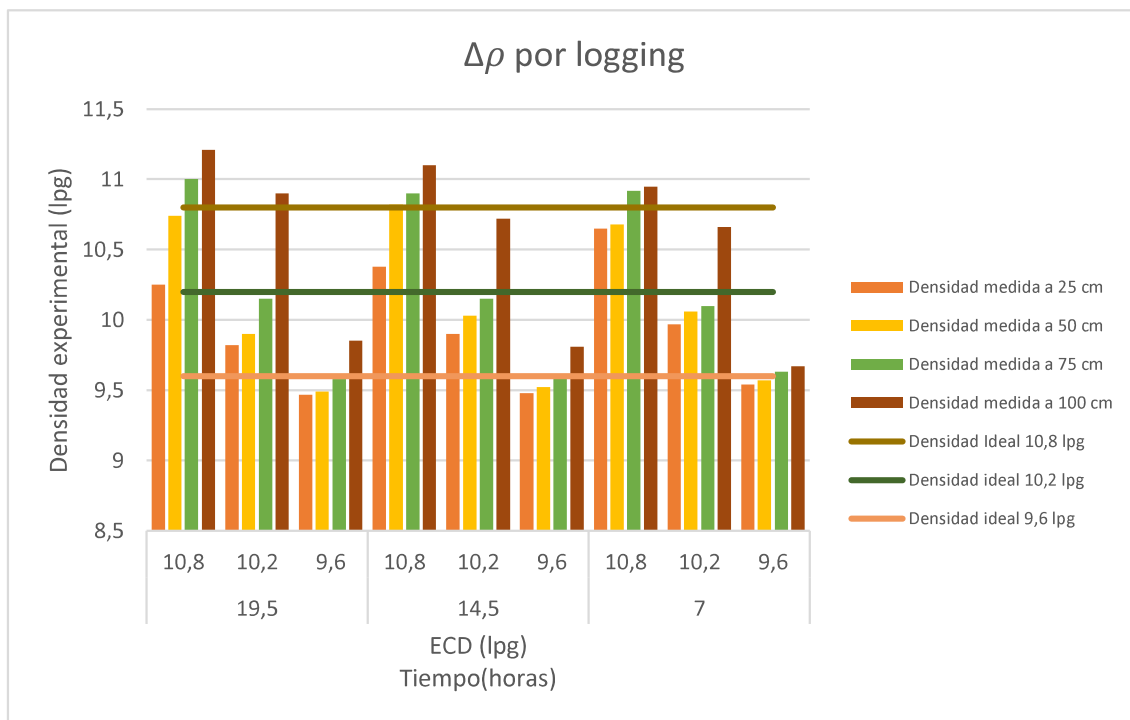


Figura 3. 11 Variaciones de densidad por tiempos planos de logging para fluidos del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.12 se notan los porcentajes de sedimentación de barita por efectos estáticos para la actividad de logging del campo A, donde el porcentaje más relevante (7,13 %) se produjo en el tiempo de 19,5 horas para el fluido de 10,2 lpg, así también para los tiempos de 14,5 y 7 horas los porcentajes que sobresalieron se desarrollaron en el lodo de 10,2 lpg. Por otra parte, el porcentaje más bajo (0,73 %) se originó en el tiempo de 4,5 horas para el lodo de 9,6 lpg. De manera general, los resultados calculados son similares a los de NPT, en donde el lodo de 10,2 lpg refleja los porcentajes de asentamiento más altos.

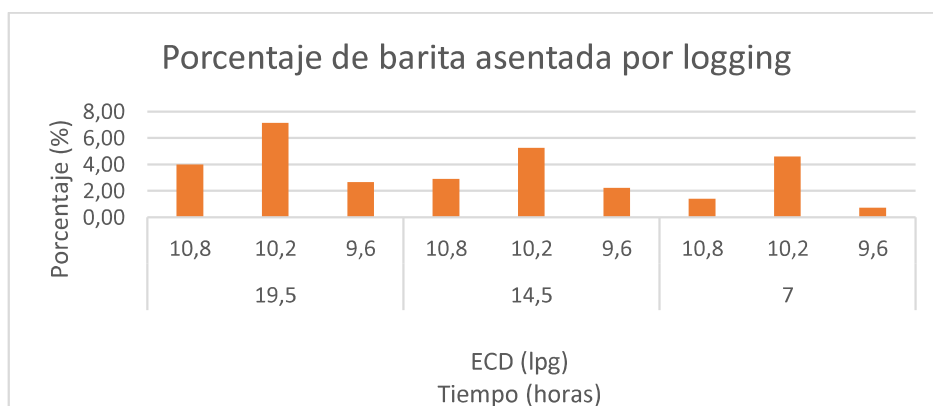


Figura 3. 12 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de logging del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.13 se observa los resultados de cambio de densidad en las diferentes secciones del tubo de prueba para la actividad bajar liner/TR en donde los tiempos estáticos no fueron tan prolongados, es así que para el tiempo máximo de 9,5 horas el fluido que presentó el mayor cambio de peso fue el lodo de 10,8 lpg, con una densidad en el fondo de 11,26 lpg. En dicho tiempo se observa una tendencia de aumento en la parte inferior del tubo similar para el fluido de 10,2 lpg, pero diferente para el lodo de 9,6 lpg, el cual presenta un cambio de densidad relativamente pequeño (0,11 lpg).

Por otro lado, para el tiempo de 6,5 horas se visualiza que los cambios de densidad en las diferentes profundidades de evaluación para los lodos de 10,8 y 9,6 no presentaron una variación considerable. Mientras que, para el fluido de 10,2 lpg se observa que las densidades se mantienen parecidas hasta la profundidad de 75 cm en tanto que en fondo se evidencia un cambio significativo del peso del fluido a 10,63 lpg.

Finalmente, para el tiempo de 2,5 horas el comportamiento de cambio de densidad es casi nulo debido al tiempo de evaluación el cual es pequeño. Sin embargo, se observa un leve aumento de densidad en el fondo de 0,2 lpg para el lodo de 10,2 lpg puesto que posee los valores de gel más bajos de los fluidos que conforman el campo A siendo sus valores de 4/5 lb/100 ft² para 10 segundos/10 minutos respectivamente.

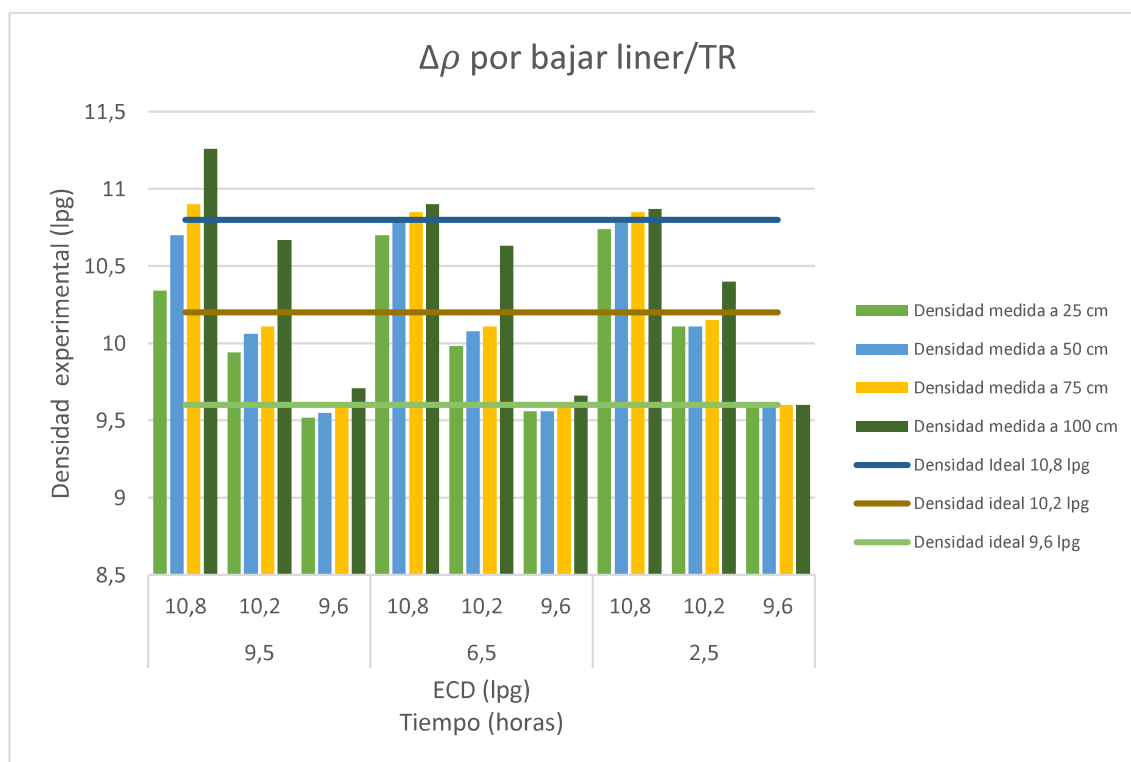


Figura 3. 13 Variaciones de densidad por tiempos planos de bajar liner/TR para fluidos del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.14 se observan los porcentajes de asentamiento de los fluidos del campo A por la actividad de bajar liner /TR. En general, se puede notar que los porcentajes en los diferentes tiempos analizados para los lodos de 10,8 y 10,2 lpg oscilan entre 5 % a 4 % mientras para el fluido de 9,6 lpg los resultados son $\leq 1\%$.

El porcentaje más alto (4,73 %) ocurrió en el tiempo de 9,5 horas para el lodo de 10,2 lpg. Evidentemente el lodo 10,2 lpg refleja la misma conducta de sedimentación que en las otras actividades ya analizadas.

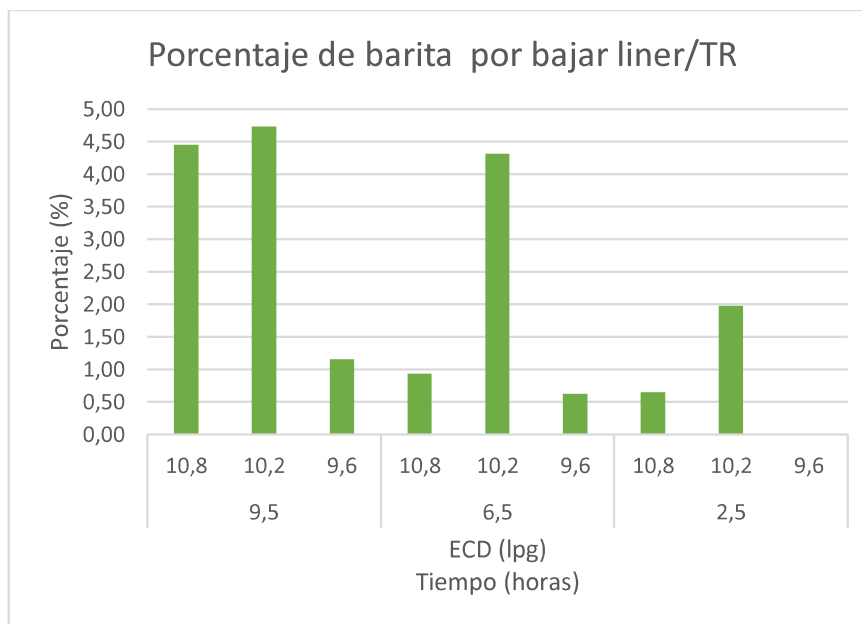


Figura 3. 14 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de bajar liner/TR del campo A

Elaborado por: Herrera, 2020

3.2.2 FACTOR DE ASENTAMIENTO CAMPO A

En la siguiente parte de análisis de sedimentación de barita por condiciones estáticas se presentan las Figuras 3.15 - 3.17, las cuales muestran los factores de asentamiento de los fluidos estudiados del campo A.

