



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

LIMPIEZA DE POZOS VERTICALES CON SISTEMAS
DE FLUIDOS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS DURANTE
LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

TESIS
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

GARCÍA MONTES PEDRO

HERNÁNDEZ ROSAS EDGAR

DIRECTORA DE TESIS: INGENIERA MARÍA CRISTINA AVILÉS
ALCÁNTARA



AGRADECIMIENTOS

*A mi Madre **Ángela Montes Gonzáles** por darme la vida, por darme los principios y valores que me han permitido ser una mejor persona; por darme el amor, cariño, protección, a mis hermanos y a mí, por el esfuerzo que has hecho como Padre y Madre, te agradezco infinitamente todo lo que he aprendido de tí. Esto es también uno de tus logros Madre.*

*A mis hermanos **Jesús, Jazmín Azarel y Juan Daniel**, por compartir sus alegrías, tristezas, su cariño, amor y formar parte de mi vida.*

*A mi novia y amiga del alma **Diana Melo López** por formar parte de este logro, por enseñarme que la vida no tiene límites y por compartir conmigo parte de tus logros,*

*A la Ingeniera **Cristina Avilés Alcántara** y al personal del **Instituto Mexicano del Petróleo** por el apoyo, asesoría e información recibidas para este trabajo.*

*A mi compañero **Edgar Hernández Rosas**, por su colaboración en este trabajo.*

*A mis **profesores, compañeros y amigos que he conocido**, por brindarme su apoyo, amistad, por compartir experiencias, por permitirme ver mis errores y sobre todo por lo que he aprendido de ustedes permitiéndome hacer una mejor persona.*

AGRADECIMIENTOS

Gracias, por todo su apoyo.

Hoy me siento afortunado de poder agradecer de esta forma a quienes han estado aquí desde el día uno.

Hoy quiero dar las gracias por existir, por sonreír y celebrar que aún queda mucho por venir. Quiero hoy dar gracias por vivir y disfrutar de un día soleado donde poderme divertir. Quiero dar gracias por tener conciencia, por tener el don de la razón que aboga por la NO-VIOLENCIA.

*Agradezco profundamente contar con tíos bondadosos que me arrojaron con besos...voy a hacerlos sentir orgullosos; a mis hermanas por su confianza, a **Horacio Rosas** por enseñarme que la base es el trabajo y la constancia.*

*Doy gracias por no caer en la maldad ni en la ignorancia, por nacer en esta tierra de luz y abundancia, por mis momentos de paz sin malas sorpresas, por una cama y un plato lleno en mi mesa, a la música por refrescarme, a los guerreros de **Anáhuac** por resurgir y conquistarme. Gracias por quejarme sólo de problemas mínimos; a mis colegas por su apoyo y por sus ánimos..., gracias.*

*Gracias a mis **amigos** por dejarme descansar, a mis enemigos por hacerme reaccionar. Quiero dar gracias por respirar, por poder mirar al mar y sentirme libre, gracias por no tener que disparar balas de ningún calibre, gracias por vivir y sentirme invencible, gracias por ser fuerte en esta lucha, por no dejarme caer, retomar fuerzas y vencer, agradezco mis tropiezos y errores que han logrado hacerme de acero.*

*Gracias a la **familia Hernández** por acogerme sin ninguna condición, a mi hermano Ricardo Antonio por hacer que las circunstancias no nos frenen; entró el dragón, ahora nadie nos puede.*

*Gracias a los que han colaborado en este trabajo, a mi colega **Pedro García Montes**, gracias a los que viven la aventura de hacer ingeniería, el mundo es nuestro...Ingeniería!!!*

¡Está escrito!

RESUMEN.

En este trabajo se presenta información de limpieza de pozos en operaciones de perforación en Aguas Profundas, y un procedimiento de cálculo, que permite mediante una hoja de macros en Excel, el estudio y análisis de factores que se necesitan tener bajo control como son: densidad y viscosidad del fluido, velocidad anular, con la finalidad de evaluar la concentración de recortes en el espacio anular y el índice de limpieza de pozos verticales perforados en Aguas Profundas, a fin de evitar problemas de incrementos de densidad de circulación, pérdidas de circulación, influjos, atrapamiento de tubería, que generan tiempos no productivos, los cuales generan grandes costos económicos durante la perforación de pozos costa fuera. Este procedimiento está basado en un modelo empírico establecido por el Instituto Americano del Petróleo en la guía “API RP13D Rheology and Hidraulics of Oil Well Drilling Fluids”.

Para mostrar su utilidad, se aplicó el procedimiento a un pozo vertical perforado en aguas profundas en la Región Marina Noreste de México. Además del uso de mediciones en un Viscosímetro Fan IX-77 de 4 fluidos de base sintética a condiciones de fondo, para poder tener una buena predicción del transporte e índice de limpieza en el pozo.

ÍNDICE

1. GENERALIDADES	1
1.1 OBJETIVOS	3
1.2 CONCEPTOS IMPORTANTES	3
1.2.1 Aguas Profundas y operaciones de construcción del pozo	3
<i>1.2.1.1 Secuencia de operaciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas</i>	5
<i>1.2.1.1.1 Sistemas de circulación</i>	8
<i>1.2.1.1.2 Registros de formación</i>	8
<i>1.2.1.1.3 Perforación con conductor marino (riserless drilling)</i>	9
<i>1.2.1.1.4 Gestión de residuos de perforación</i>	10
1.2.2 Pozos Verticales	11
1.2.3 Presión y Temperatura Durante la Perforación en Aguas Profundas	11
1.2.4 Fluidos Empleados Durante la Perforación en Aguas Profundas	12
<i>1.2.4.1 Funciones de los fluidos de perforación</i>	13
<i>1.2.4.2 Tipos de fluidos de perforación en Aguas Profundas</i>	14
<i>1.2.4.2.1 Sistemas base acuosa</i>	15
<i>1.2.4.2.2 Sistema base no acuosa</i>	15
1.2.5 Reología	16
<i>1.2.5.1 Punto de cedencia</i>	17
<i>1.2.5.2 Número de Reynolds</i>	17
<i>1.2.5.3 Viscosidad del fluido</i>	18
<i>1.2.5.4 Esfuerzo y velocidad de corte</i>	19
1.2.6 Velocidad Anular	19
1.2.7 Densidad del Fluido	19

1.2.8	Densidad equivalente de circulación	20
2.	LIMPIEZA DE POZOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN	
	AGUAS PROFUNDAS	21
2.1	SÓLIDOS PRESENTES DURANTE LA PERFORACIÓN	22
2.1.1	Recortes	22
2.1.2	Finos	23
2.1.3	Material de derrumbe	24
2.1.4	Virutas o limaduras	24
2.1.5	Basura y chatarra	25
2.1.6	Residuos de cemento	25
2.1.7	Sólidos en suspensión	25
2.2	TRANSPORTE DE RECORTES DURANTE LA PERFORACIÓN	
	EN AGUAS PROFUNDAS	26
2.2.1	Fuerzas que actúan en el transporte de sólidos	27
2.2.2	Formación de camas de recortes	28
2.2.3	Mecanismo de transporte de sólidos en pozos verticales	29
2.2.4	Mecanismo de transporte de sólidos en pozos desviados	30
2.2.5	Mecanismo de transporte de sólidos en el conductor marino	31
2.3	FACTORES PRINCIPALES QUE IMPACTAN LA LIMPIEZA DE POZOS	
	DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	32
2.3.1	Densidad y reología de fluidos de perforación	33
2.3.1.1	<i>Densidad</i>	33
2.3.1.2	<i>Viscosidad</i>	33
2.3.1.3	<i>Esfuerzo gel</i>	34
2.3.1.4	<i>Importancia de la reología durante la perforación en</i>	
	<i>Aguas Profundas</i>	34
2.3.2	Efectos de presión y temperatura	35
2.3.3	Velocidad de penetración	36
2.3.4	Velocidad de flujo	36
2.3.5	Rotación y excentricidad de la tubería de perforación	37
2.3.6	Forma y tamaño de los recortes	38

2.4 MODELO MATEMÁTICO PARA LA LIMPIEZA	
DE POZOS VERTICALES	39
2.4.1 Modelo para determinar la concentración de recortes	39
2.4.2 Modelo matemático para predecir la limpieza de pozos verticales	41
2.4.3 Predicción de temperaturas, densidades y parámetros reológicos	42
2.5 MONITOREO DE LA LIMPIEZA DEL POZO	43
2.5.1 Datos de torque y arrastre fuera de la parte inferior	43
2.5.2 Los retornos de recortes	43
2.5.3 Parámetros de perforación	44
2.5.4 Propiedades del lodo	44
2.5.5 Herramientas de fondo de pozo	44
2.6. MEJORES PRÁCTICAS EN LA LIMPIEZA DE POZOS DURANTE	
LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	45
2.6.1 Planeación	46
2.6.1.1 <i>Diseño del pozo</i>	46
2.6.1.2 <i>Estabilidad del agujero</i>	47
2.6.1.3 <i>Diseño de la sarta de perforación</i>	47
2.6.1.4 <i>Capacidad del conductor marino</i>	47
2.6.1.5 <i>Selección del fluido de perforación</i>	48
2.6.1.6 <i>Planeación de la densidad equivalente de circulación</i>	48
2.6.1.7 <i>Perforación y prácticas de disparo</i>	49
2.6.2 Ejecución	49
2.6.2.1 <i>Herramientas mecánicas</i>	50
2.6.2.2 <i>Parámetros y prácticas de perforación</i>	50
2.6.2.3 <i>Propiedades del fluido</i>	51
2.6.2.4 <i>Manejo de densidad equivalente de circulación</i>	51
2.6.2.5 <i>Monitoreo de las condiciones del pozo</i>	51
2.6.2.6 <i>Prácticas de remediación en la limpieza del pozo</i>	51

3. FLUIDOS BASE NO ACUOSA	53
3.1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS BASE NO ACUOSA	54
3.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	55
3.2.1 Grupo I Alto contenido de aromáticos	55
3.2.1.1 <i>Aceite diesel</i>	55
3.2.1.2 <i>Aceite mineral</i>	55
3.2.2 Grupo II Contenido aromático medio	56
3.2.3 Grupo III Contenido bajo de aromático (Hidrocarburos sintéticos)	56
3.3 DESARROLLOS HISTÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE NO ACUOSA	57
3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE NO ACUOSA VS BASE ACUOSA	60
3.4.1 Ventajas	61
3.4.1.1 <i>Estabilidad del pozo</i>	61
3.4.1.2 <i>Lubricidad</i>	61
3.4.1.3 <i>La estabilidad a alta temperatura</i>	62
3.4.1.4 <i>Bajo peso del lodo</i>	62
3.4.1.5 <i>La prevención de formación de hidratos</i>	62
3.4.1.6 <i>Seguridad</i>	62
3.4.1.7 <i>Mejora de la Velocidad de penetración</i>	63
3.4.1.8 <i>Reducción en la generación de residuos</i>	63
3.4.1.9 <i>Suspensión de la perforación</i>	63
3.4.2 Desventajas	64
3.4.2.1 <i>Costo</i>	64
3.4.2.2 <i>Propiedades físicas</i>	64
3.4.2.3 <i>Reducción en la calidad del registro</i>	64
3.5 FLUIDOS SINTÉTICOS EMPLEADOS EN AGUAS PROFUNDAS	65
3.5.1 Control de efectos en el fluido de perforación generado en Aguas Profundas	66
3.5.2 Composición de los fluidos sintéticos	66

3.6 RECOMENDACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA REOLOGÍA EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA	68
3.6.1 Matriz para el estudio de la reología del fluido de perforación en función de la presión y la temperatura	68
3.6.2 Modelo reológico empleado durante la perforación en Aguas Profundas para evaluar fluidos sintéticos	70
3.6.3 Cálculo de temperaturas estáticas y dinámicas en el pozo	71
3.6.4 Calculo de la densidad del fluido de perforación en función de la Temperatura y Presión	73
3.6.5 Calculo de la densidad equivalente de circulación	74
3.7 PROCESAMIENTO DE RECORTES Y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS PARA LOS FLUIDOS BASE NO ACUOSA	76
3.7.1 Equipo de control de sólidos	77
3.7.2 Colección de recortes y su manipulación	80
3.7.3 Opciones en la eliminación de recortes	80
4. CASOS DE ESTUDIO	84
4.1 INFORMACIÓN DEL POZO	84
4.2 LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO UTILIZADAS PARA LOS FLUIDOS	87
4.3 EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	90
4.3.1 Instrucciones para el uso de la hoja macros en Excel	90
4.3.2 Diagramas de flujo	94
4.3.2.1 <i>Diagrama de flujo para calcular la concentración de recortes</i>	95
4.3.2.2 <i>Diagrama de flujo para calcular la densidad equivalente de circulación</i>	95
4.3.2.3 <i>Diagrama de flujo para calcular el índice de capacidad de acarreo</i>	95
4.3.3 Resultados finales	99
4.3.3.1 <i>Predicción reológica</i>	99

4.3.3.2	<i>Predicción de la densidad equivalente de circulación</i>	100
4.3.3.3	<i>Determinación de la concentración de recortes e índice de capacidad de acarreo</i>	102
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	104
5.1	CONCENTRACIÓN DE RECORTES	104
5.2	DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	106
5.3	ÍNDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO	109
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
	BIBLIOGRAFÍA	A
	LISTA DE FIGURAS	E
	LISTA DE TABLAS	H
	SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	J
	GLOSARIO	M

1. GENERALIDADES

Debido a la creciente demanda de recursos energéticos, la Industria Petrolera actual enfrenta nuevos retos; gran parte de las futuras reservas de hidrocarburos en el mundo se encuentra situada en Aguas Profundas y ultra profundas, cuyas profundidades alcanzan kilómetros. Estas adversidades obligan a la Industria Petrolera a implementar nuevas tecnologías que ayuden a mejorar el desempeño durante la perforación, la terminación y la producción de pozos.

El término de perforación en Aguas Profundas se refiere a los pozos perforados a profundidades de agua mayores de 610 [m], medidos entre la superficie y el lecho marino. En México, del año 2000 al 2011 se han perforado 19 pozos en Aguas Profundas, 11 de los cuales son productores, incorporando reservas por 470 [MMbpce], de las cuales 101 [MMbpce] son reservas probadas (1P).

A partir del 2012 PEMEX planea incrementar la incorporación de reservas de petróleo en Aguas Profundas; para lograrlo debe perforar 31 pozos exploratorios, incluyendo pozos delimitadores, de los cuales más de 20 pozos se destinaran a evaluar áreas prospectivas de aceite.

En Aguas Profundas existe una gran cantidad de variables que afectan la continuidad de la perforación de pozos, habiendo así tiempos no productivos en la perforación, que generan grandes costos de operación; una de estas variables es la falta de limpieza en el pozo o en el conductor marino, la cual puede causar pérdida de circulación, grandes concentraciones de recortes, el empaquetamiento del pozo, atasco de la barrena y pega de la tubería; debido a estos factores es imprescindible planear y monitorear la limpieza del pozo.

Una de las funciones que debe cubrir el diseño de fluidos de perforación en Aguas Profundas es la limpieza del pozo. Durante la perforación de pozos costa fuera en el mundo se han utilizado diferentes formulaciones químicas en el diseño de fluidos de perforación. Estos fluidos de perforación se pueden clasificar en 2 tipos: sistemas de fluidos base agua y sistemas de fluidos no acuosos. Las dificultades que se presentan en Aguas Profundas se generan en parte a la presencia de altas presiones, altas y bajas temperaturas, formaciones sensibles y problemas de inestabilidad en los pozos. El uso de sistemas de fluidos base agua muestra inestabilidad ante estas dificultades, por tal motivo la Ingeniería de fluidos comienza a desarrollar nuevos sistemas de fluidos de base no acuosa, especialmente los sintéticos. El desarrollo de esta nueva generación de fluidos sintéticos representa un compromiso entre el medio ambiente, la economía y las aplicaciones para su estudio.

Debido a lo anterior este trabajo realiza un estudio de la limpieza de pozos con nuevos sistemas de fluidos base no acuosa empleados durante la perforación en Aguas Profundas a condiciones de temperatura y presión bajo un modelo empírico. El trabajo se constituye de cinco capítulos.

- En el Capítulo 1 se hace mención de todas las generalidades que describen la limpieza de pozos en Aguas Profundas.
- El Capítulo 2 desarrolla la teoría necesaria de la limpieza de pozos durante la perforación en Aguas Profundas; detalla los factores que afectan la limpieza de pozos y describe un modelo empírico para evaluar la limpieza de pozos verticales en Aguas Profundas.
- El Capítulo 3 describe de manera teórica los fluidos base no acuosa, presenta las ventajas y consideraciones del uso de estos fluidos en Aguas Profundas y describe un método para predecir el comportamiento de fluidos durante la perforación.
- El Capítulo 4 evalúa la eficiencia de la limpieza de un pozo vertical perforado en Aguas Profundas de México, empleando cuatro sistemas base sintética, dos con un comportamiento convencional y dos con un comportamiento plano (Reología plana) a condiciones de Presión y Temperatura de fondo de pozo.

- Finalmente, en el capítulo 5 se analizarán los resultados de los casos de estudio descritos para dar paso a las conclusiones y recomendaciones correspondientes sobre el presente trabajo.

1.1 OBJETIVOS

Para la realización de este trabajo es necesario cumplir con los siguientes objetivos:

1. Explicar la teoría necesaria y los parámetros de la limpieza de pozo para el desarrollo de este trabajo
2. Evaluar la limpieza de un caso de estudio práctico para un pozo vertical desarrollado en Aguas Profundas, empleando sistemas de fluidos base no acuosa formulados con aceite sintético.
3. Construir una hoja de macros en Excel como herramienta que facilite los cálculos necesarios; para tal fin se empleará el modelo establecido en el API RP13D Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids.
4. Analizar los resultados y determinar las conclusiones correspondientes.

1.2 CONCEPTOS IMPORTANTES

1.2.1 Aguas Profundas y operaciones de construcción del pozo.

En la Industria Petrolera Internacional existen distintas definiciones para delimitar lo que se considera como Aguas Profundas, el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) considera profundo todo aquello que supere los 610 [m] hasta los 1830 [m] (6000 ft) de tirante de agua medidos desde la superficie hasta el lecho marino, cuando se habla de profundidades superiores a los 1830 [m] se considera que son aguas ultra profundas. Algunas estimaciones sugieren que el 90% de las reservas de hidrocarburos en el mundo en

zonas marinas que aún no son descubiertas se encuentran en mares cuyas profundidades superan los 1000 [m].^[1]

La mayor concentración de estos campos se localiza en el Golfo de México y en las costas de Brasil, y ya se han descubierto otros campos situados en África Occidental, el Lejano Oriente y los márgenes del Atlántico Norte como lo ilustra la figura 1.2.1.a

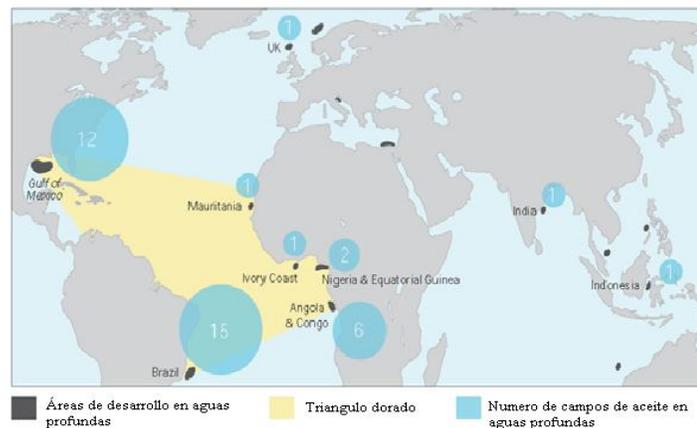


FIG.1.2.1.a. Estimación de reservas de hidrocarburos en Aguas Profundas a nivel mundial.

En aguas de mayor profundidad, los agujeros se terminan con cabezales de pozos y árboles de producción instalados sobre el lecho marino, conectados con líneas de flujo para transportar los hidrocarburos hasta la superficie. Las estructuras en superficie pueden ser embarcaciones de producción flotantes de almacenamiento y descarga o bien plataformas ubicadas en las inmediaciones del pozo. Las profundidades de operación para los barcos de perforación pueden variar de cientos de metros a más de 3000 [m]. En general, los barcos de perforación se usan para perforar en las aguas más profundas y en las regiones más remotas. Una vez que los pozos descubridores en Aguas Profundas han sido perforados, se suele usar plataformas y equipos de perforación fijos o flotantes especialmente diseñados para desarrollar y producir estos pozos. Comúnmente, las plataformas semi sumergibles se limitan a profundidades de agua de 2900 [m] o menos.

Las plataformas semi sumergibles y los buques de perforación tienen una característica en común: son plataformas de perforación flotantes que suben y bajan debido a la acción de

las mareas y de las olas. Estos equipos de perforación tienen compensadores de movimiento que disminuyen la acción de las olas y permiten mantener constante el peso aplicado sobre la barrena y la tensión impuesta sobre el conductor marino. ^[1] FIG. 1.2.1.b

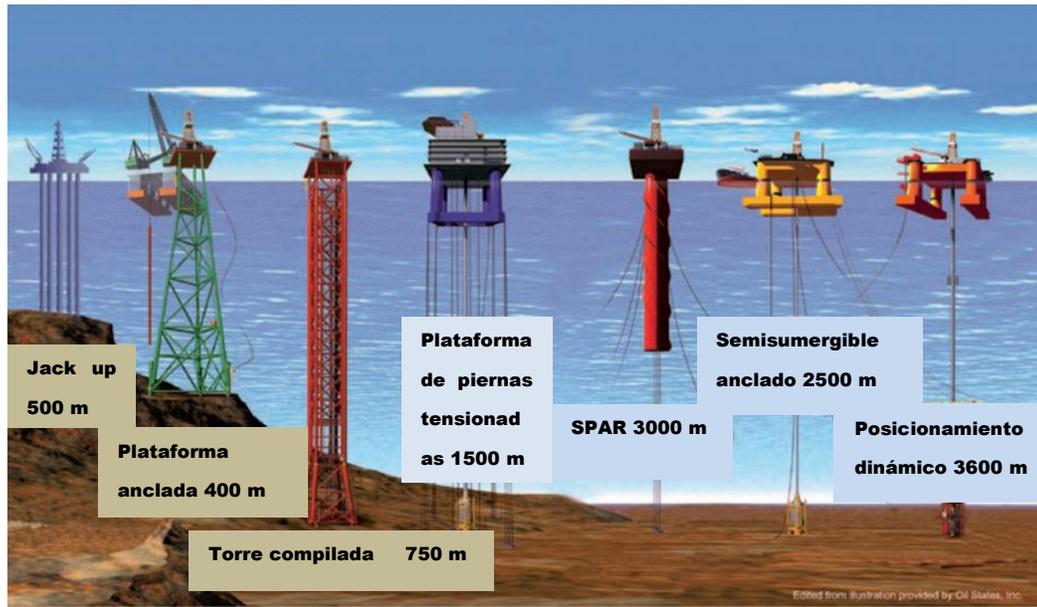


FIG.1.2.1.b. Evolución de los equipos de perforación y producción.

1.2.1.1 *Secuencia de operaciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas*^[2]

La secuencia de operaciones consiste, primero en la perforación de un agujero de gran diámetro, después una tubería de perforación en el conductor marino se une al cabezal del pozo, a fin de hacer circular el fluido de perforación. El preventor y el conductor marino se instalan sobre el fondo marino en un sistema a boca de pozo. El sistema de cabezal de pozo se baja y se conecta a la primera sarta de tubería de revestimiento dentro de una tubería de gran diámetro. La primera sarta de tubería de revestimiento se instala por la perforación con conductor marino, descargando los recortes y fluido en el fondo del pozo.

Para cada intervalo perforado, la barrena se hace girar por un motor mecánico en el fondo del pozo en formaciones del subsuelo con un fluido de perforación, el cual se bombea por el interior de la sarta de perforación para que circule hacia abajo y levante los cortes de

perforación hacia arriba a través del espacio anular de revestimiento. Una vez que los fluidos de perforación y los recortes llegan hasta la plataforma de perforación, los recortes se eliminan por la vibración de temblorinas y los fluidos de perforación son procesados y tratados químicamente para sostener la recirculación continua. El eficiente procesamiento y el tratamiento adecuado son importantes porque limitan la cantidad de fluido de perforación requerido y el volumen de residuos generados. FIG.1.2.1.1.a

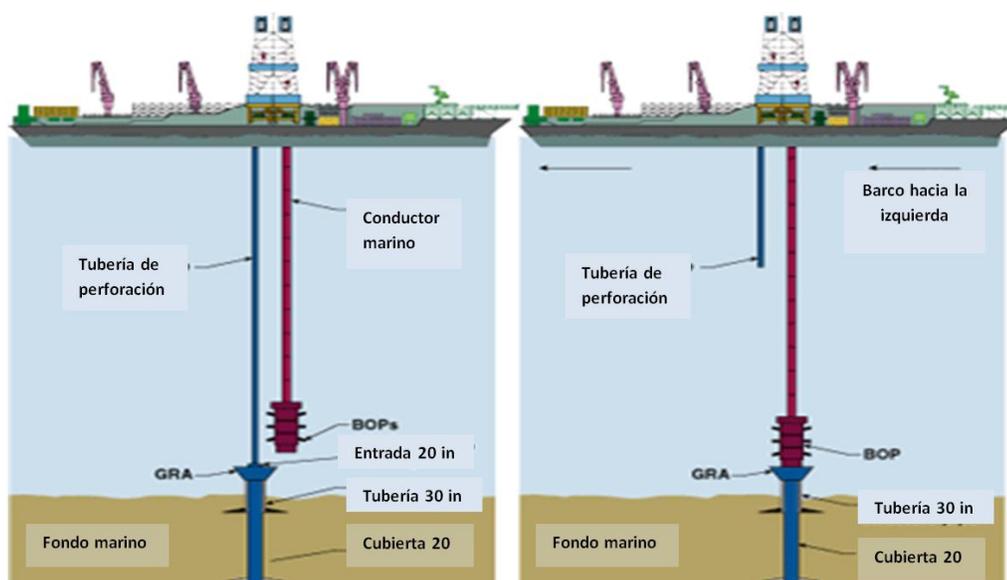


FIG.1.2.1.1. a. Proceso para conectar el conductor marino al cabezal del pozo.

Cada intervalo de profundidad del pozo es evaluado y diseñado en las etapas de planificación y evaluados para su modificación durante el proceso de la construcción del pozo. La longitud de cada intervalo, la densidad del fluido de perforación, el ensamble de perforación, la colocación de la tubería de revestimiento, el tipo y cantidad de cemento a utilizar, el tipo de fluido de perforación utilizado y muchos otros procesos se deciden en base a la presión esperada del subsuelo, a las limitaciones del equipo, a las condiciones reales de los pozos y otros factores.

El número y tipo de secuencias de la tubería de revestimiento y de la profundidad de cada una se determinan mediante: la evaluación de la presión de formación y la presión de poro en cada intervalo, la fuerza de la tubería que se utilizara, los problemas previstos en el

agujero, el tamaño del agujero deseado en la profundidad total, y el tipo de terminación a utilizar.

El control del pozo es establecido mediante barreras, para evitar que se produzcan flujos de fluido no deseados desde la formación en el interior del pozo. La barrera más básica es el uso de un fluido de perforación con densidad suficiente para que su presión hidrostática evite la afluencia de fluidos desde el subsuelo. Los rangos de densidades típicos del fluido de perforación suelen oscilar entre la densidad del agua de mar a más de dos veces la densidad del agua de mar. Sin embargo, si el fluido de perforación es demasiado pesado o las formaciones expuestas son demasiado débiles, puede producirse una fractura en la roca y la circulación del fluido de perforación puede ser afectada por fugas de líquido desde la formación subterránea al pozo. FIG.1.2.1.1.b

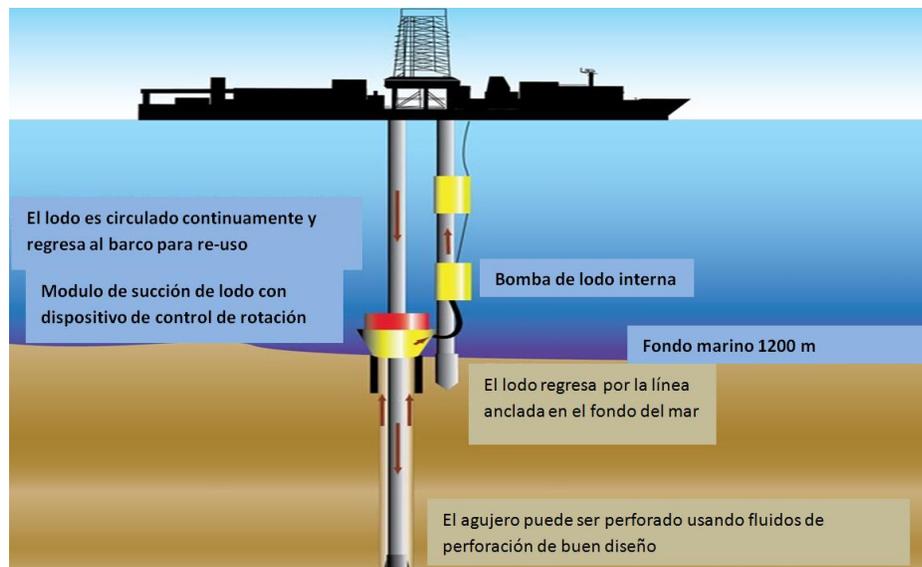


FIG.1.2.1.1. b. Perforación en Aguas Profundas.

A medida que aumenta la profundidad del tirante de agua, la ventana de operación se hace cada vez más pequeña y el peso del lodo opera a poca profundidad de modo que numerosas sartas de revestimiento superficial pueden ser necesarias a menos que se empleen técnicas especiales de perforación (tales como la perforación sin tubo ascendente).

