

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE AGENTES TENSIOACTIVOS
ESTABILIZADORES DE EMULSIÓN CON DIÉSEL PARA LA
DISMINUCIÓN DEL RIESGO DE PEGA DIFERENCIAL EN
ARENISCAS DEPLETADAS DE LA CUENCA ORIENTE**

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

PAOLA ALEXANDRA ARTOS PÉREZ
paola.artos@epn.edu.ec

CRISTOPHER XAVIER VÁSQUEZ OLMEDO
cristopher.vasquez@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. PABLO DANIEL BENALCAZAR FLORES
pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, junio 2018

DECLARACIÓN

Nosotros, Paola Alexandra Artos Pérez y Cristopher Xavier Vásquez Olmedo, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

PAOLA ALEXANDRA ARTOS
PÉREZ

CRISTOPHER XAVIER
VÁSQUEZ OLMEDO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Paola Alexandra Artos Pérez y Christopher Xavier Vásquez Olmedo, bajo mi supervisión.

Ing. Pablo Daniel Benalcazar Flores
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mi querida Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos y todas las personas que conforman la misma. Gracias por su noble labor y por impartir sus conocimientos para formar profesionales de excelencia.

Al Ingeniero Pablo Benalcazar, por su colaboración y tutoría durante la elaboración del presente proyecto.

A la Empresa Petroamazonas EP, al Ingeniero Freddy Ramirez, por darme la oportunidad de experimentar mi primera experiencia como pasante dentro de la Industria Petrolera. A Gissela Ortiz, David Almeida y Francisco Carvajal por su amistad y constante apoyo.

A la Empresa Halliburton, por brindarnos los recursos y asesoría para realizar el presente trabajo. Especialmente a los Ingenieros Harold Ospina, Carlos Suárez, José Brito y Rodolfo Ponce, quienes hicieron un aporte fundamental a este trabajo de titulación.

A mis amigos, que han apoyado mis sueños constantemente. Su valiosa amistad es uno de los pilares que me han permitido seguir firme en el cumplimiento de mis metas. A Jhosue, por la fuerza que me transmite. Gracias por desafiarme diariamente a ser mejor persona y estudiante.

Paola Alexandra Artos Pérez

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, doy gracias a Dios, por protegerme y brindarme las fuerzas necesarias para superar obstáculos y dificultades durante esta etapa.

A mis padres, por darme la vida, por brindarme ese ejemplo de lucha y perseverancia, sobre todo gracias por sus consejos, por creer en mí y ayudarme a ser una buena persona.

A mi hermano, que siempre ha estado junto a mi brindándome su apoyo y que siempre sus consejos me han dado fuerza para culminar con esta etapa.

A mis abuelitos, que siempre estuvieron pendientes desde que fui muy pequeño, por todos los valores y enseñanzas que me inculcaron.

A toda mi familia en general, por confiar en mí, por sus valiosos consejos y apoyo durante toda mi vida, gracias a ellos por los buenos y malos momentos que compartieron junto a mí.

A mis amigos, que gracias al equipo que formamos y al apoyo que nos brindamos durante toda la carrera hoy estamos logrando culminar una etapa importante de nuestra vida.

Al Ing. Pablo Benalcázar, director de tesis por su colaboración y asesoramiento durante la realización del trabajo de investigación. A los Ingenieros José Brito y Carlos Suarez, por su amistad y apoyo durante todo este proceso, gracias a ellos gran parte de nuestro trabajo de investigación fue posible realizarlo.

Cristopher Xavier Vásquez Olmedo

DEDICATORIA

A Dios por siempre iluminar mi camino y darme las fuerzas para culminar con éxito mis estudios universitarios.

A mi madre Verónica, que con su apoyo incondicional, amor infinito y buenos consejos me motivó cada día a seguir adelante sin desmayar ante situaciones adversas y siempre dar lo mejor de mí.

A mis hermanos Anita y Cristian, que con su ejemplo han inculcado en mí valores como la honestidad y respeto. Gracias por su paciencia, amor y esfuerzo para darme una carrera universitaria. A Pablo por ser siempre considerado y darme ánimos cuando lo he necesitado.

A mi padre René y mi hermana Gaby, cuyo apoyo y compañía siempre ha estado presente en mi corazón.

En general a toda mi familia, que de una u otra forma me ha apoyado en este largo camino.

Paola Alexandra Artos Perez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por darme la vida y permitirme llegar a terminar una etapa más de mi vida. A mis padres, por ser pilar más importante, por guiarme siempre por el camino del bien y brindarme su amor y apoyo incondicional.

De igual manera, dedico este trabajo a la Escuela Politécnica Nacional por haberme abierto las puertas de esta prestigiosa Institución. A mis profesores, gracias por su tiempo

y por todas las enseñanzas que me han brindado en el transcurso de mi formación profesional.

Cristopher Xavier Vásquez Olmedo

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	X
INDICE DE ANEXOS	X
SIMBOLOGÍA.....	XI
RESUMEN	XII
ABSTRACT	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
 CAPITULO 1	
MARCO TEÓRICO	
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO TIPUTINI	1
1.1.1. Ubicación geográfica	2
1.1.2. Características de los reservorios.....	2
1.1.3. Características del crudo	2
1.1.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	4
1.2. DESCRIPCIÓN DEL POZO TPTC-016	5
1.2.1. Datos generales.....	6
1.2.2. Esquema mecánico	6
1.2.3. Diagrama en planta	8
1.2.4. Ángulo de perforación.....	9
1.2.5. Descripción geológica.....	10
1.2.6. Ventana operacional de presiones	11
1.3. PEGA DIFERENCIAL.....	12
1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	16
1.4.1. Modelos Reológicos	16
1.4.1.1. Modelo de Bingham	18

1.4.1.2. Modelo de la Ley de Potencia	20
1.5. EMULSIONES	21
1.5.1. Tipo de emulsiones.....	23
1.5.2. Mecanismos de inestabilidad.....	23
1.5.2.1. Mecanismo de Crema	24
1.5.2.2. Mecanismo de floculación	25
1.5.2.3. Mecanismo de desproporción	25
CAPITULO 2	
METODOLOGIA EXPERIMENTAL	
2.1. PRUEBAS DE LABORATORIO	26
2.2. RESULTADOS	28
2.2.1. Prueba de compatibilidad #1	28
2.2.2. Prueba de compatibilidad #2	28
2.2.3. Prueba de densidad.....	29
2.2.4. Prueba de lubricidad.....	29
2.2.5. Pruebas de reología	29
2.2.6. Pruebas de medición de filtrado API.....	30
2.2.7. Pruebas de medición de filtrado PPT	32
CAPITULO 3	
ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO	
3.1. ANÁLISIS TÉCNICO	33
3.1.1. Efecto del agente tensioactivo #2 en la emulsión	33
3.1.2. Efecto del diésel sobre la densidad	35
3.1.3. Efecto del diésel sobre la lubricidad	35
3.1.4. Efecto del diésel sobre la reología.....	36
3.1.5. Efecto del diésel en el filtrado.....	37
3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	39
3.2.1. Costo del fluido para el caso No 1	40
3.2.2. Costo del fluido para el caso No 2	40
3.2.3. Costo del fluido para el caso No 3	40
3.2.4. Costo del fluido para el caso No 4	40
CAPITULO 4	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	

4.1. CONCLUSIONES.....	43
4.2. RECOMENDACIONES	43
BIBLIOGRAFÍA	45
GLOSARIO.....	48
ANEXOS	50

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1-1. Mapa estructural de los Bloques Petroleros del Ecuador.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1-2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1-3. Esquema mecánico del pozo TPTC-016.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 1-4. Diagrama en planta del pozo TPTC-016.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 1-5. Ángulo de perforación del pozo TPTC-016.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 1-6. Columna estratigráfica del pozo TPTC-016</i>	<i>10</i>
<i>Figura 1-7. Ventana operacional del pozo TPTC-016</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1-8. Diagrama Bow -Tie para el evento crítico</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1-9. Diagrama Bow -Tie para el evento crítico con la nueva barrera</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1-10. Modelos reológicos</i>	<i>17</i>
<i>Figura 1-11. Estructura de una molécula de agente tensioactivo.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1-12. Micela esférica</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1-13. Tipos de emulsiones</i>	<i>23</i>
<i>Figura 1-14. Mecanismo de inestabilidad de una emulsión.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2-1. Caracterización reológica para los fluidos de prueba.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3-1. Gráfico ternario de la composición de los fluidos.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3-2. Efecto del diésel sobre la densidad.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3-3. Efecto del diésel sobre la lubricidad.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 3-4. Efecto del diésel sobre el Modelo de Bingham</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3-5. Efecto del diésel sobre el Modelo de La Ley de Potencia.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3-6. Efecto del diésel en el filtrado API.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 3-7. Efecto del diésel en el filtrado PPT</i>	<i>38</i>
<i>Figura 3-8. Comparativo del costo de los fluidos de laboratorio.....</i>	<i>42</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1-1. Pozos perforados en el Bloque ITT desde 1993 hasta 2002.....</i>	1
<i>Tabla 1-2. Matriz de los mecanismos de pega.....</i>	5
<i>Tabla 1-3. Datos generales del pozo TPTC-016.....</i>	6
<i>Tabla 2-1. Formulación del fluido base.....</i>	26
<i>Tabla 2-2. Pruebas de compatibilidad iniciales.....</i>	26
<i>Tabla 2-3. Pruebas de compatibilidad secundarias.....</i>	27
<i>Tabla 2-4. Fluidos probados en laboratorio.....</i>	27
<i>Tabla 2-5. Resultado de la prueba de compatibilidad inicial.....</i>	28
<i>Tabla 2-6. Resultado de la prueba de compatibilidad secundaria.....</i>	28
<i>Tabla 2-7. Resultado de la prueba de densidad.....</i>	29
<i>Tabla 2-8. Resultado de la prueba de lubricidad.....</i>	29
<i>Tabla 2-9. Resultados de las pruebas de reología.....</i>	29
<i>Tabla 2-10. Cálculo de μ_p, τ_y, LSR YP, n y K.....</i>	30
<i>Tabla 2-11. Resultados de las pruebas de filtrado API.....</i>	30
<i>Tabla 2-12. Resultados de las pruebas de medición de filtrado PPT.....</i>	32
<i>Tabla 3-1. Costos por unidad de producto.....</i>	39
<i>Tabla 3-2. Concentraciones de los fluidos elaborados en laboratorio.....</i>	40
<i>Tabla 3-3. Costos del fluido para el caso No 1.....</i>	41
<i>Tabla 3-4. Costos del fluido para el caso No 2.....</i>	41
<i>Tabla 3-5. Costos del fluido para el caso No 3.....</i>	41
<i>Tabla 3-6. Costos del fluido para el caso No 4.....</i>	42
<i>Tabla 4-1. Pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos.....</i>	44

ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación (1): Probabilidad de ocurrencia del evento crítico “P”</i>	14
<i>Ecuación (2): Probabilidad de ocurrencia del evento crítico “P’”</i>	14
<i>Ecuación (3): Desigualdad de las probabilidades de ocurrencia “P” y “P’”</i>	14
<i>Ecuación (4): Corrección del esfuerzo de corte</i>	17
<i>Ecuación (5): Corrección de la velocidad de corte</i>	18
<i>Ecuación (6): Esfuerzo de corte del Modelo de Bingham</i>	18
<i>Ecuación (7): Viscosidad plástica</i>	19
<i>Ecuación (8): Punto cedente</i>	19
<i>Ecuación (9): Tensión de afluencia a bajas tasas de corte</i>	20
<i>Ecuación (10): Esfuerzo de corte del Modelo de la Ley de Pontencia</i>	20
<i>Ecuación (11): Índice de flujo</i>	20
<i>Ecuación (12): Índice de consistencia</i>	21

INDICE DE ANEXOS

<i>Anexo 1. Correcciones del resorte, BOP y rotor del viscosímetro de Fann</i>	511
<i>Anexo 2. Equipos y procedimientos de las pruebas realizadas en el laboratorio</i> .	533
<i>Anexo 3. Pruebas de compatibilidad del fluido base con diésel</i>	633
<i>Anexo 4. Pruebas de compatibilidad del fluido base con diésel y 2 AT</i>	655
<i>Anexo 5. Correcciones del esfuerzo a diferentes velocidades de corte</i>	722

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Gravedad específica del petróleo	
PSI	Libras por pulgada cuadrada	M/LT ²
MD	Measure Depth	L
TVD	Total Vertical Depht	L
τ	Esfuerzo de corte	M/LT ²
$\dot{\gamma}$	Velocidad de corte	L/T
VP	Viscosidad plástica	M/LT
PC	Punto cedente	M/LT ²
θ	Lectural del dial	
<i>LSR YP</i>	Tensión de afluencia a bajas tasas de corte	
K	Indice de consistencia	
<i>n</i>	Indice de flujo	
τ_0	Esfuerzo de corte a la velocidad de corte=0	M/LT ²
SFC	Factor de corrección del resorte	
RBR	Factor de corrección Rotor-Bob- Radio	
CMC	Concentración micelar crítica	
AT#1	Agente tenisoactivo 1	L ³
AT#2	Agente tensioactivo 2	L ³
mL	Mililitros	V
lbs	Libras	L
ft	Pies (feet)	L
PPT	Particle-Plugging - Test	
FC	Factor de corrección	
F	Torque medido a 0 RPM	ML/T ²
μm	Micrón	L

RESUMEN

El 16 de noviembre del 2016 en el bloque 43 de la Cuenca Oriente, se presencié el primer evento de pega diferencial en la Plataforma Tiputini C durante la perforación de la sección productora del pozo TPTC-016. Posteriormente en el pozo TPTC-028, se implementa en el fluido de perforación de la sección productora un porcentaje de 9% de diésel (porcentaje máximo al cual se presentó una emulsión continua entre el fluido base agua y el diésel), lo cual generó un impacto positivo en la reducción de valores de torque y peso del gancho, reduciendo tiempos de viaje y el riesgo de pega diferencial.

Con esto en mente, el presente trabajo busca evaluar el uso de agentes tensioactivos estabilizadores de emulsión, en un fluido base agua, que permitan el incremento del porcentaje de diésel y por consecuente sus bondades para la reducción del riesgo de pega diferencial en areniscas depletadas de la Cuenca Oriente.

Para este fin, este trabajo inicialmente presenta una descripción general del Campo Tiputini y del pozo TPTC-016. Posteriormente se citan estudios preliminares que describen el fenómeno de pega diferencial, el uso de agentes tensioactivos como emulsificantes y su influencia en las propiedades del fluido de perforación.

La siguiente parte, es la ejecución y resultados de pruebas de laboratorio, con las cuales se determina el agente tensioactivo juntamente con su concentración idónea; y también se evalúa densidad, lubricidad, reología, pérdida de filtrado API y PPT en los fluidos de emulsión directa con incrementos de diesel de 0%, 3%, 12% y 24%.

Seguidamente se realiza un análisis técnico - económico que permite comparar y determinar la factibilidad de utilizar los fluidos probados en el laboratorio. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave: Pega diferencial, diésel, emulsión, agente tensioactivo.

ABSTRACT

On November 16, 2016, in block 43 of the Basin, the first differential sticking event was observed on the Tiputini C platform during the drilling of the TPTC-016 well production section. Subsequently, in the well TPTC-028, a percentage of 9% of diesel was applied in the drilling fluid of the production section (maximum percentage at which a continuous emulsion was presented between the water base fluid and the diesel), which generated a positive impact on the reduction of torque and weight values of the hook, reducing travel times and the risk of differential sticking.

With this in mind, this paper seeks to evaluate the use of surfactant agent, in a water-based fluid, that allow the increase of the percentage of diesel and, consequently, its benefits for reducing the risk of differential sticking in depleted sandstones of the Oriente Basin.

For this purpose, this work initially presents a general description of the Tiputini Field and well TPTC-016. Subsequently, preliminary studies describing the phenomenon of differential sticking, the use of as surfactant agent emulsifiers and their influence on the properties of the drilling fluid.

The next part is the execution and results of laboratory tests, with which the surfactant agent is determined along with its ideal concentration; and density, lubricity, rheology, loss of API and PPT filtrate in direct emulsion fluids are also evaluated with diesel increments of 0%, 3%, 12% and 24%.

A technical - economic analysis is then carried out to compare and determine the feasibility of using the fluids tested in the laboratory. Finally the conclusions and recommendations are presented.

Keywords: Differential sticking, emulsion, surfactant agent,

INTRODUCCIÓN

El 16 de noviembre del 2016 en el bloque 43 de la Cuenca Oriente, se presencié el primer evento de pega diferencial en la plataforma Tiputini C durante la perforación de la sección productora del pozo TPTC-016. (Almeida D. , 2017)

La principal causa de este evento es la rápida depletación de la arenisca M1 de la formación Napo, cuya densidad equivalente al momento de iniciar la campaña de perforación en marzo del 2016 fue de 8.1 LPG, llegando a noviembre del 2016 con un valor de 3.5 LPG. La presión hidrostática utilizada para perforar este intervalo fue de 9 LPG, creando un sobre balance aproximado de 5.5 LPG (1315 PSI).

Pese a que este evento, culminó con una exitosa liberación de la tubería de perforación; la empresa operadora sufrió un impacto económico negativo de 234, 210.00 dólares. En el caso de suscitarse la pérdida total del pozo, el impacto económico total ascendería hasta aproximadamente 2,000,000.00 dólares. (Almeida D. , 2017)

Con respecto a este problema, Almeida (2017) mediante diagramas “Bow-tie”, pruebas de laboratorio y aplicación en pozos reales, demuestra que el uso del diésel en el fluido de perforación de la sección productora es una barrera que permite la reducción de la probabilidad de ocurrencia de pega diferencial en la Areniscas depletadas de la plataforma Tiputini C.

En condiciones dinámicas de la sarta, el diésel causa una mejora sustancial en viajes de salida del BHA, lubrica la costra y reduce los coeficientes de fricción al contacto con la tubería. Por otra parte, en condiciones estáticas, el diésel disminuye el filtrado, alargando el tiempo medio de pega y reduciendo la probabilidad de ocurrencia del evento de pega diferencial. (Almeida D. , 2017)

En el estudio de Almeida, experimentalmente, al llegar a una concentración de 12% de diésel (%v/v), el fluido sufre una separación de fases, generando una emulsión y perdiendo la estabilidad del fluido lo cual hace imposible utilizar porcentajes

mayores de diésel sin añadir productos químicos que controlen la emulsión de diésel y el fluido base agua.

Con esto en mente, el presente proyecto busca evaluar el uso de agentes tensioactivos estabilizadores de emulsión, en un fluido base agua, que permitan el incremento del porcentaje de diésel y por consecuente sus bondades para la reducción del riesgo de pega diferencial en areniscas depletadas de la Cuenca Oriente.

Durante la perforación de pozos en Ecuador, no se ha registrado el uso de fluidos base agua con diésel en porcentajes mayores al 9%; por lo cual este trabajo aporta con la ampliación del porcentaje de diésel mediante el uso de un agente tensioactivo estabilizador de emulsión.

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO TIPUTINI

En el año de 1949, Shell perforó el pozo Tiputini Shell-1, mismo que al producir 4 BPPD de petróleo extrapesado (11° API) no resultó económicamente productivo, por lo cual fue abandonado el mismo año. El pozo Tiputini Shell-1 llegó a los 5,595 pies de profundidad.