En la Figura 3.15 se visualiza que para el tiempo máximo de 22 horas el lodo de 10,2 lpg llega al límite aceptable de 0,53 sugerido por (Maxey, 2007). Mientras para los demás tiempos de evaluación los factores de asentamiento se encuentran entre 0,5 a 0,52 dichos valores son indicadores de bajo potencial de sedimentación de barita. A través del cálculo del factor de asentamiento se puede afirmar que la estabilidad de los 3 fluidos es buena debido al buen desempeño de las propiedades reológicas las cuales ayudan a la suspensión de sólidos durante períodos estáticos de tiempo.

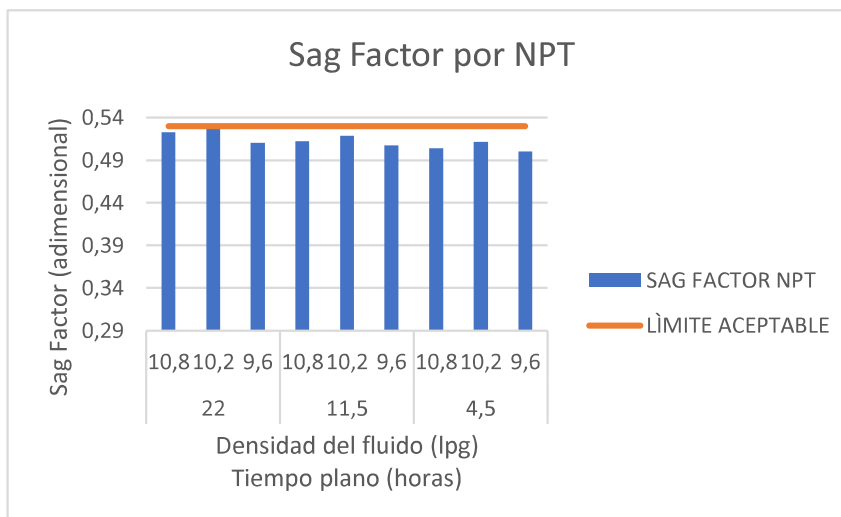


Figura 3. 15 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de NPT

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.16 se muestra los factores de asentamiento por la actividad de logging, la misma evidencia un comportamiento similar a la actividad de NPT en donde el lodo de 10,2 presenta un factor de asentamiento de 0,53 para el tiempo de 19,5 horas. En tanto, para los demás lodos el factor oscila entre 0,5 a 0,52 lo que implica, que los fluidos de perforación exhiben un buen desempeño, ya que se encuentran dentro del rango aceptable.

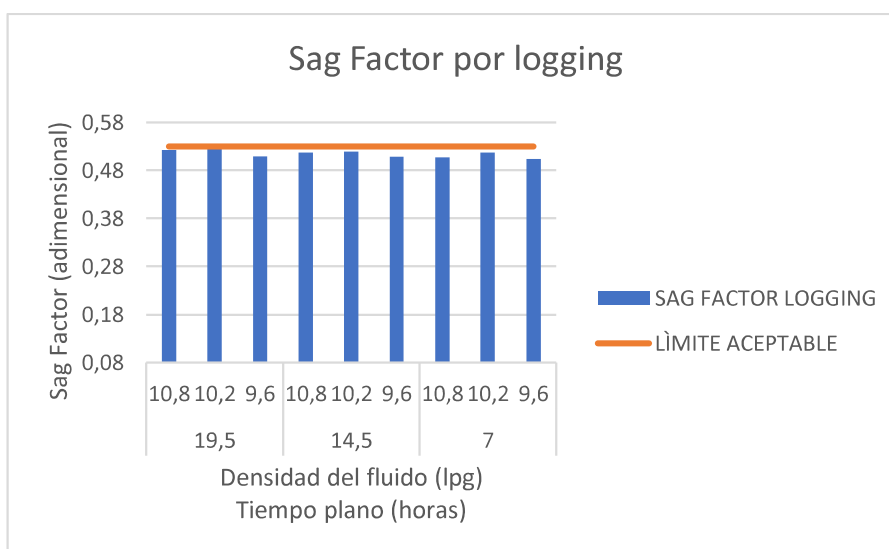


Figura 3. 16 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de logging

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.17 se percibe que los factores de asentamiento de barita de los fluidos del campo A en la actividad de bajar liner/TR resultaron entre 0,52 a 0,5, manteniéndose dentro del margen permisible ($\leq 0,53$). Dichos valores exponen un buen rendimiento de los lodos estudiados.

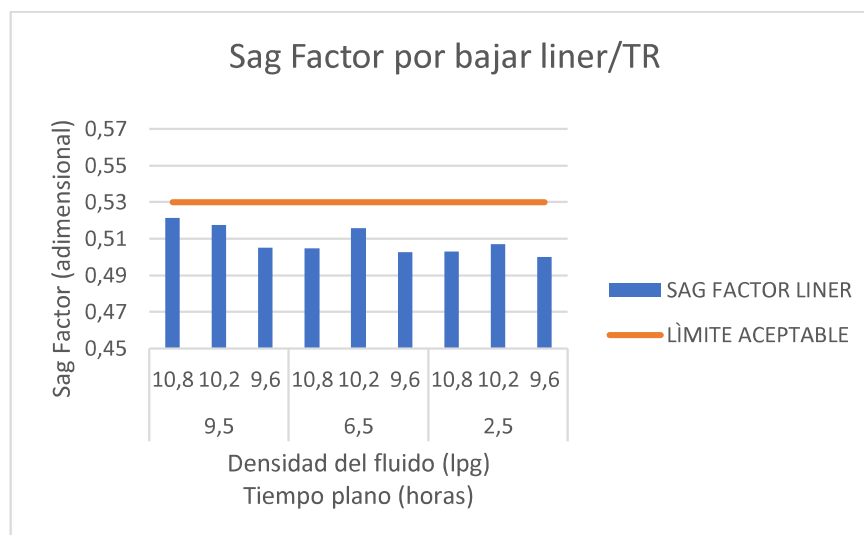


Figura 3. 17 Factor de asentamiento de los fluidos del campo A evaluados a tiempos planos de bajar liner/TR

Elaborado por: Herrera, 2020

En resumen, los fluidos del campo A analizados en los diferentes tiempos, presentaron factores de asentamiento menores o iguales a 0,53, lo cual es una señal de bajo asentamiento de barita. En la siguiente sección, se estudió la sedimentación de barita por efectos estáticos de los fluidos del campo B.

3.2.3 SEDIMENTACIÓN ESTÁTICA CAMPO B

La Tabla 3.2 presenta los valores de densidad obtenidos a distintas profundidades del tubo que se construyó para la realización de esta prueba. Además del factor, la diferencia y porcentaje de asentamiento de barita de cada fluido.

Tabla 3. 2 Resultados de sedimentación de barita por condiciones estáticas fluidos campos B

Actividad	TP (horas)	ECD (lpg)	ρ_1 (lpg)	ρ_2 (lpg)	ρ_3 (lpg)	ρ_4 (lpg)	SAG FACTOR (-)	ΔMW (lpg)	%Sed
NPT	12	9,7	9,55	9,55	9,78	9,92	0,51	0,22	2,268
		9,6	9,48	9,54	9,62	9,76	0,51	0,16	1,667
		9,4	9,35	9,36	9,39	9,51	0,50	0,11	1,170
	7,5	9,7	9,6	9,6	9,76	9,84	0,51	0,14	1,443
		9,6	9,52	9,57	9,63	9,68	0,50	0,08	0,833
		9,4	9,36	9,37	9,38	9,5	0,50	0,10	1,064
	3	9,7	9,68	9,68	9,7	9,7	0,50	0,00	0,000
		9,6	9,59	9,6	9,6	9,6	0,50	0,00	0,000
		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	0,50	0,00	0,000

Continua

Continuación

Actividad	TP (horas)	ECD (lpg)	ρ_1 (lpg)	ρ_2 (lpg)	ρ_3 (lpg)	ρ_4 (lpg)	SAG FACTOR (-)	ΔMW (lpg)	%Sed
LOGGING	20	9,7	9,53	9,56	9,69	10,02	0,51	0,32	3,299
		9,6	9,47	9,49	9,59	9,85	0,51	0,25	2,604
		9,4	9,18	9,36	9,38	9,65	0,51	0,25	2,660
	10,5	9,7	9,59	9,58	9,75	9,88	0,51	0,18	1,856
		9,6	9,53	9,54	9,61	9,72	0,50	0,12	1,250
		9,4	9,36	9,36	9,39	9,49	0,50	0,09	0,957
	6,5	9,7	9,61	9,62	9,77	9,8	0,50	0,10	1,031
		9,6	9,56	9,56	9,62	9,66	0,50	0,06	0,625
		9,4	9,36	9,37	9,37	9,49	0,50	0,09	0,957
BAJAR LINER/TR	12,5	9,7	9,55	9,56	9,76	9,93	0,51	0,23	2,371
		9,6	9,48	9,54	9,62	9,76	0,51	0,16	1,667
		9,4	9,35	9,35	9,39	9,51	0,50	0,11	1,170
	9,5	9,7	9,6	9,59	9,74	9,87	0,51	0,17	1,753
		9,6	9,52	9,55	9,62	9,71	0,50	0,11	1,146
		9,4	9,36	9,36	9,37	9,51	0,50	0,11	1,170
	3	9,7	9,68	9,68	9,7	9,7	0,50	0,00	0,000
		9,6	9,59	9,6	9,6	9,6	0,50	0,00	0,000
		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	0,50	0,00	0,000

Elaborado por: Herrera, 2020

En general, los fluidos del campo B no presentan cambios de densidades considerables en las diferentes secciones del tubo, debido a los tiempos de evaluación que son más bajos a los analizados en el campo A y a sus propiedades reológicas las cuales evidencian un buen funcionamiento durante períodos estáticos.

En la Figura 3.18 se puede percibir que para el tiempo más alto de evaluación (12 horas) el fluido que presentó el aumento de densidad más notable en el fondo del tubo fue el de 9,7 lpg con un valor de 0,22 lpg. Mientras para los fluidos de 9,6 y 9,4 lpg la diferencia de densidad producida fue de 0,16 y 0,11 lpg respectivamente.

En tanto para el tiempo medio (7,5 horas), el máximo cambio de densidad se originó en el fluido de 9,7 lpg con un valor de 9,84 lpg. También para los fluidos de 9,6 y 9,4 lpg sus cambios de densidades en fondo resultaron en 9,68 y 9,5 lpg respectivamente. Estos resultados no varían mucho respecto a su peso inicial, lo cual es un buen indicador del buen desempeño de los geles.

Por último, para el tiempo de 3 horas se observa que el cambio de densidades en las diferentes profundidades de evaluación prácticamente no varía, debido al tiempo de evaluación que es muy corto.