1.2.1.2 Sistemas de circulación ^[2]

La circulación del fluido de perforación (fig. 1.2.1.2) comienza en los tanques de lodo que mantienen un gran volumen de fluido para permitir que las bombas de lodo bombeen el lodo a alta presión en el interior de la sarta de perforación donde el fluido se distribuye en el fondo del pozo a través de boquillas en la barrena. El fluido transporta los recortes de las rocas trituradas al momento de perforar y los lleva al espacio anular entre el tubo de perforación y la tubería de revestimiento para que circule hasta la superficie. Los fluidos y los recortes de perforación se separan en la superficie por la vibración de temblorinas que utilizan pantallas de malla fina. El procesamiento adicional del fluido incluye la eliminación de gas (desgasificador), separación suplementaria de sólidos (desarenador y centrífugas), y tratamiento químico para mantener las propiedades del fluido deseado. Dependiendo de los permisos reglamentarios aplicables, los recortes de perforación pueden ser descargados en el agua del océano o recogidos para el transporte a la tierra para su eliminación.

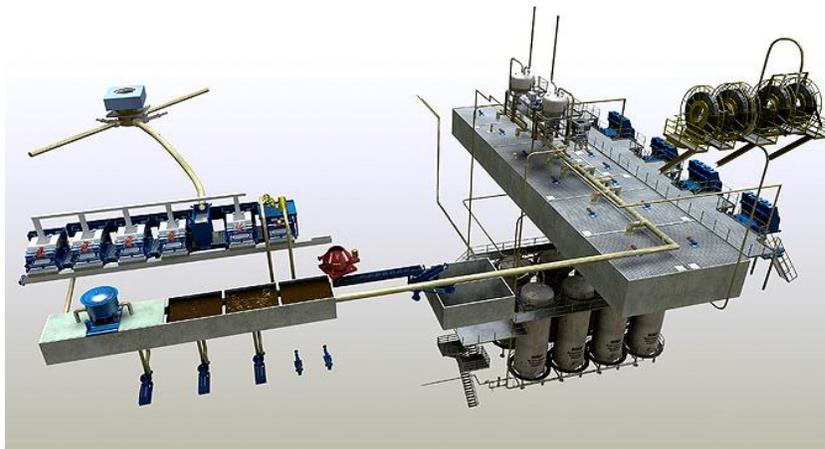


Fig.1.2.1. 2 Sistema de circulación del lodo de perforación.

1.2.1.3 Registros de formación ^[2]

Para identificar formaciones geológicas potencialmente productivas dentro de los horizontes perforados, se utilizan una variedad de técnicas. La técnica básica se conoce como el registro de lodo, donde los recortes de perforación se evalúan para conocer el tipo

de formación y la presencia de cualquier hidrocarburo. Las técnicas más sofisticadas son los registros de pozos, donde herramientas electrónicas especiales son corridas dentro de la sarta de perforación, o en una línea fija que normalmente evalúa algunos puntos clave del revestimiento. También se puede medir la presión de la formación con estas herramientas. Las muestras se pueden obtener con herramientas especializadas de perforación o de los registros por cable.

1.2.1.4 Perforación con conductor marino (riserless drilling)^[2]

Al iniciar la perforación de un pozo en Aguas Profundas, y antes de la instalación del conductor marino, el agua de mar y baches viscosos de fluido de perforación se utilizan para perforar. El diseño de pozos en Aguas Profundas requiere que la primera tubería sea colocada lo suficientemente profunda para que la formación tenga la suficiente fuerza mecánica para resistir las presiones de formación del siguiente intervalo (más profundo).

Debido a los límites en el número de tuberías de revestimiento que se pueden utilizar en cualquier pozo, en la perforación con conductor marino se utilizan fluidos de perforación base agua para perforar a una profundidad donde las formaciones tienen la suficiente fuerza. Esta práctica es fundamental para el desarrollo de yacimientos en aguas ultra-profundas entre las plataformas continentales y los océanos profundos y lo es también para las descargas de grandes volúmenes de los lodos base agua en el fondo marino.

En los últimos 10 años, los sistemas submarinos mecánicos se han desarrollado para permitir la perforación en Aguas Profundas sin tubo ascendente con un lodo adecuado y con el retorno a los equipos del fluido de perforación. Estos sistemas permiten aplicar un doble gradiente de presión hidrostática, por lo tanto, lo hace más cercano al perfil de presión natural en Aguas Profundas. Si bien estos sistemas se han utilizado en un gran número de pozos en alta mar, hay un limitado suministro de equipos necesarios y otros temas sobre la construcción de pozos que deben ser cuidadosamente considerados para cada aplicación en particular. Fig.1.2.1.4

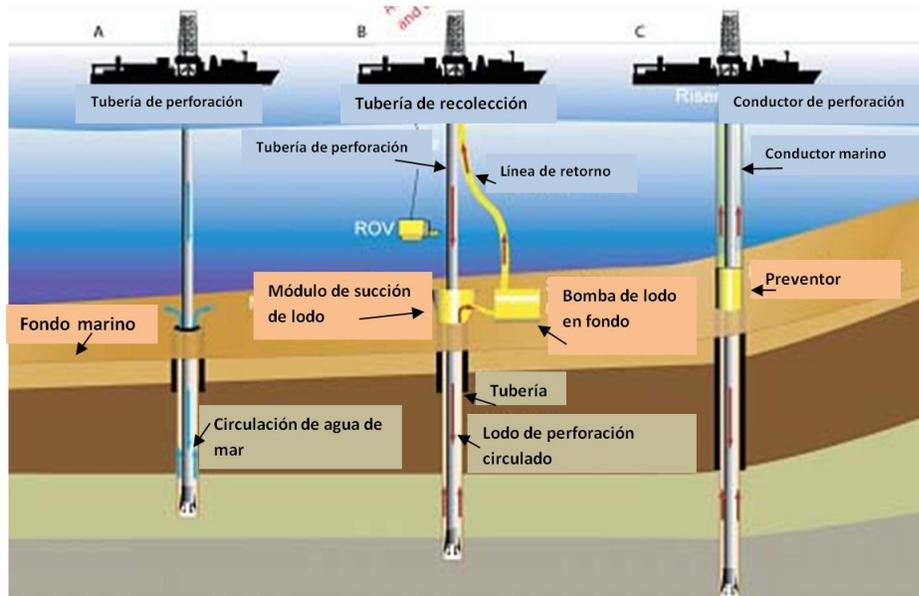


FIG.1.2.1. 4. Perforación con conductor marino “Riserless drilling”.

1.2.1.5 Gestión de residuos de perforación [2]

Los residuos generados durante la perforación se dividen en cuatro categorías principales:

- Los fluidos de perforación y recortes residuales constituyen el mayor volumen de residuos producido durante las operaciones de perforación.
- Los diferentes tipos de aguas residuales producidas durante el proceso de perforación.
- Las emisiones atmosféricas generadas por el equipo de perforación, buques de apoyo y aeronaves.
- Residuos industriales o sólidos como la pintura, solventes y materiales de embalaje.

El enfoque para el manejo de cada tipo de residuos depende de los volúmenes y las circunstancias del lugar de trabajo, y puede involucrar tratamiento y eliminación, la reducción de residuos, el reciclaje y la opción de reutilización para reducir los impactos ambientales.

Hay varias opciones para la eliminación de los fluidos de perforación y los recortes, todas ellas tienen sus ventajas y desventajas con respecto al impacto ambiental; las principales consideraciones en la selección de una opción de gestión de residuos son las características del medio ambiente, circunstancias operativas y los costos. Las tres principales opciones son las de descarga en alta mar, reinyección y la descarga en tierra.

1.2.2 Pozos Verticales

Debido a características mecánicas y factores geológicos los pozos tienen una tendencia a desviarse mientras se perfora, es decir, no son totalmente verticales ya que es muy difícil mantener esa direccionalidad. En el diseño de pozos verticales se considera que la perforación vertical de pozos es el proceso unidimensional de penetrar la tierra con la barrena a determinada profundidad vertical. Sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional debido a la desviación parcial de la barrena. El rango de ángulo que debe existir para un pozo vertical es de 0° a 30° .^[3]

1.2.3 Presión y Temperatura durante la perforación en Aguas Profundas^[4]

La perforación de pozos en Aguas Profundas y ultra profundas a alta presión y alta temperatura ha sido siempre un trabajo difícil en el mundo laboral debido a que estos pozos son de alto riesgo y de alto costo.

Hay dos aspectos muy importantes que influyen en el diseño de pozos situados en Aguas Profundas a alta presión y alta temperatura.

- El margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro es generalmente pequeña.
- Alta presión y alta temperatura por lo general tienen altas densidades equivalentes de circulación (DEC) que conduce a problemas de pérdida de circulación seguidas por situación de pérdida y/o ganancia que resulta difícil de controlar.

El Instituto Americano del Petróleo (API) Define alta presión / alta temperatura como:

- Cualquier aplicación donde la presión supera los 15,000 [psi].
- Cualquier aplicación donde la temperatura supera los 350 ° F [177 °C].

Y alta presión / alta temperatura extremas como:

- Cualquier aplicación donde la presión supera los 20,000 [psi].
- Cualquier aplicación donde la temperatura supera los 400 ° F [205 °C].

Factores como la presión y la temperatura son relevantes en la forma en que afectan las propiedades del fluido de perforación. En los sistemas base agua, la presión incrementa la densidad del fluido y también aumenta su viscosidad, además de los cambios que sufren sus propiedades reológicas por efecto de la temperatura. Los sistemas sintéticos son especialmente susceptibles a los cambios de presión debido a su compresibilidad, es por ello que la clara comprensión de los efectos que produce la temperatura y la presión ayudara a que mejore el comportamiento de los fluidos de control.

La perforación en Aguas Profundas es una tarea compleja y costosa, los factores y problemas son únicos y requieren una planificación y atención minuciosa. Debido a los altos costos que estas operaciones generan, se sugiere establecer planes para imprevistos. Se requieren lodos de perforación de alto rendimiento para optimizar la limpieza del pozo, la estabilidad del pozo y la inhibición de los hidratos de gas. Unidas a buenas prácticas de perforación, estas medidas tienen el potencial de maximizar las posibilidades de éxito, minimizando los costos del pozo.

1.2.4 Fluidos empleados durante la perforación en Aguas Profundas

Los fluidos utilizados en las actividades de perforación en Aguas Profundas son diseñados para: ser fáciles de usar, deben tener buena inhibición química, favorecer la limpieza del agujero, buena capacidad de transporte y ser amigables con el medio ambiente, además de superar los siguientes retos:

1. Mantenerse químicamente reactivo.
2. Permitir altas velocidades de penetración.
3. Ser económicamente viable.

1.2.4.1 Funciones de los fluidos de perforación

El fluido de perforación cumple con varias funciones durante la perforación como:

- Control hidrostático de las paredes del agujero.
- Optimizar la limpieza de recortes en el pozo.
- Lubricar y enfriar la barrena y herramientas.
- Transportar los recortes en el espacio anular.
- Permitir la separación de recortes en la superficie.
- Mantener la estabilidad en el agujero.
- Reducir la fricción entre la sarta y el agujero.
- Permitir la toma de información en el pozo (Recortes, Núcleos y Registros).
- Servir de medio para los registros durante la perforación, (MWD, LWD, PWD y pruebas durante la misma).
- Daños mínimos a la formación.
- Reducir las pérdidas de circulación.
- Evitar los riesgos de pegaduras por presión diferencial e inhibición de lutitas.
- Mantener baja Densidad Equivalente de Circulación.
- Evitar problemas ecológicos.

Las funciones más importantes son:

- a. El mantenimiento de la presión: la columna de fluido de perforación en el pozo proporciona una presión hidrostática que contrarresta la presión natural de los fluidos en las formaciones a perforar. Esto evita el flujo incontrolado de los fluidos en el pozo y es vital para las operaciones de perforación seguras.
- b. Extracción de recortes de la perforación: los chorros inyectados de fluido perforación a través de las toberas de la barrena levantan los recortes de la parte inferior del agujero y lejos de la barrena para que los recortes no interfieran con

la efectividad de la broca. El fluido de perforación circula y se eleva a la superficie a través del espacio anular entre la sarta de perforación y el revestimiento.

- c. Enfriar y lubricar: el fluido de perforación enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación. La lubricación es especialmente importante durante la perforación de alcance extendido o pozos horizontales.
- d. Proteger, el soporte y la estabilización de la pared del pozo: los fluidos de perforación puede contener aditivos para reducir la hinchazón y minimizar desprendimiento de lutita en la pared lateral del pozo.
- e. Proteger las zonas permeables de los daños: los aditivos de lodos pueden construir una capa de filtro en la pared del pozo, para impedir la penetración profunda del fluido en la formación y causar daño a la permeabilidad del pozo.

1.2.4.2 Tipos de fluidos de perforación en Aguas Profundas ^[5]

La selección de fluidos para las operaciones de perforación en Aguas Profundas es un asunto extremadamente complejo debido a diferentes consideraciones, como: la compresibilidad del fluido y/o expansión en función de la temperatura del pozo, formación de hidratos, las restricciones ambientales y quizás lo más importante, los costos. Los desafíos técnicos en Aguas Profundas incluyen: la reactividad de lutita, daños a la formación, y la perforación y terminación de arenas no consolidadas. Las cuestiones ambientales y la seguridad son como siempre de vital importancia.

Hay dos tipos generales de fluidos de perforación utilizados durante la perforación en Aguas Profundas: sistemas base agua y los sistemas base no acuoso. Los porcentajes de lodo de perforación y componentes para ambos sistemas se indican a continuación y varían, dependiendo de un número de variables (peso del lodo, la formación siendo perforada, profundidad, etc.).

1.2.4.3 Sistemas base acuosa

Los Sistemas Base Acuosa (WBMS, por sus siglas en inglés) se componen de agua mezclada con arcilla de bentonita y barita, a fin de controlar la densidad del lodo, así como un número de otras sustancias para conseguir las propiedades deseadas de perforación incluyendo anticoagulantes, agentes de control de filtrado y lubricación. Una composición típica de un fluido base acuosa, se muestra a continuación.

- 76 % agua dulce
- 15% barita
- 7 % bentonita
- 2% otro material

Los sistemas base acuosa se pueden clasificar como:

- No dispersados
- Dispersados
- Tratados con Calcio
- Fluidos Base Agua de Alto Comportamiento
- Fluidos de Bajos Sólidos
- Fluidos Poliméricos
- Sistemas Salados

1.2.4.4 Sistema base no acuosa

Los sistemas base no acuosa (NABS, por sus siglas en inglés), son emulsiones de material principalmente no acuoso. La fase continua es el fluido base no acuosa y la fase interna de agua y varios productos químicos. Al igual que con los WBMS, se agregan diferentes sustancias a los NABS para conseguir las propiedades deseadas de perforación. Por ejemplo, se añade la barita para lograr la densidad deseada y la apropiada viscosidad se consigue mediante la alteración del fluido de base a la relación agua, el uso de materiales de arcilla y emulsionantes para estabilizar el agua en emulsiones de aceite. El fluido de base

también sirve como un agente lubricante. La composición de un NABS típico consta de lo siguiente.

- 46% fluido no base acuosa (aceite, diesel, aceite mineral, esteroides, parafinas lineales etc.)
- 33% barita
- 18% salmuera
- 2% emulsificantes
- 1% otro

Los sistemas de base no acuosa se clasifican en tres grupos;

- I. Alto contenido de aromáticos: como los de base aceite y los convencionales basados en aceites minerales.
- II. Contenido aromático medio: como hidrocarburos sintéticos y líquidos altamente procesados.
- III. Menor contenido de aromáticos (insignificante): como hidrocarburos sintéticos y los altamente aceites minerales procesados, estos representan una nueva generación de fluidos sintéticos.

1.2.5 Reología ^[6]

La reología es definida como la física del flujo y la deformación de la materia, gráficamente se expresa como la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. La reología y la hidráulica se relacionan directamente con la estabilidad del pozo y la eficacia en la limpieza del pozo. La comprensión de la reología es esencial para que la ingeniería de localización de perforación de pozos sea rentable y cumpla con el objetivo de la perforación del pozo.

La reología y el sistema hidráulico de los fluidos de perforación no son ciencias exactas, pero se basan en modelos matemáticos que describen mejor la reología y la hidráulica del fluido, sin embargo no todos los sistemas se ajustan exactamente a cualquiera de los

modelos, en consecuencia, una de las metas más importantes en reología es encontrar las ecuaciones constitutivas para modelar y calcular el comportamiento de los diferentes parámetros hidráulicos de los cuales los más usados son la viscosidad plástica y el punto de cedencia.^[7]

1.2.5.1 Punto de cedencia^[6]

Es parte de la resistencia inicial al flujo que se debe a las fuerzas electroquímicas entre partículas. Estas fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. Representa una medida de las fuerzas electroquímicas y puede ser controlado mediante un tratamiento químico y mecánico apropiado.

El punto de cedencia bajo es una medida de la viscosidad del lodo en el espacio anular: mientras más grandes sean los recortes más elevado será el valor punto de cedencia bajo.

$$YPb = 2(\theta_3) - \theta_6$$

Dónde: Θ_3 y Θ_6 son las velocidades bajas de un viscosímetro a 3 [rpm] y a 6 [rpm].

1.2.5.2 Número de Reynolds^[6, 7]

Los diferentes regímenes de flujo y la asignación de valores numéricos de cada uno fueron reportados por primera vez por Osborne Reynolds en 1883. Reynolds observó que el tipo de flujo adquirido por un líquido que fluye dentro de una tubería depende de la velocidad del líquido, el diámetro de la tubería y de algunas propiedades físicas del fluido.

Así el número de Reynolds es un número adimensional que relaciona las propiedades físicas del fluido, su velocidad y la geometría del ducto por el que fluye y está dado por:

$$Re = (D * v * \rho) / \mu$$

Dónde:

Re = Número de Reynolds

D = Diámetro de la tubería [L]

v = velocidad promedio del líquido [L/T]

ρ = Densidad del líquido [M/L³]

μ = Viscosidad del líquido [M/L*t]

Generalmente cuando el número de Reynolds se encuentra por debajo de los 2100 se sabe que el flujo es laminar, el intervalo entre 2100 y 4000 se considera como flujo de transición y para valores mayores de 4000 se considera como flujo turbulento.

1.2.5.3 Viscosidad del fluido ^[6]

Es un término general utilizado para definir la fricción interna generada por un líquido cuando se aplica una fuerza para hacer que fluya. Esta fricción interna es resultado de la atracción entre las moléculas de un líquido y se relaciona con un esfuerzo cortante. Cuanto mayor es la resistencia a la tensión de cizallamiento o corte, mayor es la viscosidad.

De hecho, las mediciones estándar de la viscosidad no definen el comportamiento del flujo dentro de los rangos de velocidad de corte impuestas en la barrena, el espacio anular y el agujero. La viscosidad afecta la tasa de penetración en la barrena, que será mejor cuando la viscosidad es menor, por otro lado la viscosidad en el espacio anular influye en la eficiencia, la limpieza del agujero y la eficacia de las técnicas de separación de sólidos.

Numerosos aditivos se añaden a la formulación con el fin de alcanzar la optimización de las operaciones de limpieza de pozos que a veces son contraproducentes. Por ejemplo, el lodo de perforación tiene que ser lo suficientemente viscoso para ser capaz de levantar los cortes hasta la superficie, pero al mismo tiempo, la viscosidad no debe ser demasiado alta con el fin de minimizar la pérdida de presión por fricción.

La viscosidad de un fluido es entendida como la resistencia que presenta un fluido al movimiento y es definida como el cociente del esfuerzo de corte entre la velocidad de corte.

$$\mu = \tau/v$$

Dónde:

μ = densidad

τ = esfuerzo de corte

v = velocidad de corte

La medida métrica de la viscosidad absoluta es el [Poise], que es definida como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 [cm/s]. Sus unidades están representadas por [Dina-s/ cm²]. La viscosidad varía para la mayoría de los fluidos de perforación, y varía con la velocidad de corte.

El término de viscosidad efectiva es utilizado para describir la viscosidad ya sea medido o calculado a la velocidad de corte correspondientes a condiciones de flujo existentes en la tubería de perforación del pozo; mientras la viscosidad aparente se define como la viscosidad de un fluido medida a una velocidad de corte determinada a una temperatura fija.

1.2.5.4 Esfuerzo y velocidad de corte

Cuando un fluido está fluyendo, existe una fuerza en el fluido que se opone al flujo, a esta fuerza se le conoce como “esfuerzo de corte” y puede considerarse como una fuerza fraccional que proviene del deslizamiento de una capa del fluido sobre la otra. La velocidad a la cual se mueve a través de sus capas vecinas se conoce como “velocidad de corte”.

1.2.6 Velocidad Anular

Es la velocidad promedio a la cual el fluido de perforación se mueve hacia arriba por el espacio anular cuando el pozo es circulado. Esta velocidad varia, a lo largo de la trayectoria del pozo debido al cambio en los diámetros de la tubería de perforación, collares y de la geometría del pozo. ^[6]

1.2.7 Densidad del Fluido

Una de las principales propiedades del lodo de perforación es su densidad, cuya función es mantener los fluidos propios del yacimiento dentro del agujero mientras se está perforando

y ser suficiente para promover la estabilidad del pozo. El control de la densidad es crítica puesto que la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido es necesaria para contener presiones de formación y para ayudar a mantener abierto el agujero, es por ello que la densidad de cualquier fluido debe ser dictada por presiones de la formación.

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a la remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aún con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero. La densidad del fluido puede variar de acuerdo a las necesidades del pozo, en perforación generalmente se expresa con la letra ρ y sus unidades en [lbs. /gal] o [gr/cm³].
[6]

1.2.8 Densidad equivalente de circulación (DEC)

La presión en una formación durante la circulación es igual al total de las pérdidas de presión de circulación anular desde el punto de interés hasta el niple de campana, más la presión hidrostática del fluido. Esta fuerza se expresa como la densidad del lodo que ejercería una presión hidrostática equivalente a esta presión. Este peso equivalente del lodo se llama Densidad Equivalente de Circulación (DEC). [6]

$$DEC \text{ (lb/gal)} = \rho \text{ (lb/gal)} + \frac{Pa \text{ (psi)}}{0.052 \times TVD \text{ (pies)}}$$

Una DEC excesiva puede causar pérdidas al exceder el gradiente de fractura en un pozo. Es importante optimizar las propiedades reológicas para evitar una DEC excesiva.

2. LIMPIEZA DE POZOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

La limpieza de un pozo durante su perforación consiste en remover los recortes o sólidos generados por la acción de la barrena, y trasportarlos hasta la superficie, mediante el uso de un fluido de perforación que se bombea a el fondo del pozo a través del interior de la sarta de perforación y se expulsa a través de las toberas de la barrena a altas velocidades y presiones. Los chorros de fluido de perforación levantan los recortes de la parte inferior del agujero para que los cortes no interfieran con la efectividad de la barrena. El fluido de perforación circula y se eleva a la superficie a través del espacio anular entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento o el agujero. Una vez que el fluido de perforación y recortes llegan a la plataforma de perforación, los recortes se eliminan mediante el uso de temblorinas y los fluidos de perforación son procesados y tratados químicamente para sostener continuamente la circulación.

La falta de limpieza en el pozo puede generar problemas como: sobre tensión en viajes de tubería, alta torsión, tubería atascada, empaquetamiento en el pozo, incrementos de densidad equivalente, acumulación de recortes, ruptura en la formación, bajas velocidades de penetración, dificultades para bajar la tubería de revestimiento y registros, y pérdidas de presión anular. ^[8]

En Aguas Profundas y Ultra Profundas, los temas relacionados con la limpieza del pozo, son cada vez más graves: la presencia de bajas temperaturas en el mar, de altas presiones y altas temperaturas conforme se perfora complican aun más la limpieza en estos pozos. Debido a estos factores, es indispensable planear, ejecutar y monitorear la limpieza del pozo. Cuando se encuentran dificultades es esencial entender la naturaleza y las causas del

problema, permitiendo tener opciones enfocadas que determinen las acciones más apropiadas para una limpieza eficiente.

Con la finalidad de entender la limpieza de pozo en Aguas Profundas es necesario describir varios conceptos que se definen en los siguientes subtemas de este capítulo.

2.1 SÓLIDOS PRESENTES DURANTE LA PERFORACIÓN

Los sólidos que se necesitan remover durante la perforación en Aguas Profundas, están conformados principalmente por: recortes, finos, materia de derrumbe, limaduras, y residuos de cemento. El desarrollo de esta tesis está enfocado solo en la limpieza de los primeros tres tipos de sólidos.

2.1.1 Recortes [9, 10]

Los recortes son fragmentos de roca resultante de la perforación de un pozo y representan el sólido más importante en los pozos cuando no existe material de derrumbe. Los recortes varían de tamaño, dependiendo de las condiciones que se tengan en la perforación, varían desde partículas de tamaño arcilla hasta gravilla gruesa. FIG.2.1.1 Tabla 2.1.1



FIG. 2.1.1. Recortes.

Tamaño de recortes	Tipo de Roca	forma	Densidad de grano	Porosidad de cama
Largos (0,275")	Calizas	Angular	2,57	41
Medianos(0,175")	Calizas	Angular	2,57	36
Pequeños(0,09")	Arenas	Redondo	2,6	39

Tabla 2.1.1. Ejemplo de configuración de recortes.

2.1.2 Finos

Los sólidos finos o sólidos de baja gravedad, son partículas pequeñas de minerales creados por recortes depositados en la parte inferior del pozo que son aplastados y molidos con la barrena por la acción de rotar la sarta de perforación. ^[10] Fig. 2.1.2



FIG. 2.1.1 Sólidos finos. ^[10]

Los efectos adversos causados por los finos, son los siguientes:

- Reducción de la velocidad de penetración.
- Problemas con la reología del fluido.
- Mayor desgaste en los componentes de perforación.
- Aumento del riesgo de pegadura diferencial.
- El aumento de circulación de las pérdidas de presión.

- Aumento del tiempo para eliminar los finos por circulación.

2.1.3 Material de derrumbe

Son fragmentos de roca que se desprenden de las paredes del pozo debido a la falta de cohesión de las formaciones atravesadas, por alguna afectación mecánica de los equipos del pozo o por la filtración de fluido de perforación, el cual provoca grietas y debilita las inmediaciones del agujero. Por lo general son más grandes que los recortes, miden aproximadamente entre 1” y 2”, su forma es plana o alargada. ^[9] FIG. 2.1.3



FIG. 2.1.2 Material de derrumbe. ^[9]

2.1.4 Virutas o limaduras

Las virutas o limaduras son pequeños cortes de metales producidos por operaciones de molienda o por el contacto no intencional de metal a metal entre los componentes de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento, las grandes cantidades de virutas son difíciles de eliminar del pozo debido a su peso y tamaño. En algunas ocasiones es conveniente ala salida del lodo un imán. ^[9]

2.1.5 Basura y chatarra

Es el material o residuo que sin intención se dejó en el pozo, tales como los componentes de metal caído o partes de los componentes de la sarta de perforación. ^[9]

2.1.6 Residuos de cemento

Es el cemento que ha entrado en el pozo y se ha endurecido, se comporta como material de derrumbe y puede ser tratado de una manera similar. El problema de la caída de cemento en el pozo se puede reducir con el uso de una base de fibra de cemento. ^[9]

2.1.7 Sólidos en suspensión

Al referirse a sólidos en suspensión, se habla del estado de un cuerpo dividido en partículas finas y mezcladas con un fluido sin disolverse en él.

Dada la fuerza de la gravedad, las partículas en el fluido tiende a moverse hacia abajo a través del fluido. Si el fluido es estacionario, la velocidad con la que se mueven estas partículas se llama velocidad de asentamiento. Si el fluido está en movimiento, la velocidad a la que se mueve estas partículas es llamada velocidad de deslizamiento. FIG.2.1.7

En la mayoría de los fluidos de perforación, ya que son no-newtoniano, la velocidad de deslizamiento es mayor que la velocidad de sedimentación. Para fluidos newtonianos, por ejemplo el agua, las velocidades de deslizamiento y sedimentación son iguales. ^[9]



FIG. 2.1.7. Suspensión de Sólidos. ^[10]

Los fluidos de perforación deben suspender los recortes de perforación bajo una amplia gama de condiciones. La fuerza gel es un factor integral para frenar la velocidad de deslizamiento.

Cuando se interrumpe la circulación del pozo, la resistencia gel debe ser tal que los recortes no se caigan y además se puedan suspender.

2.2 TRANSPORTE DE RECORTES DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Una de las funciones más importantes del fluido de perforación es eliminar eficientemente los recortes generados por la barrena y los sólidos presentes con el fin de transportarlos hasta la superficie donde pueden ser eliminados del fluido de perforación. ^[11]

La eliminación de recortes durante la perforación consiste en los siguientes pasos ^[11]:

- Remover los recortes fuera del área de la barrena, donde los recortes son generados.
- Transportar los recortes hacia la plataforma de perforación a través del espacio anular creado entre la tubería de revestimiento y el conductor marino. FIG.2.2
- Suspender los recortes en la superficie para permitir su separación.

- Suspender los recortes en el pozo y conductor marino cuando la bomba está apagada.

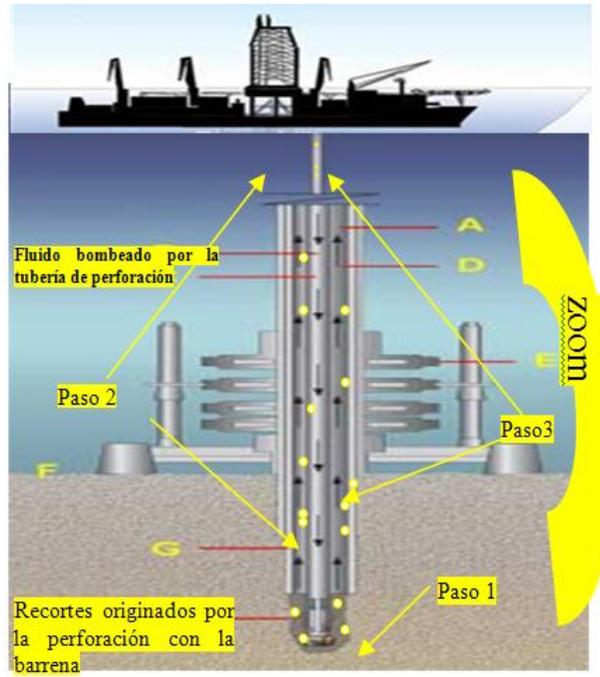


FIG. 2.2. Transporte de recortes durante la perforación en Aguas Profundas.