En 1970, la Empresa “Minas y Petróleos” puso en marcha la primera campaña sísmica, la cual pudo identificar un alto, que fue probado con el pozo Tiputini Minas 1, cuya profundidad final fue de 5 340 pies, y cuya producción fue de 228 BPPD de 15° API. En base a estos datos, se pudo descubrir el Bloque ITT. (López, 2017). En el área del Bloque ITT, Petroecuador ejecutó 1200 km de sísmica 2D y perforó 5 pozos como se observa en la tabla 1-1.

Tabla 1-1. Pozos perforados en el Bloque ITT desde 1993 hasta 2002

Pozos	Compañía	Año
Tambococha-1	Petroproducción	1993
Ishpingo-1 / Ishpingo-2	Petroproducción	1992 / 1993
Ishpingo-3 / Ishpingo-4	Petroproducción	2001 / 2002

Fuente: (López, 2017)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Posteriormente, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), retoma la exploración sísmica, con cuatro campañas que cubren el área del Bloque ITT y se extendieron hacia el norte y sur, cubriendo un total de 1, 746 km. Estos estudios permitieron identificar tres nuevas estructuras: una ubicada al NNO de Tiputini, denominada Imuya, y dos más al sur, denominadas Tambococha e Ishpingo. En 1992, se perforó el pozo Ishpingo-1, cuya profundidad final fue de 6,190 pies y aportó con una producción de 5,479 BPPD de los yacimientos U, M2, M1 y Tena Basal. En 1993, se perforó el pozo exploratorio Tambococha-1, cuya producción total fue de 6,067 BPPD. Al ser un resultado sumamente exitoso, dió pie a descubrir

unas de las mayores acumulaciones de crudos pesados de la Cuenca Oriente). (Baby, Rivadeneira, & Barrangán, 2014)

1.1.1. Ubicación geográfica

El bloque 43 se encuentra en la Región Amazónica de la República del Ecuador, en la Provincia de Orellana, con una superficie aproximada de 189 hectáreas. Limita al sureste con Perú, al noreste con la Reserva Cuyabeno, al oeste con el Bloque 31 y al sur limita con la Zona Intangible del Parque Nacional Yasuní. El mapa estructural de los bloques petroleros del Ecuador se observa en la figura 1-1.

1.1.2. Características de los reservorios

Los estudios realizados en el Campo Tiputini probaron la existencia de hidrocarburo en la arenisca U, M1 y Basal Tena.

La Arenisca M1, se encuentra formada por capas de arenisca intercalada con lutita. La presencia de hidrocarburo en esta estructura es regular. Presenta hidrocarburo en puntos y parches de color café oscuro. Debido a su baja gravedad API de 11° a 15°, el hidrocarburo de esta estructura se ha clasificado como pesado. (Asencio, Caicedo, Caiche , Cobo, & Cruz, 2017)

La Arenisca U por otra parte, se depositó en medio de un ambiente fluvial de canales, para posteriormente evolucionar hacia el techo, a un ambiente transicional de canales re trabajados por marea. Se presentan ocasionales niveles de lutitas negras. (Asencio, Caicedo, Caiche , Cobo, & Cruz, 2017)

Basal Tena se encuentra formada en su mayoría por arenisca intercalada con lutita. Presenta manchas puntuales de hidrocarburo que varía entre colores claros, cafés, hasta negros. El hidrocarburo se encuentra clasificado como pesado con 14 °API. (Asencio, Caicedo, Caiche , Cobo, & Cruz, 2017)

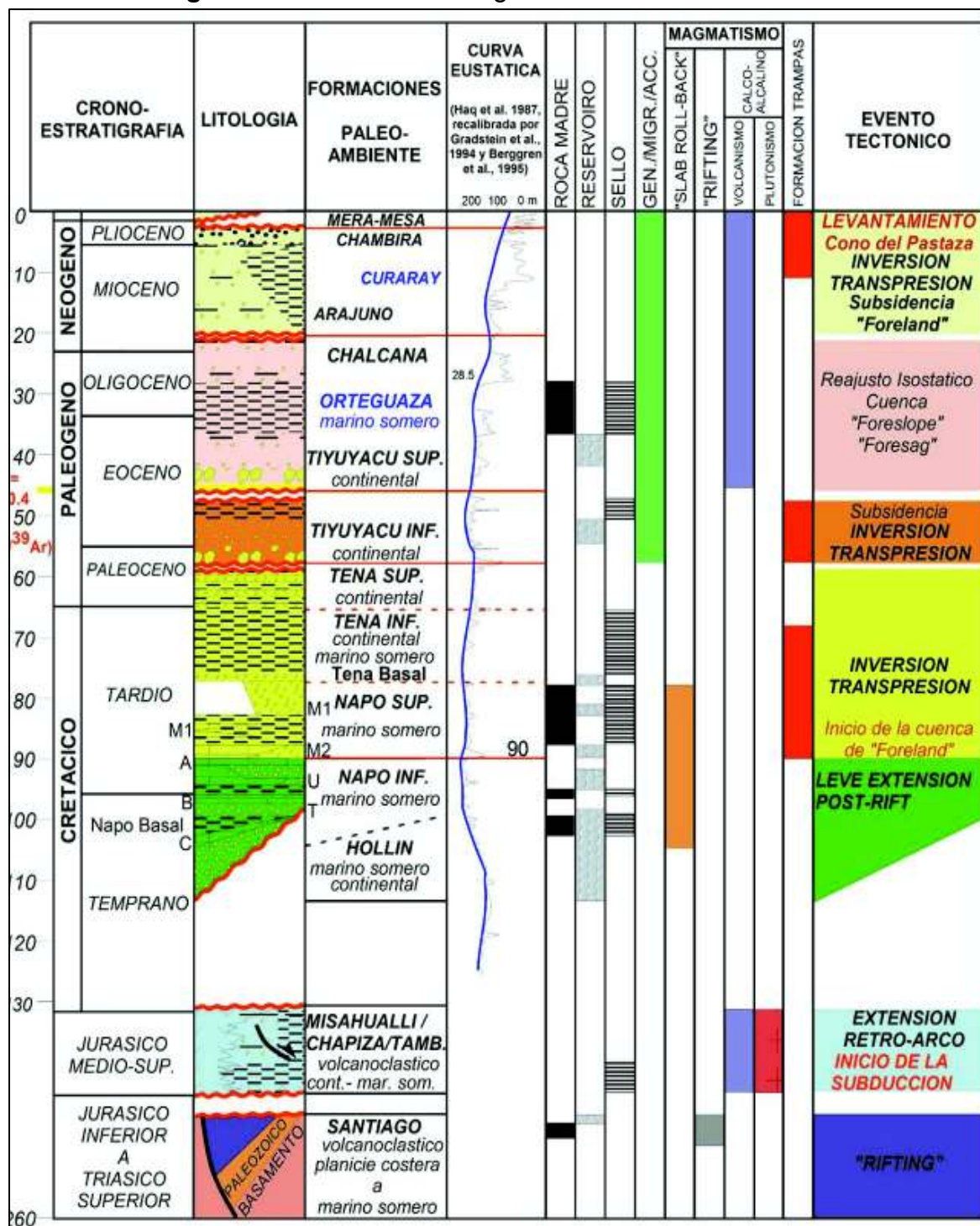
1.1.3. Características del crudo

En el bloque ITT, se evidencia la presencia de crudos de gravedad específica de 12 y 16 °API y un porcentaje en peso de azufre, que va desde 2,4% hasta 3%, de los crudos analizados. (Baby, Rivadeneira, & Barrangán, 2014)

1.1.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente

La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente se puede observar en la figura 1-2.

Figura 1-2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barrangán, 2014)

Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.2. DESCRIPCIÓN DEL POZO TPTC-016

En el transcurso de la perforación del pozo TPTC-016, se dio el primer evento de pega diferencial de todos los pozos perforados en el Campo Tiputini, cuyo objetivo fue la arenisca M1 de la formación Napo.

A una profundidad de 6560 pies hasta 7007 pies. A 6560 pies se observa atrapamiento de la sarta, por lo cual se intenta trabajar hacia abajo para recuperar movimiento de esta, sin éxito. Se bombeó píldora lubricante y se trabajó la sarta martillando hacia abajo y aplicando toque para liberar, sin éxito. (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b).

De acuerdo con los sucesos antes mencionados y durante el evento de pega, la compañía operadora, mediante el uso de la matriz de los mecanismos de pega mostrada en la tabla 1-2 posiciona el evento en la clasificación de pega diferencial. (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b).

La sarta de perforación fue liberada después de dos días de trabajo, y luego de desbalancear la columna hidrostática mediante la circulación de diésel en reemplazo de fluido de perforación.

Tabla 1-2. Matriz de los mecanismos de pega

Mecanismos de pega	Empaquetamiento	Pega Diferencial	Geometría de Hoyo
Movimiento de la Tubería antes de la pega ?			
Moviéndose hacia arriba	2	0	2
Rotando hacia abajo	0	0	2
Moviéndose hacia abajo	1	0	2
Rotando hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
Movimiento de la Tubería después de la Pega?			
Se puede bajar libremente	0	0	2
Se puede bajar con restricción	1	0	2
Bajar es imposible	0	0	0
Rotación de la tubería antes de la pega?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación restringida	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
Presión de circulación antes de la Pega?			
Circulación no restringida	0	2	2
Circulación Restringida	2	0	0
Circulación Imposible	0	0	0
TOTAL	2	4	2

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

1.2.1. Datos generales

Los datos generales del pozo de estudio TPTC-016, se detallan en la tabla 1-3.

Tabla 1-3. Datos generales del pozo TPTC-016

Pozo	TPTC-016
Campo	Tiputini
Plataforma	C
Provincia	Orellana
Cantón	Aguarico
Equipo de perforación	SINOPEC 248
Tipo de Pozo	Direccional
Elevación del terreno (ft)	638.86 ft
Altura de mesa la rotaria (ft)	36.8 ft
Profundidad final (ft)	7007 ft MD / 6518.26 ft TVD
Desplazamiento horizontal (ft)	4331.81 ft
Inclinación máxima del pozo	59° @ 3889.02 ft MD
Inicio de operaciones	05 de Noviembre de 2016
Fin de operaciones	19 de Noviembre de 2016

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)

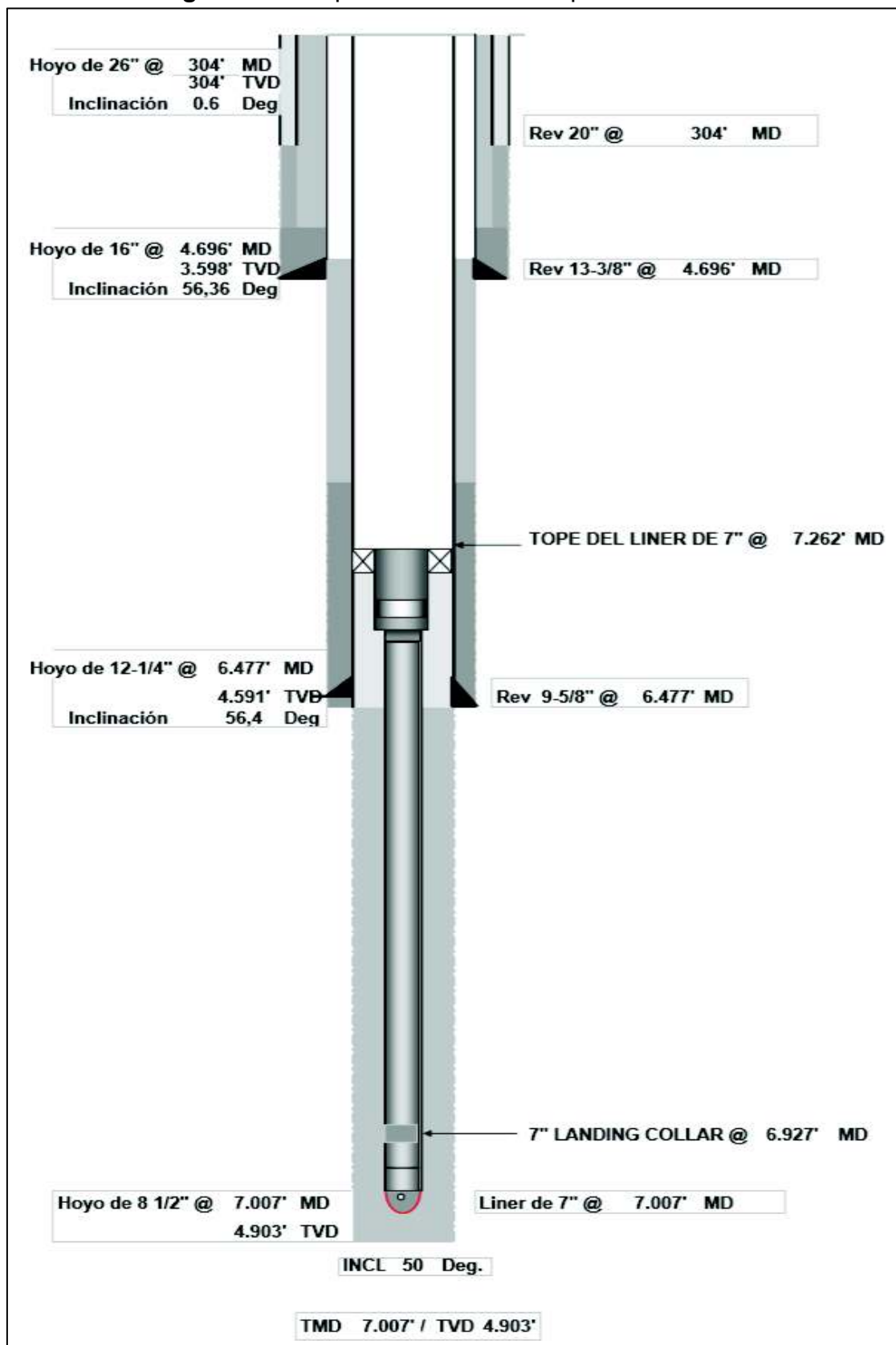
Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

1.2.2. Esquema mecánico

El pozo TPTC-016, es un pozo tipo J, planificado como direccional de 4 secciones: 26", 16", 12-1/4", 8 3/8" con 4 revestidores: Conductor de 20", Superficial de 13-3/8", Intermedio de 9-5/8", y liner de 7".

El objetivo principal fue la arenisca Napo "M1". Su esquema mecánico se observa en la figura 1-3.

Figura 1-3. Esquema mecánico del pozo TPTC-016

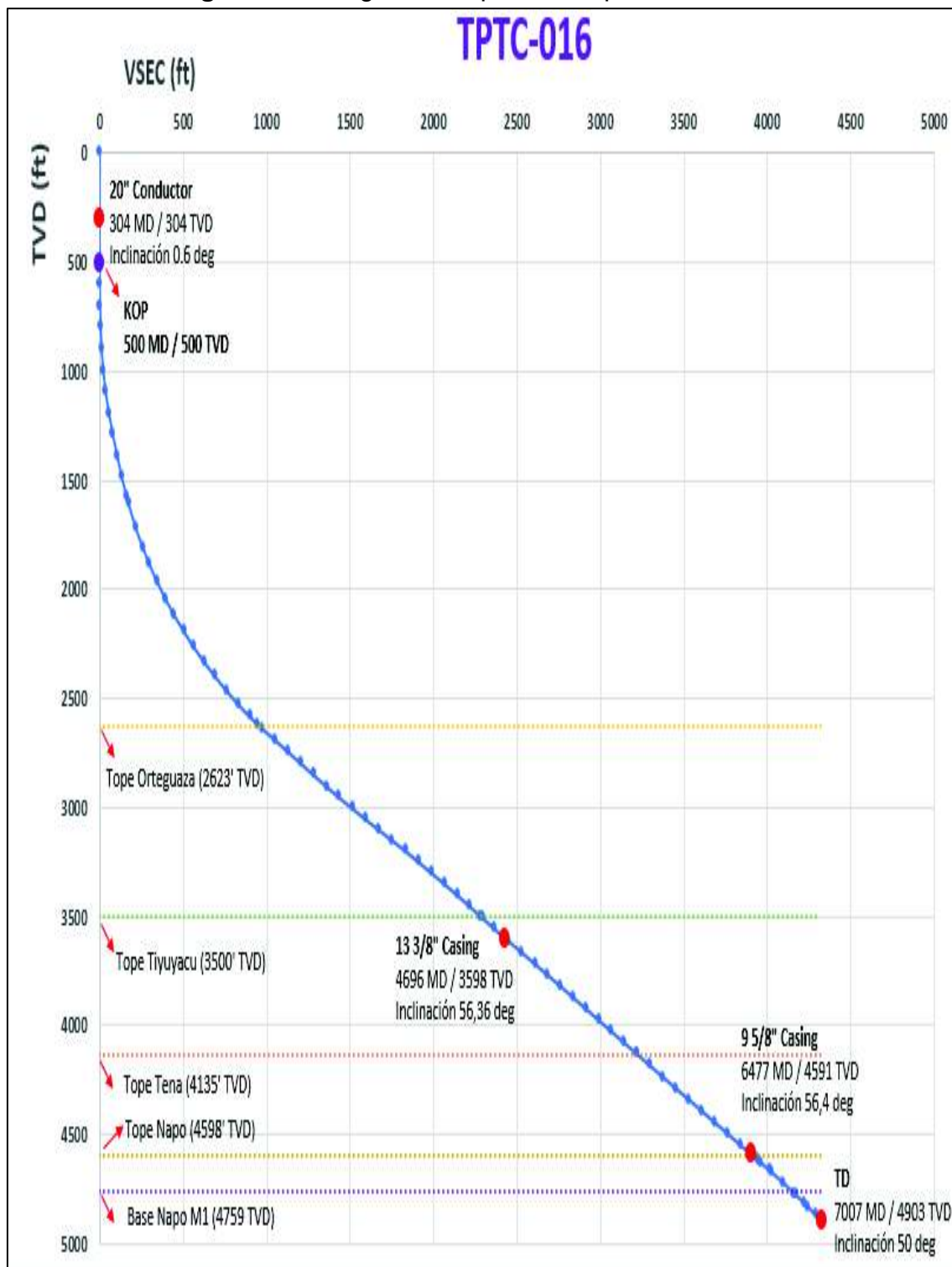


Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)
Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.2.3. Diagrama en planta

El diagrama final en planta del pozo tipo J, TPTC-016 se muestra en la figura 1-4.