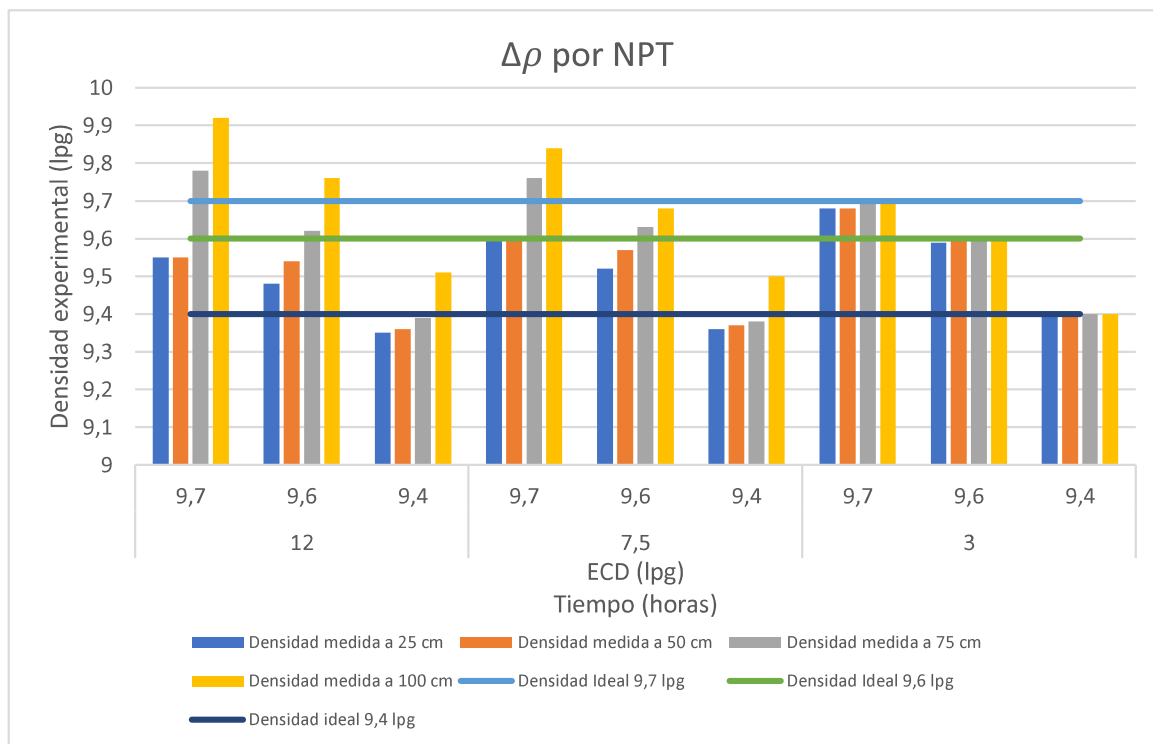


Figura 3. 18 Variaciones de densidad por tiempo plano de NPT para fluidos del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.19, se observa los porcentajes de barita asentada producidos por NPT, siendo el porcentaje más elevado de 2,26 % para el fluido de 9,7 lpg evaluado en el tiempo más alto de 12 horas. Mientras que en el tiempo de 7,5 horas se visualiza el porcentaje más relevante de 1,44 % para el fluido de mayor peso (9,7 lpg). Por último, se puede evidenciar que el tiempo de 3 horas el porcentaje de sedimentación es de 0 % para los 3 fluidos del campo B. En general los porcentajes obtenidos son demasiado bajos (< 3%), puesto que sus geles funcionan de manera correcta lo que reduce el fenómeno de sedimentación.

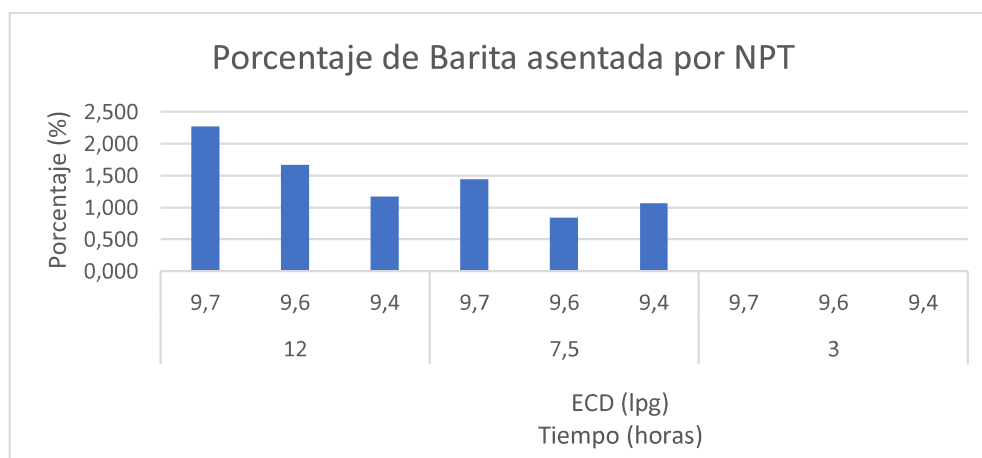


Figura 3. 19 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de NPT del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.20 se muestra los cambios de densidad según los tiempos de reposo de la actividad de logging, en donde la densidad se incrementa en el fondo para tiempos altos. Así para el tiempo de 20 horas, el máximo peso registrado en el fondo del tubo es de 10,02 lpg perteneciente al fluido de 9,7 lpg.

Para el tiempo intermedio de 10,5 horas se observa que el mayor cambio de densidad ocurre en el lodo de 9,7 lpg con una densidad en el fondo de 9,88 lpg. Mientras para los fluidos de 9,6 y 9,4 sus máximos cambios de densidades son de 9,72 y 9,49 lpg respectivamente.

En el tiempo más bajo de evaluación (6,5 horas), se nota un comportamiento similar a los tiempos anteriores, es decir, la densidad no cambia notablemente en las diferentes válvulas ubicadas a lo largo del tubo es así que la mayor diferencia de densidad la cual representa la sedimentación de barita fue de 0,1 lpg para el fluido de 9,7 lpg.

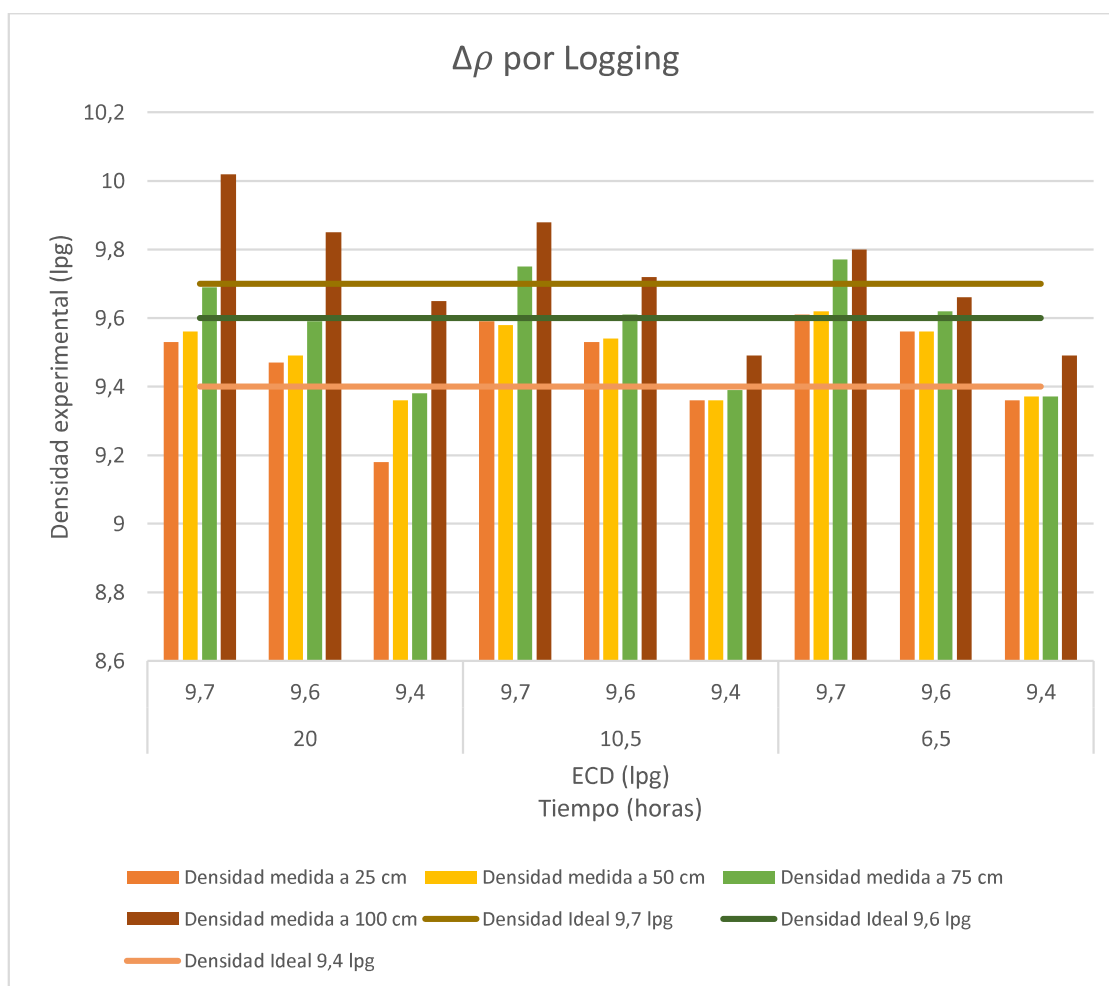


Figura 3. 20 Variaciones de densidad por tiempos planos de logging para fluidos del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.21, se muestran los porcentajes de asentamiento de barita de los fluidos del campo B evaluados para los tiempos estáticos de logging. En general se observa que a mayor tiempo de evaluación mayor porcentaje de sedimentación, es así que para el tiempo más elevado (20 horas), para los lodos de 9,7; 9,6 y 9,4 lpg se registran los porcentajes más altos de 3,29 %; 2,6 % y 2,66 % respectivamente. Mientras que para el tiempo de 6,5 los porcentajes de sedimentación resultaron menores al 1 %. Se puede evidenciar que los lodos tienen buenas propiedades reológicas puesto que, los porcentajes de sedimentación más altos resultaron < 4% para un tiempo prolongado (20 horas).

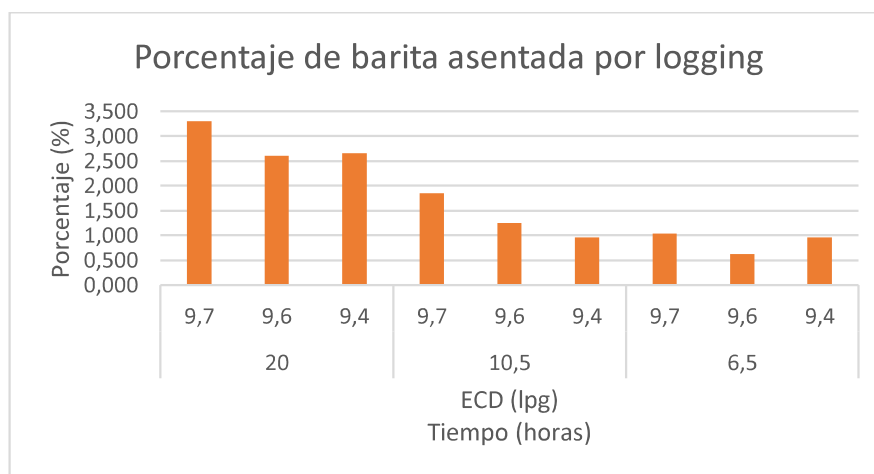


Figura 3. 21 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de logging del campo B.