2.2.1 Fuerzas que actúan en el transporte de sólidos ^[12]

Existen varias fuerzas que juegan un factor importante durante la limpieza del pozo y están divididas en dos grupos.

- I. Fuerzas de sedimentación, se dividen en fuerzas de gravitación y fricción.
 - a. La fuerza de gravitación hace que los recortes se sedimenten y formen una cama de recortes.
 - b. La fuerza de fricción es la fuerza que actúa contra el movimiento de recortes y se desliza sobre la superficie del pozo.
- II. Fuerzas de transporte: están divididas en fuerzas ascendentes y de arrastre.

- a. Las fuerzas ascendentes son fuerzas que levantan y transportan los recortes con la corriente del flujo de fluido bombeado, se producen debido a la distribución asimétrica de la velocidad del fluido alrededor de los recortes o por el flujo turbulento.
- b. La fuerza de arrastre es la fuerza que mueve los recortes fuera de la cama de recortes.

2.2.2 Formación de camas de recortes (acumulación de recortes en el espacio anular)

[10, 13]

Una cama de recortes se forma cuando los sólidos caen en la parte baja del pozo y la velocidad de flujo del fluido de perforación es insuficiente para levantar y suspender los sólidos. A medida que el ángulo del pozo aumenta por encima de 30° , las camas de recortes son más significativas.

En ángulos, entre 30° y 60° , los sólidos presentes en la cama están más sueltos y propensos a deslizarse en el fondo del pozo. Este problema puede ocurrir cuando la velocidad de flujo es alta o cuando es nula. Además los deslizamientos pueden producirse si la circulación es insuficiente para limpiar los sólidos. Fig.2.2.2

En ángulos, entre 65° y 90° , cualquier cama de recortes será estable. Una cama de recortes estable no se puede eliminar mediante el aumento de la velocidad de flujo, por lo cual, se debe emplear algún tipo de acción mecánica que puede ser la acción de rotación de la tubería de perforación o extracción de la sarta de perforación del agujero. Si los sólidos no se hacen circular hacia afuera existe el peligro de que los recortes se muevan hacia arriba del pozo y formen una nueva cama de recortes junto a una cama ya existente.

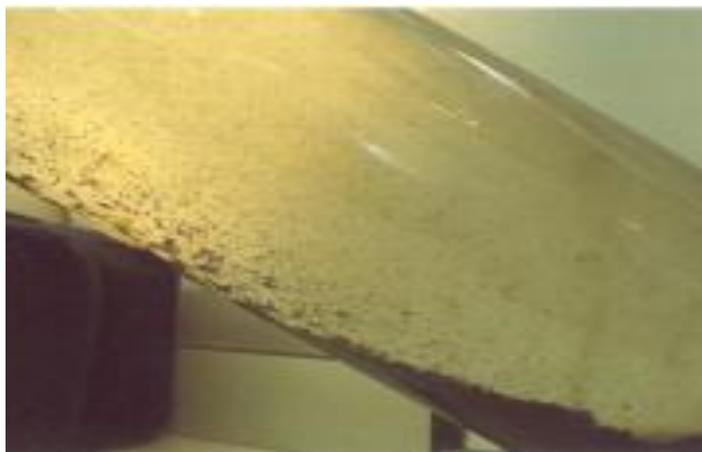


FIG. 2.2.2 Avalanchas de cama de recortes. [10]

2.2.3 Mecanismo de transporte de sólidos en pozos verticales [9, 10]

Durante el transporte de sólidos en pozos verticales, el flujo del fluido es bombeado hacia arriba por el sistema de circulación correspondiente. En la FIG. 2.2.4 se puede observar que los sólidos caen en dirección opuesta de la dirección del flujo de los fluidos. Mientras el fluido fluye hacia arriba del pozo a una velocidad más rápida que la velocidad de deslizamiento, los sólidos se removerán del fondo y se transportarán hacia la superficie. Si el flujo se interrumpe, los sólidos comienzan a caer de nuevo en el pozo. Si el bombeo del fluido se interrumpe por bastante tiempo, los sólidos se depositan en la parte inferior del pozo y comienzan a construir una cama de recortes.

En pozos verticales toma bastante tiempo para que los recortes alcancen el fondo del pozo, ya que las distancias son bastante grandes. El tiempo necesario para que los sólidos se depositen en el fondo del pozo dependerá del esfuerzo gel en el fluido de perforación.

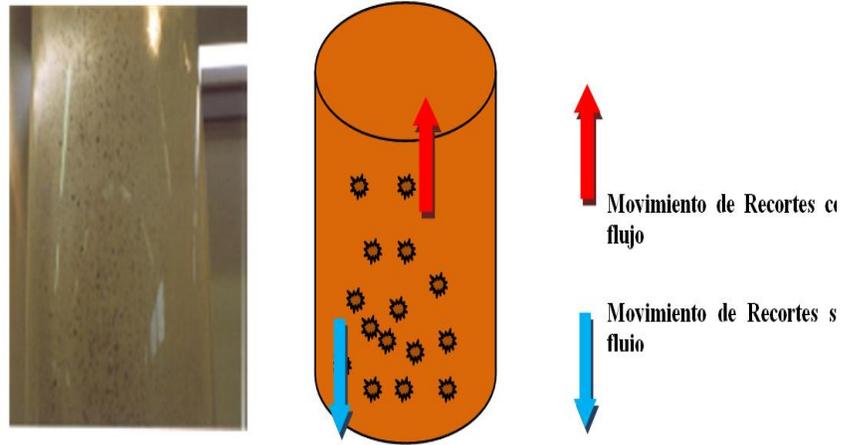


FIG. 2.2.4 Transporte de Recortes en Pozos Verticales

2.2.4 Mecanismo de transporte de sólidos en pozos desviados ^[9, 10]

En pozos altamente desviados, los sólidos siempre caen verticalmente bajo la influencia de la gravedad, cuando no hay flujo de fluido (bombas apagadas) los sólidos tienen distancias menores para depositarse en el fondo del pozo (pocas pulgadas).

El tiempo efectivo para que los sólidos alcancen las paredes del pozo dependerá de la resistencia de gel del fluido de perforación, pero evidentemente es mucho menor que un pozo vertical. Los sólidos depositados en la parte baja del pozo son conocidos como cama de recortes. La formación de camas de recortes puede minimizarse mediante el uso de métodos apropiados durante la perforación y circulación de sólidos fuera del pozo.

FIG.2.2.5

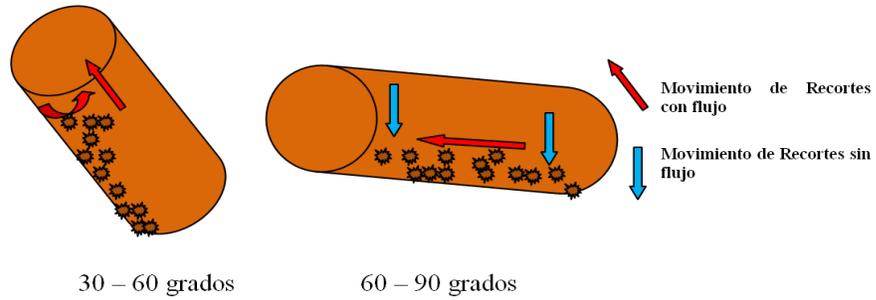


FIG. 2.2.5 Transporte de Recortes en Pozos Desviados

2.2.5 Mecanismo de transporte de sólidos en el conductor marino ^[9, 16]

El transporte de recortes y sólidos en el conductor marino sucede de forma similar que en pozos verticales, con la diferencia de que el diámetro del conductor marino es muy grande y complica aún más el transporte de recortes hacia la plataforma de perforación.

La carga de recortes en el conductor marino se incrementa debido a los diámetros y afecta la densidad equivalente (DEC). Además, el espesor del lodo en el conductor marino (debido a las bajas temperaturas) también puede causar un aumento de DEC, causando demoras y complicaciones en la limpieza del pozo. FIG. 2.2.6

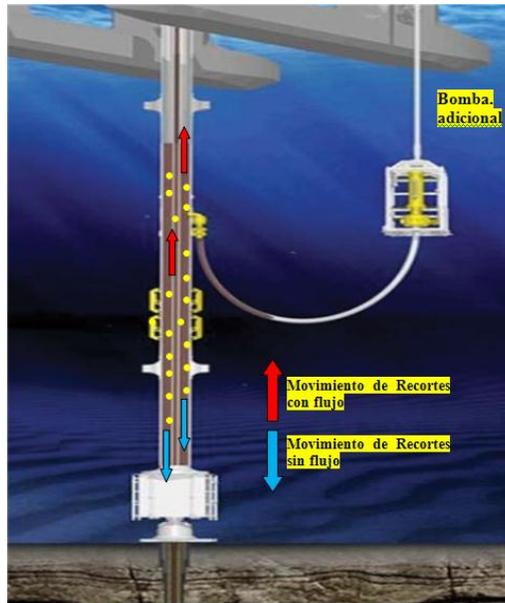


FIG. 2.2.6 Transporte de recortes en el Conductor Marino.

2.3 FACTORES PRINCIPALES QUE IMPACTAN LA LIMPIEZA DE POZOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Los factores que afectan la limpieza del pozo, son controlados por el perforador y predeterminados por las limitaciones que surgen durante las operaciones de perforación. Sin embargo, es necesario considerar al mismo tiempo todos los parámetros que afectan la limpieza del pozo, con la finalidad de obtener una mejor predicción del transporte de recortes. Los principales factores que afectan la limpieza del pozo durante la perforación son:

- Densidad y reología del fluido de perforación.
- Efecto de la temperatura y presión.
- Velocidad de flujo y velocidad anular.
- Velocidad de penetración.
- Rotación de la tubería de perforación.
- Tamaño, forma, densidad y la integridad del recorte.

2.3.1 Densidad y reología de fluidos de perforación [9, 17,18]

2.3.1.1 Densidad

El asentamiento de recortes en los fluidos de perforación es debido a la fuerza gravitacional que actúa sobre los recortes, cuya magnitud depende de la diferencia de densidad entre los recortes y el fluido. La disminución de la diferencia de densidad ($\rho_s - \rho$) reducirá la fuerza de gravedad, disminuyendo la velocidad de asentamiento de los recortes y aumentando la capacidad de carga del fluido de perforación. Por lo tanto cuanto mayor sea el peso del lodo mejor será la suspensión de los recortes.

Cabe mencionar que la función principal de la densidad de un fluido de perforación es mantener los fluidos propios del yacimiento dentro del agujero mientras se está perforando y debe ser suficiente para promover la estabilidad del pozo. El control de la densidad es crítica puesto que la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido es necesaria para contener las presiones de formación y para ayudar a mantener abierto el agujero, es por ello que la densidad de cualquier fluido debe ser dictada por presiones de la formación.

2.3.1.2 Viscosidad

En un pozo vertical, la forma en que la viscosidad del fluido afecta el transporte de recortes depende totalmente de la velocidad de asentamiento, siempre que la velocidad anular siga siendo igual.

En términos generales, la fuerza resistente al asentamiento de recortes (fuerza de arrastre), aumenta con un aumento de la viscosidad, por lo que la velocidad de asentamiento disminuye a medida que aumenta la viscosidad del fluido. El efecto sobre la viscosidad en el transporte de recortes es más pronunciada en un régimen laminar que en un régimen turbulento.

En pozos verticales, el flujo laminar con viscosidad baja y punto de cedencia alto o valores bajos del índice de comportamiento del fluido y valores altos del índice de consistencia, producirán una reología plana y por lo tanto un transporte eficiente de recortes.

En pozos inclinados la situación será diferente debido a la forma en que la viscosidad del fluido afecta el transporte de recortes, ya que no depende de la velocidad de asentamiento, sino del régimen de flujo en el espacio anular. En pozos desviados, un incremento de velocidad anular acoplado con bajas viscosidades plásticas, velocidades bajas de esfuerzo de corte y una rotación de tubería, reducen la formación de cama de recortes y facilitan la limpieza del pozo.

2.3.1.3 Esfuerzo gel

Otra característica importante en la reología de un fluido de perforación es el esfuerzo de gel, el cual ayuda a suspender los recortes de perforación a lo largo del espacio anular cuando la circulación del fluido es detenida durante cualquier operación. De esta forma, el tiempo en que los recortes se depositan en el fondo de un pozo dependerá de la fuerza gel.

2.3.1.4 Importancia de la reología durante la perforación en Aguas Profundas

En Aguas Profundas el estudio de reología y densidad de los fluidos de perforación en el fondo del pozo es importante para la optimización de las capacidades hidráulicas y de limpieza en pozos. Esta predicción mejorada hace que se determinen con mayor precisión los cálculos hidráulicos y la limpieza del pozo, y es importante en secciones del pozo donde las diferencias entre las presiones de poro y los gradientes de formación de fracturas son pequeñas.

La perforación en Aguas Profundas está afectada por temperaturas y presiones que causan efectos en la reología de los fluidos de perforación los cuales se describirán en el subtema 2.3.2.

2.3.2 Efecto de temperatura y presión ^[7, 9]

La temperatura y presión en el pozo son factores que influyen durante la limpieza del pozo, debido a que:

- Los conductores marinos y líneas de flujo están afectados por cambios de temperaturas, ya que conforme aumenta el tirante de agua disminuye la temperatura, pudiendo tener temperaturas bajo cero (tirantes de agua mayor a 2200 metros) cuando se alcanza el lecho marino.
- A medida que se perfora la temperatura y presión se incrementa en el fondo del pozo.

Debido a estos cambios la reología del lodo debe ser considerada explícitamente como una función de la temperatura y presión. La limpieza del pozo debe llevarse a cabo realizando mediciones de viscosímetros para altas temperaturas y altas presiones (Fann 70/77). Los controles de fluido en la plataforma de perforación deben realizarse a condiciones del fondo del pozo empleando las temperaturas de circulación y de la línea de flujo. Efectos de presión y temperatura del pozo en la reología de los fluidos de perforación. ^[7]

Los efectos de temperatura y presión en la reología se resumen de la siguiente manera:

- Efectos a bajas temperaturas (<70 ° F, o <21 ° C), aumentan la viscosidad de los fluidos de perforación.
- Efectos a altas temperaturas (<300 ° F, o <150 ° C), disminuyen la viscosidad.
- Efectos de presión aumentan la viscosidad de los fluidos de perforación.

La magnitud de los efectos de temperatura y presión en el fluido de perforación dependen del tipo de fluido que se esté utilizando.

Los efectos de temperatura y presión en la densidad por lo general son lineales y se resumen de la siguiente manera:

- A baja temperatura aumenta la densidad de los fluidos de perforación.
- A altas temperaturas disminuye la densidad.

- Los efectos de presión aumentan la densidad de los fluidos de perforación en forma lineal.

2.3.3 Velocidad de penetración ^[9, 18, 19]

La carga de recortes en el pozo está asociada con la velocidad de penetración de la barrena. Las altas velocidades de penetración generan un mayor volumen de residuos, causando una gran concentración de recortes en el fondo del pozo. Si la concentración de recortes se excede, el fluido de perforación podría no limpiar correctamente el agujero del pozo.

La velocidad de penetración siempre debe ser controlada a fin de dar al fluido tiempo suficiente para eliminar los recortes, ya que una carga de recortes aumenta la densidad del fluido en el espacio anular, lo que genera una mayor pérdida de presión en la circulación y por lo tanto una menor velocidad de flujo.

En Aguas Profundas los procedimientos como el uso de altas velocidades de flujo, viscosidades bajas de lodo y la rotación de tubería; tienden a aumentar la pérdida de presión anular y la densidad equivalente de circulación, causando problemas cuando se presentan bajos gradientes de presión de fractura. Por lo tanto, con el fin de evitar una excesiva DEC, la reducción de la tasa de penetración (ROP), es a veces la única solución para mantener el pozo lo suficientemente limpio para continuar con la perforación.

2.3.4 Velocidad de flujo ^[10, 14, 15]

La velocidad de flujo debe ser mayor que la velocidad de deslizamiento de los recortes a fin de mantener los recortes en suspensión y trasportarlos hasta la superficie. En pozos casi verticales y ligeramente inclinados, la velocidad anular tiene más importancia que en pozos con un ángulo grande o pozos de alcance extendido.

La velocidad de flujo está en función de los diámetros del agujero y la tubería de perforación, además de la presión máxima en superficie y de la velocidad de penetración. Estos parámetros son controlados por el perforador, quien debe tratar de maximizar la

velocidad de flujo, salvo que existan condiciones importantes que prevalezcan en la limpieza del pozo, por ejemplo: en pozos donde la formación es sensible a la erosión que causa la velocidad del flujo.

El diseño del ensamble en el fondo de pozo es importante debido que las restricciones de flujo que causan algunos componentes como las herramientas de medición durante la perforación o los motores de desplazamiento, que no permiten la velocidad suficiente en el espacio anular. En ocasiones es necesario usar una bomba adicional en las líneas de flujo, o en el conductor marino a fin de proporcionar un gasto y una velocidad suficiente para limpiar el pozo.

2.3.5 Rotación de tubería de perforación y excentricidad de la tubería ^[20]

La rotación de tubería en pozos verticales con excentricidad, hace que los recortes se transporten en una trayectoria en espiral o helicoidal, por lo tanto una fuerza centrífuga se inducirá y empujara hacia el exterior del espacio anular. En pozos de alto ángulo, la formación de cama de recortes es más significativa, por lo tanto la acción de rotar la tubería ayudara a remover las camas formadas.

La eliminación de recortes debido a la rotación se puede mejorar con la combinación de excentricidad, velocidad de flujo y una reología adecuada en el fluido de perforación. FIG. 2.3.5

En pozos verticales por lo general, la tubería de perforación se coloca excéntricamente con respecto al pozo, y no afectara de manera significativa la limpieza de pozos; pero en pozos desviados donde la tubería de perforación tiene una fuerte tendencia hacia la pared baja del pozo (debido al efecto de la gravedad), generara perfiles de velocidad del fluido distintos a través el espacio anular, esto afectará el transporte de recortes.

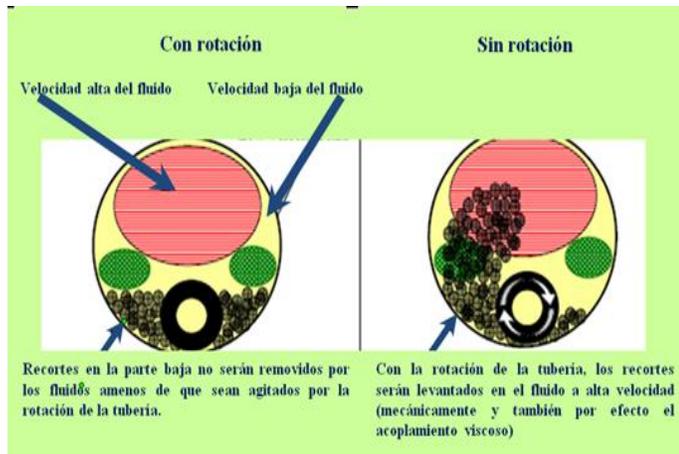


FIG. 2.3.5 Rotación de la tubería de perforación. ^[9]

2.3.6 Forma y tamaño de los recortes ^[9, 17]

La fuerza gravitatoria y la fuerza de arrastre que actúa sobre el asentamiento de partículas en un fluido de perforación, se incrementan con el aumento del tamaño de las partículas de los recortes, por lo tanto, el aumento en el tamaño de recortes aumentará las velocidades de asentamiento de los recortes. De la misma forma un aumento en la densidad del recorte afectará la velocidad de deslizamiento de los recortes, por tal motivo, a mayor densidad del recorte o sólido aumentará la de asentamiento.

Otro factor es la esfericidad de un recorte, en pozos verticales resulta más fácil transportar recortes no esféricos que partículas esféricas, siempre que los diámetros de los recortes sigan siendo los mismos. En pozos inclinados, la situación será diferente porque los recortes tienden a asentarse y formar una cama de recortes en la pared de lado bajo del anillo.

2.4 MODELO MATEMÁTICO PARA LA LIMPIEZA DE POZOS VERTICALES DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS ^[7]

2.4.1 Modelo para determinar la concentración de recortes

La limpieza en pozos verticales y casi verticales generalmente es modelado mediante la comparación de la velocidad del fluido en el espacio anular y la velocidad de deslizamiento de los recortes. Si la velocidad del fluido es mayor que la velocidad de deslizamiento de los recortes, habrá una velocidad neta de recortes hacia arriba del espacio anular.

La velocidad a la que los recortes se acumulan en el espacio anular está en función de la velocidad neta y de la velocidad a la que se producen recortes (una función del tamaño de la barrena y la velocidad de penetración). La concentración de recortes está dada por:

$$Ca = \frac{Db^2 xROP}{448.4xRt} \dots \dots \dots (1)$$

Donde: Db^2 [Pg] es el diámetro de la barrena.

ROP [ft/h] es la velocidad de penetración.

El radio de transporte está definido por:

$$Rt = \frac{Vn}{Va} \dots \dots \dots (2)$$

Donde la Velocidad neta (Vn [ft/min]) está dada por:

$$Vn = Va - Vs \dots \dots \dots (3)$$

La Velocidad anular (Va [ft/min]) está dada por:

$$Va = \frac{24.51 Q}{d_h^2 - d_p^2} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

Dh^2 [in.] es el diámetro del pozo, de tubería de revestimiento y conductor marino.

D_p^2 [in.] es el diámetro exterior de la tubería de perforación o lastrabarrena según el espacio que se desee evaluar.

Q [gal/min] es el gasto de flujo.

La velocidad de deslizamiento de los recortes, V_s [ft/min] puede ser estimada por un número diferente de cálculos empíricos. Para un número de Reynolds de partícula > 100, asumimos que el flujo es turbulento y la velocidad de deslizamiento estará dada por:

$$V_s = 2.19 \left[\frac{h(\rho_c - \rho)}{\rho} \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (5)$$

Donde: h [in] es el espesor de recorte.

ρ_c [g/cm³] es la densidad de corte (convertir a lbm / gal).

ρ [lbm / gal] es la densidad del fluido de perforación.

El número de Reynolds es calculado por la siguiente ecuación

$$Nre = \frac{928\rho V_s d_c}{\mu_e} \dots \dots \dots (6)$$

Donde: d_c [in] es el diámetro de los recortes.

La viscosidad aparente [μ_e] es calculada como:

$$\mu_e = \frac{479\tau_s}{\gamma} \dots \dots \dots (7)$$

El esfuerzo cortante por el deslizamiento de las partículas [$lb_f/100 ft^2$] esta dado por:

$$\tau_s = 7.9[h(8.345\rho_c - \rho)]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (8)$$

Si el número de Reynolds es <100, la correlación para calcular la velocidad de deslizamiento de los recortes es:

$$V_s = 0.0203\tau_s \left[\left(\frac{d_c \gamma}{\rho^{0.5}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (9)$$

2.4.2 Modelo matemático para predecir la limpieza de pozos verticales

En un equipo de perforación existen variables relacionadas en fluidos de perforación que pueden controlar la limpieza del pozo:

- Densidad del fluido de perforación.
- Viscosidad del fluido de perforación
- Velocidad anular.

El aumento de cualquiera de estas variables mejora la limpieza del pozo.

A partir de observaciones en el campo, se ha desarrollado una ecuación que puede predecir una buena limpieza del pozo. El Índice de Capacidad de Acarreo (CCI, por sus siglas en inglés), el cual describe la limpieza del pozo está dado por:

$$CCI = \frac{\rho k V a}{400000} \dots \dots \dots (10)$$

Donde: k : es el índice de consistencia, determinada por la siguiente ecuación:

$$K = \frac{VP+YP}{511^n} \dots \dots \dots (11)$$

n : es el comportamiento de flujo, obtenida de la siguiente forma:

$$n = 3.32 \log_{10} \frac{(2VP+YP)}{VP+YP} \dots \dots \dots (12)$$

VP: la velocidad plástica [cp], la cual se obtiene como sigue:

$$VP = R600 - R300 \dots \dots \dots (13)$$

YP: es el punto de cedencia [lb/100ft²], se evalúa como sigue:

$$YP = R300 - VP \dots \dots \dots (14)$$

Cuando los resultados arrojan valores de índice de capacidad de acarreo (CCI) igual o mayor a 1 se dice que existe una buena limpieza, cuando el CCI tiene un valor de 0.5, los

recortes han sido redondeados y generalmente son muy pequeños (finos). Cuando CCI tiene un valor de menos de 0.3. Los recortes son aproximadamente del tamaño de un grano.

Si el CCI es inferior a valores de 1.0, o los recortes descargados por las zarandas vibratorias presentan bordes redondeados, es necesario calcular el punto de fluencia necesaria para aumentar la capacidad de carga.

$$K1 = \frac{40000}{\rho V_s} \dots \dots \dots (15)$$

2.4.3 Predicción de temperaturas, densidades y parámetros reológicos

Para ciertos tipos de fluidos de perforación, tales como los fluidos base de aceite o base sintética, las propiedades reológicas y de densidad en el fondo de pozo pueden ser significativamente diferentes a los medidos a condiciones de superficie, debido a ello es importante y necesario predecir el comportamiento de las propiedades del fluido en el fondo del pozo afectado por la temperatura y presión para realizar de una mejor forma la limpieza del pozo.

El comportamiento de fluidos de perforación de fondo de pozo debe ser previsto en función de tres factores principales:

- Temperaturas estáticas y dinámicas.
- Propiedades reológicas de los fluidos de perforación.
- La densidad del fluido de perforación

2.5 MONITOREO DE LA LIMPIEZA DEL POZO [9, 21,22]

El monitoreo durante la limpieza del pozo consiste en la obtención en tiempo real y la interpretación de los datos relevantes del pozo, con el objetivo de maximizar la velocidad de penetración, al tiempo que se está limpiando el pozo.

Es importante tener en cuenta todos los métodos utilizados para recopilar datos en el proceso del monitoreo del pozo, las cuales son mediciones indirectas y requieren interpretación. Cada fuente de datos no debe ser utilizado de manera particular sino en conjunto. Los datos relevantes del pozo se desarrollan a continuación:

2.5.1 Datos de torque y arrastre fuera de la parte inferior

El monitoreo en tiempo real de los datos contra datos de predicción es uno de los principales medios del monitoreo de la efectividad de la limpieza durante la perforación. Este monitoreo consiste en tomar control de la torsión, girando el peso de la sarta, levantando y aflojar las lecturas en la superficie, en cada conexión. Teniendo en cuenta que todas las lecturas están fuera de la parte inferior. Estos datos se trazan con las tendencias pronosticadas que se basan en la experiencia anterior y se calibran con los datos actuales del pozo. Si los resultados reales divergen de las tendencias pronosticadas, se dice que se está desarrollando un problema de limpieza. Se presentará una guía operativa para identificar los posibles problemas dentro de una limpieza de pozo.

2.5.2 Los retornos de recortes

Los recortes que regresan a través de los agitadores deben ser controlados en intervalos regulares. Algunos medios cualitativos y cuantitativos para medir el volumen de recortes ayudará a proporcionar una medición relativa de qué tan bien el agujero del pozo está siendo limpiado.

La forma y el carácter de los cortes son también un indicador de lo que está sucediendo de fondo de pozo. Esta información puede ser utilizada para determinar qué tan bien se está

limpiando el agujero, si la estabilidad del pozo se está percibiendo, si el lodo está haciendo su trabajo, etc. El agitador es una persona fundamental en el sistema de limpieza del pozo, ya que a menudo serán los primeros en recoger y percibir un cambio en la forma de los recortes, los cuales indican también un cambio de fondo de pozo.

2.5.3 Parámetros de perforación

Es necesario que se registren los parámetros de perforación en intervalos regulares (el tiempo, la profundidad, BHA, ROP, flujo, presión de la bomba, etc.) para proporcionar un indicador relativo de los cambios que hay en el sistema. Estos datos serán muy valiosos para la interpretación de lo que está sucediendo dentro del pozo.

2.5.4 Propiedades del lodo

Las propiedades del lodo también deben ser monitoreadas de manera regular, con el objetivo de identificar las tendencias, es decir, las condiciones cambiantes en lugar de valores reales. Las propiedades monitoreadas deben incluir el peso, viscosidad plástica, punto de cedencia, lecturas de Fann, fuerza de gel, pérdida de fluidos, etc.

2.5.5 Herramientas de fondo de pozo

Los datos de presión durante la perforación PWD (parámetros que se incorporan con la perforación), también se deben utilizar como un conjunto de datos para monitorear la condición del agujero. Los datos de PWD no deben ser monitoreados en forma aislada, ya que no puede proporcionar una indicación real de la eficacia de limpieza del pozo. Algunas herramientas de medición proporcionan registros (resistividad / densidad / neutrón), que deben ser controlados para proporcionar una información dentro de la perforación.