Figura 1-4. Diagrama en planta del pozo TPTC-016



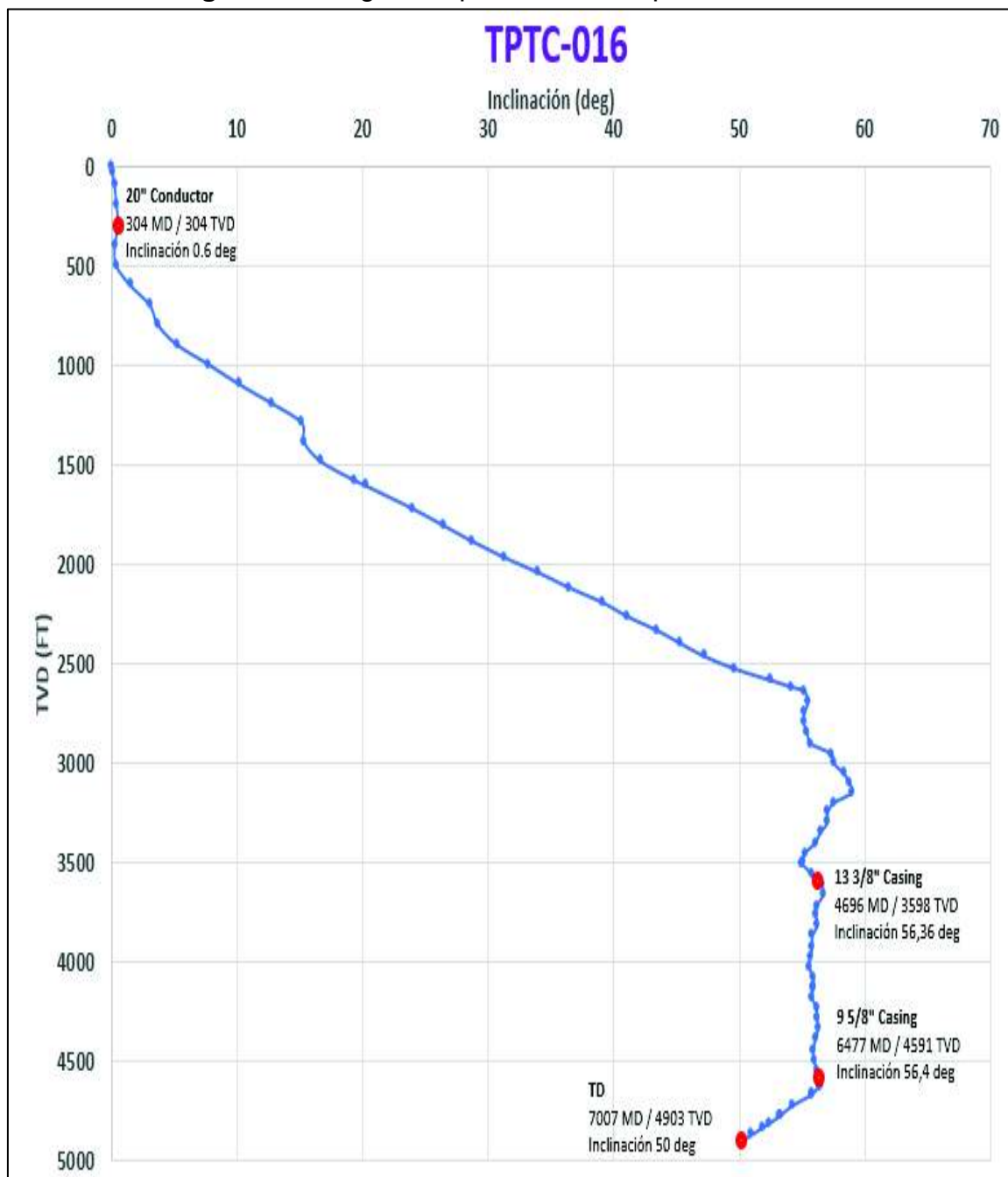
Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

1.2.4. Ángulo de perforación

La figura 1-5. muestra cómo se presentó la variación del TVD respecto a la inclinación, y es de notar como la inclinación del pozo varía según la sección perforada. Se evidencia claramente, como en la sección de 8 – 3/8” existe una disminución de la inclinación a medida que se profundiza.

Figura 1-5. Ángulo de perforación del pozo TPTC-016



Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.2.5. Descripción geológica

El TPTC-016 se construyó perforando la columna estratigráfica de la figura 1-6. Se observa claramente los topos y bases de las formaciones.

Figura 1-6.Columna estratigráfica del pozo TPTC-016

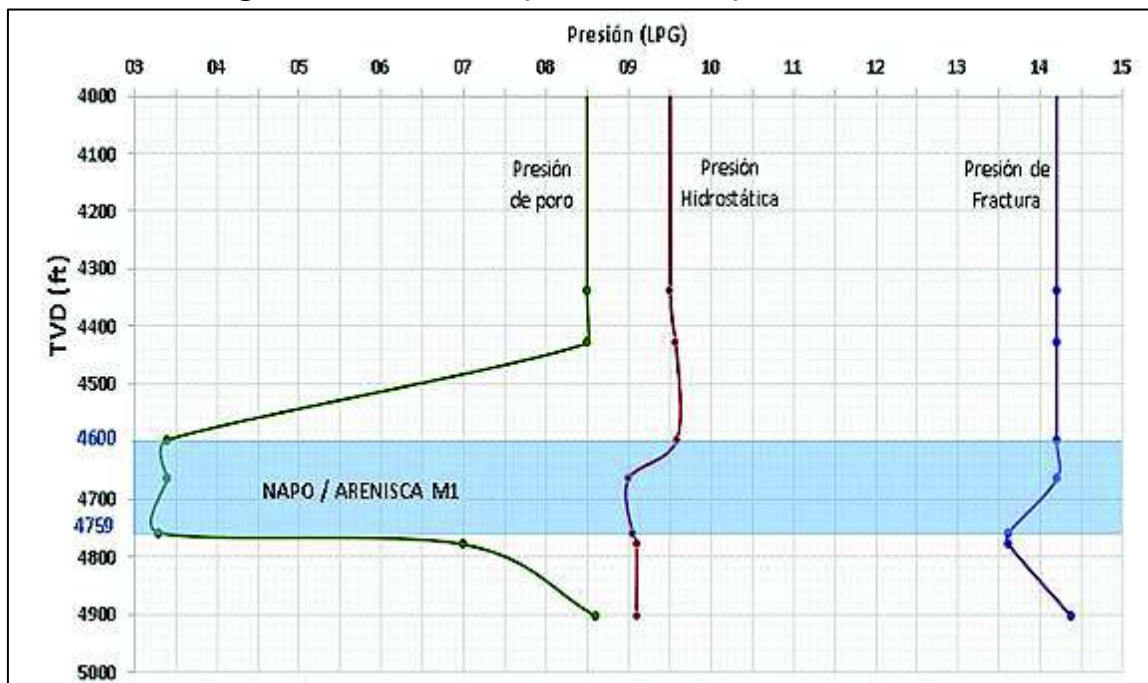
CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO	PROFUNDIDAD (PIES)		
				MD	TVD	TVD(S S)
NEOGENO	CUATERNARIO		INDIFERENCIADO			
	PLIOCENO					
PALEOGENO	OLIGOCENO		ORTEGUAZA	2926	2623	-1984
	EOCENO		TIYUYACU	4520	3500	-2861
	PALEOCENO		TENA	5659	4135	-3496
CRETACICO	NAPO		ARENISCA "M1"	6486	4598	-3959
	TEMPRANO		BASEARENISCA "M1"	6771	4759	-4120
PROFUNDIDAD TOTAL				7007	4903	-4264

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)
Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.2.6. Ventana operacional de presiones

Es fundamental analizar la presión de poro y la fractura al momento de diseñar el peso de la columna hidrostática, para evitar problemas de influjo durante la perforación o caso contrario fracturar la misma.

Figura 1-7. Ventana operacional del pozo TPTC-016



Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016b)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Como se puede observar en la figura 1-7, la presión de poro en el intervalo anterior a la arenisca M1 oscila entre los 2060 PSI (8,5 LPG), luego disminuye drásticamente a un valor aproximado de 840 PSI (3.5 LPG) ya en el reservorio. A la profundidad de 4800 ft TVD (Base de la arenisca M1) la presión de poro vuelve a los 2120 PSI (8.5 LPG).

La presión de fractura antes de perforar la arenisca M1 es de 3420 PSI (14,7 LPG), ya en el reservorio disminuye hasta 3300 PSI (14 LPG) y finalmente al llegar al TD del pozo aumenta a 3700 psi, densidad equivalente de 15 LPG.

La presión hidrostática durante la perforación de la sección productora del pozo TPTC-016 se mantuvo siempre mayor a las presiones de poro y mucho menor a

las presiones de fractura. Antes de ingresar a la arenisca M1, se mantuvo una presión mayor a 2250 PSI (10 LPG). Al ingresar al reservorio se disminuyó el peso de la columna hidrostática hasta 2100 PSI (9,5 LPG).

Aunque se haya disminuido la presión hidrostática, el diferencial de presión entre el reservorio y la columna de fluido es grande aproximadamente 1450 PSI (6 LPG), por lo cual el riesgo de una pega diferencial es contundente durante la perforación de la arenisca M1.

Hay que tomar en cuenta que aun cuando se perforara con un fluido de menor densidad (8,33 LPG), seguiríamos teniendo un diferencial de presión alto aproximado de 1200 PSI (4,8 LPG).

Pese a que el evento de pega diferencial suscitado en el pozo TPTC-016, culminó con una exitosa liberación de la tubería de perforación; la empresa operadora sufrió un impacto económico negativo de 234, 210.00 dólares. En el caso de que este evento hubiese implicado la pérdida total del pozo, el impacto económico total ascendería hasta aproximadamente 2,000,000.00 dólares.

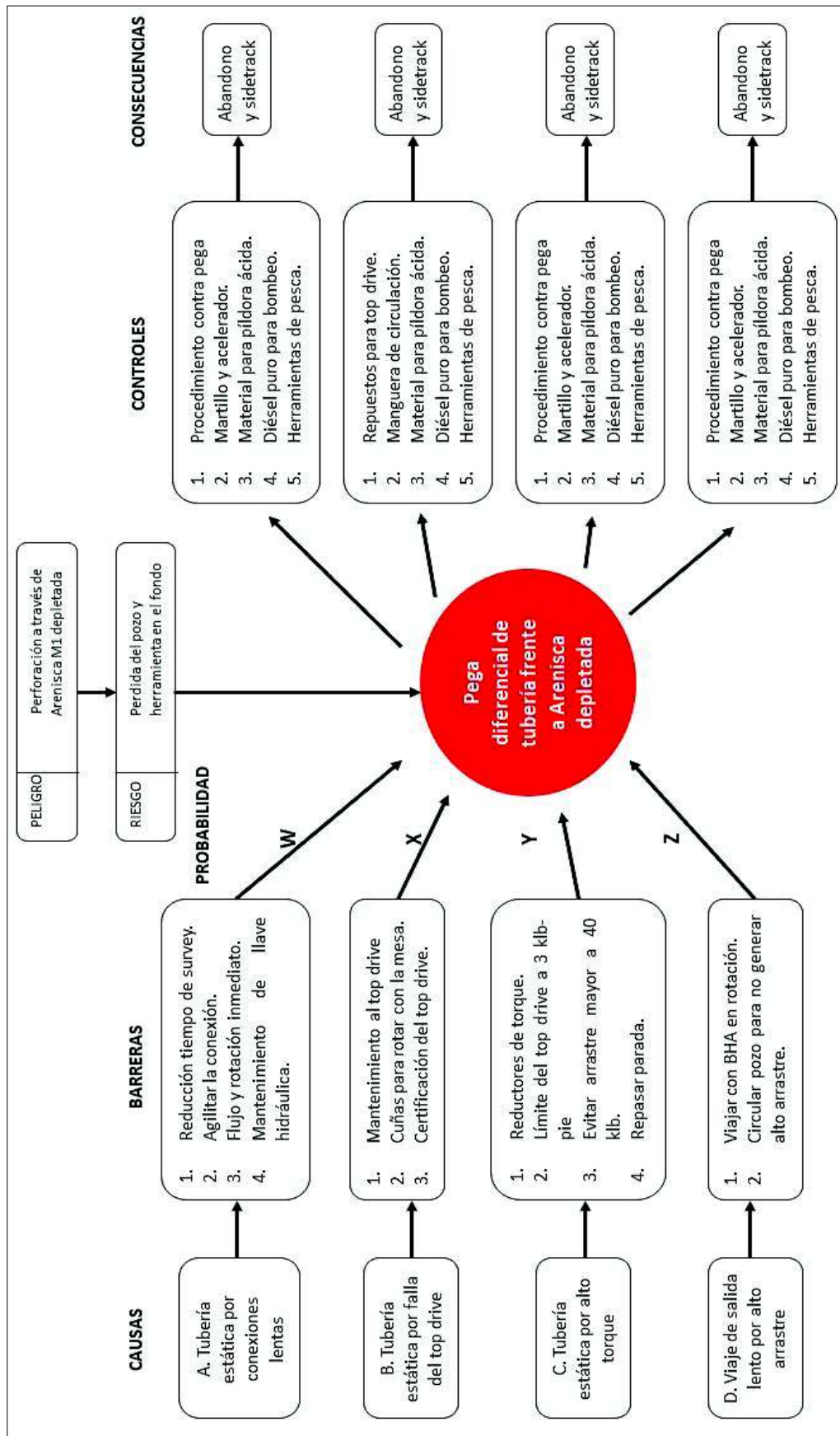
1.3. PEGA DIFERENCIAL

La Pega diferencial está definida como el atascamiento de la tubería causada por las fuerzas de la presión diferencial de la columna de fluido sobre balanceada actuando en la sarta en contra de la costra de lodo depositada en una formación permeable. (Simon, 2005)

Para poder cuantificar la probabilidad de ocurrencia de un evento de pega diferencial en la Arenisca M1 de la plataforma C del Campo Tiputini, Almeida elabora un diagrama Bow -Tie (figura 1-8.) en el cual identifica el peligro, el riesgo, el evento crítico, posibles causas y consecuencias de la pega diferencial.

Los diagramas Bow – Tie proveen una visualización de fácil entendimiento de las relaciones entre las causas, las barreras y las medidas de mitigación de un evento (Dianous & Fiévez, 2006)

Figura 1-8. Diagrama Bow-Tie para el evento crítico



Fuente: (Almeida D. E., 2017)
 Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

A las causas “A”, “B”, “C”, “D”, se asigna una probabilidad de ocurrencia, en este caso “W”, “X”, “Y” y “Z”. Por tanto, la probabilidad de ocurrencia del evento crítico “P” inicialmente será igual a la probabilidad de ocurrencia de las amenazas “A”, “B”, “C”, “D”, como se observa en la ecuación (1):

$$P = W + X + Y + Z \quad (1)$$

Partiendo de esto, una reducción efectiva de la probabilidad de ocurrencia implica la utilización de una nueva barrera de control, la cual es la adición de 9% de diésel al fluido base agua. Con esta implementación en el diagrama Bow -Tie (figura 1-9), la nueva probabilidad de ocurrencia del evento crítico “P’” será:

$$P' = W' + X' + Y' + Z' \quad (2)$$

En base a los resultados obtenidos en su estudio, Almeida (2017) comprueba que, en condiciones dinámicas de la sarta de perforación, el control del filtrado no es relevante; sin embargo, el efecto del diésel impactará positivamente la lubricidad en la costra y mejorando los viajes de salida del BHA. En condiciones estáticas de la sarta de perforación, la adición del diésel al fluido base agua, disminuye el filtrado, alargando el tiempo medio de pega, haciendo más lento el proceso de pega diferencial.

Con esto dicho, las probabilidades de ocurrencia antes y después de añadir la nueva barrera de control serán:

$W' < W$: Ya que se alarga el tiempo de pega medio al reducir el filtrado.

$X' < X$: Ya que se alarga el tiempo de pega medio al reducir el filtrado.

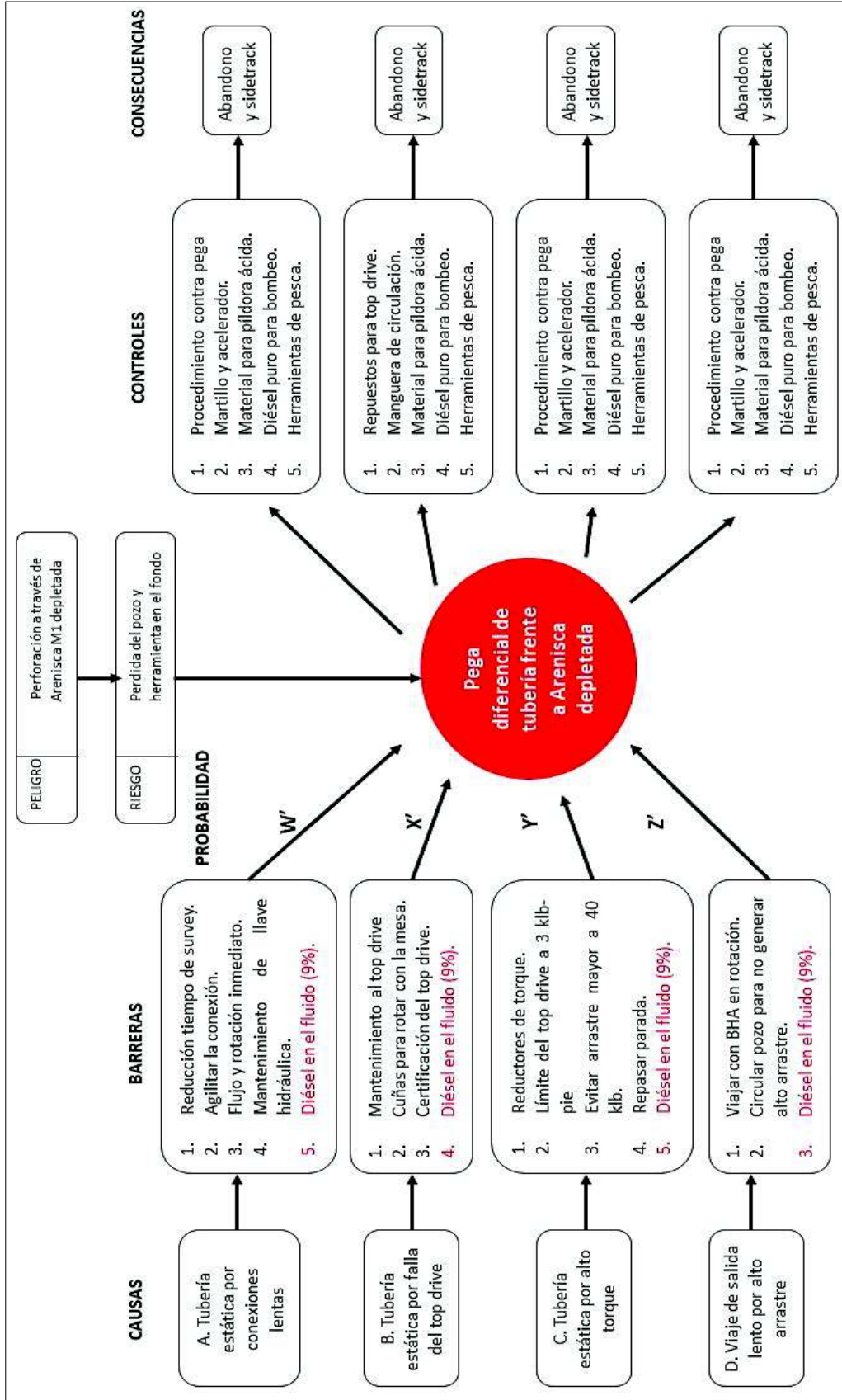
$Y' < Y$: Ya que reduce el coeficiente de fricción de la costra.

$Z' < Z$: Ya que reduce el coeficiente de fricción de la costra.

Por consiguiente, Almeida logra demostrar que con la adición de diésel al fluido base agua, se reduce la probabilidad de ocurrencia de las amenazas planteadas en el diagrama “Bow Tie” para el Campo Tiputini.

$$P' < P \quad (3)$$

Figura 1-9. Diagrama Bow-Tie para el evento crítico con la nueva barrera de control



Fuente: (Almeida D. E., 2017)

Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación se define como cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas que le permitan garantizar una eficiente perforación.

Además, debe cumplir con funciones como retirar los recortes del pozo, enfriar y lubricar la broca, formar revoque, controlar la presión de formación y suspender de recortes. (Carvajal & Rivas, 2011)

El cumplimiento de estas funciones se encuentra estrictamente ligado a sus propiedades físicas y químicas, por lo cual es de gran importancia monitorearlas constantemente y evaluar su cambio al añadir productos químicos adicionales al fluido de perforación.