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.22 se visualiza las variaciones de densidad para los tiempos producidos por la actividad de bajar liner/TR. Los tiempos manejados en esta actividad resultaron ser parecidos a la actividad de NPT es así, que los cambios de densidad son similares. Entonces para el tiempo de 12,5 horas, se registró un cambio máximo de peso en el fondo del tubo de 9,93; 9,76 y 9,51 lpg para los fluidos de 9,7; 9,6 y 9,4 lpg respectivamente.

En el tiempo medio (10,5 horas), se refleja el mismo comportamiento de variación, donde las densidades de los fluidos cambian de arriba hacia abajo, y, por lo tanto, los pesos más altos se receptaron a 100 cm de profundidad. Es así que el máximo peso registrado en esta sección es de 9,87 lpg correspondiente al fluido de 9,7 lpg, lo que equivale a una sedimentación de barita de 0,18 lpg, en tanto para los fluidos de 9,6 y 9,4 lpg la sedimentación de barita resulto en 0,12 y 0,09 lpg respectivamente.

Por último, para el tiempo de 3 horas las densidades de los 3 fluidos no varían en las diferentes profundidades, es decir los lodos de 9,7; 9,6; 9 4 lpg conservan su peso inicial. Esto debido al factor tiempo, el cual es relativamente bajo para evaluar el fenómeno de asentamiento de barita.

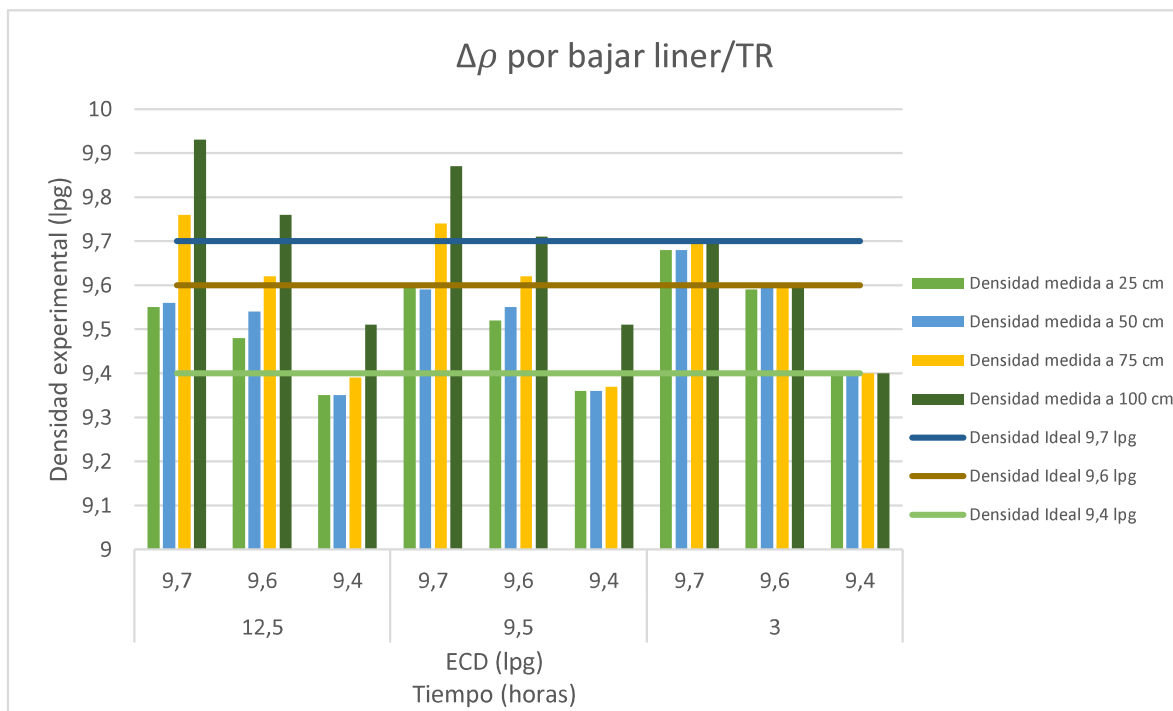


Figura 3. 22 Variaciones de densidad por tiempos planos de bajar liner/TR para fluidos del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.23 se exponen los porcentajes de barita asentada originados por los tiempos de bajar liner/TR, se puede observar que los porcentajes obtenidos son similares a los originados en NPT. De esta manera, para el tiempo de 12,5 horas se registra el mayor porcentaje (2,37 %) perteneciente al lodo de 9,7 lpg, un valor parecido al calculado en NPT (2,26 %). Mientras, para el tiempo de 9,5 horas los porcentajes resultaron en 1,75 %; 1,14 % y 1,17 % correspondientes a los lodos de 9,7; 9,6 y 9,4 lpg. Finalmente, para el tiempo de 3 horas, no hubo porcentaje de sedimentación, debido al bajo tiempo de evaluación.

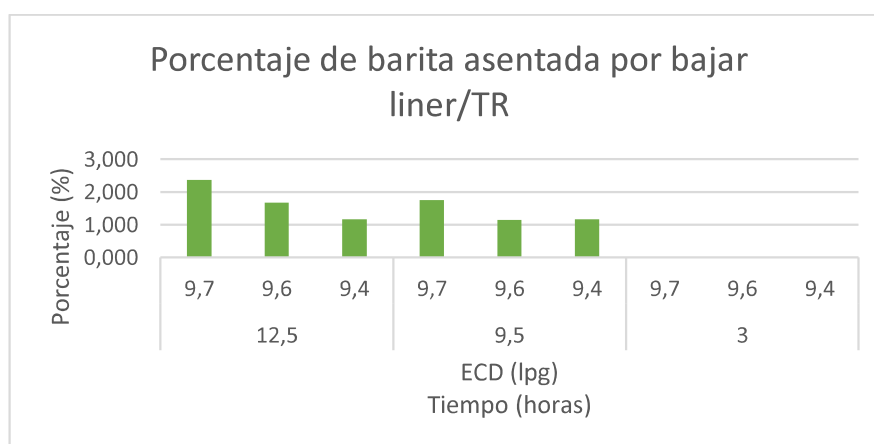


Figura 3. 23 Porcentaje de asentamiento de barita por actividad de bajar liner/TR del campo B

Elaborado por: Herrera, 2020

En general, los porcentajes de asentamiento de barita para los fluidos del campo B son relativamente bajos, lo que indica un buen rendimiento de los geles durante los tiempos estáticos.

Así, los factores de asentamiento cuantificados para los fluidos de este campo se presentan a continuación.

3.2.4 FACTOR DE ASENTAMIENTO CAMPO B

Los factores de asentamiento calculados para las diferentes actividades de perforación realizadas en el campo B y a distintos tiempos se encuentran ilustrados en las Figuras 3.24 - 3.26.

En la Figura 3.24 se observa los factores resultantes por la actividad de NPT en donde los resultados de todos los fluidos evaluados a diferentes tiempos se encuentran dentro del valor permitido ($\leq 0,53$), siendo una señal de bajo potencial de sedimentación de barita.

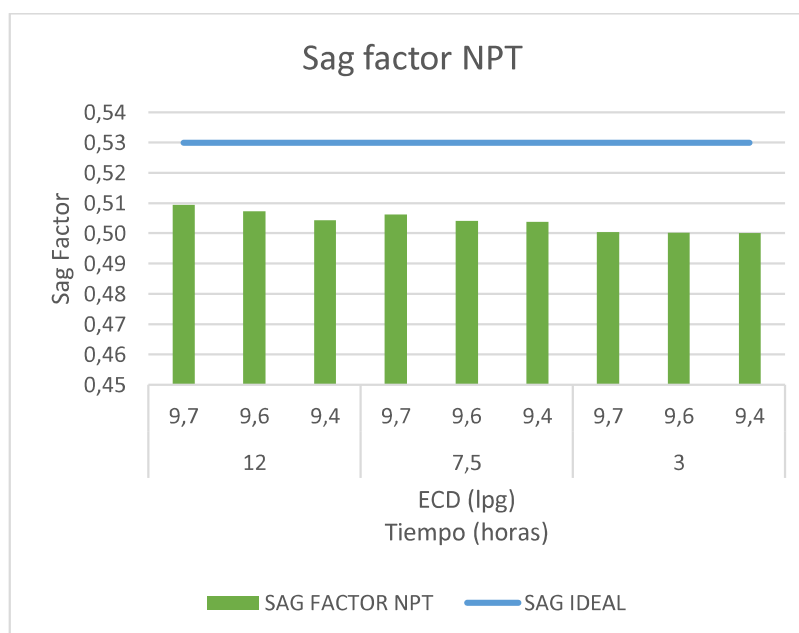


Figura 3. 24 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de NPT

Elaborado por: Herrera, 2020

La Figura 3.25 exhibe los factores de asentamiento originados por la actividad de logging, el comportamiento es similar a la actividad de NPT, así los factores cuantificados oscilan entre 0,51 a 0,5 lo que significa que los lodos analizados tienen una buena suspensión de partículas de barita durante tiempos estáticos.

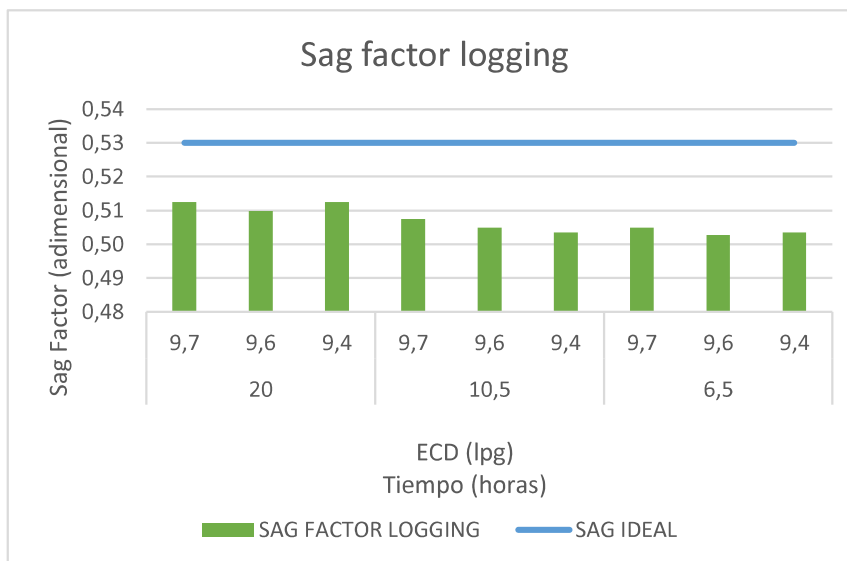


Figura 3. 25 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de logging

Elaborado por: Herrera, 2020

En la Figura 3.26 se muestran los factores de asentamiento por la actividad de bajar liner/TR. De este modo, el factor de caída oscila entre 0,51 a 0,5 lo que indica que los fluidos tienen una buena estabilidad y por ende la sedimentación de barita es mínima.