2.6 MEJORES PRÁCTICAS EN LA LIMPIEZA DE POZOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS [9,10,11]

En este tema se desarrolla un concepto llamado “Drilling in the Box” y se utiliza para representar la Ingeniería requerida en las etapas de planificación y ejecución de un pozo con el fin de optimizar la limpieza del pozo como parte de la perforación. En el interior de la caja se representa un ambiente de buena limpieza del pozo, en los lados representa los límites que se deben tomar en cuenta afín de permanecer en la caja. A lo largo de las fases de planificación y ejecución de un pozo, se debe mencionar que los cambios en un parámetro afectara a los demás por esto se debe aplicar un enfoque a todas estas variables para que no estén más allá de los límites de la caja. FIG. 2.6

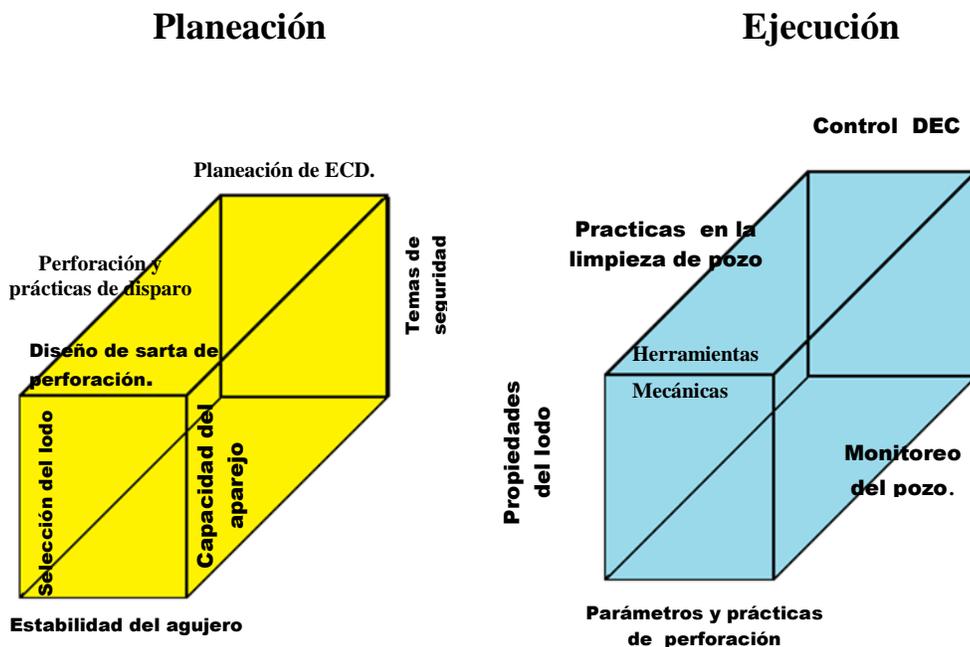


FIG. 2.6 Prácticas para una buena limpieza del Pozo.

2.6.1 Planeación

Se requiere de un verdadero compromiso en todos los niveles para que la fase de planeación de un pozo resulte exitosa. Es necesario entender los riesgos, el qué, por qué, y cómo lograr buenos resultados en las operaciones de la limpieza de pozos. Hay muchos problemas de diseño que se deben tomar en cuenta como la formación involucrada, el poco margen de optimización del pozo, el diseño de las tuberías, la estabilización del pozo, la selección de los fluidos y la optimización en la fase de ejecución. El personal de operaciones debe participar desde las primeras etapas de la planificación para proponer y justificar las importantes cuestiones operativas que impactaran en el diseño del pozo.

2.6.1.1 Diseño del pozo

Aunque el diseño del pozo se define generalmente por otros criterios, en lo posible, las modificaciones se pueden aplicar al optimizar la limpieza del agujero directamente o indirectamente. El diseño del pozo debe ser cuidadosamente modelado ya que un pequeño cambio puede tener un impacto significativo en pozos de mayor ángulo.

Los pozos en el rango de 35 ° - 60 ° generalmente se traducen en mayores problemas con la limpieza del pozo y la operación de disparos cuando no se efectúa una buena planeación. Los diámetros de revestimiento y las profundidades son generalmente definidos por otros criterios, pero siempre que sea posible, estos deben ser optimizados para ayudar con la limpieza del pozo.

La presión de poro, la inestabilidad del pozo, y los perfiles de gradiente de fractura deben ser bien definidos, debido a que serán una parte significativa de la base de diseño para el pozo. Las secciones de gran tamaño del agujero pueden permitir una mayor tolerancia a las pobres condiciones del agujero (es decir, camas de recortes e inestabilidad del pozo).

Cada intervalo del pozo debe ser modelado utilizando un modelo de limpieza del pozo para identificarlos posibles problemas en cada sección del pozo. También se debe tener cuidado con los modelos teóricos y parámetros clave que se basan en supuestos que no pueden ser cierto en la práctica.

2.6.1.2 Estabilidad del agujero

La inestabilidad del pozo debe ser resuelta antes de efectuar la limpieza del pozo para que esta pueda ser eficaz. Las prácticas operacionales deben ser diseñadas en torno a mantener en el fondo del pozo un peso efectivo de lodo de perforación, al controlar el hundimiento de barita sobre el peso del lodo es de gran importancia para evitar una posible inestabilidad.

2.6.1.3 Diseño de la sarta de perforación

La limpieza del agujero debe ser tomada en cuenta al diseñar o seleccionar la columna de perforación. El tamaño óptimo de la sarta de perforación es probable que cambie en secciones diferentes de agujeros de un pozo. Cuando la limpieza del pozo es la prioridad, el tamaño de la sarta de perforación debe ser tan grande como sea posible para permitir un gasto máximo de bombeo dentro de las limitaciones de otros sistemas.

Para los pozos profundos y de alto ángulo de carga, la sarta de perforación debe ser considerada con altas presiones, altas velocidades de rotación y altas tensiones. El desgaste del revestimiento también debe ser considerado con altas tensiones y altas tasas de velocidad de penetración.

2.6.1.4 Capacidad del conductor marino

El número y el tipo de bombas de lodo disponibles en la plataforma a menudo puede ser una limitación para la limpieza del pozo. El modelaje hidráulico a detalle será necesario para asegurar que las bombas son capaces de dar salida a los caudales requeridos.

Se debe considerar el uso de revestimientos de tamaño intermedio, los cuales pueden proporcionar mejores gastos en aplicaciones específicas. Cualquier limitación adicional de superficie debe ser evaluada y erradicada donde sea posible. La potencia máxima disponible en el aparejo tendrá que ser comparado con el peor caso de alimentación de gasto durante la perforación.

El equipo de perforación deberá requerir equipos de control de sólidos adecuados para permitir que el sistema de lodo sea procesado con los mejores gastos y tener un número

suficiente de vibradores de alta calidad. Para las aplicaciones en Aguas Profundas, la capacidad para impulsar y aumentar el gasto del lodo debe ser una prioridad en la capacidad del conductor. La capacidad de elevación de la plataforma tendrá que ser evaluado cuidadosamente si las tensiones son demasiado altas sobre la superficie cuando se perfora o se corre el revestimiento.

2.6.1.5 Selección del fluidode perforacion

Las principales consideraciones en la selección de lodo para perforaciones de alto ángulo son la capacidad del agujero, la estabilidad del pozo, el coeficiente de fricción y el control de pérdida de fluidos. El hinchamiento de barita es un fenómeno perjudicial muy importante que debe ser tomado en cuenta en la selección y diseño de un sistema de lodo para pozos de alto ángulo.

El hinchamiento de barita puede afectar negativamente a las presiones de densidad equivalente de circulación, presión de carga, la estabilidad del pozo, la pérdida de circulación y el control de pozos.

2.6.1.6 Planeación de la densidad equivalente de circulación (DEC).

El modelado a detalle de la DEC se requiere en las primeras etapas de planificación para entender las implicaciones del diseño del pozo y el equipo a utilizar. La sensibilidad a la densidad del lodo, la reología, el gasto, la velocidad, la sarta de perforación y otros parámetros deben ser incluidos en el modelado. Para las aplicaciones en Aguas Profundas, la DEC debe ser modelada con la reología variable del fondo teniendo en cuenta el perfil de temperatura y de presión en el fondo del pozo.

Las dimensiones del agujero deben ser optimizadas para maximizar el espacio libre anular. Las secciones de perforación de gran tamaño pueden aportar beneficios a la DEC, pero las implicaciones para la limpieza del pozo deberán ser consideradas. Las cadenas de tubería de revestimiento deben ser diseñadas teniendo en cuenta las implicaciones del tamaño de la carcasa, el peso, las conexiones y la estabilización de la tubería.

Si la gestión de los diámetros de tubería es una prioridad mayor que la limpieza del pozo, las propiedades del lodo tendrán que ser optimizadas para satisfacer los requisitos mínimos y máximos de la densidad equivalente de circulación en el agujero. Darse cuenta de que la reducción de las propiedades del lodo para reducir al mínimo la DEC puede poner en peligro la eficiencia de la limpieza del pozo, y causar el hinchamiento de barita. Se debe tener en cuenta que la DEC no se reduce en un cambio de diseño único, sino de la suma de muchos cambios incrementales de diseño (a menudo requiere de mucho trabajo para que los márgenes sean manejables). Los ejemplos pueden incluir la sarta de perforación, el diseño de revestimiento, el gasto de lodo, la velocidad de bombeo y las propiedades del lodo.

2.6.1.7 Perforación y prácticas de disparo.

Los parámetros clave para la limpieza del pozo durante la perforación son las revoluciones por minuto, la velocidad de flujo y las propiedades del lodo. Todos estos parámetros deben entenderse claramente en la fase de planificación para asegurarse de que todas y cada una de las posibles limitaciones puedan corregirse cuando sea posible.

En el caso de que el agujero no se pueda limpiar dentro de las limitaciones de los parámetros anteriores, las opciones correctivas de limpieza tendrán que estar disponibles en todo momento. Estas pueden incluir el ciclo de limpieza y de barrido.

Las prácticas adecuadas de disparo también necesitan ser desarrolladas y acordadas antes de perforar el pozo. Estas prácticas deben ser en torno a evitar el atascamiento de tuberías, las pérdidas de fluido y las que conducen a la inestabilidad del pozo.

2.6.2 EJECUCIÓN

Una vez más el compromiso y la dedicación de todo el personal es fundamental en la fase de ejecución. Un plan claro y conciso sobre la limpieza del pozo deberá estar preparado antes de perforar el pozo y actuar conforme a lo que se acordó en todos los niveles. Todo el mundo deberá entender los desafíos especiales que se requieren para perforar un pozo y los

cambios de paradigma en las prácticas de limpieza del pozo. Al igual que con la fase de planificación, la formación específica y adecuada, el uso de las prácticas apropiadas harán efectivo el éxito del pozo. El control de calidad es fundamental en los pozos de alto ángulo para evitar los fallos de la herramienta en el agujero.

Los planes de contingencia deben ser desarrollados de manera proactiva para todas las operaciones en la fase inicial de planificación.

2.6.2.1 Herramientas mecánicas.

Las bombas submarinas con múltiples ciclos de apertura y cierre se pueden utilizar para aumentar el gasto del lodo cuando sea necesario para la limpieza del pozo. Además, pueden usarse para bombear fluidos que no pueden pasar a través de herramientas de fondo de pozo.

2.6.2.2 Parámetros y prácticas de perforación.

En una sección elevada ($> 30^\circ$), los parámetros de perforación clave para la limpieza del pozo son las revoluciones por minuto y la velocidad de flujo. Junto con la reología y el tamaño de corte, estos parámetros deben ser optimizados para limpiar el pozo. La perforación debe parar si existe la pérdida de parámetros de perforación clave (por ejemplo, las revoluciones por minuto y la velocidad de flujo por debajo de los niveles planeados). El sistema debe ser diseñado para maximizar el flujo de agua en todo momento y en todas las secciones. El objetivo de estas prácticas debe ser minimizar la posibilidad de que algún recorte pueda quedarse atascado en una conexión de la tubería, el registro constante de presión y temperatura ayuda con la limpieza del pozo a reducir al mínimo la carga de presión en el agujero.

En el caso de que el agujero no se pueda limpiar utilizando las medidas correctivas, se deberán llevar a cabo otras opciones de limpieza como veremos más adelante.

2.6.2.3 Propiedades del fluido

El efecto de la compresibilidad del lodo siempre tiene que ser tomado en cuenta a la hora de seleccionar y mantener un peso óptimo de lodo en el fondo del pozo. El uso de una balanza de lodo a presión se recomienda para medir con precisión el peso del lodo.

Mantener una buena inhibición de lutitas y una buena estabilización del pozo es un requisito importante para la perforación y limpieza de pozos de alta desviación, favoreciendo enfáticamente el uso de fluidos sintéticos de perforación.

2.6.2.4 Manejo de densidad equivalente de circulación

Para las secciones de alto ángulo donde los márgenes de densidad equivalente de circulación son menores, el sistema de lodo deberá ser diseñado con una alta reología. Además, los esfuerzos de gel deben ser lo más plano posible, y las caídas de presión deben ser evitados.

Los modelos de Hidráulica deben ser calibrados con datos reales y ser utilizados para predecir la densidad equivalente de circulación a lo largo del pozo. Antes de perforar en una zona débil, se recomienda realizar un ciclo de limpieza para reducir al mínimo los cortes y la carga en el agujero. Nótese que la limpieza se hará más difícil una vez que comienzan las pérdidas (por ejemplo, reducción del caudal y rpm). El tiempo basado en (la memoria) los registros de presión en tiempo real mientras se perfora deben ser revisados al final de cada serie para determinar la eficacia de las prácticas, y analizar los problemas.

2.6.2.5 Monitoreo de las condiciones del hoyo.

El monitoreo de la perforación del pozo en tiempo real y la interpretación de los datos son esenciales para maximizar la limpieza del pozo.

2.6.2.6 Prácticas de remediación en la limpieza del pozo.

Se ha demostrado en repetidas ocasiones que es mejor quedarse en la parte inferior a una ROP optimizada, de lo que es para perforar a una ROP lejos de la capacidad de limpieza del

agujero, y luego usar acciones correctivas para limpiar el agujero. Es más fácil, más seguro y más eficiente mantener un agujero limpio que limpiar uno sucio.

Si en las indicaciones se ve que la limpieza del pozo está comenzando a convertirse en un problema, la primera acción debe ser garantizar que todos los parámetros de perforación se han optimizado para la limpieza del pozo (por ejemplo, incremento de rpm, caudal). Si algunos otros datos indican un problema de estabilidad del pozo, el peso del lodo debe ser aumentado dentro de los niveles permitidos.

Si ninguno de los pasos anteriores es eficaz, considerar la suspensión para realizar un ciclo de limpieza. La limpieza en ciclo debe realizarse dentro del gasto máximo permitido y las rpm, hasta que los agitadores están limpios. El refluo es una operación de alto riesgo y requiere mucho tiempo. Sin embargo, puede ser necesaria en aplicaciones específicas (por ejemplo, cubierta flotante, espacios anulares estrechos). Si el refluo se lleva a cabo, siempre debe ser precedido por un ciclo de limpieza, y el procedimiento de refluo debe ser seguido estrictamente.

3. FLUIDOS BASE NO ACUOSA

Desde su introducción a finales de 1930, los fluidos de perforación base no acuosa (NABS por sus siglas en inglés) han mejorado considerablemente, y para las últimas tres décadas han sido en general el tipo de fluidos preferidos para la perforación en formaciones con problemas, gracias en parte a la introducción de fluidos sintéticos. La revolución en la tecnología NABS no ha estado exenta de retos, como la complejidad de las operaciones de perforación, que ha crecido enormemente, y las regulaciones ambientales que se han vuelto cada vez más estrictas. En el pasado, cuando se perforaban pozos poco profundos en tierra, los perforadores se centraron en la estabilización de lutitas y en la limpieza del pozo. Ahora, la perforación a menudo implica la construcción de pozos profundos, desviados y con temperaturas extremas a través de zonas de presión anormales y en Aguas Profundas. Estos nuevos desafíos requieren que los sistemas base no acuosa NABS respeten el medio ambiente y que posean propiedades deseables de lodo para intervalos amplios de temperatura y presión. La limpieza del pozo y la terminación son otros de los retos que deben enfrentar los fluidos de base no acuosa. ^[23]

La Ingeniería de fluidos comienza a desarrollar nuevos sistemas de fluidos de base no acuosa, especialmente los sintéticos para contrarrestar las adversidades que se presentan en Aguas Profundas. El desarrollo de esta nueva generación de fluidos sintéticos representa un compromiso entre el medio ambiente, la economía y demás aplicaciones para su estudio.

3.1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS BASE NO ACUOSA ^[24]

Los fluidos de perforación constan de una fase líquida continua, a la que varios productos químicos y sólidos han sido añadidos para modificar las propiedades operativas de la mezcla resultante. Las propiedades operativas clave incluyen la densidad, viscosidad, la pérdida de fluido, los parámetros de intercambio iónico, la reactividad y la salinidad.

Los sistemas base no acuosa, son emulsiones de material principalmente no acuoso. La fase continua es el fluido base no acuosa, la fase interna de agua y varios productos químicos. A estos sistemas de fluidos se agregan diferentes componentes para conseguir las propiedades deseadas de perforación. Por ejemplo, se añade la barita para lograr la densidad deseada, la apropiada viscosidad se consigue mediante la alteración del fluido de base a la relación agua y el uso de materiales de arcilla, y emulsionantes para estabilizar el agua en emulsiones de aceite. El fluido base no acuosa proporciona lubricidad suficiente para el fluido, eliminando la necesidad de agentes lubricantes.

La composición típica de un fluido base no acuosa podría ser la siguiente: 46% de fluido base no acuosa, 33% de barita, 18% de salmuera, 2% de emulsificantes, y 1% de otro material, aunque la composición dependerá de la densidad del fluido. FIG. 3.1

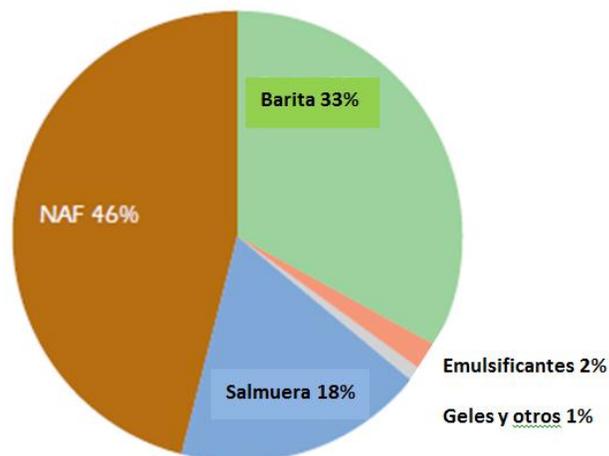


FIG. 3.1. Composición típica de los fluidos de perforación de pozos.

3.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN [24,25]

Los fluidos de base no acuosa se agrupan de acuerdo con las concentraciones de hidrocarburos aromáticos (que contribuyen a la toxicidad del fluido) como sigue:

CATEGORIA NO-ACUOSOS	COMPONENTES	CONTENIDO AROMÁTICO
Grupo 1. Alto contenido aromático	Crudo, diesel, PAH y aceites minerales convencionales	5-35 %
Grupo 2. Medio contenido aromático	Aceites minerales de baja toxicidad	0.5-5 %
Grupo 3. Bajo contenido aromático	Esteres, parafinas lineales, LAO, IO, aceites minerales altamente procesados	< 0.5 % y más bajo que 0.001 %

Tabla. 3. 2 Clasificación de fluidos base no acuosa.

3.2.1 Grupo I (alto contenido de aromáticos)

El grupo I de fluidos base no acuosa fueron los primeros que se utilizaron, incluían diesel y fluidos a base de aceites minerales convencionales. Son refinados del petróleo crudo y presentan una colección no específica de compuestos de hidrocarburos como: parafinas, olefinas y aromáticos, e hidrocarburos aromáticos poli cíclicos (PAH, por sus siglas en ingles). El Grupo 1 de NABS se define por tener los niveles de PAH mayores que 0.35%.

3.2.1.1 *Aceite diesel.*

Los fluidos a base de aceite diesel: el contenido de PAH de los fluidos de aceite diesel es típicamente en el intervalo de 2 - 4% y el contenido en aromáticos es de hasta de 25%.

3.2.1.2 *Aceite mineral.*

Estos fluidos fueron desarrollados como un primer paso para abordar las preocupaciones sobre la potencial toxicidad de los fluidos a base de aceite diesel y minimizar los problemas de seguridad y contra incendios. Estos se fabrican mediante el refinado de petróleo crudo,

con el proceso de destilación controlada en la medida en que los hidrocarburos aromáticos totales son aproximadamente la mitad que el de gasóleo, el contenido de PAH es de 1 a 2 %.

Debido a las preocupaciones sobre la toxicidad, los recortes de gasóleo no son desechados. Sin embargo, en situaciones en las que el transporte de los recortes a la costa o la inyección de recortes son posibles, los líquidos en cuestión se pueden reutilizar.

3.2.2 Grupo II (contenido aromáticos medio)

Estos fluidos por lo general conocidos como fluidos de baja toxicidad basados en aceites minerales (LTMBF), fueron desarrollados como un segundo paso para hacer frente a las preocupaciones sobre la potencial toxicidad de líquidos a base de diesel. Este grupo también se desarrolla a partir de petróleo crudo refinado, pero el proceso de destilación se controla en la medida en que las concentraciones totales de hidrocarburos aromáticos (entre 0.5 y 5%) son menores que los del Grupo I y el contenido de PAH en los NABS es menor que 0.35% pero mayor que 0.001%.

3.2.3 Grupo III Contenido bajo de aromáticos (Hidrocarburos sintéticos)

Estos fluidos son la nueva generación de fluidos de perforación compuestos por aceites minerales altamente procesados y sintéticos a base de líquidos producidos por reacciones químicas de compuestos relativamente puros e incluyen hidrocarburos sintéticos (olefinas, parafinas y esteres). Son estables a temperaturas elevadas en el fondo de pozo y son adaptables a ambientes de Aguas Profundas de perforación.

Estos fluidos se caracterizan por tener el menor contenido de PAH, menos de 0.001% y el contenido total de aromáticos menos de 0.5%. El Grupo III incluye: sintéticos basados en fluidos que son producidos por las reacciones químicas de compuestos relativamente puros y pueden incluir hidrocarburos sintéticos (olefinas, parafinas y esteres); y fluidos a base de derivados de aceites minerales altamente transformados a partir de refinación especial y / o de procesos de separación (parafinas y fluidos base de aceite mineral mejorado). En

algunos casos, los líquidos son mezclados para alcanzar las condiciones particulares de rendimiento de perforación.

Los hidrocarburos sintéticos se producen únicamente a partir de una reacción específica, purificada como materia prima química en lugar de ser destilada o refinada del petróleo. Generalmente son más estables en condiciones de alta temperatura en el fondo de pozo que los esteres, éteres y acetales, y sus propiedades reológicas son más adaptables a ambientes de perforación en Aguas Profundas. En virtud de los materiales básicos y el proceso de fabricación, tienen un total de hidrocarburos aromáticos muy bajo como el contenido de PAH (<0.001%). Los hidrocarburos sintéticos más comunes son los esteres, olefinas polimerizadas (alfa-olefinas lineales (LAO), olefinas interna (IO)) y parafinas sintéticas.

Hoy en día las olefinas polimerizadas son frecuentemente utilizadas en los hidrocarburos sintéticos. Las olefinas polimerizadas incluyen alfa olefinas lineales (LAO), poli olefinas alfa (PAO), y olefinas internas. Los alquilbencenos lineales (BAL) fueron originalmente incluidos en esta clase de productos químicos básicos. Las parafinas lineales (LP, también llamadas n-parafinas) a veces se incluyen en esta clase, sin embargo, generalmente se preparan a partir de una materia prima del petróleo. Las parafinas lineales sintéticas están disponibles comercialmente para su uso en fluidos sintéticos pero no son ampliamente utilizados debido a su costo.

3.3 DESARROLLOS HISTÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE NO ACUOSA ^[26]

A principios de la década de los ochenta, se hicieron esfuerzos para reducir el impacto sobre el medio ambiente de los lodos base aceite, mediante la sustitución del aceite diesel por productos petroleros más refinados, llamados aceites minerales, como fluido base en los lodos base aceite de emulsión inversa. Los lodos preparados con estos aceites más refinados eran menos tóxicos que los lodos preparados con aceite diesel, pero muchos aún contenían suficientes compuestos aromáticos para ser inaceptables desde el punto de vista ambiental y no se degradaban rápidamente. En marzo de 1990, en el sector noruego del Mar del Norte, se usó un lodo preparado con un fluido base No Acuosa (un éster) 1er

Generación, el cual constituía el primer producto de sustitución de estos fluidos de perforación a base de aceite mineral que era aceptable desde el punto de vista ambiental. Otros lodos base No Acuosa aparecieron poco tiempo después. Un lodo base No Acuosa a base de éter fue usado costa afuera de Noruega, más tarde en 1990. La primera Polialfaolefina fue usada en mayo de 1991 (2da generación). Otros fluidos base No Acuosa fueron introducidos en la industria en el siguiente orden: Alquibenceno Lineal, acetal, Alfaolefinas Lineales, Olefinas Internas y Parafinas Lineales (3a Generación). Estos compuestos pueden ser encontrados en fuentes petroleras y otras fuentes, pero no deberían ser llamados fluidos base No Acuosa a menos que sean sintetizados o fabricados. El uso de materias primas puras para proceso y el control estricto del proceso de fabricación aseguran que los fluidos base No Acuosa no contendrán trazas de contaminantes principales, ya que éstos suelen estar presentes hasta en los líquidos más puros sometidos a un alto grado de refinación y procesamiento.

La perforación con Lodos Base No Acuosa (SBM) es bastante común hoy en día en las regiones del Golfo de México y del Mar del Norte, así como en otras regiones tales como el Extremo Oriente, Australia, México y Sudamérica. Debido a la evolución constante del mercado, se considera que la industria ya ha pasado a usar como mínimo la segunda generación de fluidos base No Acuosa. El límite que separa los SBM de primera generación de los SBM de segunda generación está generalmente definido por el costo y la viscosidad cinemática del líquido base No Acuosa. Típicamente, los lodos base No Acuosa de segunda generación son menos costosos y menos viscosos. Por lo tanto, se puede considerar que los SBM de primera generación están basados en éster, éter y polialfaolefinas, mientras que los de segunda generación están basados en alfaolefinas lineales, olefinas internas y parafinas lineales.

Se considera que el lodo a base de acetal es un lodo de primera generación debido principalmente a su alto costo, mientras que el alquibenceno lineal caduco es el primer líquido clasificado como lodo base No Acuosa de segunda generación debido a su precio y a su viscosidad cinemática. La definición general de un material No Acuosa es algo que fue producido por síntesis química. Los fluidos base No Acuosa deben satisfacer dos criterios para ser usados en los fluidos de perforación. Primero, deben cumplir con las normas y los

reglamentos ambientales locales para la descarga de recortes al mar. Si los recortes deben ser recogidos y transportados a tierra, entonces el uso de un lodo base No Acuosa en vez de un lodo base aceite no ofrece ninguna ventaja adicional, excepto desde el punto de vista de la salud y de la seguridad. Segundo, el material No Acuosa debe ser el fluido base para un sistema de lodo estable con las propiedades inhibidoras de un lodo base aceite de emulsión inversa.

La tabla 3.3 ilustra la tendencia de desarrollo de los fluidos de perforación a base de hidrocarburos. El reconocimiento de su beneficio en los primeros años fue por evitar el reblandecimiento y la adherencia de recortes de arcilla para la sarta de perforación y montaje de la tubería. Más tarde, el beneficio de la lubricidad en los diseños se empezó a desarrollar y se hizo más difícil, y recientemente las consideraciones técnicas, ambientales y de salud han influido en el desarrollo de los distintos tipos de fluidos base no acuosa.

Históricamente, el diesel y los aceites minerales fueron los fluidos base (en conjunto conocidos como Grupo I de NABS) utilizados en NABS. Las ventajas de perforación del Grupo I de NABS pueden obtenerse con el uso del Grupo II y Grupo III de NABS que tienen propiedades técnicas de rendimiento y usos similares al Grupo de fluidos I. El Grupo II y III de NABS tienen menor contenido de compuestos aromáticos y PAH que el petróleo diesel o aceite mineral y tienen una menor toxicidad. Dependiendo de los requisitos reguladores locales, los recortes de los pozos perforados con los NABS están siendo descargados en muchas zonas de alta mar, tales como el Golfo de México, Azerbaiyán, Angola, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Congo, Tailandia, Malasia, Terranova, Australia e Indonesia en lugar de ser descargados en la costa para su eliminación.

GRUPO I	GRUPO I	GRUPO I (TEMPRANO)	GRUPO II	GRUPO III (TARDE)
c₂, aceite crudo, naftenos y pah	c ₈ , diesel y naftenos	c ₁₁ -c ₂₀ , aceite mineral y naftenos	c ₁₁ -c ₂₀ , aceite mineral de baja toxicidad y parafinas	c ₁₅ -c ₃₀ , esterres, éteres, pao, acetales, lab,lao, io, lp, parafinas refinadas
altos aromáticos	aromáticos 15-25%	aromáticos 1-20%	aromáticos < 1%	no aromáticos
fp 20-90 °f	fp 120-180 °f	fp 150-200 °f	fp > 200°f	fp > 200°f

Tabla 3.3 Evolución de los fluidos base no acuosa.

3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE NO ACUOSA (NABF) VS BASE ACUOSA (WBF) [23, 24 ,25]

En la mayoría de los casos, los WBF son menos costosos que los NABS y se utilizan siempre que sea posible. Los WBF no son muy adecuados para determinadas aplicaciones de perforación. Por ejemplo, los WBFS no son adecuados para uso en algunas operaciones de perforación exigentes, incluyendo la perforación de pozos altamente desviados y horizontales a menudo asociadas con el desarrollo costa afuera.

Los WBF puede ser problemáticos cuando las arcillas sensibles al agua están presentes, debido a las interacciones de la formación con el agua, estas harán que el tubo de perforación se pegue o las paredes del agujero se derrumben. En estas situaciones, los NABS se utilizan en lugar de los WBF. A menudo, los WBF y los NABS se utilizan en la perforación del mismo pozo. Los WBF pueden ser utilizados para perforar algunas porciones (particularmente la porción superficial) del pozo y después los NABS se encargaran de las porciones más profundas.

3.4.1 Ventajas

Aunque los NABS son generalmente más caros por barril que los WBF, el aumento de los gastos generalmente se compensan con el rendimiento de perforación mejorada. Los NABS ofrecen las siguientes ventajas:

3.4.1.1 Estabilidad del pozo

Debido a que los NABS no contienen agua como una fase libre, típicamente exhiben una baja reactividad en formaciones sensibles al agua (principalmente pizarras) y, en consecuencia evitan daños a la formación. Los problemas de estabilidad en la perforación y del hinchamiento de arcilla se reducen al mínimo. La eficiencia de la perforación lleva a reducir los riesgos operacionales y ambientales.