Una de las principales propiedades de un fluido de perforación es su reología, cuyo comportamiento se interpreta mediante un Modelo Reológico.

1.4.1. Modelos Reológicos

Modelos reológicos se han desarrollado para interpretar el comportamiento de flujo de fluidos newtonianos y no newtonianos.

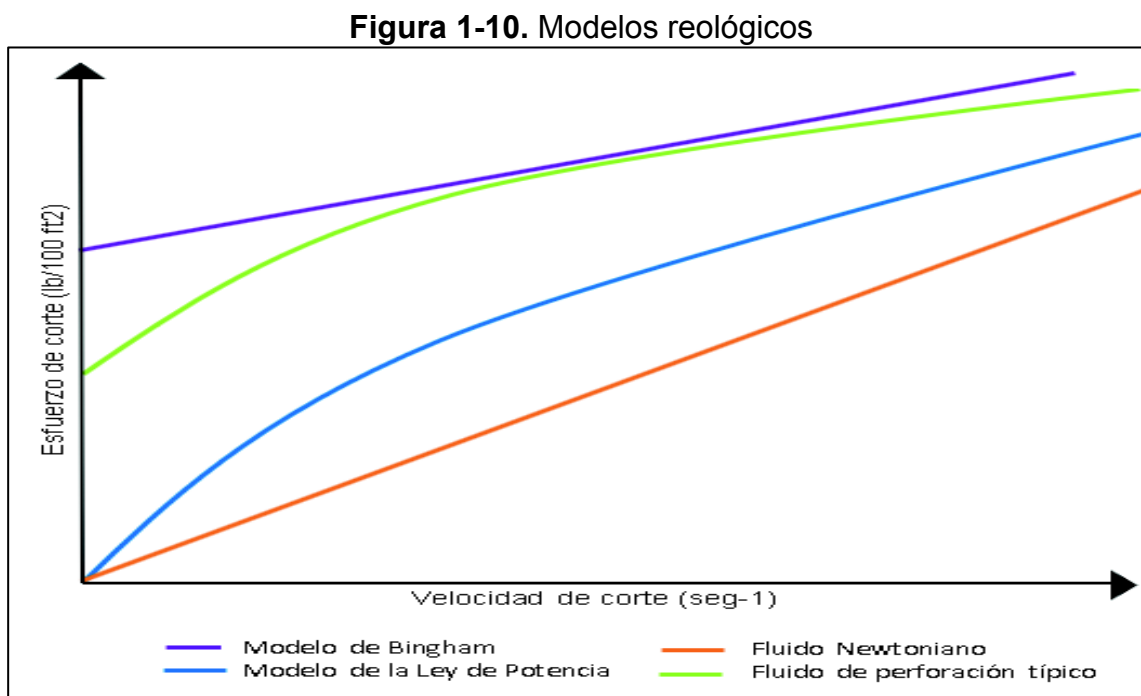
Los fluidos newtonianos se caracterizan por tener una viscosidad constante a condiciones dadas de presión y temperatura.

Por otro lado, los fluidos no newtonianos presentan viscosidades dependientes de las medidas de su velocidad de corte, para condiciones dadas de presión y temperatura. Los fluidos comúnmente no-newtonianos son gran parte de los lodos de perforación y el cemento.

Se han desarrollado diferentes modelos que caracterizan de mejor manera el comportamiento reológico de los fluidos.

- Modelo de Bingham.
- Modelo de la Ley de Potencia.

La figura 1-10 representa el comportamiento de cada modelo reológico de acuerdo con su esfuerzo de corte a una velocidad de corte determinada.



Fuente: (Baroid, 2013)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Antes de aplicar cualquiera de los Modelos reológicos antes mencionados; el esfuerzo de corte y la velocidad de corte se deben corregir.

El esfuerzo de corte se debe corregir con respecto al factor de corrección del resorte del viscosímetro, mediante la ecuación (4).

$$\tau = \theta * SCF * 100 \quad (4)$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte (lb/100 ft²).
- θ : Lectura del dial a diferentes RPM.
- SCF : Factor de corrección del resorte. (lb/ft²) (ANEXO No 1)

La velocidad de corte se debe corregir con respecto al número de BOB y de Rotor del viscosímetro, mediante la ecuación (5).

$$\gamma = RPM * \left(\frac{RBR^2}{RBR^2 - 1} \right) \quad (5)$$

Donde:

- γ : Velocidad de corte (seg-1).
- RPM : 3,6,100,200,300 y 600 RPM.
- RBR : Factor de corrección Rotor- Bob- Radio. (ANEXO No 1)

1.4.1.1. Modelo de Bingham

El Modelo de Bingham describe el flujo de un fluido de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\tau = PC + (VP * \gamma) \quad (6)$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte (lb/100 ft²).
- PC : Punto cedente (lb/100 ft²).
- VP : Viscosidad plástica (cP).
- γ : Velocidad de corte (seg-1).

Los parámetros con los cuales se caracteriza un fluido en el Modelo de Bingham son la viscosidad plástica y el punto cedente. Este modelo asume un comportamiento plástico por lo cual, el índice de flujo (n) de un fluido que se ajusta a este modelo debe ser 1. Desafortunadamente esto no pasa, y el modelo sobre predice la tensión de afluencia en un 40-90%.

Un método para calcular la tensión de afluencia es asumir que el fluido exhibe un comportamiento plástico solo en un rango bajo de velocidades de corte. (LSR YP) (Baroid, 2013)

Viscosidad plástica

La viscosidad plástica se define como la contribución a la viscosidad de un fluido en condiciones de flujo dinámico. Generalmente la viscosidad plástica se encuentra

relacionada con el tamaño, la forma y la cantidad de partículas en el fluido en movimiento. Se simboliza como “VP” y sus unidades son los centipoises (cP). Se calcula con la ecuación (7).

$$VP = (\theta_{300} - \theta_{100}) * 1.5 \quad (7)$$

Donde:

- *VP*: Viscosidad plástica (cP).
- θ_{300} : Lectura del dial a 300 RPM.
- θ_{100} : Lectura del dial a 100 RPM.

Punto cedente

El punto cedente o “*yield point*” es la fuerza necesaria para empezar el flujo de un fluido. Se simboliza como “PC” y sus unidades son lb/100 ft². Se calcula con la ecuación (8).

$$PC = \theta_{300} - VP \quad (8)$$

Donde:

- *PC*: Punto cedente (lb/100 ft²).
- θ_{300} : Lectura del dial a 300 RPM.
- *VP*: Viscosidad plástica (cP).

Tensión de afluencia a bajas tasas de corte (LSR YP)

La tensión de afluencia a bajas tasas de corte es la fuerza requerida para iniciar el flujo, asumiendo que el fluido exhibe un comportamiento plástico a bajas tasas de corte. Se calcula con la ecuación (9).

Este cálculo produce una tensión de afluencia similar a la que producen otros modelos más complejos y se utiliza cuando no se tiene disponible un algoritmo matemático.

$$LSR_{YP} = (2 * \theta_3) - \theta_6 \quad (9)$$

Donde:

- LSR_{YP} : Tensión de fluencia a bajas tasas de corte (adimensional).
- θ_3 : Lectura del dial a 3 RPM.
- θ_6 : Lectura del dial a 6 RPM.

1.4.1.2. Modelo de la Ley de Potencia

Este modelo describe el comportamiento reológico de un fluido, utilizando la siguiente ecuación (10). La Ley de Potencia describe el comportamiento reológico de varios fluidos poliméricos que no exhiben tensión de fluencia (yield stress).

Este modelo se encuentra caracterizado por el índice de flujo (n) y el índice de consistencia (K). (Baroid, 2013)

$$\tau = K * \gamma^n \quad (10)$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte (lb/100 ft²).
- γ : Velocidad de corte (seg⁻¹).
- K : Índice de consistencia.
- n : Índice de flujo.

1.4.1.2.1. Índice de flujo

Describe el grado de comportamiento de adelgazamiento por cizallamiento del fluido. Se simboliza como “ n ”. Se calcula con la ecuación (11).

$$n = 3.32 \text{ Log} \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad (11)$$

Donde:

- n : Índice de flujo (adimensional).
- θ_{300} : Lectura del dial a 300 RPM.

- θ_{100} : Lectura del dial a 100 RPM.

1.4.1.2.2. Índice de consistencia

Al igual que la viscosidad plástica, el índice de consistencia representa la viscosidad de un fluido fluyendo. Los efectos viscosos atribuidos a la tensión de afluencia no son parte del índice de consistencia, ya que este parámetro describe el flujo dinámico. Se simboliza como “K” y se calcula con la ecuación (12).

$$K = \frac{511 * \theta_{600}}{1022^n} \quad (12)$$

Donde:

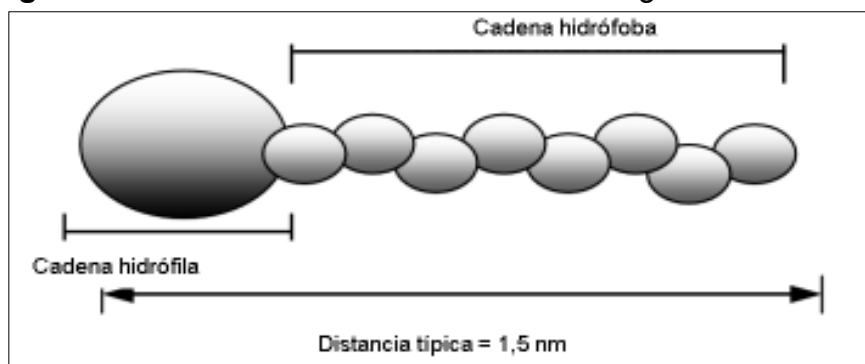
- K : Índice de consistencia (cP).
- θ_{600} : Lectura del dial a 600 RPM.
- n : Índice de flujo (adimensional).

1.5. Emulsiones

Una emulsión se forma en el momento que se reduce la tensión interfacial entre líquidos inmiscibles, lo que hace que se forme una dispersión de gotitas finas.

La disminución de la tensión interfacial entre fluidos requiere la presencia de una molécula bipolar, que posee una parte hidrófila o polar y una parte hidrófoba o apolar (figura 1-11).

Figura 1-11. Estructura de una molécula de agente tensioactivo



Fuente: (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher, 2006)
Modificado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Esta molécula bipolar se conoce como agente tensioactivo estabilizador de emulsiones, cuya solubilidad parcial en ambas fases permite minimizar la interfase o superficie de contacto agua-hidrocarburo en la disolución acuosa.

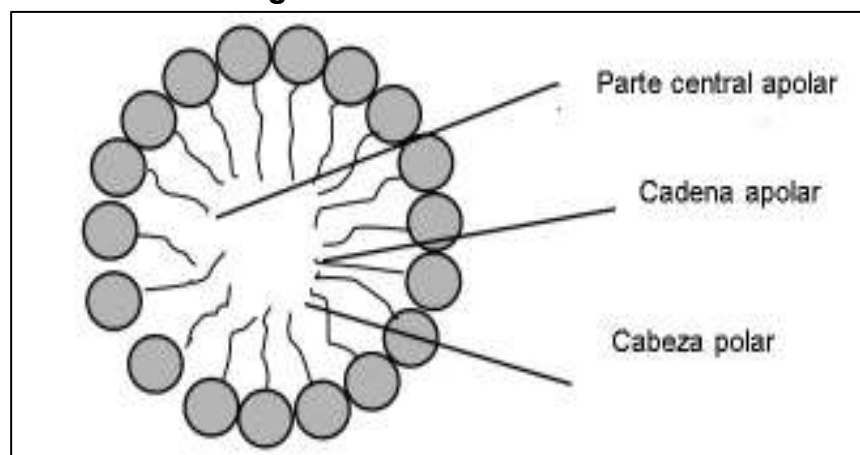
Para ello, existen dos posibles mecanismos:

- A bajas concentraciones de agente tensioactivo, las moléculas se acumulan en la interfase agua-aire, de manera que la parte hidrófoba pueda escapar del medio acuoso mientras que la parte hidrófila se mantiene inmersa en el agua.
- Por encima de cierta concentración, conocida como la concentración crítica micelar (CMC), la interfase se ocupa completamente de moléculas de agentes tensioactivos y éstas se asocian formando agregados.

La interacción entre las cadenas de hidrocarburo y el agua de la disolución se minimiza gracias a la formación de estas estructuras tridimensionales, en las cuales las cadenas apolares se direccionan hacia el centro del agregado y las cabezas polares hacia la disolución.

Estos agregados se denominan micelas (figura 1-12)

Figura 1-12. Micela esférica



Fuente: (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher, 2006)

Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

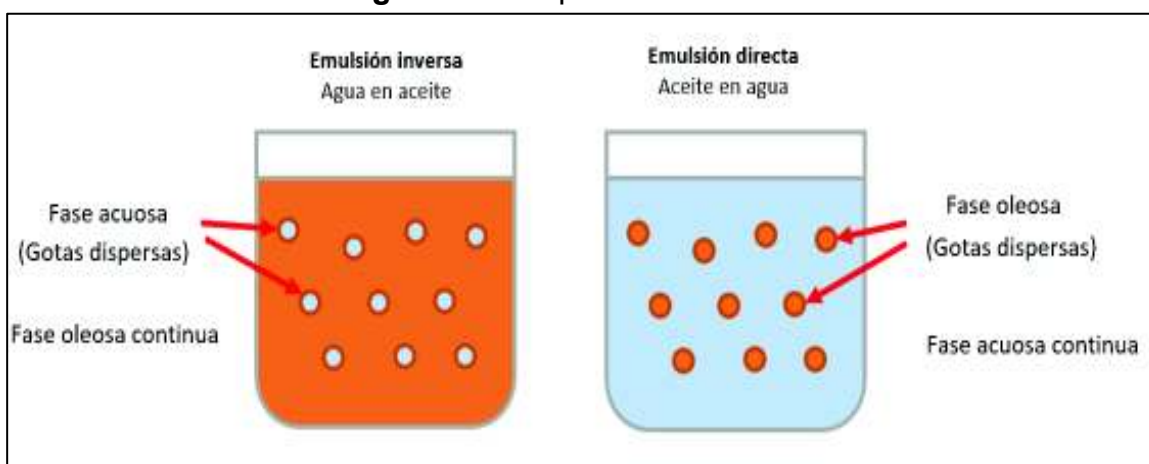
1.5.1. Tipo de emulsiones

El tipo de emulsión formada dependerá inicialmente del emulsificante que se emplee. En la figura 1-13 se observa los dos tipos de emulsiones que existen.

Las emulsiones de aceite en agua (O/W) por sus siglas en inglés, emplean emulsificantes que son más solubles en agua que en aceite. Indican una dispersión de gotitas de aceite en un medio acuoso. (Syed, y otros, 2014)

Las emulsiones de agua en aceite (W/O) por sus siglas en inglés, emplean emulsificantes que son más solubles en aceite que en agua. Indican una dispersión de gotitas de agua en un medio oleoso. (Syed, y otros, 2014)

Figura 1-13. Tipos de emulsiones



Fuente: (SCHLUMBERGER, 2001)

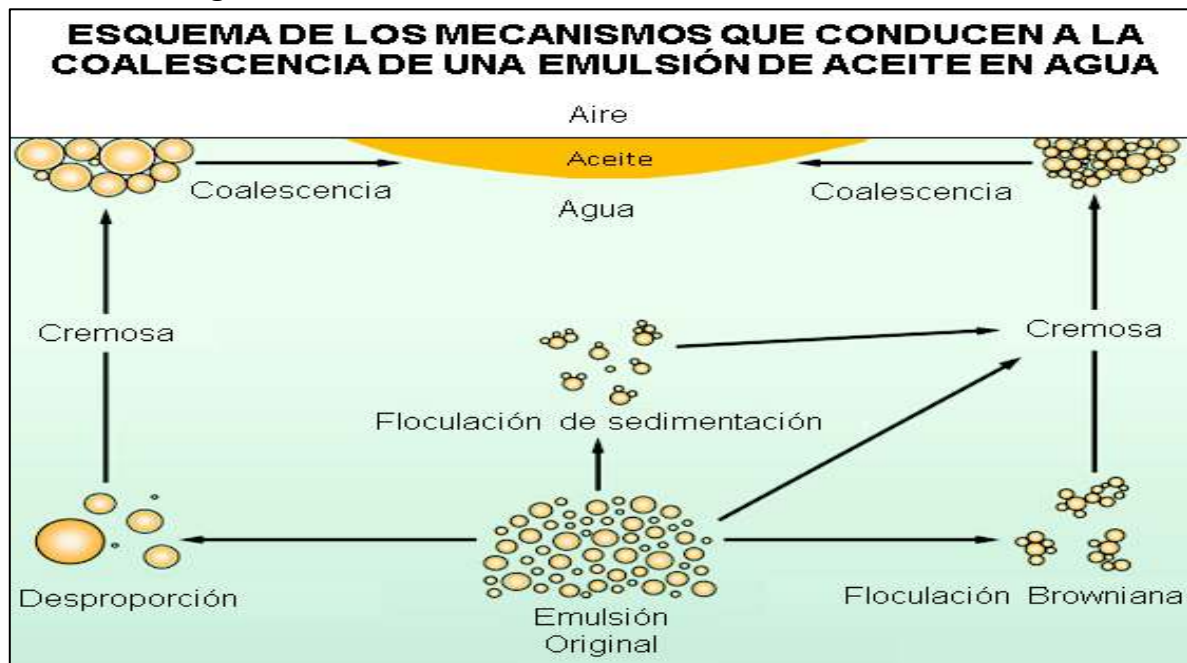
Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

1.5.2. Mecanismos de inestabilidad

Las emulsiones, son intrínsecamente inestables; por lo cual es de gran importancia entender los mecanismos de inestabilidad que rigen su comportamiento

El proceso mediante el cual una emulsión se rompe por completo (coalescencia), es decir, el sistema se separa en fases de aceite y agua a granel, generalmente se considera gobernado por cuatro mecanismos diferentes de pérdida de gotitas, es decir floculación Browniana, cremosa, floculación de sedimentación y desproporción. Los mecanismos se pueden ver en la figura 1-14.

Figura 1-14. Mecanismo de inestabilidad de una emulsión



Fuente: (Particle Sciences, 2011)

Modificado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Los tres primeros son los métodos principales mediante los cuales las emulsiones se desestabilizan; pero los cuatro procesos pueden ocurrir simultáneamente y en cualquier orden.

Los procesos de crema, floculación y coalescencia están bien demostrados al tomar una emulsión de estabilidad limitada y centrifugarla a bajas velocidades o durante varios períodos de tiempo.

Inicialmente, para aceites con una densidad menor que el agua, se observa un “aumento” de la crema, Luego, a medida que las gotas más grandes se elevan y se concentran, comienzan a aparecer en la parte superior. Finalmente, las gotas se unen para formar una capa separada de aceite en la parte superior. (Particle Sciences, 2011)

1.5.2.1. Mecanismo de Crema

Crema no es una ruptura real, sino una separación de la emulsión en dos emulsiones, una de las cuales (la crema) es más rica en la fase dispersa que la

otra. Crema es el proceso principal por el cual la fase dispersa se separa de una emulsión y típicamente es la precursora de la coalescencia. (Particle Sciences, 2011)

1.5.2.2. *Mecanismo de floculación*

La floculación puede definirse generalmente como la agregación de gotitas para dar un racimo de gotas sin fusionarse, sin que produzca coalescencia. Es importante destacar que todas las gotas mantienen su propia integridad y permanecen como entidades totalmente separadas. Se produce cuando hay una atracción neta débil entre gotitas y surge a través de diversos mecanismos.