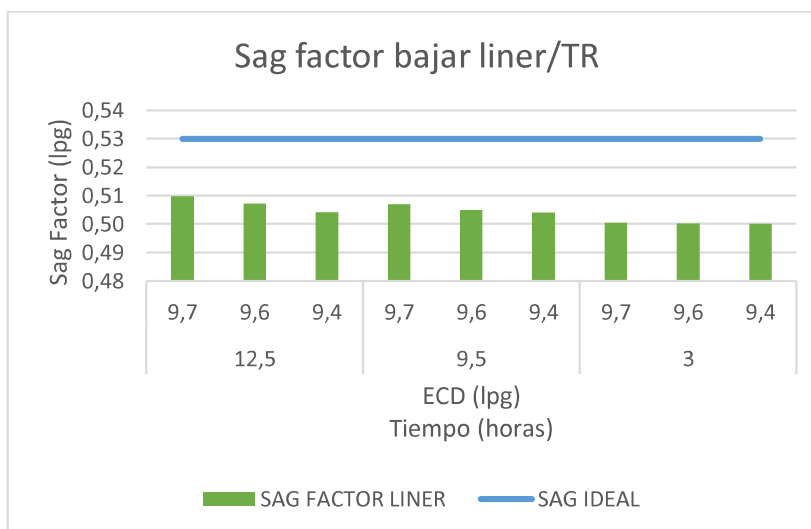


Figura 3. 26 Factor de asentamiento de los fluidos del campo B evaluados a tiempos planos de bajar liner/TR

Elaborado por: Herrera, 2020

Los factores de asentamiento calculados para los diferentes tiempos de prueba de los fluidos del campo A y B reflejan resultados favorables, ya que el potencial de sedimentación de barita se encuentra dentro del margen aceptable ($\leq 0,53$).

En el siguiente punto se evalúa el efecto del volumen de fluido respecto a la sedimentación de barita.

3.2.5 INFLUENCIA DEL VOLUMEN DE FLUIDO EN EL PORCENTAJE DE ASENTAMIENTO DE BARITA

El estudio de sedimentación estática finaliza con la evaluación de asentamiento de barita del fluido más pesado (10,8 lpg) de los campos A y B, a diferentes fracciones de llenado para un tiempo de 7 horas. La Tabla 3.3 refleja los resultados obtenidos, donde existe una variación de la densidad medida en el fondo del tubo a distintos volúmenes de llenado. Los porcentajes de sedimentación son diferentes ya que las densidades resultantes en el fondo fueron de 10,95; 10,93 y 10,90 lpg para las fracciones de llenado de 1; 0,75 y 0,5 respectivamente.

Tabla 3. 3 Resultados de sedimentación estática respecto al volumen de llenado

Tiempo (horas)	Fracción de llenado	Volumen de llenado (ml)	Volumen de llenado (galones)	ρ_4 (lpg)	Ph ²⁶ (psi)	% Sed
7	1	1400	0,370	10,95	1,868	1,389
	0,75	1050	0,277	10,93	1,398	1,204
	0,5	700	0,185	10,90	0,930	0,926

Elaborado por: Herrera, 2020

La prueba adicional consistió en valorar el fluido de 10,8 lpg para un tiempo de reposo de 7 horas según sus volúmenes de llenado. Primeramente, se colocó el volumen de fluido total (1400 ml) en el tubo hasta llenarlo completamente. Luego, se dejó reposar el tiempo ya mencionado y solamente se receptó la muestra de fluido proveniente de la parte inferior del tubo. Posterior, se determinó el peso del fluido utilizando la balanza de lodos. Finalmente, se retornó el fluido medido con el volumen restante para mezclarlo con el fin de homogenizar el lodo total para la siguiente evaluación. Dicho proceso se repitió para los volúmenes de 1050 ml y 700 ml respectivamente.

En la Figura 3.27 se visualiza la tendencia de sedimentación según los volúmenes de llenado para el fluido de 10,8 lpg. Evidentemente, las fracciones de volumen evaluados a 7 horas influyen en el porcentaje de asentamiento en donde a mayor volumen mayor cantidad de barita sedimentada. La curva parte desde cero puesto que se tomó en cuenta la intersección de la recta misma que representa un porcentaje de sedimentación de 0%.

²⁶ Ph: Presión hidrostática

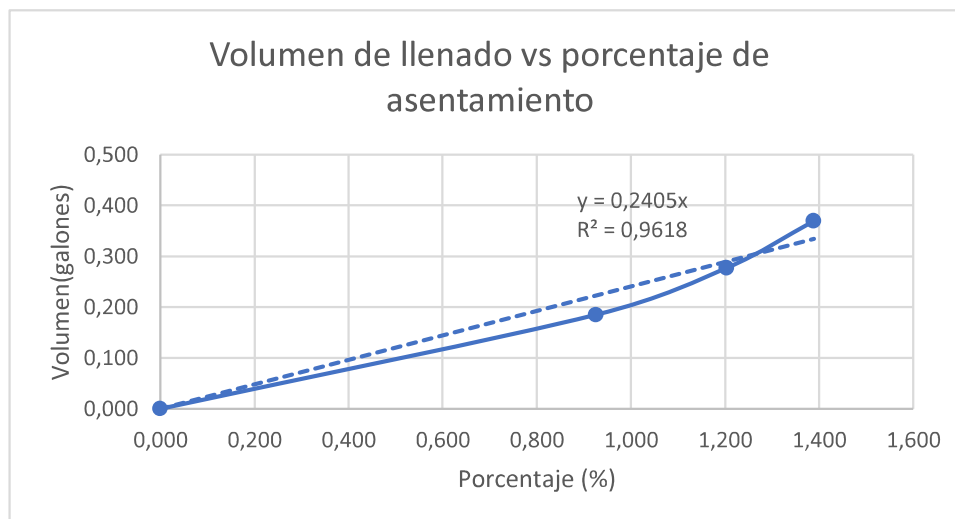


Figura 3. 27 Tendencia de sedimentación de barita según el volumen de llenado

Elaborado por: Herrera, 2020

Para corregir las densidades generadas a diferentes volúmenes de llenado, se procedió a encontrar un factor de corrección. Para ello, se obtuvo la ecuación de la recta de la Figura 3.27

$$y = 0,2405x$$

Dónde: $m = 0,2405$ representa el factor de corrección con el cual se modificará las densidades de 10,93 y 10,90 lpg al peso máximo de 10,95 lpg. Utilizando la Ec. 43 se obtiene la densidad corregida.

$$\rho_{\text{corregida (lpg)}} = \frac{\text{Factor de corrección}}{\rho_{\text{m\`axima}}} + \rho_{\text{por corregir}} \quad \text{Ec.43}$$

La Tabla 3.4 expone las correcciones logradas para las diferentes densidades en el cual solo se alcanzó corregir el valor de la densidad de 10,93 lpg al valor máximo.

Tabla 3. 4 Densidades corregidas según su fracción de llenado

Tiempo (horas)	Fracción de llenado	Densidad en el fondo del tubo (lpg)	Densidad corregida (lpg)
7	1	10,95	10,95
	0,75	10,93	10,95
	0,5	10,90	10,92

Elaborado por: Herrera, 2020

Como se observa en los resultados calculados solo se consiguió corregir las densidades en fondo para la fracción de llenado de 1 y 0,75, puesto que el nivel de fluido determina la presión con la cual los lodos evaluados cambian su densidad a lo largo de la columna de fluido, por ello se necesitan más puntos medidos a

diferentes profundidades con el propósito de lograr un factor de corrección definitivo para este pozo.

Esta prueba de sedimentación estática en que se evalúa el grado de influencia de los volúmenes de fluido con la corrección de densidades es importante, ya que en condiciones operativas se podría prevenir problemas como: influjos, atascamientos de la sarta de perforación entre otros. Así también, este ensayo se convierte en un tema de análisis más profundo para próximas investigaciones.

3.2.6 LINEAMIENTOS QUE MINIMICEN LOS PROBLEMAS ASOCIADOS A LA SEDIMENTACIÓN DE BARITA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.

Durante el proceso de perforación, los problemas son innumerables si no se maneja un fluido de perforación que tenga las propiedades idóneas para construir el pozo.

Con la evaluación experimental de sedimentación de barita de los fluidos de los campos A y B se llegó a establecer algunos lineamientos. Tomando en cuenta parámetros como: diseño del pozo, propiedades del lodo y prácticas operativas, los cuales ayudarán a minimizar la sedimentación de barita. A continuación, se detalla cada uno de ellos.

Diseño del pozo

Para minimizar el fenómeno de asentamiento, es importante empezar con la planificación del pozo, y analizar todas las alternativas posibles referentes a la reducción de este fenómeno. De esta manera los parámetros de tipo, ambiente y ángulo del pozo son estudiados con el fin de disminuir el asentamiento de la barita en los fluidos de perforación.

- Tipo de Pozo

El estudio realizado, se basó en un pozo vertical en donde los resultados de sedimentación de barita tanto para condiciones dinámicas y estáticas arrojaron valores muy bajos los cuales no producen problemas durante la perforación. No obstante, durante el planeamiento del pozo se debe revisar y mantener la reología del lodo en condiciones óptimas para mitigar el efecto de sedimentación.

- Ambiente del pozo

Pozos con altas presiones y temperaturas favorecen el fenómeno de asentamiento debido a que desestabilizan al fluido para ello es indispensable utilizar aditivos que sean resistentes a estas condiciones.

- Perfil y ángulo de pozos

Según algunos autores como (Amighi & Shahbazi, 2010), (Basfar, et al., 2018) en pozos con ángulos mayores a 30° existe tendencia de asentamiento de barita, pero se agrava en pozos con ángulos que oscilan entre 60-75°.

Para evaluar la calidad del fluido y mantener los sólidos en suspensión en pozos con o sin inclinación es necesario realizar pruebas de asentamiento previo a las operaciones. Una de las pruebas más aceptables es la del viscosímetro (VST) el cual fue discutido en el presente trabajo. Se hace notar que en pozos verticales la sedimentación es mínima debido a la dirección del movimiento del fluido y los sólidos.

Propiedades de lodo

En el análisis de sedimentación de barita del presente estudio las propiedades del lodo ejercen gran influencia en el asentamiento de la barita. Parámetros como la reología y tasa de flujo son detallados a continuación.

- Reología

Durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio, el punto cedente a bajas velocidades de corte, relaciones de YP/PV y las resistencias de gel son los parámetros reológicos más relevantes los cuales ayudan a minimizar la sedimentación de barita en condiciones dinámicas, así como estáticas.

Manejar relaciones de PV/YP elevados (≤ 15 cP/ lb/100 ft²) con el fin de mantener estable al fluido y por ende evitar la sedimentación de barita (Basfar et al., 2019).

Los geles deben ser planos para ello utilizar aditivos que ayuden a la mejor suspensión de los sólidos durante tiempos estáticos largos.

El punto cedente generado a bajas velocidades de cizallamiento de 3 y 6 RPM proporciona una mejor limpieza del pozo, y por lo tanto reducen el asentamiento de barita. Autores como, (Scott, Zamora, & Aldea, 2004), (Basfar et al., 2018) sugieren manejar esfuerzos de corte de 7 a 15 lb/100 ft².

- Tasa de flujo

Realizar simulaciones de limpieza de hoyo de manera que se defina los caudales necesarios para generar velocidades anulares que permitan reducir el efecto de asentamiento y no lave la formación.

Prácticas Operacionales.

Los problemas operacionales generados por la sedimentación de barita se podrían minimizar tomando en cuenta los siguientes lineamientos.