3.4.1.2 Lubricidad

Algunos de los aditivos utilizados para formular los NABS pueden reducir considerablemente el factor de fricción (más que los WBF) entre la sarta de perforación y los lados de la perforación. La fricción y la capacidad de minimizar el peso sobre la barrena son factores muy importantes en la perforación de pozos altamente desviados de mayor alcance y los pozos horizontales. La lubricación también reduce la incidencia de pega de tubería, que puede reducir significativamente la eficiencia de la perforación. Sin suficiente lubricidad, la desviación de pozos o pozos horizontales pueden no ser capaces de alcanzar su objetivo de perforación, lo que conduce a la necesidad de plataformas adicionales para desarrollar su capacidad.

Estos costos adicionales pueden hacer que el desarrollo de los recursos no sea económico. Si el objetivo se puede desarrollar utilizando las plataformas y pozos adicionales, el impacto medioambiental se vería sustancialmente incrementado. De modo que la lubricidad es de vital importancia en los modernos sistemas de fluidos de perforación.

3.4.1.3 La estabilidad a alta temperatura

Considerando que las propiedades de los WBF generalmente se degradan a altas temperaturas (>350°F/175°C), la mayoría de los NABS son más estables en aplicaciones de altas temperaturas, tal como las encontradas en los pozos más profundos.

3.4.1.4 Bajo peso del lodo

Los pesos más bajos de lodo se pueden lograr con los NABS que con los WBF debido al menor peso específico de los fluidos a base de NABS. Los sistemas de bajo peso de lodo son deseables para los pozos perforados en formaciones altamente fracturadas, con baja resistencia a la fractura, pozos de baja productividad, y los pozos con zonas de pérdida de circulación.

3.4.1.5 La prevención de formación de hidratos

Existe un mayor riesgo de la formación de hidratos de gas en la utilización de los WBF que en los NABS. Los hidratos de gas son (relativamente) sólidos estables que pueden tapar las líneas y válvulas cuando se forman. Los hidratos se forman bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en la presencia de gas libre y agua. Estas condiciones pueden presentarse durante las operaciones críticas de control de pozos y puede presentar un riesgo para las operaciones, especialmente en Aguas Profundas. Por esta razón, los productos químicos (sal, metanol y / o glicol) se añaden a menudo a los WBF utilizados para pozos profundos para evitar la formación de hidratos. La fase de agua de un NADF normalmente no contribuye a los problemas de hidratos, porque está presente en una concentración relativamente baja (20% o menos en volumen) y generalmente tiene un alto contenido en sal (principalmente para la inhibición de recortes).

3.4.1.6 Seguridad

La reducción del tiempo de perforación y una menor actividad de mantenimiento de pozos reduce los riesgos sanitarios y de seguridad para el personal de cada pozo perforado. El uso de NADF reduce tiempo para perforar pozos perforados a través de lutitas sensibles, pozos horizontales o pozos altamente desviados de alcance extendido. Además el uso de NADF

resulta en menores problemas de perforación y el consiguiente menor número de trabajos de reparación.

3.4.1.7 Mejora de la velocidad de penetración

La perforación con NADF a menudo puede resultar en la perforación más eficiente (menos tiempo para perforar un pozo), reduciendo así la fricción con el diámetro del pozo que resulta en una mejor estabilización del conjunto en el orificio inferior, proporcionando una mejor lubricación, una mejor estabilidad del pozo y menos tiempo para la limpieza del agujero, y manteniendo superficies más limpias del corte de la barrena.

3.4.1.8 Reducción en la generación de residuos

El volumen de recortes producidos a partir de la perforación con NADF será menor que el generado a partir de la perforación con WBF. El mantenimiento del agujero es mejor cuando se perfora con NADF, lo que resulta en una mejor limpieza de la pared lateral y un orificio totalmente calibrado, es decir, el diámetro nominal de la barrena. Además, los NADF son más tolerantes a la acumulación de materiales en partículas finas antes de que las propiedades de perforación se degraden. Por lo tanto, se pueden reutilizar para un período de tiempo más largo que WBF's antes de su eliminación.

3.4.1.9 Suspensión de la perforación

En los lugares donde el mal tiempo es un problema, las operaciones de perforación pueden ser suspendidas en varias ocasiones y un agujero puede dejar expuestos a los fluidos de perforación durante largos períodos de tiempo. La característica de la estabilidad del pozo de NADF permite a las formaciones sensibles estar expuestas durante estos períodos sin el extenso trabajo de recuperación que podría ser necesario en el caso de haber utilizado WBF.

3.4.2 Desventajas

El uso de NABS también puede conducir a algunas desventajas relativas al uso de WBF, estas desventajas son:

3.4.2.1 Costo

El costo de NABS es del orden de USD \$ 250 a \$ 2,500 / m³ (\$ 50 a \$ 500 / Barril). La amplia gama de costos de NABS depende del costo de los materiales para el fluido de base (refinado vs sintetizado). Los fluidos de base sintéticos tienden a ser a veces más caros que los aceites minerales. El costo puede ser prohibitivo, especialmente en situaciones donde se experimenta la pérdida de circulación del fluido de perforación. En tales circunstancias, las opciones incluyen el uso de WBF o los fluidos del Grupo I con la inyección o la eliminación en tierra de los recortes.

3.4.2.2 Propiedades físicas

Este es un tema particular para aguas con temperaturas muy bajas. Las temperaturas bajas pueden provocar el incremento de la viscosidad de algunos fluidos de base, tales como los esteres convencionales, a un nivel inaceptable. Por lo tanto, es importante elegir un fluido base que tenga las propiedades de perforación aceptables para tal situación.

3.4.2.3 Reducción en la calidad del registro

Debido a las propiedades aislantes del fluido base, el uso de NABF puede no ser útil en aplicaciones donde la información del registro eléctrico es crítica.

3.5 FLUIDOS SINTÉTICOS EMPLEADOS EN AGUAS PROFUNDAS ^[7]

Los problemas de perforación que se encuentran en el Golfo de México con fluidos base acuosa están atribuidos a:

- La interacción entre el fluido de perforación y formaciones con alto contenido de arcilla.
- La formación de hidratos de gas en los preventores.
- Problemas durante la limpieza en secciones verticales de gran diámetro.

Con el fin de reducir estos problemas la Ingeniería de fluidos utiliza fluidos base no acuosa especialmente emulsiones inversas y fluidos sintéticos convencionales. Pero el uso de estos fluidos no es suficiente ya que durante la perforación de pozos en Aguas Profundas suelen presentarse más problemas:

- Si presenta un gradiente de presión de fractura bajo, ocasiona que se opere bajo ventanas operacionales estrechas. En aguas muy profundas, el tirante de agua puede representar un 50 y 60% de la profundidad total del pozo, esto produce un impacto mayor en la temperatura del fluido, especialmente cuando esta a condiciones estáticas durante un periodo prolongado. El efecto de enfriamiento causa problemas en la reología del fluido aumentando la densidad equivalente y causando problemas con la ventana operacional.
- En condiciones estáticas, se pueden producir una la gelificación en fluidos base no acuosa (emulsión inversa), requiriendo una presión alta que pueda romper la estructura de gel para circular el fluido de perforación. Altos índices de fuerza gel pueden causar problemas como el efecto de sondeo y represionamiento (swab & surge), lo cual dificulta la transferencia de presión necesaria durante una fase de pruebas con herramientas de fondo de pozo.
- Altas temperaturas y presiones que se alcanzan mientras se perfora tienden a cambiar las propiedades del fluido. Los efectos a altas temperaturas (<300 ° F, o <150 ° C), disminuyen la viscosidad disminuyendo la densidad del fluido. Mientras que los efectos de presión aumentan la viscosidad de los fluidos de perforación y la densidad de los fluidos.

3.5.1 Control de efectos en el fluido de perforación generado para Aguas Profundas

[19]

Con el fin de controlar estos efectos, la Industria Petrolera desarrolla nuevos fluidos sintéticos, con sistemas menos sensibles a las variaciones de temperatura y presión e introduce materiales de peso sincronizado en los fluidos para mantener sus propiedades reológicas (sistemas de reología plana). La reología plana en un fluido produce una buena limpieza, genera la suspensión de barita y disminuye los incrementos de densidad en el fluido. Algunas veces se puede hacer poco para disminuir los efectos de temperatura y presión sobre la densidad de los fluidos de perforación, por lo que se deduce que hay que tener más cuidado para determinar la densidad del fondo del pozo mientras se perfora (APWD). Las densidades equivalentes en el fondo del pozo (ESD) dependen de las características de presión, volumen y temperatura (PVT) en los fluidos y de la compresibilidad de los sólidos.

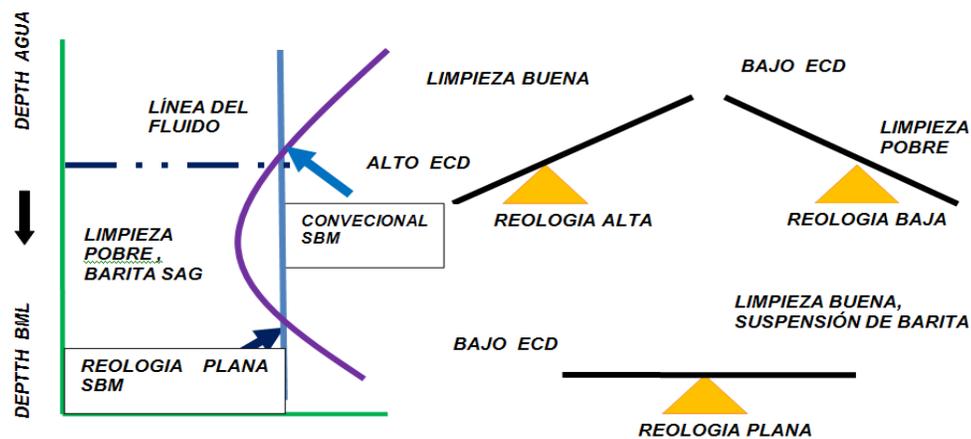


FIG. 3.5.1 Concepto de reología plana. [19]

3.5.2 Composición de fluidos sintéticos [27]

Para minimizar el impacto indeseable reológico a bajas temperaturas, se adoptaron nuevos enfoques para el desarrollo de los fluidos sintéticos. Tabla 3.5.2 Estos nuevos planteamientos incluyen:

- El uso de 100% de olefinas como los fluidos de base para minimizar espesamiento fluido a bajas temperaturas.
- El uso de un emulsionante nuevo y agente humectante para minimizar las interacciones con los sólidos de perforación.
- El uso de un modificador de reología nuevo para modificar los perfiles de reología para que sean independientes de la temperatura.
- El uso de la arcilla organófila menos para minimizar baja temperatura reología.
- Seguimiento propiedades reológicas a temperaturas entre 40 ° F y 150 ° F para obtener la temperatura a la independencia.

	Reología plana	Convencional
Base Sintético	✓	✓
Salmuera CaCl₂	✓	✓
Calcio	✓	Bajo
Emulsificante Primario	✓	✓
Emulsificante Secundario	✓	✓
Material de control para perdida de fluido	✓	✓
Arcilla orgánica 1	bajo	✓
Arcilla orgánica 2	bajo	
Material obturante	✓	✓
Polímero modificador de la reología	✓	
Agente espesante	✓	
Dispersante	✓	

Tabla 3.5.2 Configuración típica de fluido base sintética.

3.6 RECOMENDACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA REOLOGÍA EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA ^[7]

En este subtema se recomienda un procedimiento para simular el posible comportamiento del fluido en función de la presión y temperatura que se describe a continuación.

3.6.1 Matriz para el estudio de la reología del fluido de perforación en función de la presión y la temperatura

Una de las formas para determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación sintéticos empleados en Aguas Profundas es el uso de viscosímetros HTHP. Estos viscosímetros son capaces de medir la reología del fluido a temperaturas y presiones elevadas. Además es necesario desarrollar una matriz de prueba completa que debe incluir las siguientes condiciones:

1. Hacer un esquema del pozo, el cual se debe dividir en secciones individuales que muestren el ángulo de pozo, geometría, y las temperaturas de circulación estimadas. Fig. 3.5.3

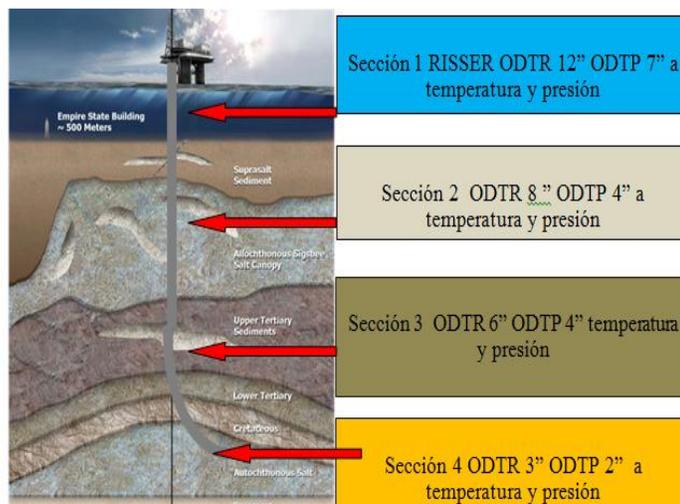


FIG. 3.5.3 Ejemplo de selección de secciones en el pozo.

- Determinar las condiciones de presión promedio y temperatura para cada sección.
- Construir una matriz de prueba incorporando los rangos de temperatura y presión del pozo. Tabla 3.5.3.

Sistemas de fluidos	1		2		3		4		5		6	
	T	P	T	P	T	P	T	P	T	P	T	P
SECCIONES EN EL POZO	[°C]	[PSI]										
1												
2												
3												
4												

Tabla 3.5.3. Ejemplo de una matriz de prueba con rangos de temperatura y presión.

- Medir las lecturas a velocidades de rotación: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 [r / min] para cada combinación de temperatura / presión en la matriz de prueba. Tabla 3.5.3.1

VELOCIDAD DEL VISCOSIMETRO	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5	Sistema 6
600 r/min	Datos de lectura					
300 r/min		Datos de lectura				
200 r/min			Datos de lectura			
100 r/min				Datos de lectura		
6 r/min					Datos de lectura	
3 r/min						Datos de lectura

Tabla 3.5.3. 1. Ejemplo de una matriz de mediciones en el viscosímetro para una sección de pozo.

5. Calcular los parámetros reológicos de fluidos de perforación utilizando el modelo reológico de fluidos “Herschel-Bulkley” para cada prueba medida. Tabla 3.5.3.2

VELOCIDA						
n	Datos calculados					
k, lbf/100 ft² sn		Datos calculados	Datos calculados			
k, eq cP			Datos de	Datos calculados	Datos calculados	Datos calculados
τ_y, lbf/100 ft²						

Tabla 3.5.3. 2. Tabla para el cálculo de parámetros reológicos para una sección de pozo.

3.6.2 Modelo reológico empleado durante la perforación en Aguas Profundas para evaluar fluidos sintéticos^[7]

La determinación de parámetros reológicos de los fluidos de perforación es importante para el cálculo de la hidráulica, la eficiencia de la limpieza del pozo y la predicción de asentamiento de barita. El modelo reológico recomendado para el uso en campo y oficina es el de Herschel-Bulkley (HB) que fue originalmente desarrollado en 1926. Este modelo ofrece una buena simulación de los datos reológicos medidos, tanto para los fluidos de perforación base agua y base no acuosa.

El modelo reológico requiere de tres parámetros importantes que se muestran en la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_y + K\dot{\gamma}^n$$

En las mediciones matemáticas de reología del fluido usando un viscosímetro estándar de campo petrolero, existen factores instrumentales de conversión que deben ser aplicados en los cálculos.

- El esfuerzo cortante (lbf/100 [m²]) se determina multiplicando la lectura del dial (desviación) por 1.066. Esta corrección se ignora a veces en hacer cálculos sencillos.
- La velocidad de corte s⁻¹ se determina multiplicando la velocidad del rotor (r / min) por 1,703.

Para resolver los parámetros H-B de los fluidos de perforación, se tienen que seguir los siguientes pasos:

1. Determinar el índice de flujo del fluido con

$$n = 3.32 \log_{10} \left(\frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y} \right)$$

$$\tau_y = 2\theta_3 - \theta_6$$

2. Determinar el índice de consistencia del fluido con

$$k = \left(\frac{\theta_{300} - \tau_y}{511^n} \right)$$

3.6.3 Cálculo de la temperatura estática y dinámica en el pozo

La predicción de la temperatura de circulación en el fondo del pozo es necesaria para la hidráulica y el modelo de densidad del fluido de perforación, especialmente cuando se emplean fluidos base no acuosa. El procedimiento para el cálculo requiere un mínimo de parámetros de entrada, además de ser preciso para predecir temperaturas circulantes.

Este modelo, proporciona buenos resultados en los siguientes rangos de temperatura estática (Tbhs) en el fondo del pozo y de gradiente geotérmico:

- Temperaturas de fondo estáticas : 166 a 414 (° F)
- Gradiente geotérmico : 0.83 a 2.44 (° F/100 pies)

Para pozos marinos que tengan una temperatura estática de fondo conocida, el procedimiento es el siguiente:

1. Calcular el gradiente geotérmico ajustado por la profundidad del agua T_{gw} ($^{\circ}F / 100$ pies) por:

$$T_{gw} = \frac{T_{bhs} - T_0}{D_{tvd} - D_w}$$

2. Calcular T_{bhs} ($^{\circ}F$):

$$T_{bhs} = -102.1 + [3\ 354(T_{gw})] + [(1.342 - 22.28 (T_{gw})) \times T_{bhs}]$$

Para pozos marinos que tienen un gradiente geotérmico conocido, las ecuaciones anteriores se puede utilizar después de ajustar la profundidad del agua.

3. Calcular

$$T_{bhs}(^{\circ}F): T_{bhs} = T_0 + T_{gw} * (D_{tvd} - D_w)$$

4. Calcular T_{bhc} :

$$T_{bhc} = -102.1 + [3\ 354 \times T_{gw}] + [(1.342 - 22.28 \times T_{gw}) \times T_{bhs}]$$

La medición de temperatura estática de un pozo es tomada y prevista con los siguientes datos.

- Las mediciones de temperatura estática en superficie se evalúan a $D_{tvd} = 0$
- Para pozos costa fuera los ajustes en gradientes geotérmicos necesitan ser realizados a una profundidad de agua.
- Temperaturas estáticas en la columna de agua se pueden predecir en función de la profundidad.
 - a. Para profundidades de agua menores a 3000 [ft]

$$T_{ml}(^{\circ}F) = 154.43 - 14.214 \times \ln(D_w)$$

b. Para profundidades de agua mayores a 3000 [ft]

$$T_{ml}(^{\circ}F) = 41.714 - 0.0003714x(D_w)$$

Si un pozo está siendo perforado, las estimaciones de temperaturas estáticas en el fondo (T_{bhs}), se realizan con un gradiente geotérmico conocido, o el gradiente geotérmico se estima utilizando un T_{bhs} conocido. Varios puntos de datos deben ser tomados en función de D_{tvd} mientras el pozo es perforado.

La construcción de un perfil de temperatura dinámico de un pozo toma las siguientes consideraciones:

- La temperatura dinámica en un pozo se puede predecir de una manera similar al procedimiento anteriormente mencionado.
- Usando los valores T_{bhs} y los gradientes geotérmicos, la T_{bhc} para cada uno de los puntos se puede calcular utilizando las ecuaciones anteriores.
- La temperatura en la línea de flujo T_{fl} , es una medida que sirve como la temperatura que circula en la profundidad $D_{tvd} = 0$. Este valor se puede utilizar para ajustar las predicciones de temperatura que circulan en base de las ecuaciones anteriores.
- Un ajuste en línea recta, entre los puntos de datos recogidos, darán un perfil de temperatura dinámica predicha por la profundidad. Estos valores o promedios en más de un intervalo de profundidad deseado pueden utilizarse en los modelos que predicen la reología dinámica en el fondo de pozo, y en la densidad fluidos de perforación como se describe más adelante.

3.6.4 Cálculo de la densidad del fluido de perforación en función de la temperatura y presión.

La densidad del fluido de perforación en función de la temperatura y la presión se puede calcular utilizando la siguiente ecuación ^[2]:

$$\rho_{bopsal} = [(a_1 + b_1P + c_1P^2) + (a_2 + b_2P + c_2P^2)T]$$

Donde las constantes para varios fluidos se enumeran en la tabla 2.4.3.2. Las densidades están en [libras / galón], la presión P en [psi], la temperatura T en [° F].

Las densidades equivalentes en el fondo de pozo (DEC) ^[2] a una profundidad dada, resultan de una integración numérica de las densidades de fluidos locales determinados a partir de:

$$\rho_i = \frac{\text{Vol}_{\text{base}} \times \rho_{\text{base}} \times \text{Vol}_{\text{salmuera}} \times \rho_{\text{salmuera}} + \text{Vol}_{\text{ds}} \times \rho_{\text{ds}}}{\text{Vol}_{\text{total}}}$$

	Calcium Chloride 19.3 wt %	Diesel	Mineral Oil	Internal Olefin	Paraffin
Reference	[19]	[20]	[19]	[21]	[22]
Pressure Coefficients					
a1 (lbm/gal)	9.9952	7.3183	6.9912	6.8358	6.9692
b1 (lbm/gal/psi)	1.77 E-05	5.27 E-05	2.25 E-05	2.23 E-05	3.35 E-05
c1 (lbm/gal/psi ²)	6 E-11	-8 E-10	-1 E-10	-2 E-10	-5 E-10
Temperature Coefficients					
a2 (lbm/gal/°F)	-2.75 E-03	-3.15 E-03	-3.28 E-03	-3.39 E-03	-3.46 E-03
b2 (lbm/gal/psi/°F)	3.49 E-08	7.46 E-08	1.17 E-07	1.12 E-07	-1.64 E-08
c2 (lbm/gal/psi ² /°F)	-9 E-13	-1 E-12	-3 E-12	-2 E-12	2 E-13
Fitting Statistics for Modeled Data					
Avg. Error %	0.135	0.237	0.166	0.194	0.214
r ² coefficient	0.998	0.997	0.998	0.998	0.999
Range of Validity					
Max. Applied Pressure (psi)	20,300	20,000	20,300	24,000	14,500
Min. Temperature (°F)	77	40	77	56.4	68
Max. Temperature (°F)	392	400	392	392	302

Tabla 3.5.6. Constantes para fluidos. ^[22]

3.6.5 Cálculo de la densidad equivalente de circulación

La secuencia de formulas que se presentan a continuación son usadas para calcular la pérdida de presión anular y la densidad equivalente de circulación.

1. Se determina la constante de Ley de potencias “n”:

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$$

2. El índice de consistencia “K”:

$$k = \frac{0600}{511^n}$$

3. Determinar la velocidad anular (v) en [ft/min]:

$$v = \frac{(24.5*Q)}{(Dh^2 - Dp^2)}$$

4. Determinar la velocidad crítica (Vc) alrededor de la tubería de perforación en [ft/min]:

$$Vc = \left(\frac{3.878*(10^4)*k}{MW} \right)^{\frac{1}{2-n}} * \left(\frac{2.4}{Dh-Dp} * \frac{2n+1}{3n} \right)^{\frac{n}{2-n}}$$

5. Perdida de presión por flujo laminar (Ps), en [psi].

Si la velocidad anular alrededor de la tubería de perforación es menor que la velocidad crítica alrededor del dril collar, se utilizará la ecuación para flujo laminar:

$$Ps = \left(\frac{(2.4)v}{Dh-Dp} * \frac{2n+1}{3n} \right)^n * \left(\frac{kL}{300 (Dh-Dp)} \right)$$

6. Perdida de presión por flujo turbulento (Ps), en [psi].

Si la velocidad anular alrededor de la tubería de perforación es mayor que la velocidad crítica alrededor de la tubería, se utilizará la ecuación para flujo turbulento:

$$Ps = \frac{7.7^{-5} * MW^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} * L}{(Dh-Dp)^3 * (Dh+Dp)^{1.8}}$$

La perdida total de presión anular será igual a la suma de la pérdida de presión anular alrededor de la tubería de perforación más la perdida de presión anular alrededor del dril collar.

$$P_{Tanular} = P_{SDP} + P_{SDC}$$

7. Por ultimo y bajo las consideraciones anteriores se determina la densidad equivalente de circulación (DEC), en [gr/cm³]:

$$DEC = \rho \text{ [gr/cm}^3\text{]} + \frac{\Delta p_{tp} + \Delta p_{Dc}}{0.052 * TVD \text{ (pies)}}$$

3.7 PROCESAMIENTO DE RECORTES Y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS PARA LOS FLUIDOS BASE NO ACUOSA ^[25,26,28]

Como parte del proceso de perforación, los recortes de perforación son acarreados a la superficie por el fluido de perforación para su procesamiento (Figura 3.7.1). Es en esta etapa que los recortes de perforación se retiran del líquido, se convierten en residuos, y comienza el procesamiento de eliminación (Figura 3.7.2). En la plataforma de perforación, los equipos de control de sólidos eliminan los sólidos no deseados del fluido de perforación para proporcionar la máxima recuperación práctica del fluido de perforación para su reutilización. Las opciones de eliminación de los residuos sólidos comprenden la descarga en alta mar, la re-inyección costa afuera, y la eliminación en tierra.

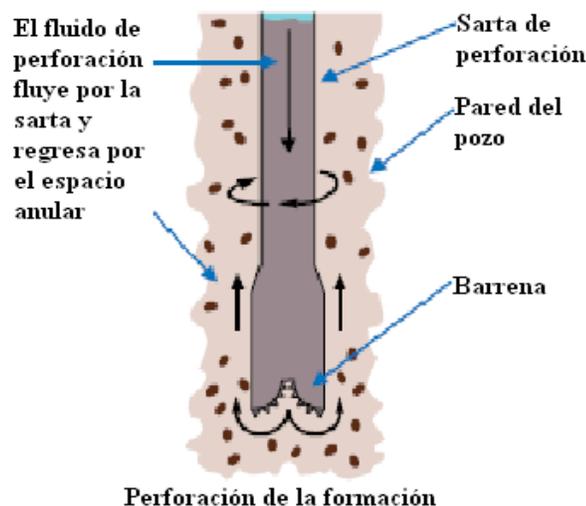


FIG. 3.7.1 Circulación del fluido de perforación durante la perforación del pozo. ^[16]

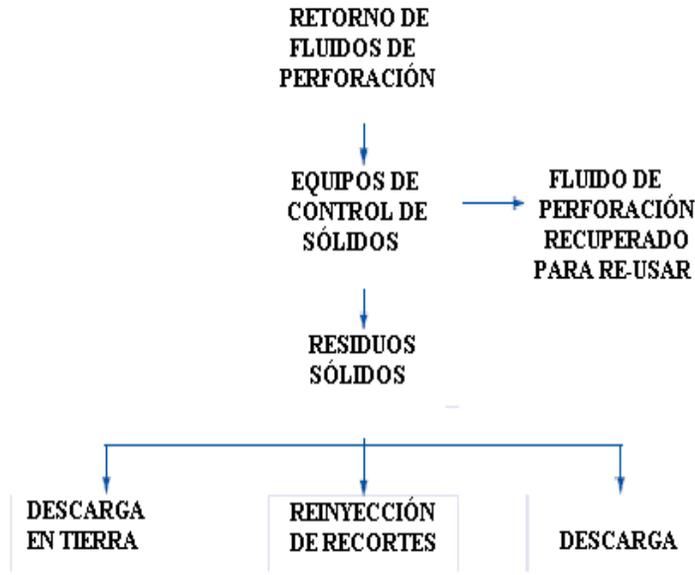


FIG. 3.7. 2 Diagrama de flujo esquemático que muestra la separación de recortes de los fluidos de perforación y las opciones para la eliminación de recortes de perforación. ^[24]

3.7.1 Equipo de control de sólidos

El sistema de control de sólidos aplica secuencialmente diferentes tecnologías para eliminar los sólidos de la formación contenidos en el fluido de perforación y para recuperar el fluido de perforación de manera que pueda ser reutilizado. El desafío del proceso es eliminar los sólidos de la formación y al mismo tiempo minimizar la pérdida de componentes valiosos, tales como barita, bentonita y fluido. En última instancia, el flujo de residuos sólidos estará integrado por los recortes de perforación (pequeñas piezas de piedra, arcilla, pizarra y arena) y sólidos en el fluido de perforación que se adhieren a los recortes (barita y arcillas). Algunos recortes de perforación, se desintegran en partículas muy pequeñas llamadas finos, que pueden acumularse en el fluido de perforación, aumentando el contenido de sólidos y degradando las propiedades de flujo del fluido de perforación. Si los sólidos de perforación en el fluido no pueden ser controlados de manera eficiente, la dilución con fluidos de perforación reciente podría ser necesaria para mantener las características de funcionamiento del fluido de perforación.

A diferencia de los fluidos base acuosa, los base no acuosa son reciclados en lugar de ser desechados debido a regulaciones ambientales y el gasto del fluido.

Los componentes del sistema de control de sólidos dependerán del tipo de fluido de perforación utilizado, las formaciones que se estén perforando, el equipo disponible en la plataforma, y la opción de eliminación a utilizar. El control de sólidos puede incluir etapas de tratamiento primario y secundario. La Figura 3.7.1.a. ilustra el tipo más avanzado de sistema de control usado por la industria.