La floculación se puede dividir por conveniencia en dos categorías generales: la resultante de la agregación de sedimentación y la agregación de movimiento browniano de las gotitas.

En emulsiones poli dispersas (reales), las gotas de diferentes tamaños de crema a diferentes velocidades y esto conduce a una tendencia a que las gotas de mayor movimiento (más grandes) colisionen y atrapen potencialmente, moviendo más lentamente las gotitas más pequeñas.

En la agregación de sedimentación se supone que todos los caminos en la sedimentación son verticalmente lineales. La agregación Browniana es el resultado del movimiento aleatorio de las gotitas. Ambos procesos ocurren simultáneamente en una emulsión típica y, por lo tanto, no se pueden separar. (Particle Sciences, 2011)

1.5.2.3. *Mecanismo de desproporción*

La desproporción es un proceso, a menudo denominado maduración de Ostwald, que depende de la difusión de las moléculas de la fase dispersa desde las gotas más pequeñas a las más grandes a través de la fase continua. (Particle Sciences, 2011)

CAPITULO 2

METODOLOGIA EXPERIMENTAL

2.1. Pruebas de laboratorio

Inicialmente se elaboró el fluido base agua comúnmente utilizado para perforar la sección productora de los pozos del Campo Tiputini. Su formulación se observa en la tabla 2-1.

Tabla 2-1. Formulación del fluido base

Producto	Concentraciones
Goma Xántica Clarificada	1.5 lbs/bbl
Almidón	6.5 lbs/bbl
Bactericida	0.4 gal /bbl
Inhibidor de arcilla	1.5 gal /bbl
Carbonato de calcio 325	28.0 lbs/bbl
Carbonato de calcio 200	8.0 lbs/bbl
Carbonato de calcio 40-100	4.0 lbs/bbl

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Para asemejarse lo más posible a condiciones reales de perforación, el fluido base agua es rolado a una temperatura de 150°F durante 16 horas.

Con el objetivo de determinar el porcentaje de diésel al cual la emulsión con el fluido base agua, se torna inestable, se realizan pruebas de compatibilidad a 80°F durante 2 horas, como se observa en la tabla 2-2.

Tabla 2-2. Pruebas de compatibilidad iniciales

#	Nombre de la prueba	Resultado	N° Muestras (6)	1	2	3	4	5	6
1	Compatibilidad	% de Diésel al cual se torna inestable la emulsión	% Diésel	3	9	12	24	36	48

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Incorporando diferentes concentraciones de 2 agentes tensioactivos (AT#1 y AT#2) al fluido base agua con diésel, se realiza pruebas de compatibilidad (tabla 2-3). Como resultado se obtuvo el agente tensioactivo, su concentración óptima para

mantener estable la emulsión del fluido base agua con el diésel. Además, se elaboró un gráfico ternario con los componentes representativos del fluido (fluido base agua, diesel y agente tensioactivo), en el cual ubicando marcadores de emulsión estable o inestable en las coordenadas indicadas por los porcentajes de diésel y agente tensioactivo utilizados en las pruebas de compatibilidad; se pudo establecer un área de trabajo, en la cual la emulsión permanecerá estable.

Tabla 2-3. Pruebas de compatibilidad secundarias

#	Nombre de la prueba	Resultado	Agente Tensioactivo	N° de muestras (9+25= 34)	% Diésel				
					3	12	24	48	50
2	Compatibilidad	Agente Tensioactivo y Concentración Optima	% AT 1 (9)	5%	1		2	3	
				8	4		5	6	
				10	7		8	9	
			% AT 2 (25)	15	1		2	3	
				20	4		5	6	
				25	7		8	9	
				1	10		11		
				2	12	13	14	15	16
				4	17		18		
				8			19	20	
				10			21		
				12			22		
				0.2	23				
				0.5	24				
				3				25	

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Para determinar la influencia del agente tensioactivo sobre las propiedades del fluido base agua con el diésel, se realizan pruebas de densidad, lubricidad, reología, filtrado API y filtrado con obstrucción de la permeabilidad PPT a cuatro casos de fluidos planteados que difieren en su contenido de diésel. (tabla 2-4)

Tabla 2-4. Fluidos probados en laboratorio

Caso N°	1	2	3	4
Agente Tensioactivo #2 (%)	0	2	2	2
Diésel (%)	0	3	12	24

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Los equipos y procedimientos utilizados para realizar estas pruebas se encuentran detallados en el ANEXO No 2 del presente trabajo.

2.2. Resultados

2.2.1. Prueba de compatibilidad #1

Como resultado se observa una continuidad de la emulsión satisfactoria, hasta un 9% de diésel (tabla 2-5). Las probetas de las pruebas de compatibilidad del fluido base con el diésel se presentan en el ANEXO No 3

Tabla 2-5. Resultado de la prueba de compatibilidad inicial

#	Nombre de la prueba	Resultado	N° Muestras (6)	1	2	3	4	5	6
				1	Compatibilidad	% de Diésel al cual se torna inestable la emulsión	% Diésel	3	9
			Emulsión estable	SI	NO	NO	NO	NO	NO

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

2.2.2. Prueba de compatibilidad #2

Como resultado se obtuvo que el agente tensioactivo #2 y su concentración del 2% (tabla 2-6), es el óptimo para mantener estable la emulsión del fluido base agua con el diésel hasta porcentajes del 50% de diésel. Las probetas de las pruebas de compatibilidad se presentan en el ANEXO No 4.

Tabla 2-6. Resultado de la prueba de compatibilidad secundaria

#	Nombre de la prueba	Resultado	Agente Tensioactivo	Emulsión estable (SI/NO)	% Diésel				
					3	12	24	48	50
2	Compatibilidad	Agente Tensioactivo y Concentración Óptima	% AT 1 (9)	5%	NO		NO	NO	
				8	NO		NO	NO	
				10	NO		NO	NO	
			% AT 2 (25)	15	NO		NO	SI	
				20	NO		NO	SI	
				25	NO		NO	NO	
				1	NO		NO		
				2	SI	SI	SI	SI	SI
				4	NO		SI		
				8			SI	SI	
				10			SI		
				12			SI		
				0.2	SI				
				0.5	SI				
				3				SI	

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez.

2.2.3. Prueba de densidad

Como resultado se obtuvo el valor de la densidad del fluido en LPG presentado en la tabla 2-7.

Tabla 2-7. Resultado de la prueba de densidad

Caso N°	1	2	3	4
AT#2 (%)	0	2	2	2
Diésel (%)	0	3	12	24
Densidad (LPG)	8.9	8.6	8.5	8.2

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

2.2.4. Prueba de lubricidad

Como resultado se obtuvo el valor del coeficiente de lubricidad. Se presentan en la tabla 2-8.

Tabla 2-8. Resultado de la prueba de lubricidad

Caso N°	1	2	3	4
AT#2 (%)	0	2	2	2
Diésel (%)	0	3	12	24
Coefficiente de lubricidad	0.27	0.21	0.20	0.16

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

2.2.5. Pruebas de reología

Como resultado se obtuvo lecturas a 3, 6, 100, 200, 300 y 600 RPM, los cuales se presentan en la tabla 2-9.

Tabla 2-9. Resultados de las pruebas de reología

RPM	Lecturas a diferentes RPM, para los Casos N°:			
	1	2	3	4
3	4	7	5	6
6	6	8	7	8
100	21	26	25	29
200	29	34	36	43
300	36	41	44	53
600	49	56	62	76

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

En base a estos resultados, se graficó el esfuerzo versus la velocidad de corte (figura 2-1) para identificar el o los Modelos Reológicos que caracterizan de mejor manera el comportamiento de los cuatro casos de fluidos propuestos.

De acuerdo con la forma de la gráfica obtenida y comparándola con la figura 1-9, se decidió trabajar con el Modelo de Bingham y el Modelo de la Ley de Potencia para lo cual se calculó los parámetros que caracterizan a cada Modelo (tabla 2-10).

Tabla 2-10. Cálculo de μ_p , τ_y , LSR YP, n y K

Modelo Reológico	Caso N°	1	2	3	4
	% Diésel	0	3	12	24
Bingham	Viscosidad plástica, μ_p (Cp)	23	23	29	36
	Punto cedente, τ_y (lb/100 ft ²)	14	19	16	17
	Tensión de afluencia (LSR YP)	2	6	3	4
Ley de Potencia	Índice de flujo (n)	0.44	0.45	0.49	0.52
	Índice de consistencia (K)	1150	1270	1030	1060

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

2.2.6. Pruebas de medición de filtrado API

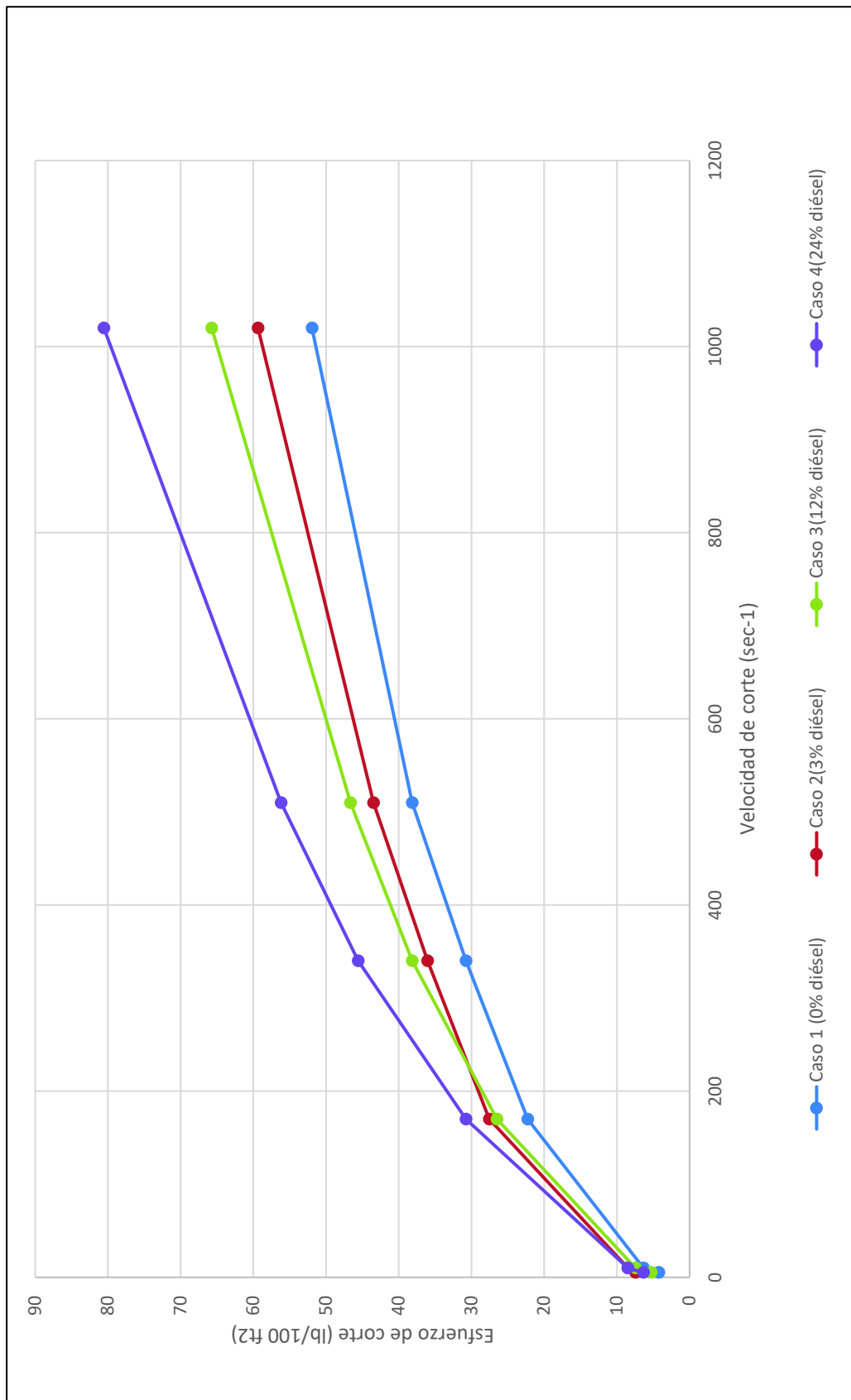
Los resultados de las pruebas de filtrado API y la evaluación de la costra obtenida en el papel filtro, se observan en la tabla 2-11.

Tabla 2-11. Resultados de las pruebas de filtrado API

Caso N°	1	2	3	4
AT#2 (%)	0	2	2	2
Diesel (%)	0	3	12	24
Filtrado API (cc/30min)	5.8	4	3.2	1.7
Costra de lodo				
Esesor (in)	< 0.079	< 0.079	< 0.079	< 0.079
Impermeable	SI	SI	SI	SI
Flexible	SI	SI	SI	SI

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Figura 2-1. Caracterización reológica para los fluidos de prueba



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

2.2.7. Pruebas de medición de filtrado PPT

Como se observa en la tabla 2-12, se obtuvo valores para el filtrado instantáneo o spurt loss (cc) y filtrado a los 30 minutos (cc/30min).

Tabla 2-12. Resultados de las pruebas de medición de filtrado PPT

Caso N°	1	2	3	4
AT#2(%)	0	2	2	2
Diésel (%)	0	3	12	24
Spurt Loss (cc)	102	94	108	107
Fdo. PPT (cc/30min)	6	7	10	8.5
Fdo. PPT Total(cc)	114	108	128	124

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

CAPITULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

3.1. Análisis Técnico

El presente análisis técnico tiene como objetivos analizar el impacto que tiene la adición del agente tensioactivo sobre la emulsión del fluido base agua con diésel y también evaluar la influencia del diésel sobre las propiedades del fluido.

3.1.1. Efecto del agente tensioactivo #2 en la emulsión

De acuerdo con estudios anteriores, el añadir agente tensioactivo a una emulsión, logrará generar estabilidad de los fluidos que la conforman; sin embargo, durante las pruebas de compatibilidad al añadir determinados porcentajes de agente tensioactivo #2 en el fluido base agua con diferentes porcentajes de diésel se observó que en algunos casos que la emulsión permanecía estable, mientras que en otros la emulsión llegaba a su coalescencia irreversible.

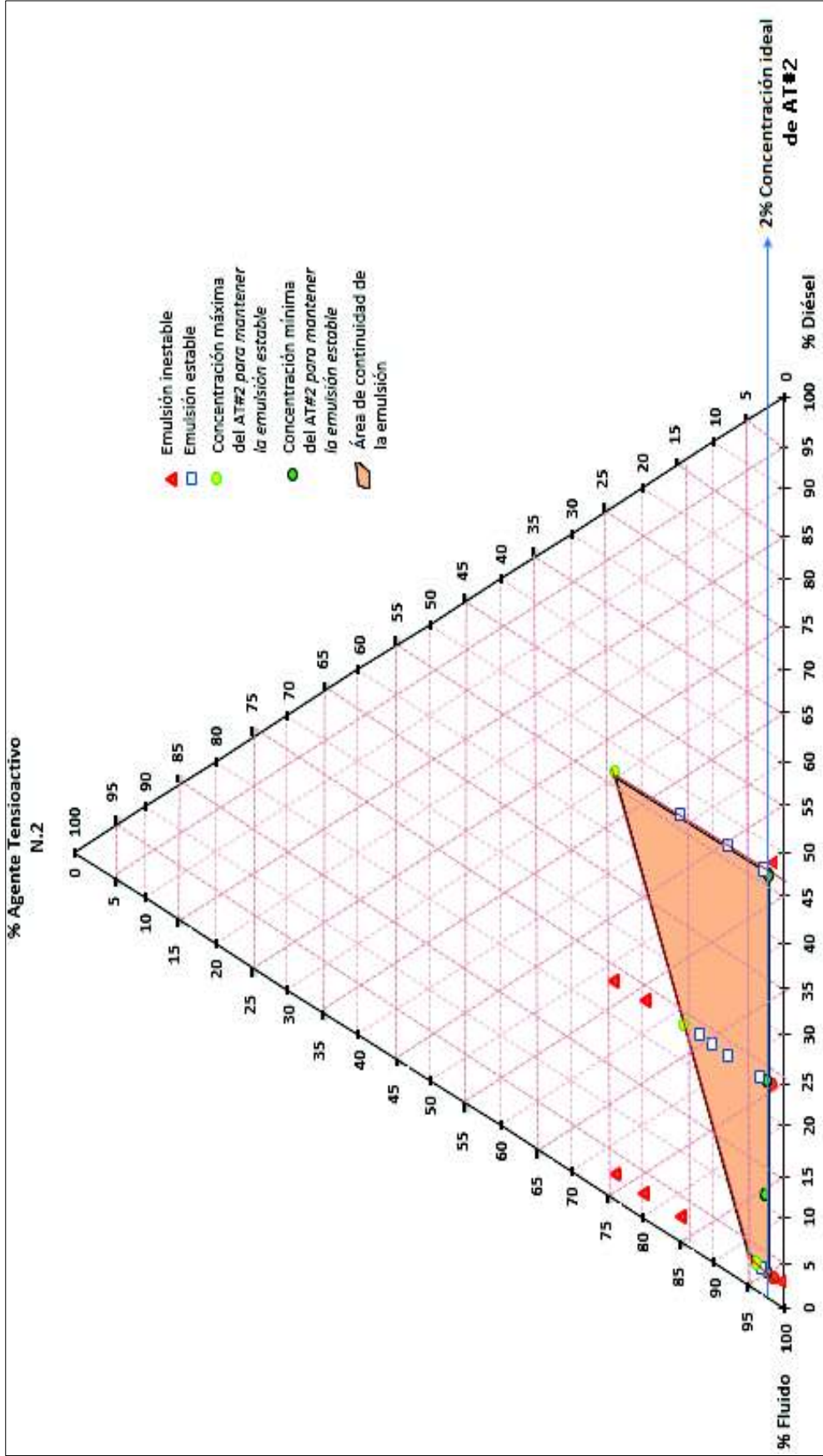
Por ello establecer los porcentajes de agente tensioactivo que mantendrán estable la emulsión es de gran importancia y en este trabajo se realizó mediante la implementación de un gráfico ternario (figura 3-1).

En el gráfico se ubicó los resultados de las 25 pruebas realizadas en el laboratorio en forma de coordenadas, cuyos marcadores reflejan una diferencia entre los puntos donde se presentó una emulsión estable y los puntos donde la emulsión se tornó inestable.

Graficando líneas de tendencia, se estableció un área de trabajo donde la emulsión permanecerá estable, utilizando los porcentajes de agente tensioactivo #2 y de diésel que se encuentre en el área mencionada.

Se seleccionó el valor mínimo de agente tensioactivo que se encuentre en el área de estabilidad de la emulsión como el porcentaje óptimo, reduciendo su volumen por barril y por ende sus costos.