- Tiempo entre viajes.

La sedimentación de barita aumenta con el tiempo, en condiciones estáticas, esto se pudo constatar en la evaluación experimental. Cuando se realiza viajes de tiempos prolongados circular las veces que sean necesarias hasta que el pozo quede limpio.

- Operaciones de baja velocidad de cizallamiento.

Diseñar un fluido de perforación que cumpla con las propiedades reológicas, físicas y químicas que necesite el pozo antes de ser utilizado, ya que a bajas velocidades de rotación se desarrolla la sedimentación de barita.

- Control de peso del Lodo.

Según (Basfar et al., 2018) realizar monitoreo del peso del lodo cada 15 minutos de entrada y salida durante etapas críticas. Utilizar los instrumentos de medición más precisos como la balanza presurizada para obtener datos fiables.

- Procedimiento de Monitoreo.

Para evitar problemas originados por el asentamiento de barita los miembros del equipo de perforación deben llevar un control periódico de las propiedades del lodo como también de las condiciones del pozo.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente capítulo se muestran las conclusiones y recomendaciones referentes al estudio de sedimentación de barita en fluidos de perforación base agua de densidades intermedias.

4.1 CONCLUSIONES

- Los lodos de los campos A y B cumplen con la condición de variación de densidad menor a una 1 lpg, por lo tanto, tienen un bajo potencial de sedimentación de barita por efectos dinámicos.
- Los resultados de sedimentación dinámica de los fluidos del campo A son superiores al campo B ya que los pesos de los fluidos del primer campo (A) son mayores que al segundo campo (B).
- Los factores de asentamiento cuantificados en los fluidos del campo A se encuentran entre 0,53 a 0,5 mientras que en lodos del campo B se mantienen entre 0,51 a 0,5. En consecuencia, los fluidos de los campos ya mencionados presentan valores $\leq 0,53$ es decir muestran un bajo asentamiento de barita por condiciones estáticas.
- Durante la sedimentación estática en el campo A el lodo de 10,2 lpg presentó los porcentajes de asentamiento de barita más altos respecto al fluido más pesado (10,8 lpg) a causa del rendimiento de sus geles los cuales resultaron ser los más bajos (4/5 lb/100 ft²). En tanto que, en el campo B los porcentajes de sedimentación más elevados corresponden al lodo de 9,7 lpg puesto que dicho fluido es el de mayor peso.
- Con la prueba de sedimentación estática de barita se demostró que las densidades varían a lo largo de la columna de fluido, lo que en condiciones operativas podría causar problemas como la entrada de fluidos de la formación al pozo así también empaquetamientos de la sarta de perforación en fondo durante los viajes.
- La sedimentación de barita tanto por condiciones dinámicas como estáticas en los fluidos del campo A y B presentaron valores muy bajos de asentamiento debido a la geometría del pozo (0°) como también a las propiedades de los lodos diseñados las cuales fueron buenas y cumplieron con los requerimientos de la sección de 8 ½".
- En la prueba estática donde se evaluó los porcentajes de sedimentación de barita según sus volúmenes de llenado se demostró que la sedimentación se produce más cuando existe mayor volumen de lodo, ya que el nivel de fluido define la presión con la cual se genera el asentamiento de barita. Así

también, en la evaluación del factor de corrección a las densidades generadas en laboratorio se estableció la necesidad de más lecturas a distintas profundidades con el fin de obtener un factor más exacto.

- El equipo que se utilizó para evaluar la sedimentación estática permitió determinar porcentajes de asentamiento y observar el comportamiento de las densidades por secciones lo cual genera la variación del perfil de presiones de un pozo.
- Se determinó los modelos reológicos a los lodos estudiados, siendo el modelo de Herschel Bulkley el que se ajustó a todos los fluidos.
- La barita añadida en los diferentes fluidos formulados tuvo como objetivo estudiar la tendencia de sedimentación y no diseñar un fluido Drill In.
- En base al estudio de sedimentación de barita se pudo determinar algunos lineamientos operativos y prácticas que ayuden a minimizar el fenómeno de asentamiento barita y problemas asociados a la sedimentación.

4.2 RECOMENDACIONES

- Para la ejecución de la prueba de viscosímetro utilizar una jeringa de mayor capacidad con el propósito de reducir las burbujas de aire, las cuales alteran el resultado del fluido al momento de ser pesado en la balanza de mazar.
- Realizar la prueba del viscosímetro a velocidades de cizallamiento menores a 100 RPM, con el objetivo de observar el comportamiento de sedimentación de barita por condiciones dinámicas.
- Para la realización de la prueba de sedimentación de barita por condiciones estáticas mantener el equipo lleno de fluido ya que la densidad de los lodos en fondo varía dependiendo el volumen.
- Realizar un análisis más profundo para corregir las densidades obtenidas en laboratorio a diferentes volúmenes, tomando más muestras de fluido a distintas profundidades con el fin de comparar los resultados de sedimentación estática conseguidos en laboratorio con los de un pozo real.
- Elaborar un lodo de perforación con propiedades de gel adecuadas que permitan suspender los recortes por un tiempo determinado.
- Realizar el mismo estudio en pozos inclinados para evidenciar si el asentamiento ocurre mayormente en ese tipo de pozos.
- Evaluar el fenómeno de asentamiento de barita en fluidos de perforación base aceite y sintético.

- Estudiar la distribución del tamaño de la partícula de la barita (PSD) por métodos físicos (mallas de diferentes proporciones) y ultrasonidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Agila, C. (2008). Optimización de un fluido "Drill In" para perforar zonas hidrocarburíferas (tesis de pregrado). Guayaquil, Guayas, Ecuador.
2. Amighi, M., & Shahbazi, K. (2010). Formas efectivas de evitar el hundimiento de barita y tecnologías para predecir el asentamiento en HPHT y pozos desviados. Conferencia y exposición de gas profundo-SPE 132015, (pág. 1). Manama.
3. API, (2000). En API, Práctica estándar para pruebas de campo fluidos de perforación a base de agua (págs. 41-44).
4. Araque, D., Briceño, H., Boscán, F., Gómez, J., & Vargas, E. (2012). Composición de los fluidos de perforación. Cabimas, Venezuela.
5. Arrieta, M. (2013). Lodos de Perforación. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/Juanchoperezr/lodos-deperforacion>
6. Balza, F. d. (2009). Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica. Barcelona.
7. Baroid. (1999). Manual de Fluidos. Houston.
8. Basfar, S., Mohamed, A., Elkatatny, S., & Al-Majed, A. (2019). A Combined Barite–Ilmenite Weighting Material to Prevent Barite Sag in Water-Based Drilling Fluid. Arabia Saudita.
9. Basfar, S., Mohammed, S., Mahmoud, M., Kamal, M., Murtaza, M., & Theo, S. (2018). Prevention of Barite Sagging while Drilling High-Pressure High-Temperature (HPHT) Wells. Simposio y Exposición Técnica Anual de SPE Kingdom de Arabia Saudita-SPE-192198-MS, (pág. 2).
10. Benítez, M. (2017). Apuntes de perforación.
11. Bern, P., Oort, E., Neustadt, B., Ebeltoft, H., Zurdo, C., & Zamora, M. (2000). Barite Sag: Measurement, Modeling, and Management. En S. D. Completion.
12. Bern, P., Zamora, M., Hemphill, A., Marshall, D., Beardmore, D., Omland, T., & Morton, E. (2010). Field Monitoring of Weight-Material Sag. AADE Fluids Conference and Exhibition, (págs. 2-3). Houston.
13. Calçada, L., Scheid, C., Meleiro, L., Ribeiro, J., Seufitelli, G. (2016). Barite Sag and Its Impact On Annular Pressure Build Up Mitigation In Producing Offshore Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26-28 September 2016-SPE-181377-MS, (págs. 2-3).

14. Canto, D., & Vera, J. (2015). Viscosidad del lodo de perforación. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/document/287012689/Viscosidad-Del-Lodo-de-Perforacion>
15. Cardona, N., & Bedoya, M. (2009). Estudio comparativo de modelos reológicos para lodos de perforación. Medellín.
16. Ceballos, D. (2011). Lodos de perforación base agua y base aceite. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>
17. Contreras, Á. (s/f). Clasificación de los fluidos de perforación.
18. Cuzco, D. (2018). Innovative application of Managed Pressure Drilling to stabilize creeping salt formation.
19. Cuzco, D. (2019). Valores de propiedades de los fluidos a utilizar en una zona de producción para la perforación de un pozo en el Oriente Ecuatoriano. (J. Herrera, Entrevistador)
20. Dye, W., Hemphill, T., Gusler, W., & Mullen, G. (2001). Correlation of Ultralow-Shear-Rate Viscosity and Dynamic Barite Sag. En SPE Drilling & Completion (págs. 27-28).
21. Ennyta. (2018). Steemit. Obtenido de Estudio del proceso de filtración del lodo de perforación y formación de revoque durante el proceso de perforación en un pozo de petróleo: <https://steemit.com/spanish/@ennyta/estudio-el-proceso-de-filtracion-del-lodo-perforacion-y-formacion-de-revoque-durante-el-proceso-de-perforacion-en-un-pozo-de>
22. Esterlin, J., & Gómez, M. (2011). Metodología para el cálculo de reología e hidráulica para pozos estratigráficos profundos, usando una herramienta software (compass y well plan). Bucaramanga, Colombia.
23. Fann Instrument Company. (2013). Methylene Blue Kit Instruction Manual.
24. Fluidos Unsa SRT. (2015). Reología e Hidráulica de los Fluidos de Perforación. Obtenido de Fluidos de Perforación : <http://fluidosdeperforacionfc.blogspot.com/2015/05/reologia-e-hidraulica-de-los-fluidos-de.html>
25. Guarachi, F. (2015). Guía de Fluidos de Perforación y Laboratorio. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/Rolando000/guia-de-fluidos-de-perforacin>
26. Hawker, D. (2009). Patrones de flujo laminar, turbulento y transicional. Hidráulica de fluido de perforación (págs. 24-25).

27. Koncz , Á. (2017). Drilling Desing 1. Rig hydraulics.
28. López, O. (2013). Lodos de Perforación. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/JOAPETROL1/fluidos-de-perforacin-iii>
29. Lozano, M., & Santiago, R. (2011). Control de calidad de aditivos empleados en la perfoación de un fluido de perforación. Obtenido de Academia.edu: https://www.academia.edu/15104316/UNIVERSIDAD_VERACRUZANA_FA CULTAD_DE_CIENCIAS_QU%C3%8DMICAS_ZONA_POZA_RICA-TUXPAN_CONTROL_DE_CALIDAD_DE_ADITIVOS_EMPLEADOS_EN_LA_PREPARACI%C3%93N_DE_UN_FLUIDO_DE_PERFORACI%C3%93N_T_E_S_I_S_PARA_OBTENER_EL_T%C3%8DTULO_DE_IN
30. Marshall, F., & Díaz, C. (2009). Propiedades del fluido de perforación. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/document/23809813/propiedades-del-fluido-de-perforacion>
31. Martínez, J. (2014). Fluidos de perforación. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/Tqmfreddy/fluidos-de-perforacin>
32. Mata, A., Díaz, J., Herrera, K., Hilmay, M., & Guaita, J. (2012). Evaluación de los parámetros involucrados en la decantación de la barita y su influencia en la variación de la densidad del lodo de perforación.
33. Matos, A. (2013). Modelos Reológicos. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/document/179999174/Modelos-Reologicos>
34. Maxey, J. (2007). Rheological Analysis of Static and Dynamic Sag in Drilling Fluids. En Annual transactions of the nordic rheology society. Texas.
35. Mellín, J. (2012). Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreción en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas. Ciudad de México, México.
36. MI- SWACO. (2012). Asentamiento de Barita. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/document/94864070/Asentamiento-de-Barita>
37. MI-SWACO. (2014). Asentamiento de Barita. En Manual de fluidos de perforación (págs. 612-613).
38. MI-SWACO. (2014). Funciones de un fluido de perforación. En Manual de fluidos de perforación (págs. 22-24).
39. Moreira, L. (2003). Análisis del fluido de perforación visplex para pozos horizontales utilizados en un campo del oriente ecuatoriano. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
40. Munguía, J. E. (2018). Estimación estocástica de tiempos y velocidades de perforación. México.