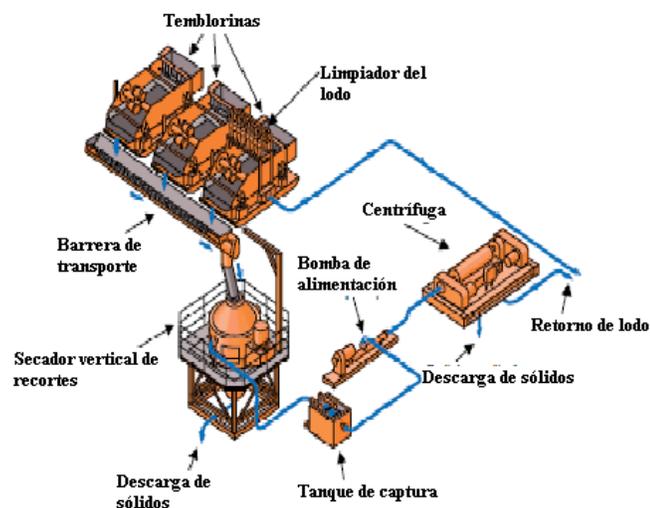


FIG. 3.7.1. a. Ejemplo del sistema de control de sólidos para fluidos no acuosos que incluye un tratamiento secundario de secado vertical para los recortes.^[16]

Como parte del tratamiento primario, los recortes pasan a través del equipo diseñado para eliminar los recortes grandes y luego a través de una serie de temblorinas con mallas más finas de forma secuencial, las cuales fueron diseñadas para eliminar progresivamente los recortes de perforación más pequeños. Las temblorinas son los dispositivos de control de sólidos primarios. Cada etapa del proceso produce recortes parcialmente secos y una corriente líquida. Cuando no se emplea el tratamiento secundario, los recortes parcialmente secos serán eliminados por la opción seleccionada.

Cuando se utiliza un tratamiento secundario, los recortes parcialmente secos pueden ser tratados posteriormente utilizando un equipo especializado comúnmente llamado secador de recortes seguido por un tratamiento adicional por una centrífuga. Los secadores de recortes a veces se utilizan para procesar recortes de NADF e incluyen equipos como temblorinas especiales y centrífugas a las que se aplica mayor fuerza y que pueden ser desarrolladas por temblorinas convencionales.

Las centrífugas se usan para eliminar las partículas que pueden contribuir a la acumulación de finos. Los residuos de la centrífuga secadora por decantación de recortes pueden ser eliminados mediante la opción que haya sido seleccionada para tal fin.

El tratamiento secundario permite la recuperación adicional de NADF's para su reutilización, que resulta en una corriente de residuos (recortes) con un menor porcentaje del fluido de perforación retenido en los recortes. Algunas de las consideraciones para decidir si se debe instalar el equipo de tratamiento secundario incluyen:

- El volumen de líquido de desechos que requiere eliminación. Los retrasos operativos debido al paro de los equipos.
- La compatibilidad de tamaño de los recortes y la coherencia con el diseño de la secadora. FIG. 3.6.1.1.b
- La limitación de los espacio en las plataformas de perforación.
- La regulación ambiental sobre el porcentaje de líquidos retenidos en los sólidos para la descarga.
- El costo adicional asociado con el equipo y los operadores necesarios. Los costos de instalación para un solo pozo pueden ser elevados.
- Ahorro de recuperación del fluido.



FIG. 3.7.1. b. Ejemplo de recortes que han sido procesados a través del secador de recortes. ^[24]

3.7.2 Colección de recortes y su manipulación

Una vez que los recortes han pasado a través del sistema de control de sólidos, la colección de recortes y el sistema de manipulación toman la corriente de residuos de los recortes con el fluido de perforación adherida y la entrega a la siguiente etapa del proceso de eliminación. Si la descarga es la opción de eliminación seleccionada, el manejo de los recortes será mínimo y no se requerirá de almacenamiento adicional.

Para las opciones de no descarga, será adquirido algún tipo de sistema de transporte de recortes, tal como una cinta transportadora o un sistema de vacío. Además, el almacenamiento (bolsas, cajas, tanques de recortes) será necesario debido a las limitaciones de velocidad con que los recortes son aceptados por los procesos posteriores. La capacidad de almacenamiento tendrá que ser lo suficientemente grande para manejar las variaciones en la generación de recortes de perforación y cualquier tiempo de inactividad asociado con la inyección o la descarga de los recortes. Si la capacidad de almacenamiento se excede, las operaciones de perforación pueden ser detenidas. Las limitaciones de espacio en el equipo de perforación puede limitar la velocidad a la que los recortes pueden ser aceptados para su posterior procesamiento.

3.7.3 Opciones en la eliminación de recortes

Las principales opciones disponibles para la eliminación de recortes de perforación de NADF son las siguientes:

- Descarga en alta mar: los recortes de NABS se descargan por la borda de la embarcación o plataforma de perforación después de someterse a un tratamiento por el equipo de control de sólidos.
- Plataformas de re-inyección: donde los recortes de perforación son grandes, estos se muelen a tamaños de partículas finas y son eliminados o re-inyectados dentro de formaciones permeables subterráneas.
- Eliminación en tierra: los recortes asociados a NABS son recogidos y transportados para su tratamiento (por ejemplo, deserción térmica o para cultivo de la tierra) o si es necesario para su eliminación final por medio de técnicas tales como el relleno de la tierra, inyección, o la reutilización.

Dentro de cada una de estas opciones, hay una variedad de alternativas. La descarga de NABS a granel no es una práctica ambiental aceptable y está prohibida en algunas jurisdicciones. Cuando la infraestructura en tierra está disponible, los NADF's son recuperados y reciclados. Los NABS pueden ser reutilizados en otros pozos que están siendo perforados en el área. Si ninguna opción está disponible, los recortes deben ser eliminados en tierra de una manera aceptable.

3.7.3.1 Descarga en alta mar

La opción de descarga en alta mar es menos costosa, menos complicada y operacionalmente más segura de las tres opciones. Los lodos de perforación base agua y los recortes de perforación han sido descargados en alta mar durante 50 años con un impacto mínimo al medio ambiente. El desarrollo más reciente de los fluidos de perforación no acuosos se ha llevado a cabo para reducir el impacto ambiental asociado a la descarga de los recortes de perforación de fluidos no acuosos y hacer que esta opción sea la más aceptable en términos generales. Después de la separación de los sólidos arrastrados, los líquidos no acuosos no son descargados sino que se reutilizan o se reciclan. La descarga en alta mar es a menudo crucial para la perforación exploratoria eficiente en Aguas Profundas, debido a la gran distancia de la costa, la falta de instalaciones de eliminación en tierra y las limitaciones técnicas en usar otras opciones de eliminación, tales como la re-inyección debajo de la superficie.

3.7.3.2 Fluido de perforación / reinyección de recortes

Este proceso implica el bombeo de líquidos y agua de mar diluida de recortes, que han sido molidas en partículas pequeñas, a una formación subterránea que se ha fracturado. Hay que tener cuidado para que las partículas de lodo lo suficientemente pequeñas no dañen las fracturas en la formación del receptor.

Los fluidos inyectados son confinados en la formación receptora, que ha sido seleccionada por su aislamiento geológico. Los cortes se pueden inyectar a través del espacio anular del pozo al momento de ser perforado.

La inyección es un proceso complicado que requiere la evaluación de varias cuestiones. En primer lugar, se requiere una formación geológica que sea adecuada para su sellado con recortes y que no permita que estos emigren a otras formaciones o a la superficie. Además, los tipos y cantidades de residuos, el equipo de superficie y el diseño e integridad del pozo deben ser considerados antes de que la inyección se realice. La investigación sobre la inyección de recortes debe ser continua para que su aplicación sea más exitosa.

La re-inyección sub-superficial se ha utilizado aproximadamente desde hace 20 años. Las mejores prácticas de la industria han sido desarrolladas sobre el modelado y control de las fracturas, y las empresas especializadas se han enfocado en el diseño y la ejecución de proyectos de inyección bajo la superficie con una mayor fiabilidad y control operativo.

3.7.3.3 Depositación en tierra

La tercera opción para la eliminación de fluidos de perforación y recortes es capturar y transportarlos a la costa para su eliminación. La consideración de cualquier opción de eliminación en tierra también debe incluir el exámen de las operaciones en el mar asociados con la obtención de los residuos de perforación a la orilla.

Traer recortes a la costa requiere un uso extensivo de los buques de apoyo que producen emisiones a la atmósfera. La seguridad y los riesgos ambientales (potencial de un derrame) se han multiplicado sobre los de las otras opciones, sobre todo en zonas con condiciones climáticas adversas. Puede haber problemas operativos o de sobre costos en el manejo de

grandes volúmenes de recortes si las operaciones de transporte se detienen debido a las inclemencias del tiempo. La línea de operación cero descargas utiliza "cajas de recortes" que tienen de 15 a 20 barriles de residuos sólidos o líquidos y debe ser levantado con una grúa de 10 a 15 veces durante cada ciclo en la eliminación de recortes. Los recientes avances en la manipulación a granel de residuos de perforación muestran que estos tratamientos pueden ser factibles donde la unidad de perforación es lo suficientemente grande como para justificar el tamaño de los recipientes de manipulación a granel.

Una vez en tierra hay varias opciones para el tratamiento, reciclado y eliminación de residuos de perforación. Estas opciones incluyen la eliminación en agujeros (si se utilizaron fluidos base agua), la estabilización y/o solidificación, biorremediación y las tecnologías de tratamiento térmico, como la disolución térmica y la incineración si se utilizan fluidos no acuosos. La viabilidad de cada una de estas opciones dependerá de una evaluación de las condiciones ambientales, componentes de los residuos de perforación, regulaciones, limitaciones operativas y factores económicos. Como con otras opciones, la eliminación en tierra podría no ser una opción técnica o económicamente viable y la selección debe ser evaluada sobre una base caso por caso.

En la toma de decisiones con respecto a la eliminación de recortes de perforación, uno debe considerar no sólo los impactos ambientales potenciales, sino también los posibles impactos de las alternativas. Estos impactos incluyen otros costos, uso de recursos, emisiones al aire, el transporte y manejo de riesgos, riesgos profesionales, y la exposición química. Todos estos factores son parte de un marco comparativo en el que son evaluados los riesgos ambientales, los riesgos operacionales (incluida la salud humana y la seguridad), y los riesgos económicos.

4. CASOS DE ESTUDIO

Para el cumplimiento del estudio del caso práctico de este trabajo se utilizó y evaluó:

- Información real de un programa de perforación de un pozo vertical perforado en Aguas Profundas del Golfo de México.
- Mediciones obtenidas en un viscosímetro Fann iX77 de fluidos a condiciones de fondo de pozo.
- Se predice la densidad equivalente de circulación y evalúa el rendimiento que podrían tener de los fluidos seleccionados en la limpieza del pozo vertical.

A continuación se describe de una mejor manera estas consideraciones.

4.1 INFORMACIÓN DEL POZO

El pozo que se estudio es un pozo vertical perforado en Aguas Profundas México, el cual presento problemas de limpieza durante la perforación al emplear un fluido base aceite. Debido a los contratos de confidencialidad en la Industria Petrolera, solo se nos proporciono la información necesaria para poder evaluar nuestro estudio de limpieza del pozo, Esta información se presenta en las tablas 4.1.a y 4.1.b

La tabla 4.1.a. muestra los datos de velocidad de penetración, características de los recortes y de la formación, presión dinámica y temperatura de circulación. En la tabla 4.1.b se presenta la configuración de tuberías y barrenas empleadas en el programa de perforación para los diferentes intervalos de trabajo.

Sección	TVD [m]	T circulación [°C]	Presión dinámica. PSI	ROP [m/h]	DC [pg]	ρC [gr/cm ³]	Hc [pg]	Q [gal/min]	fluido base
1	1527	4	2603	25	0.135	2.3	0.175	800	Tirante de agua.
2	1610	7	2620	25	0.135	2.3	0.175	600	A. M. + B.V.
3	2200	35	3748	20	0.135	2.3	0.175	600	A. M. + B.V.
4	2650	43	4530	20	0.135	2.5	0.175	600	NO acuosa
5	3500	60	6200	20	0.15	2.57	0.275	580	NO acuosa
6	4432	74	7740	20	0.175	2.6	0.375	520	NO acuosa

Tabla 4.1.a Información de pozo.

Sección	TVD [m]	ID TR [pg]	OD TP [pg]	OD Drill Collar [pg]	Longitud TP [m]	Longitud Drill Collar [m]	OD BARRENA [pg]
1	1527	17.755	5	8	1520	0	5
2	1610	35.25	5	8	1450	160	28
3	2200	19.124	5	8	2000	200	28
4	2650	15.25	5	8	2450	200	17.5 X 20
5	3500	12.755	5	8	3200	300	12.2 X 16.5
6	4432	9.124	5	8	4100	330	12.25

Tabla 4.1.b Configuración de sarta de perforación.

Donde:

TVD: profundidad total.

A.M.: agua de mar.

B.V.: baches viscosos.
 ρ_C : densidad de recortes.
DC: diámetro de recortes.
Hc: espesor de recortes.
Q: gasto de bombeo.
ROP: velocidad de penetración.
ID: diámetro interno.
OD: diámetro externo.
TR: tubería de revestimiento.
Tp: tubería de perforación.

Posteriormente se construyó un escenario en el que se evalúa la limpieza de pozos. En este estudio se consideraron solo 4 secciones o etapas de perforación, omitiendo las etapas en las que se utilizó agua de mar como fluido de perforación que se muestra en la tabla 4.1.a. Las secciones consideradas son:

- Sección 1. El conductor marino y
- Sección 4 con asentamiento de TR 16 [pg],
- Sección 5 con asentamiento de TR 13 5/8 [pg]
- Sección 6 con asentamiento de TR 9 5/8 [pg].

El estado mecánico del pozo se muestra en la figura 4.1.

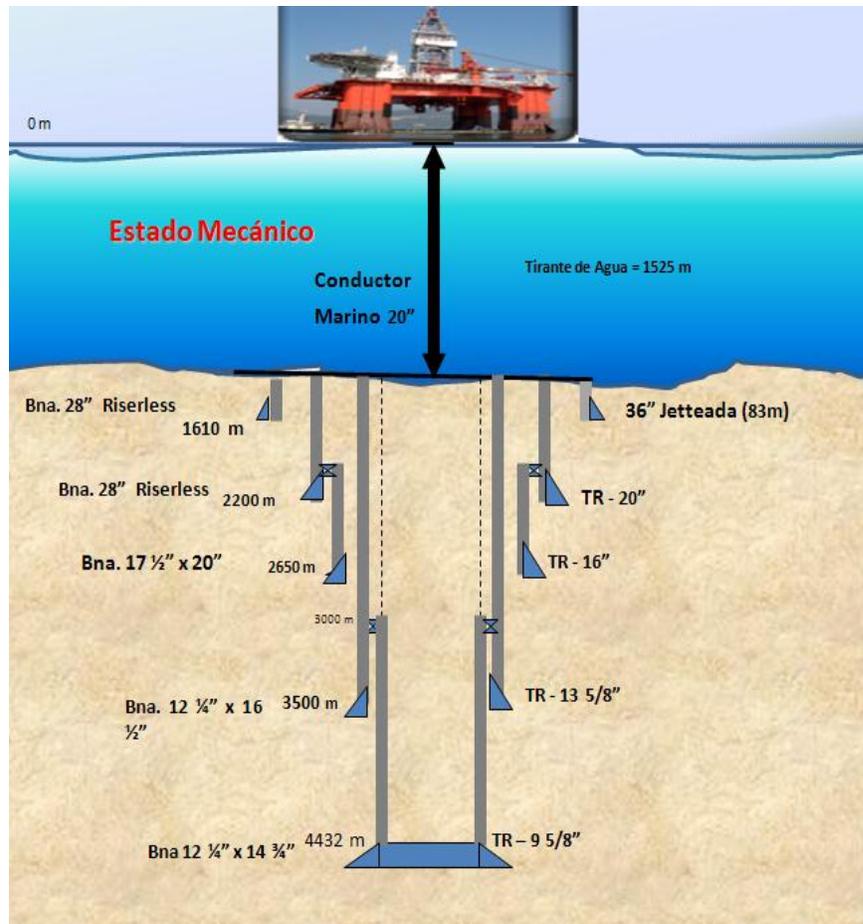


FIG 4.1 Estado mecánico.

4.2 LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO UTILIZADAS PARA LOS FLUIDOS

Se utilizaron lecturas de cuatro fluidos de perforación de base sintética de los cuales dos estaban caracterizados con un comportamiento convencional y dos con una Reología plana. La toma de lecturas se hizo en un viscosímetro de Fann iX-77 a condiciones de presión y temperatura que hay en cada sección seleccionada del pozo en estudio. Estas lecturas fueron realizadas con asesoría y ayuda del personal de los laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo.

Previo a la toma de lecturas, se propuso la densidad de cada fluido de perforación en función de la ventana de operación que hay entre los gradientes de presión de poro y de presión de fractura en el pozo vertical y la densidad equivalente del fluido de perforación. La densidad de los fluidos seleccionados es de 1.2 gr/cm^3 . FIG. 4.2.1.

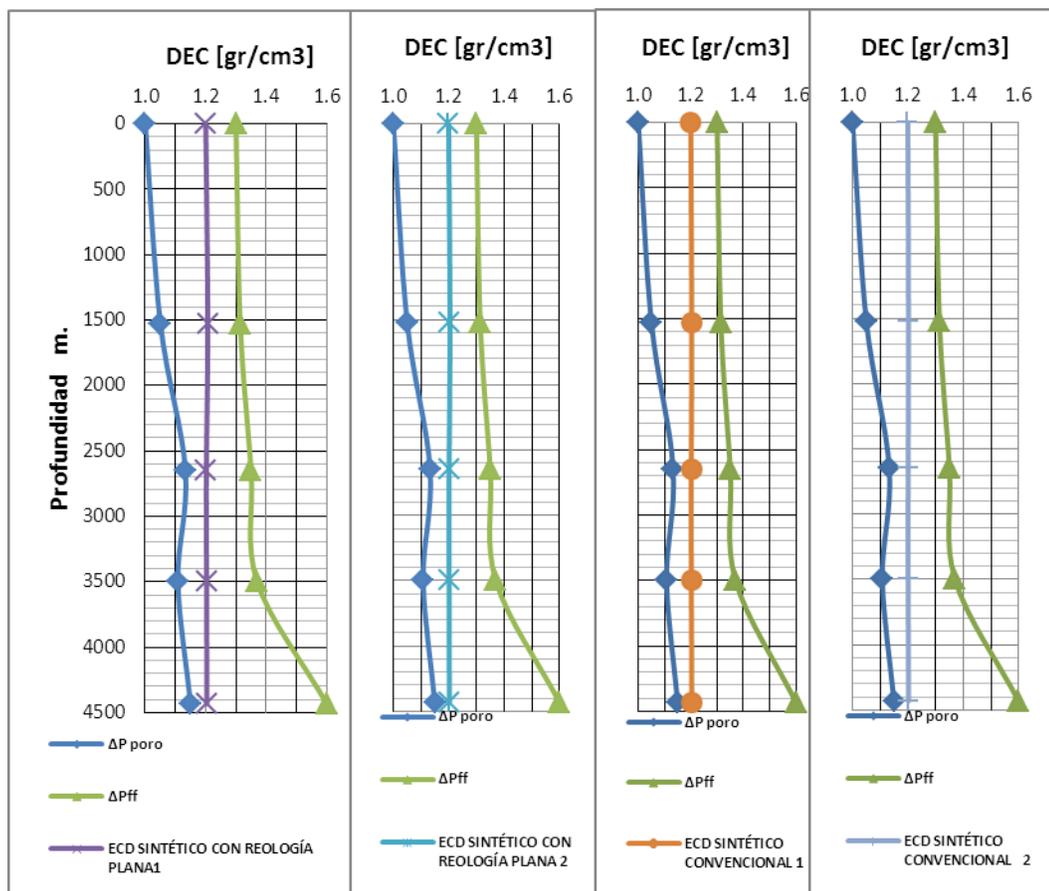


FIG. 4.2. 1. Densidad equivalente de circulación de las muestras.

Para fines comparativos, se evaluaron los 4 sistemas de fluidos a condiciones idénticas en cada sección. Las lecturas de los cuatro fluidos se presentan a en la Tabla 4.2.1 y Tabla 4.2.2.

VISCOSÍMETRO HP/HT	Sintético CONVENCIONAL 1				SINTÉTICO CONVENCIONAL 2			
	1.2 gr/cm ³				1.2 gr/cm ³			
DENSIDAD								
PRESIÓN (PSI)	2000	4000	6000	8000	2000	4000	6000	8000
TEMPERATURA °C	4	35	50	70	4	35	50	70
600 RPM	262	153	117	130	250	123	100	110
300 RPM	146	88	66	73	131	75	59	70
200 RPM	98	63	53	55	78	60	38	65
100 RPM	63	39	35	37	53	28	24	37
6 RPM	14	8	7	8	14	8	13	9
3 RPM	12	7	7	7	12	7	15	10

Tabla 4.2. 1. Lecturas del viscosímetro para los fluidos convencionales.

VISCOSÍMETRO HP/HT	Sintético con reología plana 1				Sintético con reología plana 2			
	1.2 gr/cm ³				1.2 gr/cm ³			
DENSIDAD								
PRESIÓN (PSI)	2000	4000	6000	8000	2000	4000	6000	8000
TEMPERATURA °C	4	35	50	70	4	35	50	70
600 RPM	153	131	105	118	168	107	87	57
300 RPM	101	86	72	81	103	68	56	40
200 RPM	79	69	59	66	78	53	44	33
100 RPM	55	49	44	49	52	38	31	17
6 RPM	23	24	28	29	18	15	15	15
3 RPM	21	23	27	29	16	14	14	14

Tabla 4.2. 2. Lecturas del viscosímetro para los fluidos de reología plana.

4.3 EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se diseñó una hoja con macros en Excel como herramienta de apoyo para evaluar la limpieza de pozo, la cual está limitada a la evaluación de pozos verticales. La ejecución del programa se divide en tres partes:

- En la primera parte se inserta la información obtenida del pozo y de los fluidos en cada sección.
- Se calcula la reología del fluido (a condiciones de presión y temperatura en cada sección), para posteriormente determinar la densidad equivalente y por último evaluar la limpieza del pozo con cada fluido.
- En la última parte del programa se obtienen los resultados generados por cada fluido en la operación de limpieza y una comparación gráfica de los mismos.

En el siguiente subtema se describen las instrucciones para el uso de la hoja de Macros en Excel.

4.3.1 Instrucciones para el uso de la hoja de macros en Excel

- I. Ejecutar la hoja de Excel llamada predicción de limpieza.XLAM
- II. Al iniciarse el macro se presenta la siguiente imagen. FIG. 4.3.1.1

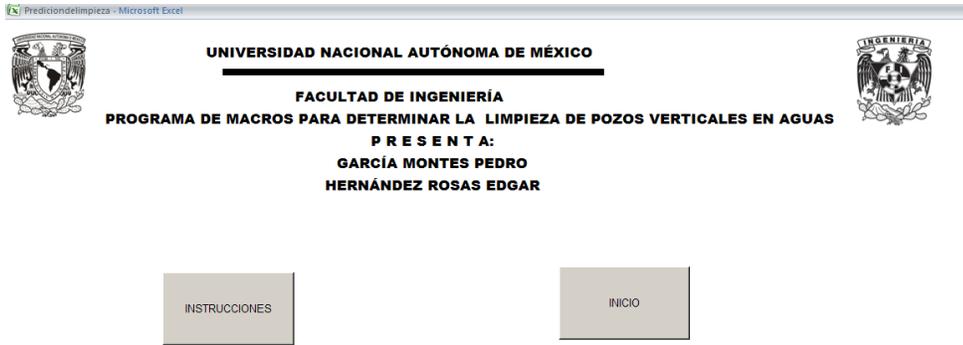


FIG. 4.3. 1.1. Ventana de Inicio.

- III. En caso de no recordar las instrucciones el botón izquierdo “INSTRUCCIONES” recordara nuevamente las instrucciones para ejecutar el macro.
- IV. Si ejecuta un clic en el botón derecho “INICIO”, automáticamente se proyectará el siguiente menú en la pantalla.



Figura 4.1.1.2. Menú del programa empleado.

La función de los botones del menú que se muestra en la fig. 4.3.1.2. Se describe a continuación.

- “INSERTAR INFORMACIÓN” al ejecutar un clic podrás insertar la información de forma manual o en ventanas de ejecución automáticas }
- “CALCULAR REOLOGÍA” calcula automáticamente la reología del fluido, es necesario insertar la información requerida cuando se da clic en el boto “INSERTAR INFORMACIÓN”.
- “CALCULAR LIMPIEZA” calcula la limpieza del pozo, es necesario que se ejecute antes el botón “CALCULAR REOLOGÍA”
- “MOSTRAR RESULTADOS” muestra los resultados finales de los cálculos hechos en el macro, es necesario haber ejecutado los botones anteriores.
- “GRAFICAR PERFILES” muestra las graficas de perfiles de velocidad anular, gasto, viscosidad plástica, punto de cedencia, comportamiento de flujo “n”, índice de consistencia de flujo “k”, concentración de recortes, índice de limpieza y concentración de recortes.

Al ejecutar el botón “INSERTAR INFORMACIÓN” aparecerá una ventana que se muestra en la Fig. 4.3.1.3.



Fig. 4.3.1.3 Información del fluido.

En esta ventana existen dos formas de insertar la información:

FIG. 4.3.1.5. Información del Fluido

FIG. 4.3.1.6. Ventana de información adicional.

4.3.2 Diagramas de flujo

Los cálculos para obtener la limpieza del pozo se hacen de forma empírica conforme a las prácticas recomendadas del Instituto Americano del Petróleo publicadas en el "API RP13D Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids", que se describió en el capítulo II y III de este trabajo. Los parámetros que evalúan la limpieza del pozo son concentración de recortes y el índice de acarreo de la limpieza, pero también se evalúa la densidad equivalente de circulación. Estos parámetros de entrada se muestran en el inicio de los siguientes diagramas. La Nomenclatura se encuentra en la parte inicial de este trabajo.

4.3.2.1 Diagrama de flujo para calcular la concentración de recortes

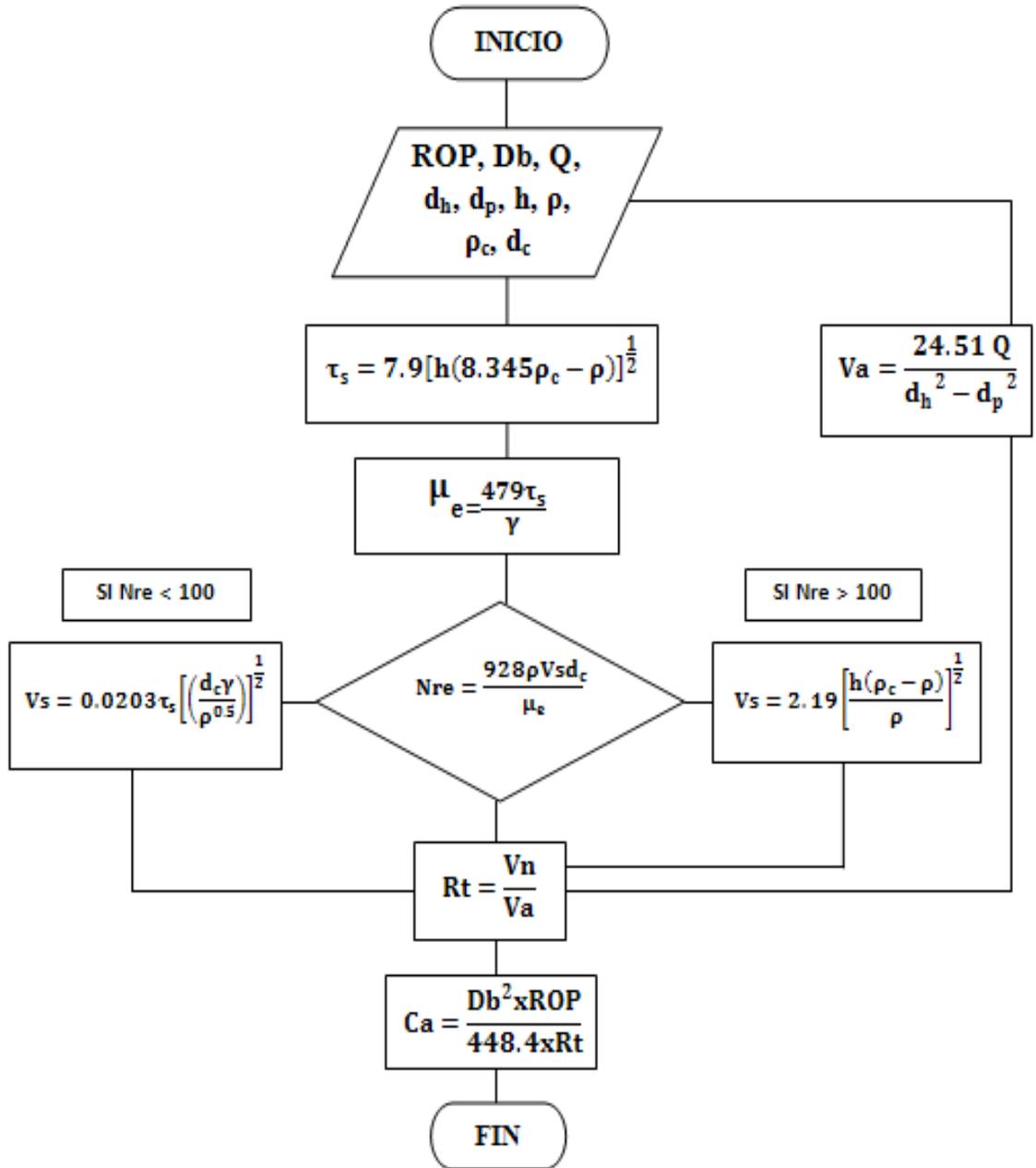
Para calcular la concentración de recortes es necesario conocer el esfuerzo de corte y la viscosidad aparente a la cual está sometido el recorte, a fin de determinar la velocidad de deslizamiento de recorte. Con esta velocidad se determina el radio de transporte que se calcula para determinar la concentración de recortes cuando actúa la barrena. Fig.4.3.2.1

4.3.2.2 Diagrama de Flujo para calcular la densidad equivalente de circulación

Es muy importante predecir la densidad equivalente de circulación con la finalidad de monitorear la ventana de operación durante la limpieza de pozos. Para estos es necesario conocer las velocidades anulares en el diseño para determinar las posibles caídas de presión. Debido a la falta de información de la composición del fluido no pudimos predecir esta densidad equivalente en función de la densidad del fluido afectada por la temperatura y Presión. FIG. 4.3.2.2