Figura 3-1. Gráfico ternario de la composición de los fluidos



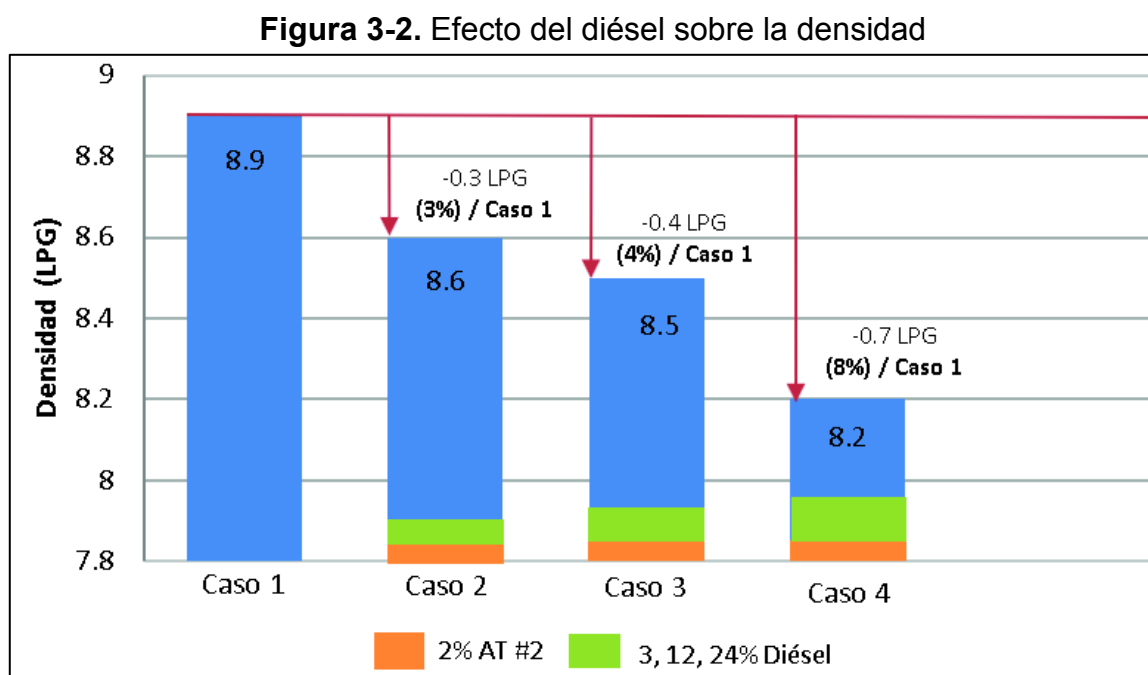
Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

3.1.2. Efecto del diésel sobre la densidad

La densidad del fluido de perforación depende de la combinación de las densidades de sus componentes; por lo cual al añadir al fluido base agua un aditivo de menor densidad que el agua (8,3 LPG), en este caso diésel con densidad equivalente de 6,9 LPG, se tiene una disminución en la densidad del fluido.

La reducción de densidad que se obtiene con los fluidos planteados es directamente proporcional al peso de la columna hidrostática del fluido de perforación, lo cual a su vez disminuye el sobre balance (hasta en 8% con respecto al caso 1) con el que se perforará el reservorio.

En la figura 3-2 se observa como partiendo de la densidad 8,9 LPG en el caso 1, se tiene reducción de la densidad del fluido a medida que se aumenta la concentración del diesel en el caso 2, 3 y finalmente en el caso 4, llegando a una densidad ligeramente menor a la del agua (8.33 LPG).



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

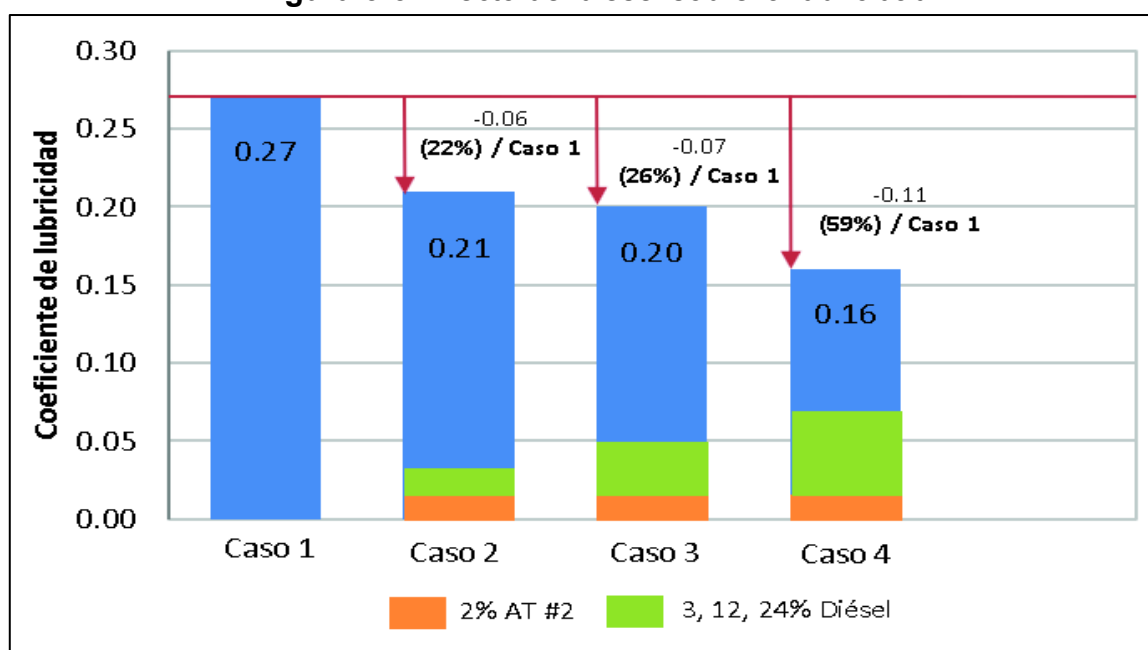
3.1.3. Efecto del diésel sobre la lubricidad

El diésel al ser añadido al fluido de perforación, lubrica las superficies de contacto entre la sarta y las paredes del pozo cuando se encuentran sometidas a condiciones

altas de presión; en otras palabras, reducirá el coeficiente de fricción entre la sarta y las paredes del pozo, lo cual se refleja en la figura 3-3.

El fluido de caso 1, con un valor de 0.26, se encuentra dentro del rango requerido para un lodo base agua; en el caso 2 el coeficiente de lubricidad disminuye en un 22% con respecto al caso 1, en el caso 3 disminuye en un 26% y finalmente en el caso 4, existe una reducción del 59% con respecto al caso 1, casi llegando a trabajar con un coeficiente de lubricidad de un lodo base aceite.

Figura 3-3. Efecto del diésel sobre la lubricidad

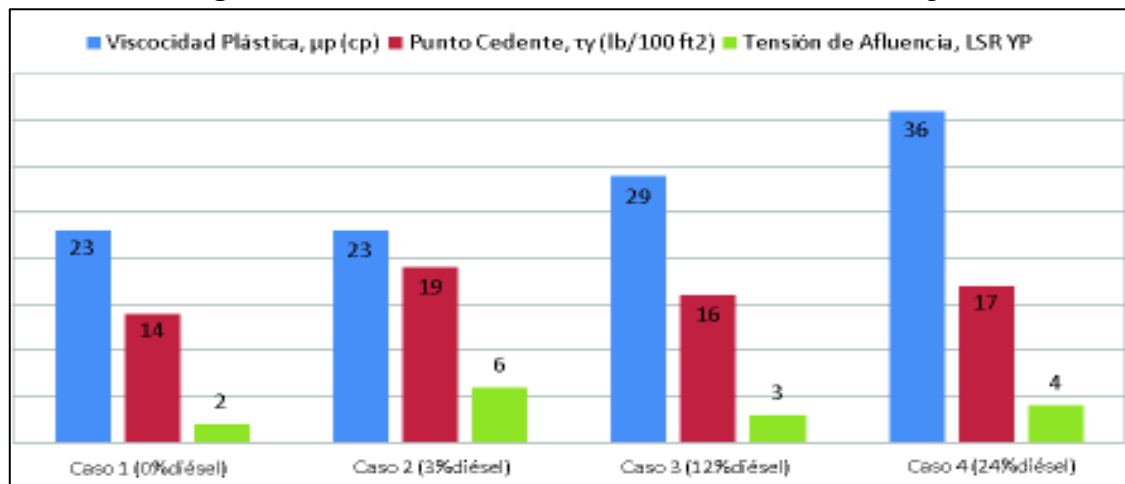


Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

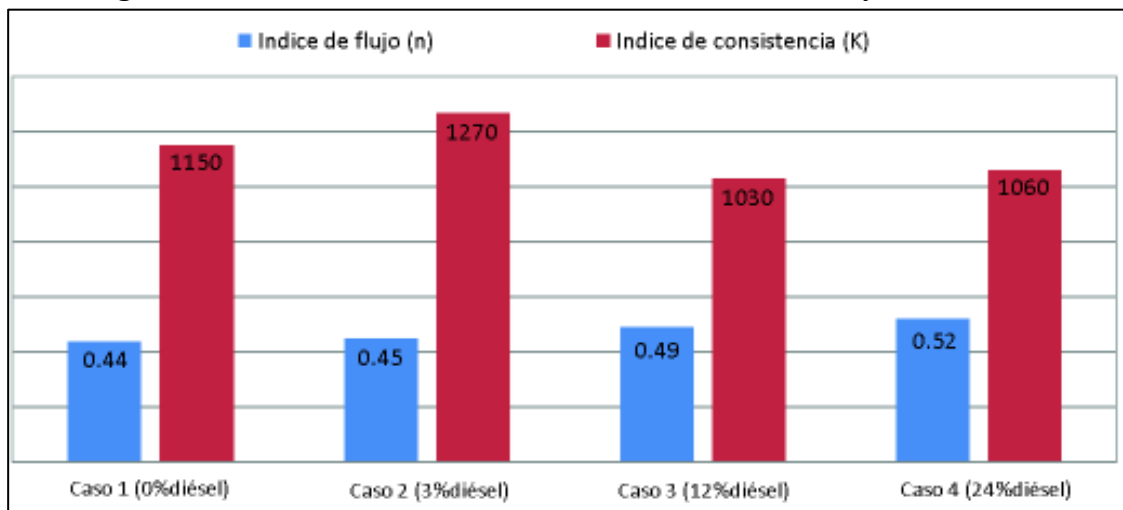
3.1.4. Efecto del diésel sobre la reología

Como se puede observar en la figura 3-4, analizando los parámetros del Modelo de Bingham, al adicionar diésel hasta el 12% al fluido base agua se aprecia una caída mínima de las propiedades; sin embargo, a partir de esto se observa que la viscosidad aumenta debido a que el diésel empieza a tener un comportamiento de sólido.

En la figura 3-5, al evaluar el índice de flujo “n” del Modelo reológico de la Ley de Potencia, se observa un incremento progresivo de este valor, lo cual a valores mayores de 0.5 podría poner en riesgo la limpieza del pozo.

Figura 3-4. Efecto del diésel sobre el Modelo de Bingham

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Figura 3-5. Efecto del diésel sobre el Modelo de La Ley de Potencia

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

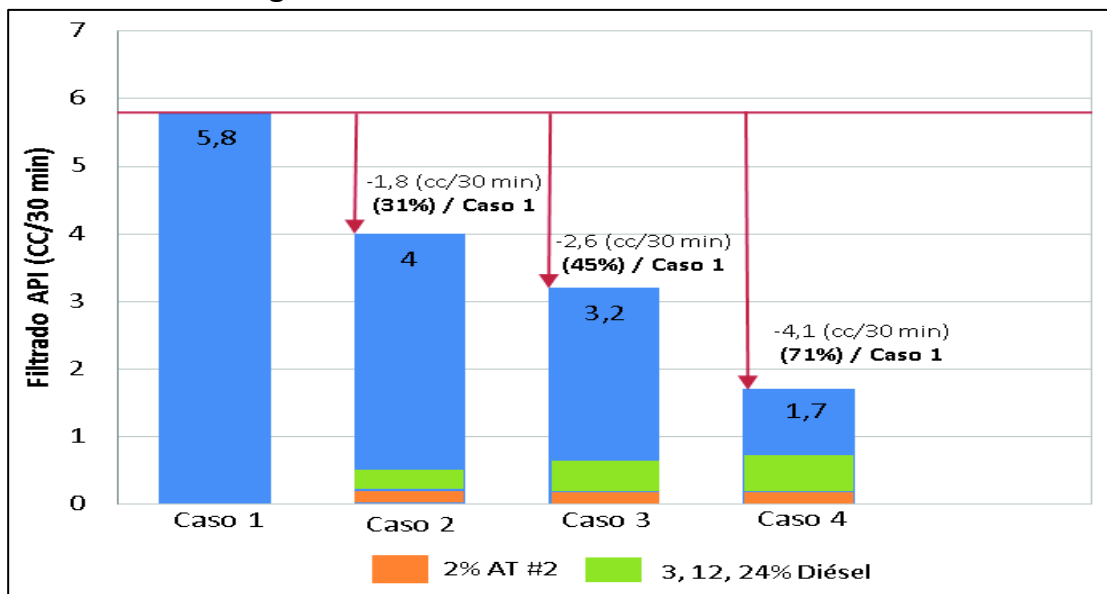
3.1.5. Efecto del diésel en el filtrado

De acuerdo con estudios anteriormente mencionados, para el campo de estudio el porcentaje de diésel utilizado en el fluido de perforación es inversamente proporcional al filtrado hacia la formación.

Para las pruebas de filtrado API, se obtuvo la reducción esperada. En la figura 3-6 se observa que en el caso 1 se partió de un filtrado API de 5,8 cc/30min y posteriormente fue disminuyendo progresivamente hasta llegar a un valor de 1.7

cc/30min, lo cual equivale a una disminución del 71% en los resultados obtenidos para la prueba de filtrado API.

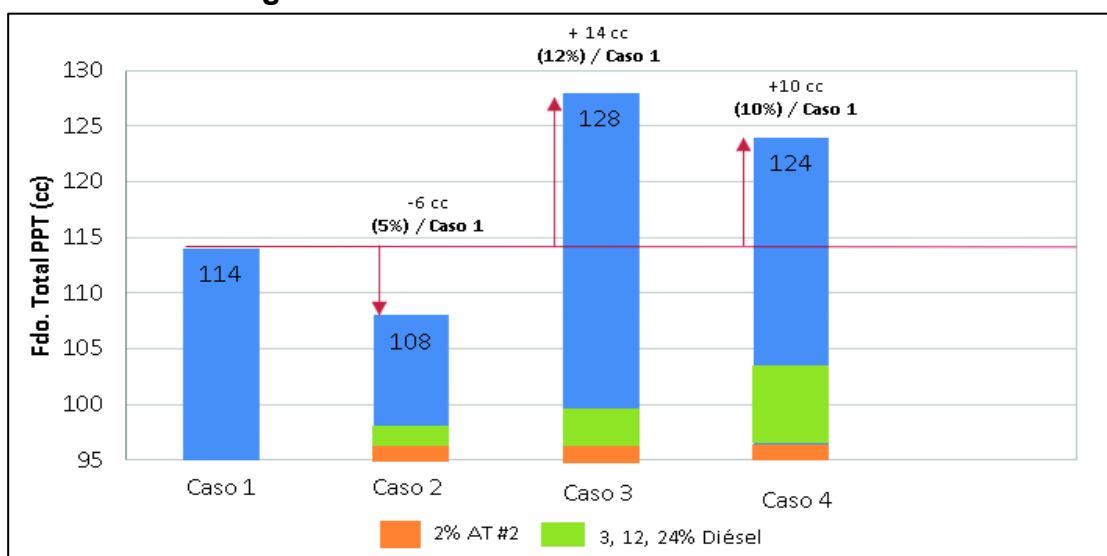
Figura 3-6. Efecto del diésel en el filtrado API



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Para recrear un escenario más realista, se realizaron pruebas de medición de filtrado PPT, en las cuales sus valores no siguen una tendencia de acuerdo con el porcentaje de diésel utilizado. En la figura 3-7 se observa que en el caso 1 se partió de un filtrado total de 114 cc y se obtuvo un aumento de hasta 12% en el caso 3.

Figura 3-7. Efecto del diésel en el filtrado PPT



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

3.2. Análisis Económico

En este análisis se obtiene el costo de cada caso de fluido al 0%, 3%, 12% y 24% de diésel, con el objetivo de compararlos entre sí y con el costo aproximado de un posible evento de pega diferencial que involucre la liberación de la sarta o la desviación del pozo.

Los parámetros que se deben tomar en cuenta para evaluar el costo de un fluido de perforación son: costos de productos, tratamiento de sólidos e ingeniería; sin embargo, el único costo que vamos a tener diferente para los 4 casos de fluidos propuestos en este trabajo será el costo de los productos utilizados, puesto a que el valor de ingeniería y tratamiento de sólidos son tarifas fijas para este Campo.

En la tabla 3-1 se detalla los costos por unidad de los aditivos que se utilizaron para la elaboración del fluido de la sección productora.

Tabla 3-1. Costos por unidad de producto

Productos	Tamaño de la unidad	Costo por unidad (\$)
Goma Xántica Clarificada	55 lbs	\$ 343.00
Almidón	50 lbs	\$ 219.29
Bactericida	5 gal	\$ 185.99
Inhibidor de arcilla	55 gal	\$ 1,336.50
Carbonato de calcio 325	110 lbs	\$ 16.75
Carbonato de calcio 200	110 lbs	\$ 16.75
Carbonato de calcio 40-100	110 lbs	\$ 16.75
Agente tensioactivo #2	55 gal	\$ 2,200.00
Diésel	1 gal	\$ 1.32

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Las concentraciones con las cuales se realizó el fluido en el laboratorio son constantes, con excepción del diésel, cuya concentración fue variando en el orden del 3%, 12%, 24%, como se observa en la tabla 3-2.

El volumen necesario para la perforación de una sección productora, tomando como referencia el diagrama mecánico del pozo TPTC-016 es de 1000 bls de fluido.

Tabla 3-2. Concentraciones de los fluidos elaborados en laboratorio

Productos	Concentraciones	
Goma Xántica Clarificada	1,5	lbs/bbl
Almidón	6,5	lbs/bbl
Bactericida	0,4	gal/bbl
Inhibidor de arcilla	1,5	gal /bbl
Carbonato de calcio 325	28,0	lbs/bbl
Carbonato de calcio 200	8,0	lbs/bbl
Carbonato de calcio 40-100	4,0	lbs/bbl
Agente tensioactivo #2 (0% /2%)	0 / 0.84	gal /bbl
Diésel (0%/ 3% / 12% / 24%)	0 / 1.26 / 5 / 10.1	gal /bbl

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

3.2.1. Costo del fluido para el caso No 1

El caso No 1, mostrado en la tabla 3-3, se encuentra formulado con 0% de diésel y 0% de agente tensioactivo #2, representando un fluido típico base agua para perforar secciones productoras.

3.2.2. Costo del fluido para el caso No 2

El caso No 2 se encuentra formulado con 3% de diésel y 2% de agente tensioactivo #2. Los costos estimados se encuentran en la tabla 3-4.

3.2.3. Costo del fluido para el caso No 3

El caso No 3 se encuentra formulado con 12% de diesel y 2% de agente tensioactivo #2. Los costos estimados se encuentran en la tabla 3-5.

3.2.4. Costo del fluido para el caso No 4

El caso No 4 se encuentra formulado con 24% de diésel y 2% de agente tensioactivo #2. Los costos estimados se encuentran en la tabla 3-6.