41. Nguyen , T., Miska, S., Yu , M., Takach, N., Ahmed, R., Saasen, A., . . . Maxey , J. (2011). Experimental study of dynamic barite sag in oil-based drilling fluids using a modified rotational viscometer and a flow loop. 1-2. Estados Unidos.
42. Ofite. (2019). Ofite. Obtenido de Model Viscosimeter 900: <http://www.ofite.com/products/product/2228-model-900-viscometer>
43. Orquera, C. (2013). Densidad equivalente de circulación. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/doc/153021372/Densidad-Equivalente-de-Circulacion>
44. Pabón, O. (2016). Desarrollo de software para analizar la hidráulica de perforación.
45. Parvizinia, A., Ahmed, R., & Osisanya, S. (2011). Estudio experimental del hundimiento de la barita.
46. Perfoblogger. (2012). Pérdidas de presión a través del espacio anular. Obtenido de Perfoblogger-drilling blog : <http://perfob.blogspot.com/2012/01/perdidas-de-presion-traves-del-espacio.html>
47. Perforador 2.0. (2019). Balanza de lodos. Obtenido de Perforador 2.0: <https://perforador20.wordpress.com/2017/11/16/balanza-de-lodos/>
48. Pozo, B. (2015). Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo de sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano. Quito, Pichincha, Ecuador.
49. Ranjan, P., & Dutta, A. (2017). Análisis comparativo de barita y hematita utilizada en lodo a base de agua. Obtenido de ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/321797524_Comparative_analysis_of_Barite_and_Hematite_used_in_water_based_mud
50. Rivera, N. (s/f). Propiedades de los fluidos de perforación.
51. Robledo, R. (2012). Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de la perforación de pozos. Ciudad de México, México.
52. Romero, J. (2013). Lodos de perforación. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/Juanchoperezr/lodos-deperforacion>
53. Rosal, A. (2011). Evaluación del asentamiento de barita en fluidos de perforación base aceite de alta densidad. Barcelona.
54. Sandvold, I. (2012). Evolución del gel en fluidos de perforación a base de aceite.

55. Schlumberger. (2019). Modelo plástico de Bingham. Obtenido de Oilfield glossary:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bingham_plastic_model.aspx
56. Schlumberger. (s/f). Introducción a los fluidos de perforación.
57. Scott, P., Zamora, M., & Aldea, C. (2004). Barite-Sag Management: Challenges, Strategies, Opportunities. ADC/SPE Drilling Conference, (pág. 4). Texas-Estados Unidos.
58. Skban, D., Amer, N., & Balasubramanian, N. (2016). Barita. En Efecto de los aditivos de fluidos de perforación de barita y gasóleo sobre la característica de la roca del yacimiento (pág. 282).
59. Suárez, J. (2014). Lodos de perforación base agua y base aceite. Obtenido de SlideShare: <https://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>
60. Tehrani, A., Poppleston, A., & Ayansina, T. (2009). Barite sag in invert-emulsion drilling fluids. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, (págs. 1-2). Ravenna.
61. Torres, J., & Varela, D. (2012). Estudio de la factibilidad para la reutilización de los fluidos de perforación base agua en la perforación de la zona productora en pozos de desarrollo de la campaña de perforación 2011 para EP Petroecuador. Quito, Pichincha, Ecuador.
62. UNAM. (2017). Importancia de los lodos de perforación. Obtenido de Yumpu: <https://www.yumpu.com/es/document/view/12718050/iiii-importancia-de-los-lodos-de-perforacion-unam>
63. Villaroel, L. (2014). Diseño de un fluido de perforación drill-in compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo Sacha. Quito, Ecuador.
64. WildWell. (s/f). Señales de advertencia de una surgencia.
65. Zeng, W., & Bouguetta, M. (2016). A Comparative Assessment of Barite SAG Evaluation Methods. Deepwater Drilling & Completions - SPE-180348-MS, (págs. 2-3). Galveston, Texas.

ANEXOS

ANEXO 1: EJEMPLO DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE REPORTE DE PERFORACIÓN CAMPO A

NOMBRE POZO	DIÁMETRO DEL HOYO (IN)	TIPO DE LODO	DENSIDAD UTILIZADA(lpg)	INICIO	FIN	TIEMPO PLANO CODIFICADO	TIPO DE ACTIVIDAD	HORA INICIO-FIN (HORAS)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	RESUMEN DE LA ACTIVIDAD	TIEMPO PLANO ACUMULADO (horas)
215D	8 1/2	Perflex /	9,7-10,0	5/3/2013	6/3/2013	TP215-1	ARMAR/BAJAR BHA	6:00 A 7:00	CONTINUA ARMANDO BHA DIRECCIONAL	ARMAR Y BAJAR BHA DIRECCIONAL	1
215D						TP215-1	ACTIVIDADES HERRAMIENTAS	7:00 A 7:30	PRUEBA HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	PROBAR HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	0,5
215D						TP215-1	ACTIVIDADES HERRAMIENTAS	7:30 A 8:00	CAMBIA HERRAMIENTA MWD	CAMBIAR HERRAMIENTA MWD	0,5
215D						TP215-1	CIRCULACIÓN	8:00 A 8:30	PRUEBA HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	CIRCULAR POZO	0,5
215D						TP215-1	TRIPS	8:30 A 14:00	BAJA BHA DIRECCIONAL No. 6 EN HUECO	BAJAR BHA DIRECCIONAL	5,5
215D						C215-1	CIRCULACIÓN	18:00 A 20:00	CIRCULA PARA HOMOGENIZAR SISTEMA	CIRCULAR POZO	2
215D						C215-1	CIRCULACIÓN	4:30 A 5:30	BOMBEA EN TANDEM 30 BLS DE PILDORA	CIRCULAR POZO	1
215D						TP215-2	TRIPS	5:30 a 6:00	BAJA BHA No. 6 DIRECCIONAL Y BROCA PD	BAJAR BHA DIRECCIONAL	0,5
215D						C215-2	CIRCULACIÓN	7:00 A 9:00	BOMBEA 40 BLS DE PILDORA VISCOSA Y CI	CIRCULAR POZO	2
215D						TP215-3	TRIPS	9:30 a 16:30	SACA BHA No. 6 DIRECCIONAL Y BROCA PD	SACAR BHA DIRECCIONAL	7
215D						TP215-3	QUIEBRE BHA	16:30 A 17:30	LIMPIA HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	QUIEBRA BROCA PDC DE 6 ALETAS DE 8 1/2	1
215D						TP215-3	RIG MAINT	17:30 A 19:00	ORGANIZA PLANCHADA + RETIRA NIPLA	ORGANIZAR PLANCHADA	1,5
215D						TP215-4	LOGGING	19:00 a 19:30	CIA. BAKER ATLAS REALIZA REUNION DE SE	REALIZAR REUNIÓN DE SEGURIDAD	0,5
215D						TP215-4	LOGGING	19:30 a 21:00	CIA. BAKER ATLAS LEVANTA Y ARMA EQUIP	LEVANTAR Y ARMAR HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE REGISTR	1,5
215D						TP215-4	LOGGING	21:00 a 22:30	CIA. BAKER ATLAS CORRE REGISTROS ELEC	CORRER REGISTROS ELECTRICOS	1,5
215D						TP215-4	LOGGING	22:30 a 0:00	CIA. BAKER ATLAS SACA REGISTRANDO EN	CORRER REGISTROS ELECTRICOS	1,5
215D						TP215-4	LOGGING	0:00 A 1:30	CIA. BAKER ATLAS CONTINUA SACANDO	CORRER REGISTROS ELECTRICOS	1,5
215D						TP215-4	LOGGING	1:30 A 2:30	CIA. BAKER ATLAS DESARMA HERRAMIENT	DESARMAR HERRAMIENTAS DE CORRIDA DE REGISTROS ELEC	1
215D						TP215-4	ACTIVIDADES HERRAMIENTAS	2:30 A 3:00	RETIRA MASTER BUSHING Y NIPLA DE DIS	RETIRA MASTER BUSHING	0,5
215D						TP215-4	LOGGING	3:00 A 4:30	CIA. BAKER ATLAS LEVANTA Y ARMA EQUIP	LEVANTAR Y ARMAR EQUIPO PARA CORRIDA DE REGISTROS	1,5
215D						TP215-4	ACTIVIDADES HERRAMIENTAS	4:30 A 5:00	INSTALA MASTER BUSHING Y NIPLA DE DIS	INSTALAR MASTER BUSHING	0,5
215D						TP215-4	LOGGING	5:00 a 6:00	CIA. BAKER ATLAS CORRE REGISTROS DE P	CORRER REGISTROS ELECTRICOS DE PRESIÓN	1
215D				9/3/2013	10/3/2013	TP215-4	LOGGING	6:00 a 9:30	CIA. BAKER ATLAS CORRE REGISTROS DE P	CORRER REGISTROS ELECTRICOS DE PRESIÓN	3,5
215D						TP215-4	LOGGING	9:30 a 10:00	CIA. BAKER ATLAS CONTINUA SACANDO	SACAR HERRAMIENTA DE REGISTRO ELECTRICO	0,5
215D						TP215-4	ACTIVIDADES HERRAMIENTAS	10:00 A 10:30	RETIRA MASTER BUSHING Y NIPLA DE DIS	RETIRA MASTER BUSHING	0,5
215D						TP215-4	LOGGING	10:30 A 12:00	CIA. BAKER ATLAS LIMPIA Y DESARMA HER	DESARMAR HERRAMIENTAS DE REGISTROS	1,5
215D						TP215-4	RIG MAINT	12:30 A 14:30	CORTA DE CABLE DE PERFORACION	CORTAR CABLE DE PERFORACIÓN	2
215D						TP215-5	BAJAR TR/LINER	15:30 A 16:00	CIA. TESCO REALIZA REUNION DE SEGURID	REALIZAR REUNIÓN DE SEGURIDAD	0,5
215D						TP215-5	BAJAR TR/LINER	16:00 A 16:30	CIA. TESCO LEVANTA Y ARMA SHOE TRAC	ARMAR ZAPATA	0,5
215D						TP215-5	BAJAR TR/LINER	16:30 A 19:30	BAJA LINER 7"	BAJAR LINER 7"	3
215D						TP215-5	BAJAR TR/LINER	19:30 A 20:00	CIA. TESCO DESVISTE CASING DRIVE SYSTE	DESVESTIR CASING DRIVE SYSTEM	0,5
215D						TP215-5	TR/LINER	20:00 A 20:30	LEVANTA BRAZOS Y ELEVADOR DEL TOP D	LEVANTAR TOP DRIVE	0,5
215D						TP215-5	CIRCULACIÓN	20:30 A 21:00	CIRCULA POZO	CIRCULAR POZO	0,5
215D						TP215-5	BAJAR TR/LINER	21:00 A 2:00	CONTINUA BAJANDO LINER DE 7", 26 LB/P	BAJAR LINER 7"	5
215D						C215-3	CIRCULACIÓN	2:30 a 3:30	CIRCULA UN FONDO ARRIBA CON 260 GPM	CIRCULAR POZO	1
215D						TP215-6	BAJAR TR/LINER	4:00 A 6:00	CONTINUA BAJANDO LINER DE 7", 26 LB/P	BAJAR LINER 7"	2
215D						C215-4	CIRCULACIÓN	9:30 A 13:00	CIRCULA POZO HASTA ZARANDAS LIMPIAS	CIRCULAR POZO HASTA ZARANDAS LIMPIAS	3,5
215D						C215-4	CIRCULACIÓN	13:00 A 13:30	ESTABECER CIRCULACIÓN	CIRCULAR POZO	0,5