4.3.2.3 Diagrama de flujo para calcular el Índice de la capacidad de acarreo CCI

Para calcular el índice de acarreo, es necesario conocer la viscosidad plástica, el punto de cedencia, que son parámetros importantes para conocer el comportamiento de flujo y a su vez el índice de consistencia del fluido. Esta última es una variable importante del fluido de perforación para determinar el índice de acarreo de recortes en el espacio anular. También necesitamos conocer la velocidad anular del fluido de perforación que dependerá del gasto y el espacio anular. FIG. 4.3.2.3



Par

FIG. 4.3.2. 1. Diagrama de flujo para determinar la concentración de recortes.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA CALCULAR LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (DEC):

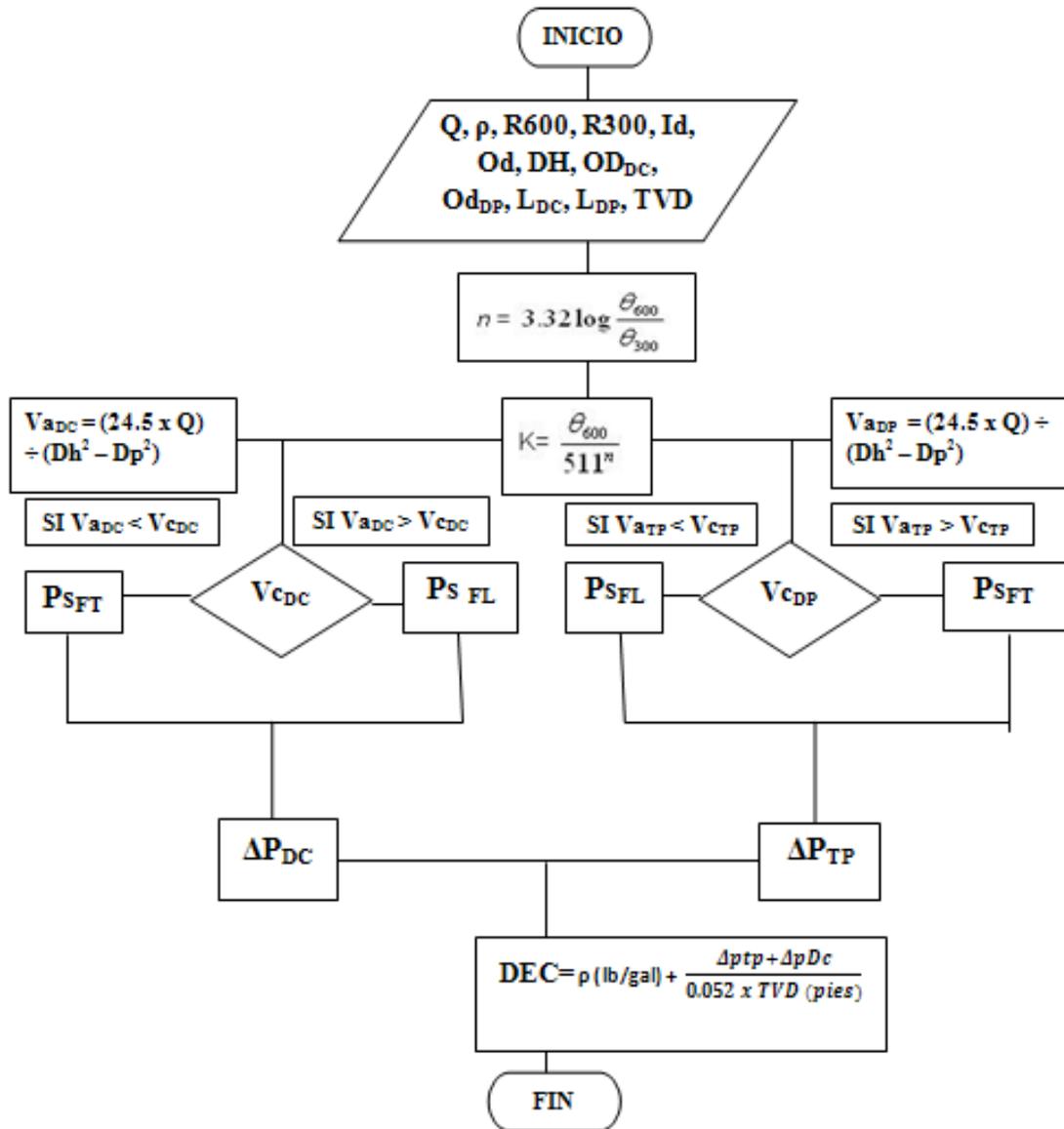


FIG. 4.3.2. 2. Diagrama de flujo para determinar la densidad equivalente de circulación.

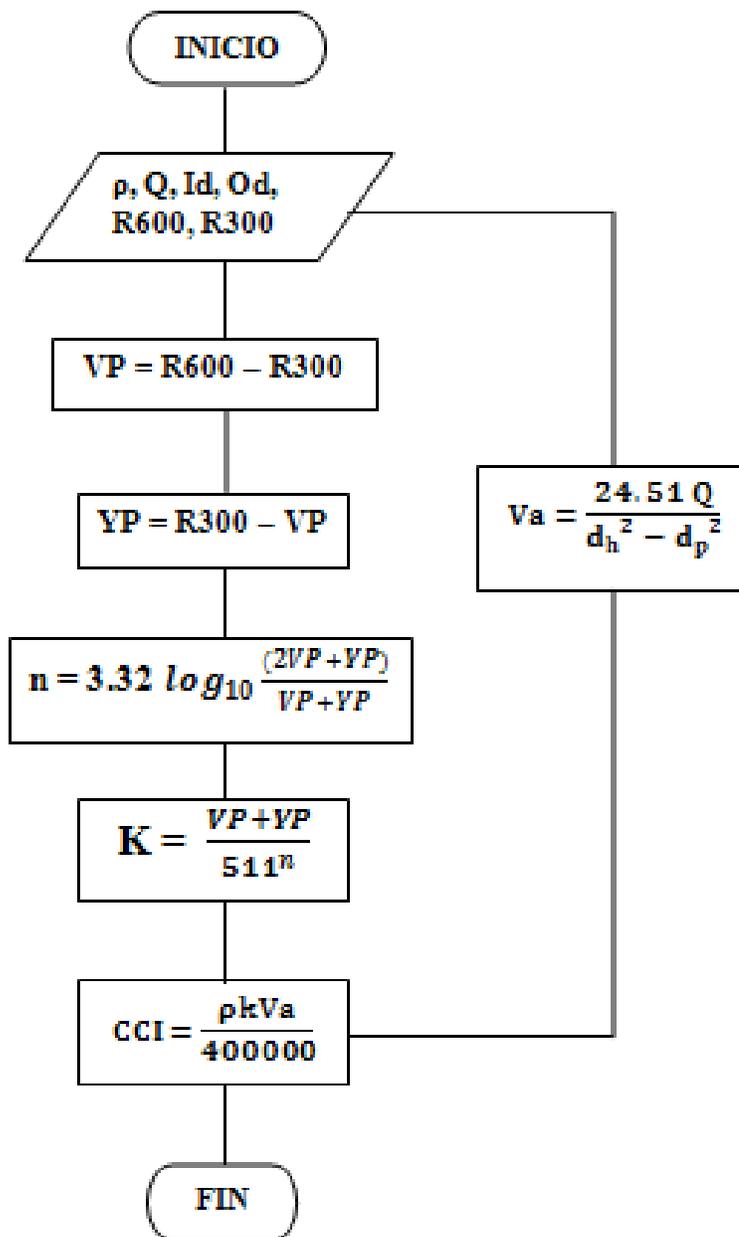


FIG. 4.3.2.3 Diagrama de flujo del índice de acarreo de recortes.

4.3.3 Resultados finales

Los cálculos que hace el macros en Excel para evaluar la limpieza del pozo, están divididos en dos partes:

- Predicción reológica y de densidad equivalente de circulación.
- Determinación de la concentración de recortes y índice de la capacidad de limpieza.

A continuación se presentan los resultados que obtuvimos en el estudio de caso práctico. El análisis de resultados se muestra en el capítulo V de este trabajo.

4.3.3.1 Predicción reológica

Los primeros resultados que arroja el Macro en Excel son parámetro reológicos como Viscosidad Plástica, Punto de cedencia, comportamiento de flujo “n”, índice de consistencia “K”.

La tabla 4.3.3.1 Muestra los resultados de la predicción reológica (a presión y temperatura de fondo) de dos fluidos base sintética con un comportamiento convencional en las secciones 1, 4, 5 y 6.

SECCIÓN	Fluido	Viscosidad plástica PV (cp)	Punto de cedencia (lbf/100 ft ²)	Comportamiento de flujo (n)	Índice de consistencia (k)
1	Convencional 1	116.00	30.00	0.84	0.76
4	Convencional 1	65.00	23.00	0.80	0.61
5	Convencional 1	51.00	15.00	0.83	0.38
6	Convencional 1	57.00	16.00	0.83	0.41
1	Convencional 2	119.00	12.00	0.93	0.39
4	Convencional 2	48.00	27.00	0.71	0.88
5	Convencional 2	41.00	18.00	0.76	0.51
6	Convencional 2	40.00	30.00	0.65	1.20

Tabla 4.3.3.1. Parámetros necesarios para evaluar la limpieza del pozo con fluidos sintéticos convencionales.

En la tabla 4.3.3.2 Al igual que la tabla anterior se muestran los resultados de la predicción reológica (a presión y temperatura de fondo) de dos fluidos base sintética con un comportamiento plano y para las secciones 1, 4, 5 y 6 del pozo que fueron seleccionadas previamente.

SECCIÓN	Fluido	Viscosidad plástica PV (cp)	Punto de cedencia (lbf/100 ft ²)	Comportamiento de flujo (n)	Índice de consistencia (k)
1	Reología plana 1	52.00	49.00	0.60	2.41
4	Reología plana 1	45.00	41.00	0.61	1.95
5	Reología plana 1	33.00	39.00	0.54	2.42
6	Reología plana 1	37.00	44.00	0.54	2.75
1	Reología plana 2	65.00	38.00	0.71	1.27
4	Reología plana 2	39.00	29.00	0.65	1.15
5	Reología plana 2	31.00	25.00	0.64	1.07
6	Reología plana 2	17.00	23.00	0.51	1.66

Tabla 4.3.3. 2. Parámetros necesarios para evaluar la limpieza del pozo con fluidos sintéticos de reología plana.

4.3.3.2 *Predicción de la densidad equivalente de circulación*

Una vez obtenida la predicción de la reología, los resultados que se obtienen son para predecir la densidad equivalente de circulación que existe en el espacio anular. Los cálculos son:

- Velocidad anular y crítica entre tubería de perforación y tubería de revestimiento
- Velocidad anular y crítica entre lastra barrenas y tubería de revestimiento
- Caídas de presión respectivas para cada zona de espacio anular.

En las tablas 4.3.3.3, y 4.3.3.4 se muestran los resultados correspondientes del caso de estudio.

Sección	Fluido	Velocidad anular en TP (ft/min)	Velocidad crítica en la TP (ft/min)	Velocidad anular en DC (ft/min)	Velocidad crítica en DC (ft/min)	Δp espacio anular en TP (psi)	Δp Dc (psi)	Δp total (psi)	DEC (gr/cm ³)
1	Convencional 1	59.09	308.16	68.26	374.67	7.94	0.00	7.94	1.20366
4	Convencional 1	43.14	207.73	48.72	243.37	6.04	0.83	6.87	1.20182
5	Convencional 1	53.29	177.72	63.68	221.00	9.39	1.80	11.18	1.20224
6	Convencional 1	66.16	211.05	82.96	274.25	20.15	3.84	23.99	1.20380
1	Convencional 2	59.09	226.31	68.26	285.96	4.94	0.00	4.94	1.20228
3	Convencional 2	43.14	222.80	48.72	254.33	3.46	1.01	4.48	1.20119
4	Convencional 2	53.29	188.93	63.68	228.56	2.91	2.03	4.94	1.20099
6	Convencional 2	66.16	288.82	82.96	345.00	8.62	6.49	15.11	1.20239

Tabla 4.3.3.3. Evaluación de densidad equivalente de circulación en el pozo.

Sección	Fluido	Velocidad anular en TP (ft/min)	Velocidad crítica en la TP (ft/min)	Velocidad anular en DC (ft/min)	Velocidad crítica en DC (ft/min)	Δp espacio anular en TP (psi)	Δp Dc (psi)	Δp total (psi)	DEC (gr/cm ³)
1	Reología plana 1	59.09	363.93	68.26	408.12	15.05	0.00	15.05	1.20693
4	Reología plana 1	43.14	306.19	48.72	339.74	6.43	1.80	8.23	1.20218
5	Reología plana 1	53.29	329.07	63.68	369.50	8.58	5.39	13.97	1.20280
6	Reología plana 1	66.16	377.16	82.96	432.47	14.94	10.54	25.48	1.20404
1	Reología plana 2	59.09	306.26	68.26	354.44	9.91	0.00	9.91	1.20457
3	Reología plana 2	43.14	235.37	48.72	264.30	4.11	1.17	5.29	1.20140
4	Reología plana 2	53.29	235.75	63.68	272.36	4.61	3.03	7.64	1.20153
6	Reología plana 2	66.16	244.73	82.96	277.61	8.29	5.74	14.03	1.20222

Tabla 4.3.3.4. Evaluación de densidad equivalente de circulación en el pozo.

4.3.3.3 Determinación de la concentración de recortes e índice de capacidad de acarreo

Una vez obtenida la predicción reológica y de la densidad equivalente de circulación se calcula la concentración de recortes y el índice de limpieza. Los cálculos que se obtienen en esta última parte son:

- Esfuerzo de corte del recorte de perforación (ζ_s)
- Viscosidad aparente alrededor del recorte (μ_e)
- Numero de Reynolds de la partícula de recorte (N_{re})
- Velocidad de deslizamiento de recorte (V_s)
- Radio de transporte (R_t)
- Índice de capacidad de acarreo (CCI)

Las tablas 4.3.3.5 y 4.3.3.6, muestran los cálculos obtenidos para el caso de estudio empleando los fluidos en cada sección.

Sección	Fluido	Esfuerzo de corte del recorte (ζ_s) (lbf/100 ft ²)	Viscosidad aparente alrededor del recorte (μ_e) (cp)	Nrep	Velocidad de deslizamiento (V_s) (ft/min)	Radio de transporte (R_t)	Concentración de recortes (Ca)	Indicé de capacidad de acarreo (CCI)
1	Convencional 1	10.87	58.57	22.07	1.03	0.983	0.66%	0.54
4	Convencional 1	10.88	58.62	22.07	1.03	0.976	7.65%	0.32
5	Convencional 1	14.00	83.80	23.26	1.40	0.974	4.34%	0.25
6	Convencional 1	16.51	115.35	25.12	1.78	0.973	4.34%	0.32
1	Convencional 2	10.88	58.61	22.07	1.03	0.983	0.66%	0.28
4	Convencional 2	10.88	58.63	22.07	1.03	0.976	7.65%	0.45
5	Convencional 2	14.00	83.84	23.26	1.40	0.974	4.34%	0.33
6	Convencional 2	16.52	115.41	25.12	1.78	0.973	4.34%	0.95

Tabla 4.3.3.5. Evaluación de limpieza del pozo con reología convencional.

Sección	Fluido	Esfuerzo de corte del recorte (ζ_s) (lbf/100 ft ²)	Viscosidad aparente alrededor del recorte (μ_e) (cp)	Nrep	Velocidad de deslizamiento (Vs) (ft/min)	Radio de transporte (Rt)	Concentración del recortes (Ca)	Índice de capacidad de acarreo (CCI)
1	Reología plana 1	10.86	58.50	22.07	1.03	0.983	0.66%	1.71
4	Reología plana 1	10.88	58.61	22.07	1.03	0.976	7.65%	1.01
5	Reología plana 1	13.99	83.79	23.26	1.40	0.974	4.34%	1.55
6	Reología plana 1	16.51	115.34	25.12	1.78	0.973	4.34%	2.18
1	Reología plana 2	10.87	58.55	22.07	1.03	0.983	0.66%	0.90
4	Reología plana 2	10.88	58.63	22.07	1.03	0.976	7.65%	0.60
5	Reología plana 2	14.00	83.82	23.26	1.40	0.974	4.34%	0.68
6	Reología plana 2	16.52	115.42	25.12	1.78	0.973	4.34%	1.31

Tabla 4.3.3.6. Evaluación de limpieza del pozo con reología plana.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 CONCENTRACIÓN DE RECORTES

Las variables que se involucran en la ecuación para determinar la concentración de recortes en pozos verticales son el radio de transporte, la velocidad de penetración y el diámetro de la barrena. De este estudio las variables de Velocidad de penetración ROP y diámetro de barrena OD barrena, son parámetros operacionales. De tal forma que la variable en estudio es el radio de transporte, el cual está en función de las velocidades en el espacio anular del fluido de perforación y de la velocidad de deslizamiento del recorte. Para este estudio es importante mencionar que los parámetros operacionales fueron definidos en el programa de perforación por tal motivo no fueron variados.

La Tabla 5.1 muestra los resultados correspondientes a las secciones evaluadas.

Sección	OD [pg]	Id [pg]	OD BARR ENA [pg]	Q [gal/min]	ROP [m/h]	Velocidad anular en TP (ft/min)	Velocidad de deslizamiento (Vs) (ft/min)	Radio de transporte (Rt)	Concentración de recortes (Ca)
1	17.75	5	5	800	20	67.53	1.029	0.983	0.47%
4	19.12	5	17.5	600	20	43.143	1.031	0.976	7.65%
5	16.25	5	12.25	520	20	53.292	1.398	0.974	4.34%
6	14.75	5	12.25	520	20	66.160	1.782	0.973	4.34%

Tabla 5.1 Concentración de recortes en el espacio anular

Los estudios realizados en este trabajo determinaron que la concentración de recortes debe ser menor a un 8% en el espacio anular para evitar problemas durante la perforación (tiempos no productivos). La concentración de recortes en las cuatro secciones que arroja el modelo empírico son:

- En la sección 1 es importante resaltar que no existe perforación alguna ya que la evaluación tiene la finalidad de analizar el transporte de recortes en el conductor marino. En esta sección la concentración de recortes es de 0.47%, esto se debe al i gasto de 800 [gal/minuto] con el fin de incrementar la velocidad anular, ya que el espacio anular creado entre el conductor marino y la tubería de perforación es muy grande.
- En la sección 4 la concentración de recortes se incrementa en un 7.66%, debido al tamaño de la barrena y al gran espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, además, de la reducción del gasto de bombeo, causante de una velocidad anular menor a la etapa anterior. El gasto de bombeo se redujo debido a que el gasto excesivo incrementaría la velocidad anular del fluido y las velocidades de penetración, lo que causaría inestabilidad del pozo y derrumbes para el tipo de formación.
- En la sección 5 y 6 la concentración de recortes es de 4.34%, aquí los parámetros de gasto y velocidad de penetración no afectan tanto como la velocidad de deslizamiento de la partícula, que se incrementó debido al tamaño del recorte.

Si la velocidad del fluido es mayor que la velocidad de deslizamiento de los recortes, habrá una velocidad neta de recortes hacia arriba del espacio anular. La velocidad a la que los recortes se acumulan en el espacio anular está en función de la velocidad neta y de la velocidad a la que se producen recortes (una función del tamaño de la barrena y la velocidad de penetración). Por lo tanto el valor ideal para evitar una concentración de recortes en el radio de transporte es 1.

5.2 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

Otro factor importante en la limpieza de pozos es el control de la densidad equivalente de circulación, la cual depende de la densidad del fluido de perforación y de las caídas de presión en el sistema. De tal forma que la densidad equivalente de circulación estará en función del diseño de tubería, el gasto, las propiedades del fluido, la velocidad de bombeo, y debe de planear afina de controlar los incrementos de una DEC excesiva que pueda fracturar la formación y generar pérdidas de fluido.

La predicción de la densidad equivalente de este caso en estudio está limitada debido a falta de información del sistema de circulación y la composición de fluido, que nos limitan a predecir de una manera exacta las pérdidas de presión en el sistema y la predicción de las densidades del fluido de perforación en función de la presión y temperatura.

De tal forma que el cálculo de la densidad equivalente de circulación en este caso de estudio se predice solo en función de las caídas de presión en la tubería de perforación y lastra barrenas y de una densidad del fluido constante.

En la tabla 5.2 podemos observar que la densidad equivalente de circulación tiene una variación mínima en las 4 secciones que se debe en parte a las limitaciones mencionadas anteriormente.

La ventana de operación del pozo en estudio, se ilustra en la figura 5.2.1. El cual muestra el control de la densidad equivalente. La línea azul representa el gradiente de presión de poro y la line verde el gradiente de fractura.

Sección	Fluido	ρ fluido [gr/cm ³]	Δp espacio anular en TP (psi)	Δp Dc (psi)	Δp total (psi)	DEC (gr/cm ³)
1	Convencional 1	1.20	8.89	0.00	8.89	1.20410
	Convencional 2	1.20	4.94	0.00	4.94	1.20228
	Reología plana 1	1.20	15.05	0.00	15.05	1.20693
	Reología plana 2	1.20	9.91	0.00	9.91	1.20457
4	Convencional 1	1.20	6.04	0.83	6.87	1.20182
	Convencional 2	1.20	3.46	1.01	4.48	1.20119
	Reología plana 1	1.20	6.43	1.80	8.23	1.20218
	Reología plana 2	1.20	4.11	1.17	5.29	1.20140
5	Convencional 1	1.20	9.39	1.80	11.18	1.20224
	Convencional 2	1.20	2.91	2.03	4.94	1.20099
	Reología plana 1	1.20	8.58	5.39	13.97	1.20280
	Reología plana 2	1.20	4.61	3.03	7.64	1.20153
6	Convencional 1	1.20	20.15	3.84	23.99	1.20380
	Convencional 2	1.20	8.62	6.49	15.11	1.20239
	Reología plana 1	1.20	14.94	10.54	25.48	1.20404
	Reología plana 2	1.20	8.29	5.74	14.03	1.20222

Tabla 5.2 Densidad equivalente de circulación.

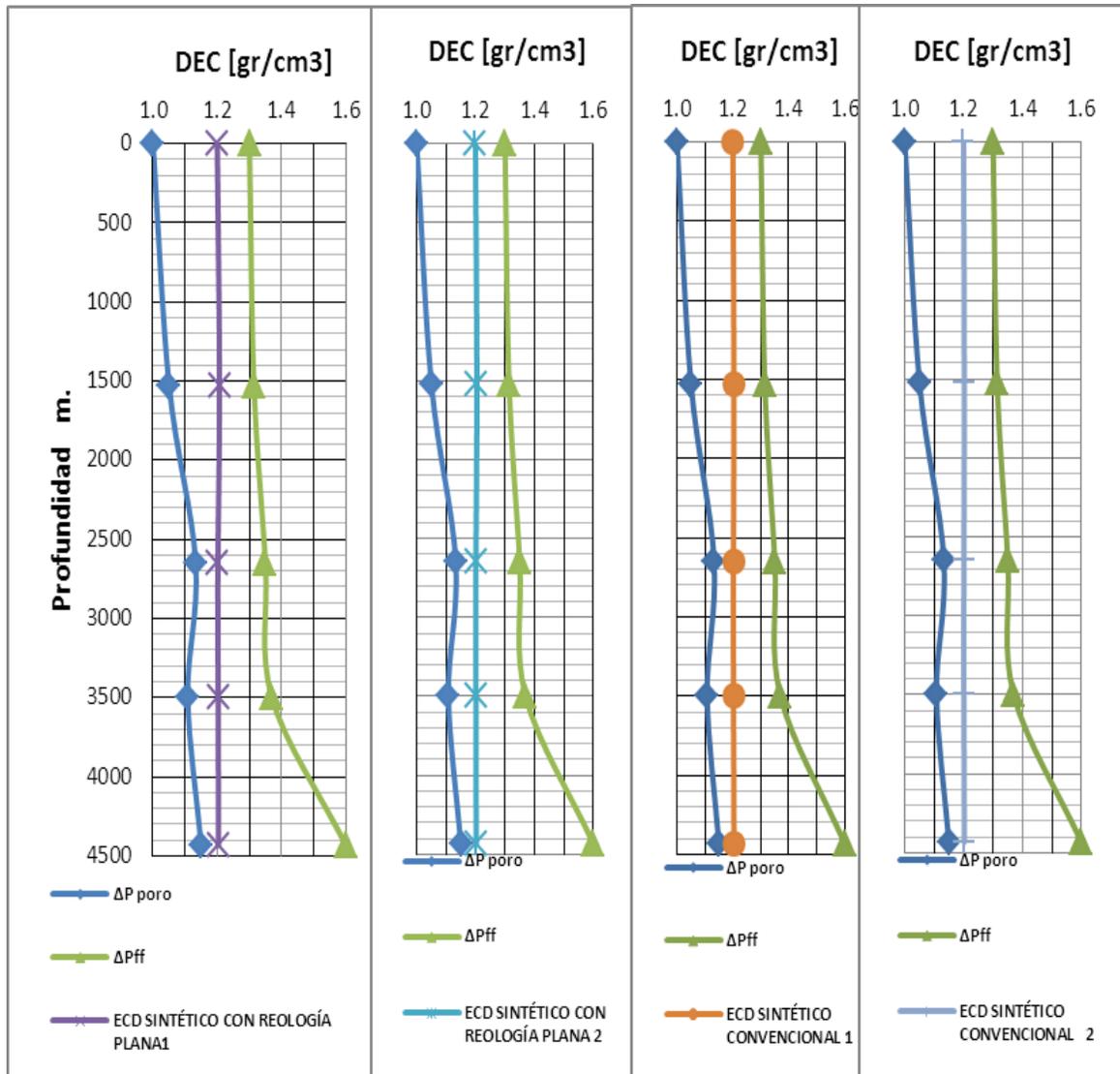


Fig. 5.2.1 Densidad equivalente de circulación de los fluidos de perforación.

Estos resultados son una predicción, pero en la práctica es recomendable monitorear la densidad del fluido de perforación, ya que material de derrumbe, recortes, contaminación del fluido, presión altas y temperatura bajas y altas afectan la densidad del fluido, provocando cambios en la densidad equivalente de circulación que pueden generar problemas en la integridad del pozo.

5.3 ÍNDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO

Las variables de estudio para el cálculo del Índice de capacidad de acarreo (limpieza del pozo) son densidad del fluido de perforación, la velocidad anular y la viscosidad del fluido de perforación. Pero debido a que la función principal de la densidad de un fluido de perforación es mantener los fluidos propios del yacimiento dentro del agujero, y además de que debe ser suficiente para promover la estabilidad del pozo mientras se está perforando, descartaremos un incremento de la densidad, a menos que sea necesario en nuestra venta de operación. De tal forma que la limpieza de pozo de este caso de estudio estará en función del índice de consistencia “k”. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Sección	Fluido	Viscosidad plástica PV (cp)	Punto de cedencia (lbf/100 ft ²)	Comportamiento de flujo (n)	Índice de consistencia (k)	Velocidad anular (ft/min)	Índice de capacidad de acarreo (CCI)
1 @ 4 °C y 2000 psi	Convencional 1	116.00	30.00	0.84	0.76	67.53	0.62
	Convencional 2	119.00	12.00	0.93	0.39	59.09	0.32
	Reología plana 1	52.00	49.00	0.60	2.41	59.09	1.95
	Reología plana 2	65.00	38.00	0.71	1.27	59.09	1.02
4 @ 35 °C y 4000 psi	Convencional 1	65.00	23.00	0.80	0.61	43.14	0.32
	Convencional 2	48.00	27.00	0.71	0.88	43.14	0.45
	Reología plana 1	45.00	41.00	0.61	1.95	43.14	1.01
	Reología plana 2	39.00	29.00	0.65	1.15	43.14	0.60
5 @ 50 °C y 6000 psi	Convencional 1	51.00	15.00	0.83	0.38	53.29	0.25
	Convencional 2	41.00	18.00	0.76	0.51	53.29	0.33
	Reología plana 1	33.00	39.00	0.54	2.42	53.29	1.55
	Reología plana 2	31.00	25.00	0.64	1.07	53.29	0.68
6 @ 70 °C y 8000 psi	Convencional 1	57.00	16.00	0.83	0.41	66.16	0.32
	Convencional 2	40.00	30.00	0.65	1.20	66.16	0.95
	Reología plana 1	37.00	44.00	0.54	2.75	66.16	2.18
	Reología plana 2	17.00	23.00	0.51	1.66	66.16	1.31

Tabla 5.3.1 Evaluación de la limpieza del pozo.

En el capítulo II se hizo mención que valores menores a 0.3 muestra una mala eficiencia de limpieza y valores mayores y cercanos a 1, muestra una buena limpieza.

Los valores que se obtuvieron del índice de capacidad de acarreo (CCI) en la tabla de resultados nos indican que los fluidos con reología plana demuestran el mejor comportamiento reológico a altas presiones y temperaturas así como una mejor predicción de buena limpieza en el pozo.

El fluido con reología plana número 1 predice el mejor comportamiento de limpieza ya que el índice de acarreo sobrepasa la unidad en las cuatro secciones y sobrepasa las 2 unidades en la última sección debido a que al disminuir el espacio anular, aumenta con ello su velocidad. El fluido con reología plana número 2 generó índices muy próximos a la unidad en las primeras tres secciones pero rebasó la unidad en la última sección por la disminución de espacio anular. Tabla 5.3.1

De los resultados de viscosidad plástica, punto de cedencia, comportamiento de flujo “n” e índice de consistencia “k” que se muestra en la tabla 5.3.1 se obtuvieron las gráficas que se muestran en la fig. 5.3.1 y 5.3.2. En estas podemos observar la variación de la reología en función de la presión y temperatura que se presenta en el caso de estudio debido a la profundidad. Las líneas verdes y moradas son

La viscosidad plástica y punto de cedencia son parámetros importantes para determinar el comportamiento de flujo “n” y el índice de consistencia “k”. Las gráficas que se muestran en la fig. 5.3.2 permiten ver que con el uso de fluidos con reología plana a temperaturas bajas los cambios de Viscosidad plástica y Punto de Cedencia del fluido no son tan excesivos como los fluidos sintéticos convencionales y los parámetros reológicos en la parte inferior del agujero a altas temperaturas no disminuyen a niveles peligrosos. En general las viscosidades plásticas bajas y puntos de cedencia mayores generan valores buenos en el índice de consistencia “k” que ayudan a proveer una buena limpieza de pozo.