Tabla 3-3. Costos del fluido para el caso No 1

Productos	Concentraciones	Producto necesario para 1000 bls	Tamaño de la unidad	Número de unidades	Costo por unidad (\$)	Costo total
Goma Xántica Clarificada	1,5 lbs/bbl	1500 lbs	55 lbs	23	\$ 343,00	\$ 7.889,00
Almidón	6,5 lbs/bbl	6500 lbs	50 lbs	108	\$ 219,29	\$ 23.683,32
Bactericida	0,4 gal/bbl	400 gal	5 gal	67	\$ 185,99	\$ 12.461,33
Inhibidor de arcilla	1,5 gal/bbl	1500 gal	55 gal	23	\$ 1.336,50	\$ 30.739,50
Carbonato de calcio 325	28 lbs/bbl	28000 lbs	110 lbs	211	\$ 16,75	\$ 3.534,25
Carbonato de calcio 200	8 lbs/bbl	8000 lbs	110 lbs	61	\$ 16,75	\$ 1.021,75
Carbonato de calcio 40-100	4 lbs/bbl	4000 lbs	110 lbs	31	\$ 16,75	\$ 519,25
Agente tensioactivo #2 (0%)	0 gal/bbl	0 gal	55 gal	0	\$ 2.200,00	\$ -
Diésel (0%)	0 gal/bbl	0 gal	1 gal	0	\$ 1,32	\$ -
Total						\$ 79.848,40

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Tabla 3-4. Costos del fluido para el caso No 2

Productos	Concentraciones	Producto necesario para 1000 bls	Tamaño de la unidad	Número de unidades	Costo por unidad (\$)	Costo total
Goma Xántica Clarificada	1,5 lbs/bbl	1500 lbs	55 lbs	23	\$ 343,00	\$ 7.889,00
Almidón	6,5 lbs/bbl	6500 lbs	50 lbs	108	\$ 219,29	\$ 23.683,32
Bactericida	0,4 gal/bbl	400 gal	5 gal	67	\$ 185,99	\$ 12.461,33
Inhibidor de arcilla	1,5 gal/bbl	1500 gal	55 gal	23	\$ 1.336,50	\$ 30.739,50
Carbonato de calcio 325	28 lbs/bbl	28000 lbs	110 lbs	211	\$ 16,75	\$ 3.534,25
Carbonato de calcio 200	8 lbs/bbl	8000 lbs	110 lbs	61	\$ 16,75	\$ 1.021,75
Carbonato de calcio 40-100	4 lbs/bbl	4000 lbs	110 lbs	31	\$ 16,75	\$ 519,25
Agente tensioactivo #2 (2%)	0,84 gal/bbl	840 gal	55 gal	15	\$ 2.200,00	\$ 33.600,00
Diésel (3%)	1,26 gal/bbl	1260 gal	1 gal	1260	\$ 1,32	\$ 1.663,20
Total						\$ 115.111,60

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Tabla 3-5. Costos del fluido para el caso No 3

Productos	Concentraciones	Producto necesario para 1000 bls	Tamaño de la unidad	Número de unidades	Costo por unidad (\$)	Costo total
Goma Xántica Clarificada	1,5 lbs/bbl	1500 lbs	55 lbs	23	\$ 343,00	\$ 7.889,00
Almidón	6,5 lbs/bbl	6500 lbs	50 lbs	108	\$ 219,29	\$ 23.683,32
Bactericida	0,4 gal/bbl	400 gal	5 gal	67	\$ 185,99	\$ 12.461,33
Inhibidor de arcilla	1,5 gal/bbl	1500 gal	55 gal	23	\$ 1.336,50	\$ 30.739,50
Carbonato de calcio 325	28 lbs/bbl	28000 lbs	110 lbs	211	\$ 16,75	\$ 3.534,25
Carbonato de calcio 200	8 lbs/bbl	8000 lbs	110 lbs	61	\$ 16,75	\$ 1.021,75
Carbonato de calcio 40-100	4 lbs/bbl	4000 lbs	110 lbs	31	\$ 16,75	\$ 519,25
Agente tensioactivo #2 (2%)	0,84 gal/bbl	840 gal	55 gal	15	\$ 2.200,00	\$ 33.600,00
Diésel (12%)	5 gal/bbl	5000 gal	1 gal	5000	\$ 1,32	\$ 6.600,00
Total						\$ 120.048,40

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

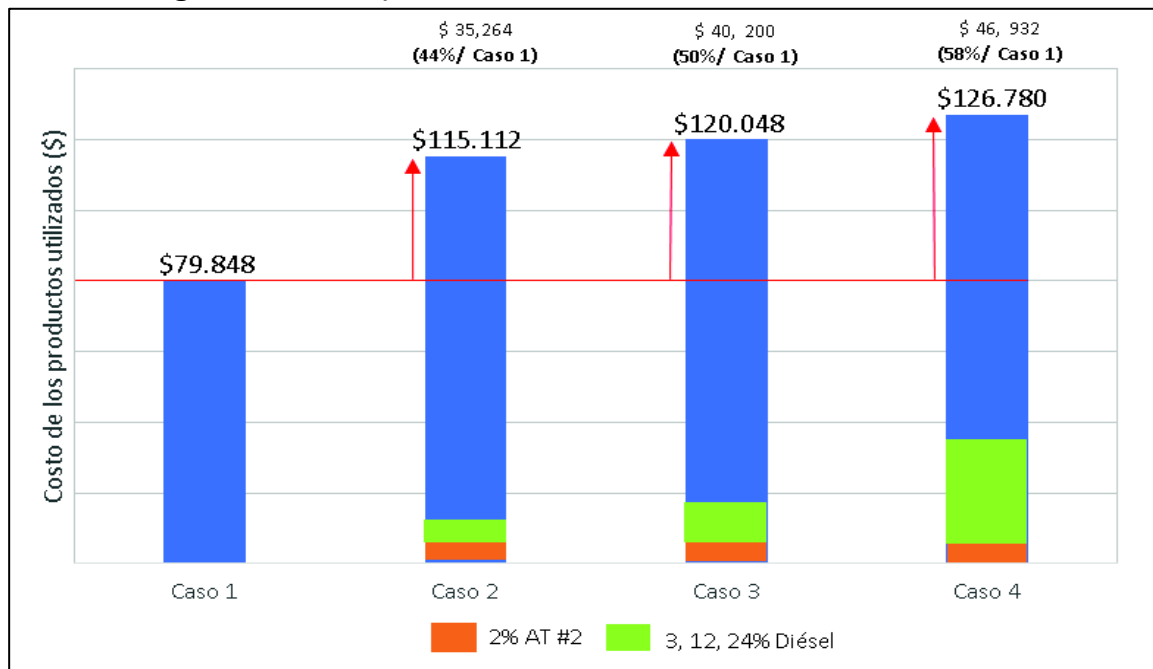
Tabla 3-6. Costos del fluido para el caso No 4

Productos	Concentraciones	Producto necesario para 1000 bls	Tamaño de la unidad	Número de unidades	Costo por unidad (\$)	Costo total
Goma Xántica Clarificada	1,5 lbs/bbl	1500 lbs	55 lbs	23	\$ 343,00	\$ 7.889,00
Almidón	6,5 lbs/bbl	6500 lbs	50 lbs	108	\$ 219,29	\$ 23.683,32
Bactericida	0,4 gal /bbl	400 gal	5 gal	67	\$ 185,99	\$ 12.461,33
Inhibidor de arcilla	1,5 gal /bbl	1500 gal	55 gal	23	\$ 1.336,50	\$ 30.739,50
Carbonato de calcio 325	28 lbs/bbl	28000 lbs	110 lbs	211	\$ 16,75	\$ 3.534,25
Carbonato de calcio 200	8 lbs/bbl	8000 lbs	110 lbs	61	\$ 16,75	\$ 1.021,75
Carbonato de calcio 40-100	4 lbs/bbl	4000 lbs	110 lbs	31	\$ 16,75	\$ 519,25
Agente tensioactivo #2 (2%)	0,84 gal /bbl	840 gal	55 gal	15	\$ 2.200,00	\$ 33.600,00
Diésel (24%)	10,1 gal /bbl	10100 gal	1 gal	10100	\$ 1,32	\$ 13.332,00
					Total	\$ 126.780,40

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2016)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

La figura 3-8 compara los costos de cada uno de los fluidos propuestos como casos en este análisis. La primera columna es el caso 1, la cual representa al fluido base agua comúnmente utilizado en secciones productoras, con 0% de diésel y por tanto con 0% de agente tensioactivo #2.

Figura 3-8. Comparativo del costo de los fluidos de laboratorio

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Por medio de la evaluación de dos agentes tensioactivos estabilizadores de emulsiones se logró incrementar el porcentaje de diésel hasta el 24%, en el cual se mantendrá continua la emulsión y establece las propiedades del fluido.
- Escoger el agente tensioactivo adecuado para mantener la emulsión continua en un fluido de emulsión directa, dependerá del comportamiento que presente durante pruebas de compatibilidad y su costo con respecto al costo total del fluido.
- El uso del agente tensioactivo #2 y el diésel hasta el 24%, económicamente representan que el costo del fluido aumente \$46, 932.00 dólares con respecto a un fluido base agua normal. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que el evento de pega diferencial en el pozo TPTC -016 representó un impacto económico de \$234, 206.00 dólares al Estado Ecuatoriano, es decir 187, 274.00 dólares más costoso que la implementación del fluido base agua con diésel.
- Los resultados de todas las pruebas realizadas en el laboratorio se resumen en la siguiente tabla 4-1.

4.2. Recomendaciones

- Conforme a la concentración de carbonatos, se debe evaluar la condición y mezcla óptima para el puenteo de los reservorios, considerando fracciones de carbonato de 100, 200 y 325 micrones.
- Conforme aumenta la concentración de diésel en el fluido de perforación, se debe evaluar el uso de píldoras de limpieza, para evitar la acumulación de recortes en el pozo.

- Se recomienda identificar el área de miscibilidad y de emulsión del sistema propuesto, a fin de identificar y prevenir problemas de daño de formación.
- Basado en la diferencia de presiones entre el reservorio y la columna hidrostática, sería recomendable utilizar un sistema de fluidos espumado con nitrógeno, con la finalidad de minimizar el daño de formación.

Tabla 4-1. Pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos

Caso No	1	2	3	4
AT#2 (%)	0	2	2	2
Diésel (%)	0	3	12	24
Densidad (LPG)	8.9	8.6	8.5	8.2
Coefficiente de lubricidad	0.27	0.21	0.2	0.16
Viscosidad plástica (cP)	23	23	29	36
Punto cedente (lb/100ft²)	14	19	16	17
Tensión de afluencia	2	6	3	4
Indice de flujo (n)	0.44	0.45	0.49	0.52
Indice de consistencia (K)	1150	1270	1030	1060
Filtrado API (cc/30 min)	5.8	4	3.2	1.7
Spurt Loss (cc)	102	94	108	107
Filtrado PPT (cc/30 min)	6	7	10	8.5
Filtrado Total (cc)	114	108	128	124

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

BIBLIOGRAFÍA

- Adams, N. (1977). A Field case study of differential-pressure pipe sticking. *SPE 6716*, 1.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2016b). *Reporte final de Perforación – Pozo Tiputini C-016*. Quito: PETROAMAZONAS EP.
- ALI, S., BOWMAN, M., LUYSTER, M., PATEL, A., SVOBODA, C., & PEARL, B. (s.f.). *FLUIDOS DE PERFORACION DE EMULSION REVERSIBLE PARA UN MEJOR DESEMPEÑO DEL POZO*. CHEVRON TEXACO, HOUSTON.
- Almeida, D. (2017). *Disminución De La Probabilidad De Ocurrencia De Pega Diferencial En La Arenisca M1 De La Plataforma Tiputini C Mediante El Uso De Diésel*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- AMOCO. (1994). *DRILLING FLUIDS MANUAL*. AMOCO.
- Aranberri, I., Binks, B., Clint, J., & Fletcher, P. (2006). Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensioactivos. *Revista Iberoamericana de Polímeros*, 1-5.
- Asencio, C., Caicedo, J., Caiche, I., Cobo, J., & Cruz, L. (2017). *Bloque 43- Campo ITT*. Universidad de Santa Elena. Recuperado el 7 de Marzo de 2018
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barrangán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Baroid. (2013). Rheology and Hydraulics. *Fluids Manual*.
- Baroid. (2018). Laboratorio de fluidos de completación y perforación Baroid.
- Bedón, M., Cando, S., Cepeda, C., Colcha, L., & Ortiz, S. (2011). Emulsión del agua y el aceite como utilidad para la elaboración de una crema cosmética humectante para manos y cuerpo. *Escuela Superior Politécnica de Chimborazo*.
- Bellota, F., Geronimo, S., & Machaca, H. (2005). Pega diferencial.
- Carvajal, E., & Rivas, N. (2011). *Determinación de la Granulometría Adecuada del Carbonato de Calcio para Optimizar el puenteo de lodo en zonas productoras del Campo Edén Yuturi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Recuperado el 14 de marzo de 2018
- Charles A. Holt, J. y. (1997). The successful Application of Diesel as Horizontal Drilling Fluid. *SPE*. Recuperado el 30 de noviembre de 2017
- Dianous, D., & Fiévez, C. (2006). *A more explicit demonstration of risk control through the use of bow-tie diagrams and the evaluation of safety barrier performance*.
- Doyne, W. (2001). Fluidos de perforación con emulsiones. *SPE*. Recuperado el 12 de Noviembre de 2017

- Filzpalrick, J. (1991). Prácticas de Control de Surgencias. *Petroleum Extension Service*.
- Herrera, J., Mora, V., Parra, M., & Lopez, L. (2011). Practica de reología y tixotropía. *Instituto Universitario de Tecnología de Administración Industrial* , 2.
- López, S. (2017). *Optimización del transporte de crudo pesado, mediante la implementación de un sistema de calentamiento de fluido en el campo Ishpingo- Tambococha- Tiputini (ITT)*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Recuperado el 8 de Marzo de 2018
- Mallama, M. B., & Yasig, L. W. (2014). *Estudio de los ensamblajes de fondo y brocas de los pozos direccionales perforados en la Cuenca Oriente para optimizar futuras perforaciones*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Offenbacher, M. (s.f.). *Direct Emulsion System*. Houston, Texas, Estados Unidos: MI SWACO.
- Osorio, R. (2015). Miscibilidad y Solubilidad. *Universidad de Antioquia*.
- Outmans, H. (1958). *Mechanics of Differential Pressure Sticking of Drill Collars*. California: AIME. Recuperado el 30 de Noviembre de 2017
- Particle Sciences. (2011). Emulsion Stability and Testing. *Technical Brief volume 2*, 1-2.
- PETROAMAZONAS EP. (2016). *Reporte final de Perforación – Pozo Tiputini C-016* . Quito: PETROAMAZONAS EP.
- Procter, C. B. (1997). Stuck pipe Handbook. En C. B. Procter, *Stuck pipe Handbook* (pág. 13). Ballater, Scotland: Sedco Forex. Recuperado el 28 de noviembre de 2017
- R.G. Bland* and W.T. Micho, M. D. (1992). Application of New GlycolIResin Differential Sticking Preventative. *SPE 24591*.
- Salager. (2002). *SURFACTANTES*. VENEZUELA: LABORATORIO FIRP.
- Sanchez, J. (2006). Mecanica de Suelos I. *Universidad de San Martín de Porres*.
- SCHLUMBERGER. (2001). *MI SWACO FLUIDS MANUAL*. SCHLUMBERGER.
- Schlumberger. (2014). Pega de tubería. En J. T.-E. Nuñez, *Prevención Pega Tubería (SPP)* (pág. 9). Maracaibo.
- Schlumberger. (2015). Reología de los Cementos . *Programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo*.
- Silverio, P. (2017). Propiedades Coligativas de las Soluciones de electrolitos. *Escuela Politecnica Nacional*.
- Simon, K. (2005). Drilling Fluids Differential Sticking Tendency Determination. *University of Zagreb*.

- Solano, J. C. (2013). *Análisis Técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la Amazonía Ecuatoriana*. (I. e. Petróleos, Ed.) Quito: Escuela Politécnica Nacional. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017, de file:///F:/TESIS/PLAN%20DE%20TESIS/TUCE-0012-260.pdf
- Soque, L. (2012). *Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un Campo del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Recuperado el 12 de Noviembre de 2017
- Syed, A., Bowman, M., Luyster, M., Patel, A., Svoboda, C., & Pearl, B. (2014). *FLUIDOS DE PERFORACION DE EMULSION REVERSIBLE PARA UN MEJOR DESEMPEÑO DEL POZO*. HOUSTON.

GLOSARIO

Pega Diferencial: Es una condición por la cual la sarta de perforación no puede moverse a lo largo del eje del pozo. (Bellota, Geronimo , & Machaca, 2005)

Agente Tensioactivo: Facilita la formación de gotículas al reducir la tensión interfacial de los dos líquidos que se mezclan. (Bedón, Cando, Cepeda, Colcha, & Ortiz, 2011)

Estabilizador: Evita la coalescencia, es decir que evitara la agregación de pequeñas gotículas en la mezcla. (Bedón, Cando, Cepeda, Colcha, & Ortiz, 2011)

Punto Cedente: Es la propiedad de un fluido que se refiere a la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva, es decir que es la fuerza de atracción entre las partículas coloidales en el lodo de perforación. (PerfoBlogger, 2015)

Arenisca: Es una roca sedimentaria que está formada por granos de arena compactados, y su dureza depende del tamaño de los granos que la componen. (Sanchez, 2006)

Miscibilidad: Es una propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución homogénea. (Osorio, 2015)

Lutita: Es una roca sedimentaria formada por partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de poco espesor. (Schlumberger, 2014)

Litología: Es una parte de la geología que estudia las rocas, principalmente sus características físicas y químicas. (Schlumberger, 2014)

Presión hidrostática: Es la presión en cualquier punto en una columna de fluido causada por el peso del fluido arriba de ese punto. Es importante tener una presión

hidrostática suficiente para impedir la entrada de fluidos del fondo del pozo. (Filzpalrick, 1991)

Esfuerzo de corte: Es un esfuerzo interno o resultante de las tensiones paralelas a la sección transversal que existen en el interior de un sólido. (Schlumberger, 2014)

Velocidad de corte: El gradiente de velocidad medido a través del diámetro de un canal de flujo de fluido, ya sea en una tubería, en el espacio anular o en otra forma. (Schlumberger, 2014)

Dispersión: Es una acción en donde partículas grandes se rompen en otras más pequeñas y se distribuyen en un medio líquido o gaseoso. (Filzpalrick, 1991)

Floculación: Es una condición en la que las arcillas, los polímeros u otras partículas cargadas se adhieren y forman una estructura frágil, o a lo que se le conoce como un flóculo. (Schlumberger, 2014)

Coalescencia: Un proceso en el cual las gotas pequeñas se unen al entrar en contacto entre sí, formando gotas más grandes. Si esto ocurre repetidamente se forma una fase líquida continua. A través de este fenómeno, las emulsiones se rompen y se forman dos fases líquidas distintas que tienden a separarse. (Schlumberger, 2014)

Micelas: Un conjunto de moléculas que constituyen una de las fases de un sistema conformado por dos o más fases, normalmente una fase fluida y otra dispersa en forma de partículas. (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher, 2006)

ANEXOS

ANEXO No 1

CORRECCIONES DEL RESORTE, BOB Y ROTOR DEL VISCOSÍMETRO DE FANN

Factor de corrección del resorte SCF (lb/ft²)

BOB No				
SPRING No.	1	2	3	4
0.2	0.002121	0.004181	0.00848	0.01831
0.5	0.005302	0.01045	0.0212	0.04578
1	0.0106	0.02091	0.0424	0.09156
2	0.02121	0.04181	0.0848	0.1831
3	0.03181	0.06272	0.1272	0.2747
4	0.04241	0.08363	0.1696	0.3662
5	0.05302	0.1045	0.212	0.4578
10	0.106	0.2091	0.424	0.9156

Fuente: (Schlumberger, 2014)

Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Factor de corrección del Rotor-Bob-Radio (RBR)

ROTOR No			
BOB No.	1	2	3
1	1,068	1,022	1.5
2	1.5	1,544	3,107
3	2,136	2.04	3

Fuente: (Schlumberger, 2014)

Modificado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

ANEXO No 2

EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS EN EL LABORATORIO

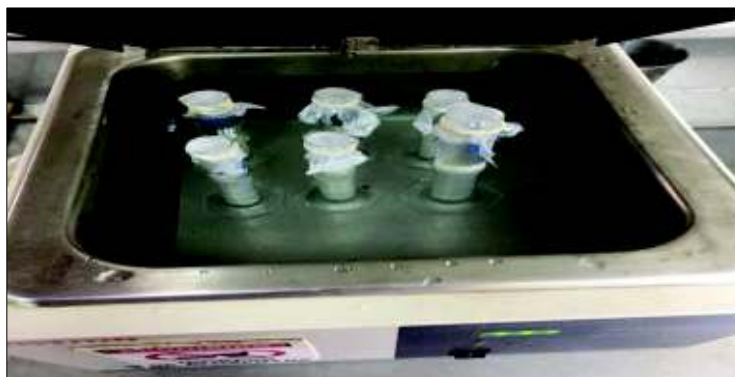
Prueba de compatibilidad

Descripción

Las pruebas de compatibilidad determinan el comportamiento del fluido y sus alteraciones físicas, después de un determinado tiempo de exposición a una temperatura dada. Para realizar esta prueba se requiere probetas y un horno para muestras.