ANEXO 2: EJEMPLO DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE REPORTES DE PERFORACIÓN CAMPO B

Pozo	DIÁMETRO DEL HOYO (IN)	TIPO DE LODO	DENSIDAD UTILIZADA (lpg)	INICIO	FIN	TIEMPO PLANO CODIFICADO	TIPO DE PROCESO	HORA INICIO- FIN (HORAS)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	RESUMEN DE LA ACTIVIDAD	TIEMPO PLANO ACUMULADO (HORAS)
87D	8 1/2	KLASTOP	9	10/9/2013	11/9/2013	C87-1	CIRCULACIÓN	7:00 A 9:00	BOMBEANDO 50 BLS DE PILDOR	CIRCULAR POZO HASTA ZARANDAS LIMPIAS	2
87D						TP87-1	TRIPS	9:00 A 9:30	SACANDO DRILL PIPE DE 5"	SACAR SARTA DE PERFORACIÓN	0,5
87D						TP87-1	RIG MAINT	9:30 A 10:00	RIG SERVICES	MANTENIMIENTO PLATAFORMA	0,5
87D						C87-2	CIRCULACIÓN	11:00 A 13:30	BOMBEANDO 50 BLS DE PILDOR	CIRCULAR POZO HASTA ZARANDAS LIMPIAS	2,5
87D						TP87-2	QUIEBRE BHA	20:00 A 20:30	QUEBRANDO BHA DIRECCIONAL	QUIEBRA BHA DIRECCIONAL	0,5
87D						TP87-2	LOGGING	20:30 A 21:00	PREPARANDO HERRAMIENTAS	LEVANTAR Y ARMAR HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE REGISTROS ELÉCTRICOS	0,5
87D						TP87-2	LOGGING	21:00 A 21:30	CIA BAKER ATLAS REALIZA REGISTROS	REALIZAR REUNION DE SEGURIDAD	0,5
87D						TP87-2	LOGGING	21:30 A 3:30	CIA BAKER ATLAS REALIZA REGISTROS	CORRER REGISTROS ELÉCTRICOS	6
87D						TP87-2	ARMAR/BAJAR BHA	3:30 A 4:00	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	LEVANTAR Y ARMAR ENSAMBLAJE DE LIMPIEZA, BROCA TRICONICA	0,5
87D				11/9/2013	12/9/2013	TP87-2	ARMAR/BAJAR BHA	4:00 A 6:00	BAJANDO BHA DE LIMPIEZA	BAJAR ENSAMBLAJE DE LIMPIEZA	2
87D						C87-3	CIRCULACIÓN	10:00 A 12:00	BOMBEAN PÍLDORA VISCOSA	CIRCULAR POZO HASTA ZARANDAS LIMPIAS	2
87D						C87-3	CIRCULACIÓN	13:30 A 16:00	BOMBEAN 50 BL DE PÍLDORA VISCOSA	CIRCULAR POZO	2,5
87D						TP87-4	QUIEBRE BHA	22:00 A 22:30	QUEBRANDO BHA DE LIMPIEZA	QUIEBRA BHA DIRECCIONAL	0,5
87D						TP87-4	TR/LINER	22:30 A 23:00	CIA TIW ARMAN HERRAMIENTAS	LEVANTAR Y ARMAR CASING DRIVE PARA CORRER LINER DE 7"	0,5
87D						TP87-4	TR/LINER	23:00 A 23:30	REALIZAN REUNIÓN DE SEGURIDAD	REALIZAR REUNION DE SEGURIDAD	0,5
87D						TP87-4	BAJAR TR/LINER	0:00 A 1:00	BAJANDO LINER DE 7" DESDE CASING	BAJAR LINER 7"	1
87D						TP87-4	BAJAR TR/LINER	1:30 A 6:00	BAJANDO 9 PARADAS DE HERRAMIENTAS	BAJAR LINER 7"	4,5
87D						TP87-4	BAJAR TR/LINER	6:00 A 8:30	CONTINUA BAJANDO DRILL PIPE	BAJAR LINER 7"	2,5

ANEXO 3: ACTIVIDADES QUE GENERAN TIEMPOS PLANOS Y/O TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

Actividades tiempos planos		
CIRCULACIÓN	Circular	Circular el fluido por la sarta de perforación
BHA	Armar/Bajar BHA	Armar sarta de perforación
	Quiebre BHA	Desarmado de sarta de perforación para cambio de herramientas y broca
TRIPS	Bajar sarta	Tiempo en que demora en bajar la sarta
	Sacar sarta	Tiempo en que demora en sacar la sarta
	Viaje de calibración	Reposado de pozo
TR/LINER	Instalar equipo para bajar TR/Liner	Armar equipo de tubería de revestimiento
	Instalar Colgador	Instalación de colgador
	Bajar Liner	Bajada de tubería de revestimiento o liner
PRUEBAS	Probar herramientas direccionales	Prueba de herramientas previa a su utilización
LOGGING	Instalar para correr registros eléctricos	Instalación de equipo para corrida de registros
	Correr registros eléctricos	Corrida de registros eléctricos
	Desarmar equipo para correr registros eléctricos	Desarmado de equipo de registros eléctricos
RIG MAINT	Cortar cable de perforación/Mantenimiento Equipo	Mantenimiento de equipo y cable de perforación
DRILLS	Pláticas y simulacros de seguridad	Reuniones de seguridad previo a cualquier operación
Actividades tiempos no productivos		
FORMATION	Corriendo CSG/liner	Problemas mientras se baja tubería de revestimiento en el pozo
	Corriendo registros	Problemas en la toma de registros eléctricos
SEGMENTS	Problemas de logging	Problemas con registros
TERCEROS	Espera /Fallas compañías de servicio	Espera en personal o equipo de compañías de servicios
RIG	Falla eléctrica	Falla en el equipo de perforación
	Top drive -mesa rotaria	Problemas con la rotación
	Malacate	Problemas con el malacate

Fuente: Munguía, 2018

Modificado por: Herrera, 2020

**ANEXO 4: DATOS DE DENSIDADES MANEJADOS EN LOS CAMPOS A Y B
DURANTE LA PERFORACIÓN.**

CAMPO A				
Pozo	TIPO DE LODO	RANGO DE DENSIDADES (lpg)	DENSIDAD BAJA (lpg)	DENSIDAD ALTA (lpg)
215D	Perflex / Perflex Drill In	9,7 -10,0	9,7	10
216D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
220D	Perflex / Perflex Drill In	9,7-9,9	9,7	9,9
241D	Alplex / Drill In	10,0 -10,4	10	10,4
257D	Perflex / Perflex Drill In	9,8-10,2	9,8	10,2
258D	Perflex / Perflex Drill In	9,8 -10,0	9,8	10
267D	Perflex / Perflex Drill In	9,7-10,0	9,7	10
268D	Perflex / Perflex Drill In	9,7 -9,9	9,7	9,9
271D	Perflex Drill In	9,7-10,2	9,7	10,2
272D	Perflex Drill In	9,7-10,2	9,7	10,2
276D	Perflex Drill In	9,8-9,9	9,8	9,9
277D	Perflex Drill In	9,6-9,8	9,6	9,8
278D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-10,4	9,6	10,4
280D	Perflex Drill In	9,7-10,2	9,7	10,2
281D	Perflex Drill In	9,7-10,3	9,7	10,3
282D	Perflex Drill In	9,7-10,2	9,7	10,2
283D	Perflex / Perflex Drill In	9,8-10,4	9,8	10,4
286D	Perflex / Perflex Drill In	9,8-10,1	9,8	10,1
287D	Perflex / Perflex Drill In	9,8-10,3	9,8	10,3
421D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-10,0	9,6	10
422D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
423D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
430D	Drill In	9,6-10,1	9,6	10,1
431D	Gap Drill in	9,8-10,1	9,8	10,1
432D	Gap drill in Mud	9,2-9,3	9,2	9,3
433D	Gap drill in Mud	9,2-9,3	9,2	9,3
480D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
481D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
482D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
483D	Perflex / Perflex Drill In	9,6-9,9	9,6	9,9
CAMPO B				
71D	Perflex drill in	9,2-9,1	9,1	9,2
87D	Drill in	9,0-9,0	9	9
88D	Perflex	9,4-9	9	9,4
ACAC-111	Drill in	9,4-9,2	9,2	9,4
ACAC-112	Perflex drill in	9,4-9,2	9,2	9,4
ACAC-127	Klastop	9,4-9,0	9	9,4

Pozo	TIPO DE LODO	RANGO DE DENSIDADES (lpg)	DENSIDAD BAJA (lpg)	DENSIDAD ALTA (lpg)
ACAC-162	Baradrill in	9,2-9,0	9	9,2
ACAC-165	Klastop	9,4 -9,2	9,4	9,2
ACAC-166	Klastop	9,3	9,3	9,3
ACAC-167	Klastop	9,3	9,3	9,3
ACAC-172	Baradrill in	9,1-9,0	9	9,1
ACAD-152	Klastop	9,3	9,3	9,3
ACAD-169	Flopro	9,1	9,1	9,1
ACAM-147-D	Flopro	9,1	9,1	9,1
ACAM-148-D	Klastop	9,2	9,2	9,2

Elaborado por: Herrera, 2020

ANEXO 5: RESULTADOS DE ESFUERZO DE CORTE Y VELOCIDAD DE CORTE PARA DETERMINAR LOS MODELOS REOLÓGICOS DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS A Y B.

Densidad (lpg)	$\tau \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right)$	$\gamma (seg^{-1})$
10,4	3,20	5,11
	4,27	10,22
	17,08	170,30
	25,09	340,60
	32,78	510,90
	44,21	1021,80
9,8	2,46	5,11
	3,20	10,22
	12,28	170,30
	20,29	340,60
	33,00	510,90
	44,63	1021,80
9,4	2,67	5,11
	5,34	10,22
	21,36	170,30
	33,10	340,60
	46,88	510,90
	67,70	1021,80
9,2	4,27	5,11
	5,87	10,22
	24,56	170,30
	37,37	340,60
	43,35	510,90
	65,35	1021,80
9	4,27	5,11
	5,34	10,22
	23,49	170,30
	37,37	340,60
	48,05	510,90
	71,54	1021,80

Elaborado por: Herrera, 2020