Equipo

Horno para muestras



Fuente: (Baroid, 2018)

Procedimiento

1. Colocar las muestras de fluido en probetas de 25 mL.
2. Cubrir la boquilla de las probetas con plástico para evitar que entre agua durante la prueba.
3. Encender el equipo hasta que alcance una temperatura de 80°F.
4. Colocar las probetas cuidadosamente dentro del equipo.
5. Tapar el horno para muestras y esperar 2 horas.
6. Retirar la cubierta cuidadosamente y observar los cambios que han sufrido las muestras.

Prueba de densidad

Descripción

La balanza de lodo sirve para determinar la densidad de un fluido. La medida que entrega este equipo posee un margen de error de 0.1 lb/gal. La densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo.

Equipo**Balanza de lodos**

Fuente: (Baroid, 2018)

Procedimiento

1. Retirar la tapa y rebosar por completo el vaso con la muestra de fluido.
2. Colocar la tapa y girar hasta que se encuentre asentada completamente.
3. Ubicar el brazo de la balanza encima de la base de la balanza
4. Mover el caballero, hasta que el brazo se encuentre nivelado.
5. Leer la densidad o peso del lodo, de acuerdo con las unidades que se requieran.

Prueba de lubricidad***Descripción***

El medidor de lubricidad determina el coeficiente de fricción entre el anillo de prueba y el bloque. Al realizar la prueba de lubricidad, se busca recrear la rotación de la tubería de perforación en contra de superficies pozo abajo.

Equipo**Lubricímetro**

Fuente: (Baroid, 2018)

Procedimiento

1. Calibrar el lubricímetro, aplicando el factor de corrección.
2. Llenar el vaso del fluido que se va a probar.
3. Aplicar una carga contante de 150 lbs/pulg sobre el fluido con el brazo de torsión del lubricímetro.
4. Tomar el valor del coeficiente de lubricidad, dado en la pantalla del lubricímetro.

Factor de corrección

El factor de corrección se mide tomando un valor de la fuerza friccional (F) requerido para deslizar las superficies del bloque y del anillo del lubricímetro.

Se determina de acuerdo con el número de amperios requeridos para hacer girar el anillo a un número determinado de revoluciones por minuto (rpm). El factor de corrección se calcula con la ecuación (a)

$$FC = F/W \quad (a)$$

Donde:

- FC : Factor de corrección.
- F : Torque medido a 0 RPM.
- W : Fuerza que se aplica entre el anillo y el bloque.

Coefficiente de lubricidad

El valor del coeficiente de lubricidad se calcula mediante la ecuación (b).

$$\text{Coeficiente de lubricidad} = \frac{\text{Torque leído} \times FC}{100} \quad (b)$$

Donde:

- FC : Factor de corrección.

Los valores aceptados para el coeficiente de lubricidad son:

- Para lodo base agua, un coeficiente menor a 0.26
- Para lodo base aceite, un coeficiente menor a 0.1

Prueba de reología

Descripción

La reología es una propiedad importante de los fluidos que se debe determinar periódicamente durante las operaciones de perforación y se controla mediante el uso de aditivos para cumplir con los requerimientos del pozo durante de la operación. Para determinar las propiedades reológicas del fluido se utiliza un viscosímetro rotacional en donde se obtienen diferentes lecturas a diferentes velocidades.

Equipo

Viscosímetro de Fann



Fuente: (Baroid, 2018)

Especificaciones del equipo

Las especificaciones del viscosímetro rotatorio, utilizado durante las pruebas de reología, se observan en la siguiente tabla:

Especificaciones del viscosímetro rotatorio

Resorte N°	BOB °	Rotor N°
1	1	3

Fuente: (Schlumberger, 2015)

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Procedimiento

1. El fluido recién agitado se coloca en un vaso térmico y se coloca el lodo al nivel que se puede observar en el rotor.
2. La temperatura de la muestra debe estar alrededor de 120 °F (49 °C). Para ajustar la temperatura se debe agitar la muestra lentamente.
3. Se coloca el conmutador en la posición más alta, para que el motor empiece a funcionar la palanca de cambio de velocidad debe estar en la posición más baja. Al momento de registrar los valores de las velocidades se debe verificar que el cuadrante indique un valor constante antes de tomar las velocidades. Es importante que las velocidades sean tomadas únicamente cuando el motor se encuentra en marcha.
4. Ajustar el conmutador a las velocidades requeridas. A las diferentes velocidades requeridas se debe ajustar el conmutador y registrar el valor teniendo en cuenta que el cuadrante me indique un valor constante.

Prueba de medición del filtrado API

Descripción

La prueba de filtrado API es una de las pruebas que nos ayuda a medir la filtración de fluidos de perforación base agua. Básicamente lo que esta prueba evalúa es el comportamiento que tiene un aditivo en el fluido de perforación como agente controlador de filtrado.

El filtrado o la velocidad a la cual se fuerza un fluido se determinará a través de un papel filtro, el mismo que simula la cantidad de líquido que se filtra en las formaciones de roca permeables.

Equipo

Equipo de filtrado API



Fuente: (Baroid, 2018)

Procedimiento

1. Primeramente, se procede a armar la celda de lodo, de esta manera se coloca en la base de la celda la malla, sobre la malla colocamos el papel filtro, la banda de ajuste y finalmente colocamos el vaso de la celda.
2. Mantener una presión dentro del sistema de 100 PSI.
3. Colocar el fluido preparado dentro de la celda que fue armada previamente hasta $\frac{1}{4}$ pulgada de la ranura de la junta tórica.
4. Una vez que se tiene la celda armada y con el fluido dentro se coloca la tapa, verificando que se encuentre bien sellada para evitar pérdidas de presión en el sistema.
5. Colocar un tubo de ensayo graduado debajo del orificio de descarga para recibir el volumen de filtrado.
6. Se procede a abrir la válvula de entrada para que circule la presión sobre la celda.
7. Esta prueba dura alrededor de 30 minutos. Una vez finalizada la prueba se cierra la válvula de presión y se desconecta la fuente para proceder a retirar la celda.
8. Tomar el valor de filtrado en el tubo de ensayo.
9. Desechar el lodo con cuidado, desarmar la celda para retirar el papel filtro con mucho cuidado para dañar lo menos posible el revoque.

Interpretación

La prueba de filtrado API permite la evaluación de las siguientes características:

- **Revoque o retorta:** El revoque se obtiene por la acumulación de sólidos depositados en las paredes de la formación mediante el proceso de filtración. Un revoque ideal por lo general está entre $\frac{1}{32}$ in (0.079 cm) y $\frac{2}{32}$ in (0.015cm) de espesor.
- **Pérdida por filtrado:** Este parámetro depende principalmente del tipo de sólidos que están presentes en el fluido, indica la invasión de filtrado de fluido hacia la formación, y su valor se mide en mL con un tiempo de prueba de 30 minutos y una variación de presión de 100 psi.

Pruebas de medición de filtrado PPT

Descripción

Prueba de medición de filtrado con obstrucción de permeabilidad, que nos ayuda a determinar la efectividad que tienen los aditivos para evitar la pérdida de fluido a través de los espacios de poro de una muestra. El ensayo se realiza en un equipo de filtración PPT que controla el aumento de la presión de poro en una muestra de fluido durante un período determinado.

Equipo

Pruebas de bloqueo de permeabilidad PPT



Fuente: (Baroid, 2018)

Procedimiento

1. Aplique una fina capa de grasa en la llave de paso alrededor de las juntas tóricas del pistón para tener más lubricidad.
2. Atornille el pistón flotante en la llave de barra en T e instale el pistón en la parte inferior de la celda. Mueva el pistón hacia arriba y hacia abajo para asegurarse de que se mueva libremente. Coloque el pistón de modo que esté cerca del borde inferior de la celda y desenroscarlo de la llave.
3. Colocar la tapa del extremo hidráulico en la parte inferior de la celda.

4. Gire la celda vertical y rellene con 350 cm³ de lodo.
5. Mojar los discos por al menos 5 minutos en agua dulce antes de realizar una prueba de lodo base agua. Para lodos de aceite, los discos deben empaparse en aceite por al menos 5 minutos antes de realizar la prueba.
6. Instale la tapa superior con la válvula en la celda. Cierre la válvula e instale la celda en la calefacción. Baje la celda lentamente hasta que toque fondo, luego gírela para que caiga en el fondo y se asiente completamente.
7. Instale una termocupla en el pequeño orificio en la parte superior de la celda.
8. Coloque el depósito de filtrado en la parte superior de la válvula. Asegúrese de que la junta tórica pequeña esté en buenas condiciones. Bloquee el depósito en su lugar instalando una llave de seguridad.
9. Instale el dispositivo de contrapresión en el depósito y asegúrelo con la llave de seguridad.
10. Abra la válvula directamente en la parte superior de la celda.
11. Asegúrese de que las otras válvulas estén cerradas y los dispositivos de contrapresión.
12. Aplique la cantidad adecuada de contrapresión a la celda para la temperatura de prueba deseada usando el dispositivo de contrapresión de CO₂. Una vez que se aplique la contrapresión, cierre la válvula de la celda (válvula verde) para atrapar la presión.
13. Instale la conexión rápida desde la bomba hidráulica al extremo hidráulico de la celda (extremo inferior). Deje abierto la válvula de la bomba.
14. Asegurarse que la celda se encuentre a la temperatura ideal antes de comenzar con la prueba.
15. Cierre la válvula de la bomba y mediante una bomba hidráulica mantener la presión deseada.
16. Una vez que se aplica la presión, abra la válvula en el depósito y recolecte el lodo o filtrado en un cilindro graduado. Continúe recolectando el líquido hasta que el depósito se seque. Esta debe registrarse como la pérdida repentina.
17. Cierre la válvula y mantenga la presión deseada en la celda con el sistema hidráulico bomba. (La mayoría de las bombas tienen fugas). Será necesario aplicar presión hidráulica a la celda para mantener presión sobre la celda

- durante un tiempo de 30 minutos. Controle el flujo sangrando la celda cada 5 minutos y grabando el volumen.
18. Una vez transcurrido los 30 minutos, registre la cantidad de filtrado obtenido en las probetas milimetradas (excluya la pérdida repentina).
 19. Libere la presión en la bomba hidráulica y cierre la válvula superior.
 20. Retire la conexión rápida hidráulica de la celda a la bomba.
 21. Dejar salir la contrapresión. Retire el dispositivo de contrapresión y repita lo mismo con el depósito. Retire el depósito de la parte superior de la celda y limpie.
 22. Apague la chaqueta de calentamiento. Dejar por unos minutos que la celda se enfríe retirándola de la camisa de calentamiento o enfriándola en agua.
 23. Abra la válvula superior lentamente para eliminar la presión atrapada. Repita este proceso varias veces para asegurarse de que toda la presión se elimine de la celda.
 24. Retire la tapa superior de la celda y voltee la celda boca abajo. Retire la tapa del extremo hidráulico para exponer el pistón flotante. Atornille la llave en T en el pistón y empuje suavemente hacia abajo fuerce el lodo y el disco en el extremo opuesto de la celda.
 25. Recuperar el disco.

Cálculo del Spurt Loss y Filtrado total

El valor de Spurt loss o filtrado instantáneo se calcula con la ecuación (c)

$$Spurt\ loss\ (cc) = 2[Fdo\ a\ 7,5min - (Fdo\ a\ 30\ min - Fdo\ a\ 7,5\ min)] \quad (c)$$




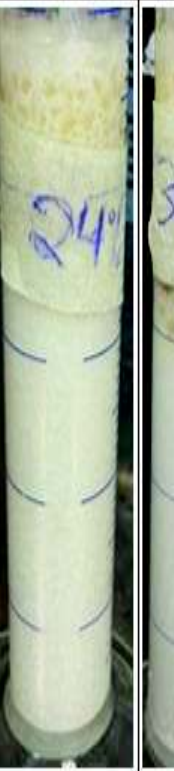


El valor de Filtrado total se calcula con la ecuación (d)

$$Fdo\ total\ (cc) = (2 * Fdo\ a\ 30\ min) + Spurt\ Loss \quad (d)$$

ANEXO No 3

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO BASE CON EL DIÉSEL

Prueba de compatibilidad del fluido de perforación base agua rolado, adicionando diésel en cada ensayo al 3%, 9%, 12%, 24%, 36% y 48%, sobre el volumen total.




Muestra N°	1	2	3	4	5	6
% Diesel	3%	9%	12%	24%	36%	48%
Ensayo de compatibilidad del fluido base agua con diésel						

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

ANEXO No 4




PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO BASE CON DIÉSEL Y 2 AGENTES TENSIOACTIVOS (AT#1, AT#2)

Ensayo de compatibilidad con el agente tensioactivo 1 (AT #1)

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #1 al 5% (concentración baja)			




Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayo de compatibilidad con el agente tensioactivo 1 (AT #1)

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #1 al 8% (concentración media)			




Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #1 al 10% y diesel al 3%, 25% y 48%

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #1 al 10% (concentración alta)			




Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 15% y diesel al 3%, 25% y 48%

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #2 al 15% (concentración baja)			




Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 20% y diesel al 3%, 25% y 48%

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #2 al 20% (concentración media)			

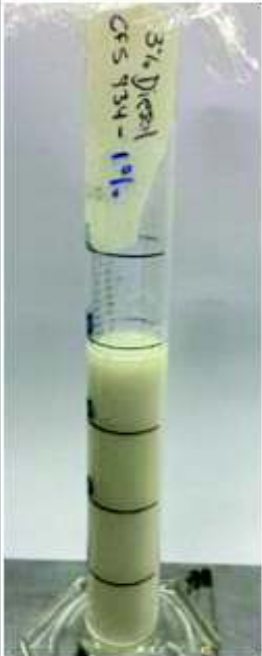


Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 25% y diesel al 3%, 25% y 48%

Muestra N°	1	2	3
% Diesel	3%	24%	48%
Agente tensioactivo #2 al 25% (concentración alta)			



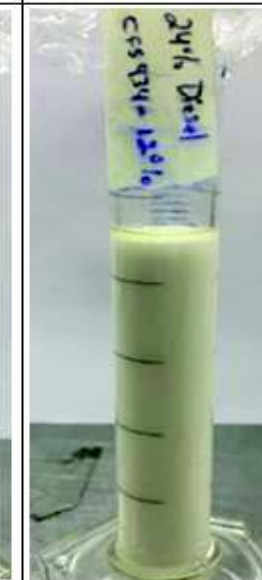
Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 1%, 2%, 4% y diesel al 3%

Muestra N°	1	2	3
% Agente tensioactivo #2	1%	2%	4%
Diesel al 3%			



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 8%, 10%, 12% y diesel al 24%

Muestra N°	1	2	3
% Agente tensioactivo #2	8%	10%	12%
Diesel al 24%			



Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 0.2%, 0.5% y diesel al 3%

Muestra N°	1	2
% Agente tensioactivo #2	0.2%	0.5%
Diesel al 3%		


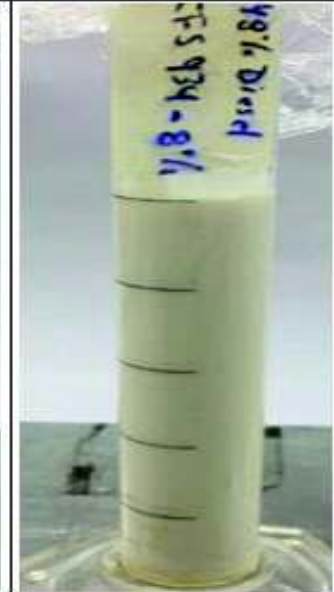
Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 1%, 4% y diesel al 24%

Muestra N°	1	2
% Agente tensioactivo #2	1%	4%
Diesel al 24%		






Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 3%, 8% y diesel al 48%

Muestra N°	1	2
% Agente tensioactivo #2	3%	8%
Diesel al 48%		

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Ensayos de compatibilidad AT #2 al 2% y diesel al 3%, 12%, 24%, 48% y 50%

Muestra N°	1	2	3	4	5
% Diesel	3%	12%	24%	48%	50%
Agente tensioactivo #2 al 2% (concentración ideal)					

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

ANEXO No 5

CORRECCIONES DEL ESFUERZO DE CORTE A DIFERENTES VELOCIDADES DE CORTE, PARA LOS FLUIDOS REALIZADOS EN EL LABORATORIO

Velocidad y esfuerzo de corte para el Caso N° 1

Caso N°1 (0% diésel, 0% AT#2)			
RPM	Lectura (Θ)	Velocidad de corte (sec-1)	Esfuerzo de corte (lb/100ft²)
3	4	5.1	7
6	6	10.2	8
100	21	170	28
200	29	340	36
300	36	510	43
600	49	1020	59

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Velocidad y esfuerzo de corte para el Caso N° 2

Caso N°2 (3% diésel, 2% AT#2)			
RPM	Lectura (Θ)	Velocidad de corte (sec-1)	Esfuerzo de corte (lb/100ft²)
3	7	5	7
6	8	10	8
100	26	170	28
200	34	340	36
300	41	510	43
600	56	1020	59

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Velocidad y esfuerzo de corte para el Caso N° 3

Caso N°3 (12% diésel, 2% AT#2)			
RPM	Lectura (Θ)	Velocidad de corte (sec-1)	Esfuerzo de corte (lb/100ft²)
3	5	5	5
6	7	10	7
100	25	170	27
200	36	340	38
300	44	510	47
600	62	1020	66

Elaborado por: Paola Artos y Cristopher Vásquez

Velocidad y esfuerzo de corte para el Caso N° 4

Caso N°4 (24% diésel, 2% AT#2)			
RPM	Lectura (Θ)	Velocidad de corte (sec-1)	Esfuerzo de corte (lb/100ft²)
3	6	5	6
6	8	10	8
100	29	170	31
200	43	340	46
300	53	510	56
600	76	1020	81

Elaborado por: Paola Artos y Christopher Vásquez