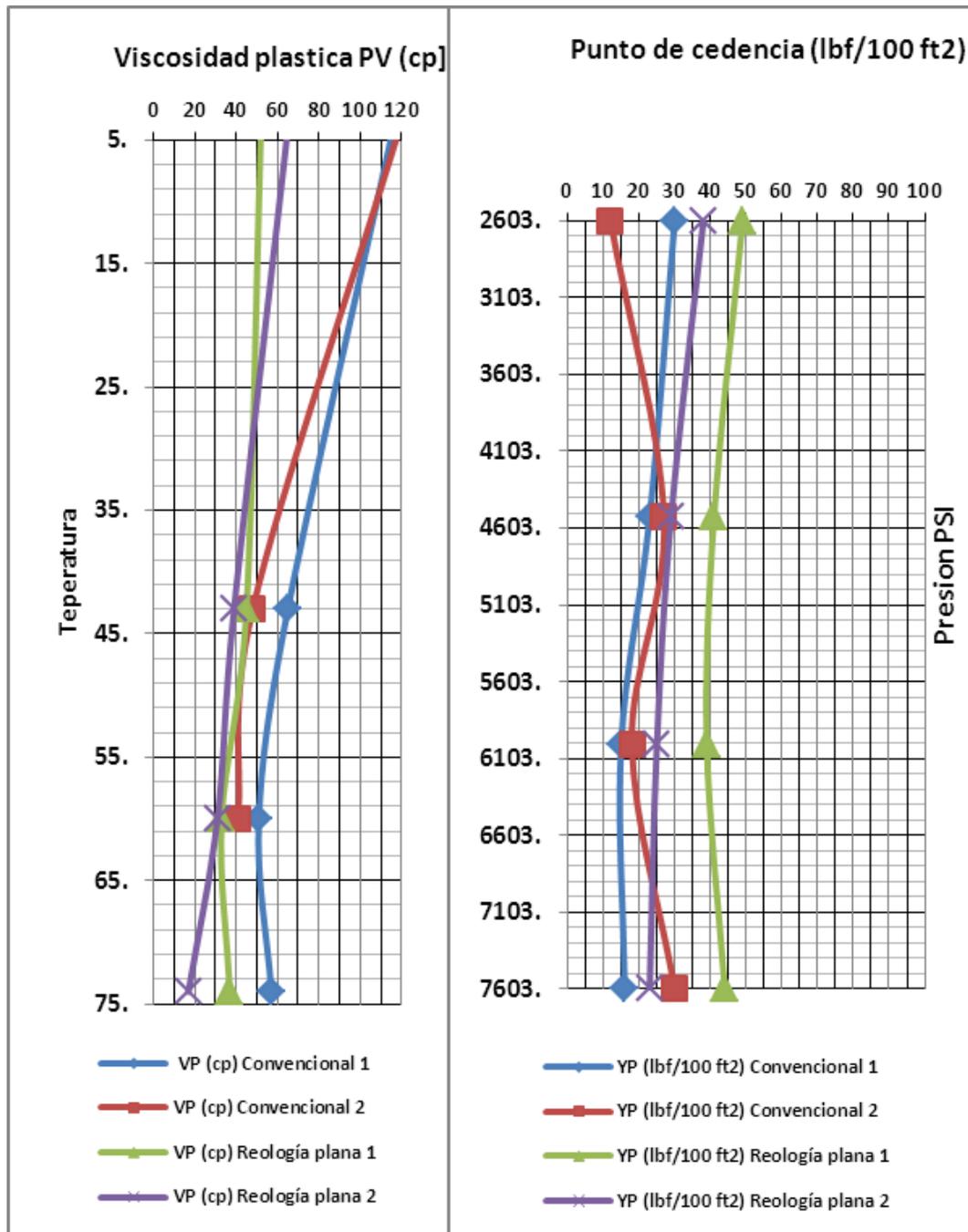


FIG.2.5. 1 Comportamiento de viscosidad plástica y punto de cedencia para cada muestra.

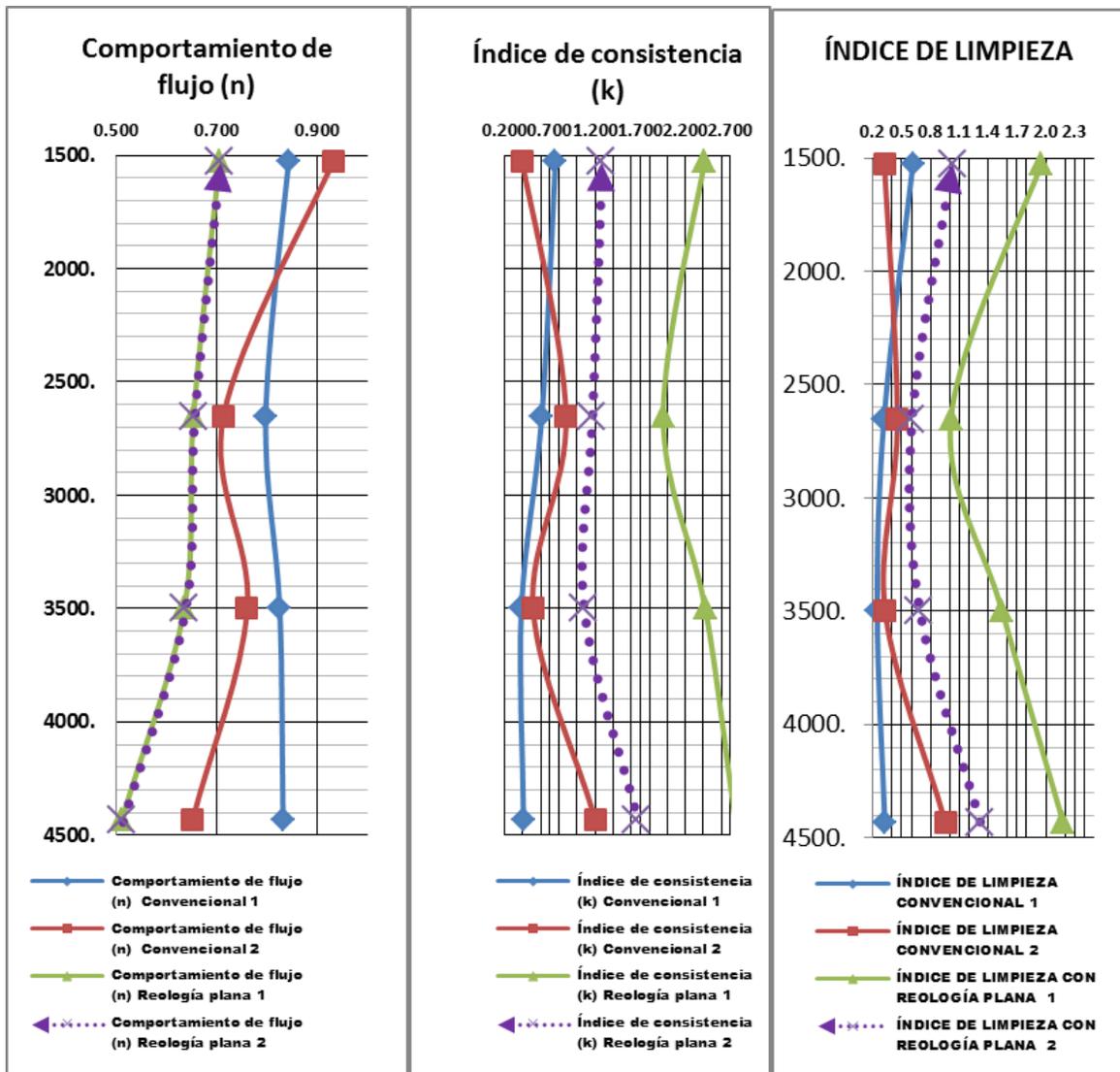


FIG. 5.3.2 Comportamiento de la reología para cada muestra.

En general la limpieza con fluidos sintéticos con Reología plana, predice mejor comportamiento que los fluidos convencionales debido a que los valores del índice de consistencia “k” son mayores para los fluidos con Reología plana. También pudimos observar que a menores valores del comportamiento de flujo n se obtienen valores mayores k ya que está en función de n.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dadas las condiciones que presenta el caso de estudio y las pruebas de simulación de limpieza que fueron aplicadas para evaluar el comportamiento de los fluidos sintéticos, se concluye lo siguiente:

- I. Para la limpieza de pozos verticales en aguas profundas los parámetros críticos que debemos considerar durante la perforación de pozos en aguas profundas son:
 - Los perfiles de gradiente de formación de fractura y de la densidad equivalente de circulación, los cuales deben ser bien definidos, ya que forman una parte significativa de la base de planeación y ejecución del pozo.
 - la selección adecuada del fluido de perforación, la reología del fluido y el diseño de parámetros operaciones de perforación tales como Velocidad anular, gasto de bombeo y velocidad de penetración que ayuden a optimizar la limpieza del pozo
- II. Se mostro la utilidad del modelo empírico API RP13D para la predicción de la limpieza de pozos verticales, mediante el programa de macros en Excel diseñado para este trabajo. Este modelo considera la mayor cantidad de variables y parámetros de perforación, lo que se puede mejorar el desempeño de la perforación y del pozo, ya que es posible planear y ejecutar un programa de limpieza de pozos Verticales.
- III. El fluido de perforación sintético que presento los mejores índices de limpieza son los fluido con reología plana numero, ya que exhibe Mejores propiedades reológicas a temperaturas bajas y altas presiones y temperaturas.

Como era de esperarse y basándonos en la teoría, los fluidos sintéticos con reología plana proporcionan propiedades reológicas, que son independientes de la

temperatura y presión, especialmente en la Viscosidad plástica y punto de cedencia. Esto proporciona una clara indicación de que estos fluidos funcionaran en un amplio intervalo de temperaturas, incluyendo el fondo del mar, el fondo del pozo y las temperaturas de la línea de flujo, ya que se logra mantener propiedades del lodo constantes bajo temperaturas circulantes en el fondo del pozo en aguas profundas.

Sin embargo para calcular el índice de capacidad de acarreo, que es el indicador de una buena o mala limpieza, tendremos que cuidar otros aspectos relacionados con el tamaño y forma de recortes, velocidad de flujo, espacio anular y algo muy importante las buenas prácticas en las actividades de perforación dentro las que recomendamos:

- La planeación y ejecución del diseño del pozo, con el objetivo de entender los riesgos, el qué, por qué, y cómo lograr buenos resultados en las operaciones de la limpieza de pozos y lograr un plan claro y conciso sobre la limpieza del pozo que deberá estar preparado antes de perforar el pozo y actuar conforme a lo que se acorde en todos los niveles
- El monitoreo de la perforación del pozo en tiempo real y la interpretación de los datos. Es recomendable mantener el control y monitoreo adecuado de la de las propiedades del fluido de perforación
- La predicción de la reología del lodo debe ser considerada explícitamente como una función de la temperatura y presión.
- Controlar el gasto de bomba a niveles mínimos que garantizarán la limpieza del hoyo pero que evitaran excesivos incrementos de la densidad equivalente de circulación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mortis, G. “*Options to Produce Deepwater Oil Gas to Proliferate*” Oil and gas Journal 97, N° 50, (December 13, 1999), pp. 69-72.
2. NPC North American Resource Development Study “*Subsea Drilling Well Operations and Completions*”, Offshore Operations Subgroup of the Operations & Environment Task Group. September 15, 2011, pp. 2-11.
3. L. Sonia y P. Victor “*Perforación Avanzada*”, UNEFA, Bolivia, 2006, Pág. 26.
4. Bhattacharjee A., Sharma DR. V., “*Planning for HPTH well in Mumbai Offshore*” Institute of Drilling Technology, September 2011 N. 248001, Dehadrum.
5. H. Mairs, J. Smith, R. Melton, “*Environmental effects of cuttings Associated with Non-Aqueous fluids*”, Draft document IBM SHE technical Committee, Diciembre 13 de 1999.
6. Baker Hughes Manual. “*Drilling Fluids Reference*”, Baker Hughes. Fundamentals of Drilling Fluids.
7. American Petroleum Institute. “*API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids*” 2009-10-05.

8. M. Q. Abdullah, Md. Amanullah. *“Prediction of Hole Cleaning Efficiency Using a Simple, User Friendly and Better Performing Simulation Model”*, Saudi Aramco Journal Technology, April 2010, SPE 136911-MS, page. 61.
9. Shell E. & P. *“Hole Cleaning Best Practices Quick Guide”*, K & M Technology Group, April 2003.
10. O.C.T.G, Scotland Consultancy Ltd. *“ABC of Hole Cleaning”*, O.C.T.G. Procter Consultancy Ltd, first Ed. March 2000, pp. 3-7.
11. Engineering Department, *“Drilling. & Workover”*. Drilling manual Saudi Aramco, June 2006 pp. 515-516.
12. J.M. Peden, J.T. Ford & Oyeneyin. *“Comprehensive Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Wells Including the Effects of Rotation and Eccentricity”*, Netherlands papers SPE 20925, October 1990, pp. 22-24.
13. R.S. Carden, R.D. Grace. *“Horizontal & Directional Drilling”*; Petro skills, LLC. & company, first ed., 2006, pp. 166-167.
14. Y. Peysson. *“Solid Liquid Dispersions in Drilling and Production”*, Oil & Gas Science and Technology Institute French of petroleum, Vol. 59 2004, pp. 11-21.
15. V. C. Kelessidis, G. E Mpandelis. *“Flow Patterns an Minimum Suspension Velocity for Efficient Cuttings Transport in Horizontal Well in Coiled tubing Drilling”*, SPE 81746, April 2003.
16. B & H; *“Drilling fluid reference Manual”*, Drilling Fluids Department Baker & Huges, third ed., February 2005.
17. Yuejin, Luo. *“Non- Newtonian Annular Flow and Cuttings Trasport trough Drilling Annulus at various Angles”*, Department of Petroleum Engineering Heriot-Watt University Edinburgh, October 1988, U.K. pp. 107-124.

18. ASME. *“Drilling Fluids Processing Handbook”*. Gulf Professional Publishing , 2005, pp. 35-45.
19. McLean, Wilde A., Zamora M., Rafferty M., *“The Top 10 Mud-Related Concerns in Deep-water Drilling Operations”*, AADE-10-DF-HO-04. 2010.
20. Ozbayoglu M.E., *“Pipe-Rotation Effect on Hole Cleaning for Water-Based Drilling Fluids in Horizontal and Deviated Well”*, Middle East Technical University. SPE 114965, November 2008.
21. Iain M., Rambow F.K., Arasteh M., *“Real-Time Formation Integrity Tests Using Downhole Data”*, SPE 59123, November 2008.
22. Lenamond C., *“A Graphical Hole Monitoring Technique to Improve Drilling in High-Angle and Inclined Deepwater Wells in Real-Time”*, AADE-03-NTCE-24, 2003.
23. Frederick B. Growcock and Arvind D. Patel, *“The Revolution in Non-Aqueous Drilling Fluids, American Association of Drilling Engineers”*, AADE-11-NTCE-33, April 20011.
24. International Association of Oil & Gas Producers, *“Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations”*. Report No. 342. May 2003.
25. OCS Study, *“Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids”*, U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS, MMS 2000-064.
26. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association *“Drilling fluids and health risk management”* Health Committee by the Drilling Fluids Task Force. OGP/IPIECA, 2009.

27. J. Lee; J. Friedheim; B. Toups; E. van Oort. *“A New Approach to Deepwater Drilling Using SBM with Flat Rheology”*, AADE-04-DF-HO-37, Shell E&P Co.
28. Jacques Whitford Stantec Limited, *“Cuttings Treatment Technology Evaluation”*, Environmental Studies Research Funds Report No. 166, July 2009.

LISTA DE FIGURAS

FIG. 1.2.1.a	Estimación de reservas de hidrocarburos en Aguas Profundas a nivel mundial.....	4
FIG. 1.2.1.b	Evolución de los equipos de perforación y producción.....	5
FIG. 1.2.1.1.a	Proceso para conectar el conductor marino al cabezal del pozo.....	6
FIG. 1.2.1.1.b	Perforación en Aguas Profundas.....	7
FIG. 1.2.1.2	Sistema de circulación del lodo de perforación.....	8
FIG. 1.2.1.4.	Perforación con conductor marino.....	10
FIG. 2.1.1.	Recortes.....	22
FIG. 2.1.2	Sólidos finos.....	23
FIG. 2.1.3	Material de derrumbe.....	24
FIG. 2.1.7.	Suspensión de Sólidos.....	26
FIG. 2.2.	Transporte de recortes durante la perforación en Aguas Profundas.....	27
FIG. 2.2.2	Avalanchas de cama de recortes.....	29
FIG. 2.2.4	Transporte de recortes en Pozos Verticales.....	30
FIG. 2.2.5	Trasporte de recortes en Pozos Desviados.....	31
FIG. 2.2.6	Transporte de recortes en el Conductor Marino.....	32

FIG. 2.3.5	Rotación de la tubería de perforación.....	38
FIG. 2.6.	Prácticas para una buena limpieza del pozo.	45
FIG. 3.1.	Composición típica de los fluidos de perforación de pozos.....	54
FIG. 3.5.1	Concepto de reología plana.....	66
FIG. 3.5.3.	Ejemplo de selección de secciones en el pozo.....	68
FIG. 3.7.1.	Circulación del fluido de perforación durante la perforación del pozo.....	76
FIG. 3.7.2	Diagrama de flujo esquemático que muestra la separación de recortes de los fluidos de perforación y las opciones para la eliminación de recortes de perforación.....	77
FIG. 3.7.1. A	Ejemplo del sistema de control de sólidos para fluidos no acuosos que incluye un tratamiento secundario de secado vertical para los recortes.....	78
FIG. 3.7.1. B	Ejemplo de recortes que han sido procesados a través del secador de recortes.....	80
FIG. 4.1	Estado mecánico.....	87
FIG. 4.2.1.	Densidad equivalente de circulación de las muestras.....	88
FIG. 4.3.1.1	Ventana de inicio.....	91
FIG. 4.3.1.2.	Menú del programa empleado.....	91
FIG. 4.3.1.3	Información del fluido.....	92
FIG. 4.3.1.4	Forma de insertar la Información manualmente.....	93
FIG. 4.3.1.5	Información del fluido.....	94
FIG. 4.3.1.6	Ventana de información adicional.....	94
FIG. 4.3.2. 1	Diagrama de flujo para determinar la concentración de recortes.....	96

FIG. 4.3.2. 2	Diagrama de flujo para determinar la concentración de recortes.....	97
FIG. 4.3.2.3	Índice de acarreo de recortes.....	98
FIG. 2.5. 1	Comportamiento de viscosidad plástica y punto de cedencia para cada muestra.....	111
FIG. 5.3.2	Comportamiento de la reología para cada muestra.....	112

LISTAS DE TABLAS

Tabla 2.1.1.	Ejemplo de configuración de recortes.....	23
Tabla. 3. 2	Clasificación de fluidos base no acuosa.....	55
Tabla 3.3	Evolución de los fluidos base no acuosa.....	60
Tabla 3.5.2	Configuración típica de fluido base sintética.....	67
Tabla 3.5.3.	Ejemplo de una matriz de prueba con rangos de temperatura y presión.....	69
Tabla 3.5.3.1	Ejemplo de una matriz de mediciones en el viscosímetro para una sección pozo.....	69
Tabla 3.5.3.2.	Cálculo de parámetros reológicos para una sección de pozo.....	70
Tabla 3.5.6.	Constantes para fluidos.....	74
Tabla 4.1.a	Información de pozo.....	85
Tabla 4.1.b	Configuración de sarta de perforación.....	85
Tabla 4.2. 1.	Lecturas del viscosímetro para los fluidos convencionales.....	89
Tabla 4.2. 2.	Lecturas del viscosímetro para los fluidos de reología plana.....	89
Tabla 4.3.3.1.	Parámetros necesarios para evaluar la limpieza del pozo con fluidos sintéticos convencionales.....	99

Tabla 4.3.3. 2	Parámetros necesarios para evaluar la limpieza del pozo con fluidos sintéticos de reología plana.....	100
Tabla 4.3.3.3	Evaluación de densidad equivalente de circulación en el pozo.....	101
Tabla 4.3.3.4.	Evaluación de densidad equivalente de circulación en el pozo.....	101
Tabla 4.3.3.5.	Evaluación de limpieza del pozo con reología convencional.....	102
Tabla 4.3.3.6.	Evaluación de limpieza del pozo con reología plana.....	103
Tabla 5.1	Concentración de recortes en el espacio anular.....	104
Tabla 5.2	Densidad equivalente de circulación.....	107
Tabla 5.2.1.	Densidad equivalente de circulación de los fluidos de perforación	108
Tabla 5.3.1	Evaluación de la limpieza del pozo.....	109

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	UNIDADES	MÚLTIPLO DE CONVERSIÓN	UNIDAD SI
a ₁	Corrección de densidad	lbm/gal	1.1983E+02	kg/m ³
a ₂	Corrección de densidad	lbm/gal/°F	2.1569E02	kg/m ³ /°C
b ₁	Corrección de densidad	lbm/gal/psi	1.7379E-02	kg/m ³ /(Pa)
b ₂	Corrección de densidad	lbm/gal/psi/°F	3.1283E-02	kg/m ³ /(Pa)/°C
c ₁	Corrección de densidad	lbm/gal/psi ²	2.5206E-06	kg/m ³ /(Pa) ²
c ₂	Corrección de densidad	lbm/gal/psi/°F	4.537E+06	kg/m ³ /(Pa) ² /°C
c _a	Vol. De Recortes in-situ	Fracción decimal	-	
CCI	Capacidad de acarreo	-	-	
C _f	Compresibilidad fluido	(lbf/in ²) ⁻¹	6.894E+03	(Pa) ⁻¹
d _b	Diámetro de la barrena	in	2.54E+01	mm
d _c	Diámetro del recorte	in	2.54E+01	mm
d _h	Diámetro del hoyo	in	2.54E+01	mm
d _i	Diámetro interno tubería	in	2.54E+01	mm
d _p	Diámetro externo tubería	in	2.54E+01	mm
D _{td}	Profundidad total	ft	3.048E-01	m
D _{tvd}	Profundidad vertical verd	ft	3.048E-01	m
D _v	Profundidad vert. interés	ft	3.048E-01	m
D _w	Profundidad del agua	ft	3.048E-01	m
ΔD _v	Cambio profundidad vert	ft	3.048E-01	m
DEC	Densidad equivalente de circulación	lbm/gal	1.198264E+02	kg/m ³
f _{lam}	Factor de fricción laminar	Adimensional		
F _{po}	Fuerza de la bomba	lb _f	4.448222E+00	
f _{trans}	Factor de fricción transicional	Adimensional	-	Adimensional
f _{turb}	Factor de fricción turbulento	Adimensional	-	Adimensional

g	Aceleración de gravedad	32.152 ft/s ²	32.152 ft/s ²	m/s ²
h	Altura del recorte	in		m ²
K	Factor de consistencia	Lb _f s ⁿ /100ft ²	4.78803E-01	Pa*s ⁿ
K ₁	Viscosidad ley de potencias	cP	1.0E-03	Pa*s ⁿ
K _p	Factor de consistencia	Lb _f s ⁿ /100ft ²	4.78803E-01	Pa*s ⁿ
L	Longitud	ft	3.048-01	m
n _p	Índice de comportamiento de flujo	Adimensional	-	Adimensional
N _{Re}	Numero de Reynolds	Adimensional	-	Adimensional
NABS	Sistemas de fluidos de perforación base no acuosa	-	-	-
P	Presión	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _a	Perdida de presión anular	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _b	Perdida de presión barrena	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _{bh}	Presión en fondo de pozo	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _c	Presión en el casing	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _f	Presión de formación	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _{ha}	Presión hidrostática anular	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
P _{max}	Presión máxima en la bomba	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
ΔP	Gradiente de presión	lb _f /in ²	6.894757E+00	kPa
PWD	Presión medida durante la perforación	lbf/in2	6.894757E+00	kPa
PV	Viscosidad plástica	cP	1.03E-03	Pa*s
Psi	Presión, libra por pulgada cuadrada	-	-	-
Q	Gasto de flujo	gal/min	6.309E-02	dm ³ /s
Q _c	Gasto critico de flujo	gal/min	6.309E-02	dm ³ /s
R	Radio de punto de cedencia	Adimensional	-	Adimensional
R ₁₀₀	Lectura del viscosímetro a 100 r/min	°deflexión	-	°deflexión
R ₂₀₀	Lectura del viscosímetro a 200 r/min	°deflexión	-	°deflexión
R ₃	Lectura del viscosímetro a 3 r/min	°deflexión	-	°deflexión
R ₃₀₀	Lectura del viscosímetro a 300 r/min	°deflexión	-	°deflexión
R ₆	Lectura del viscosímetro a 6 r/min	°deflexión	-	°deflexión
R ₆₀₀	Lectura del viscosímetro a 600 r/min	°deflexión	-	°deflexión
ROP	Velocidad de penetración	ft/h	3.048E-01	m/h
RT	Radio de transporte	Adimensional	-	Adimensional
T	Temperatura	°F	(°F-32)/1.8	°C
T ₀	Temperatura de superficie	°F	(°F-32)/1.8	°C
T _{bhc}	Temperatura de circulación en el pozo	°F	(°F-32)/1.8	°C
T _{bhs}	Temperatura estática en pozo	°F	(°F-32)/1.8	°C
T _{fi}	Temperatura de flujo	°F	(°F-32)/1.8	°C
t _g	Gradiente geotérmico	°F/100ft	(°F-32)/1.8	°C/30.48 m

t_{gw}	Gradiente geotérmico de agua	°F/100ft	(°F-32)/1.8	°C/30.48 m
TI	Índice de transporte	-	-	-
T_{ml}	Temperatura en línea de lodo	°F	(°F-32)/1.8	°C
V	Velocidad	ft/min	5.08E-03	m/s
Va	Velocidad en flujo anular	ft/min	5.08E-03	m/s
Vc	Velocidad crítica	ft/min	5.08E-03	m/s
Vds	Velocidad en tubería	ft/min	5.08E-03	m/s
VOI_{base}	Fracción de volumen de fluido base	Vol%	-	Vol%
VOI_{brine}	Fracción de volumen de arcilla	Vol%	-	Vol%
VOI_{ds}	Factor de volumen de sólidos de perforación	Vol%	-	Vol%
VOI_{water}	Fracción de volumen de agua	Vol%	-	Vol%
Vs	Velocidad de deslizamiento de recortes	ft/min	5.08E-03	m/s
WBS	Sistemas de fluidos base acuosa	-	-	-
YP	Punto de cedencia	lb _f /100ft ²	4.7880E-03	Pa
γ	Tasa de corte	s ⁻¹	-	s ⁻¹
μ	Viscosidad	cP	1.03E-03	Pa*s
μ_e	Viscosidad aparente	cP	1.03E-03	Pa*s
ρ	Densidad del fluido	lbm/gal	1.198264E+02	Kg/m ³
ρ_a	Densidad del fluido en espacio anular	lbm/gal	1.198264E+02	Kg/m ³
ρ_{base}	Densidad de fluido base	g/cm ³	1.00E-03	Kg/m ³
ρ_{brine}	Densidad de arcilla	g/cm ³	1.00E	Kg/m ³
ρ_c	Densidad de la partícula	g/cm ³	1.00E	Kg/m ³
ρ_s	Densidad del fluido en superficie	lbm/gal	1.198264E+02	Kg/m ³
ρ_{solids}	Densidad de sólidos	g/cm ³	1.198264E+02	Kg/m ³
ρ_{total}	Densidad total	g/cm ³	1.198264E+02	Kg/m ³
τ	Esfuerzo cortante	lb _f /100ft ²	4.78802E-01	Pa
τ_s	Esfuerzo cortante de la partícula	lb _f /100ft ²	4.78802E-01	Pa

GLOSARIO

A

ADITIVO (ADDITIVE): 1. En general, sustancia que se agrega en pequeñas cantidades a grandes cantidades de otra sustancia para cambiar alguna característica de ésta. En la industria petrolera, los aditivos se usan en aceites lubricantes, combustibles, fluidos de perforación y cementación de tuberías de revestimiento.

AGUJERO DESCUBIERTO (OPEN HOLE): 1. Cualquier pozo que no tiene tubería de revestimiento 2. La porción del pozo que no está ademada.

AGUJERO VERTICAL (STRAIGHT HOLE): Agujero perforado verticalmente. El ángulo de desviación es restringido y no debe cambiar bruscamente; no más de 30 por cada 30 m (100 pies).

API. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: Instituto Americano del Petróleo.

ARCILLA (CLAY): Material cristalino fino de silicatos hidratados resultante de la descomposición de rocas feldespáticas.

B

BARITA (BARITE): Sulfato de bario, $BaSO_4$; Mineral frecuentemente usado para incrementar el peso o la densidad del lodo de perforación. Su densidad relativa es de 4.2.

BASE (BASE): Sustancia capaz de reaccionar con un ácido para formar una sal. Una base típica es el hidróxido de sodio (cáustico), NaOH. Por ejemplo, el hidróxido de sodio se combina con el ácido clorhídrico para formar cloruro de sodio (una sal) y agua; esta reacción se escribe como sigue: $Na OH + HCl = NaCl + H_2O$

BENTONITA (BENTONITE): Arcilla coloidal compuesta principalmente por montmorillonita, que se hincha cuando se moja. Debido a sus propiedades para hacerse gelatinosa, la bentonita es uno de los componentes principales del lodo de perforación.

BOMBA DE LODO (POWER—DRIVEN MUD PUMP): Bomba reciprocante empleada para circular fluidos de perforación, operada por manivelas y bielas impulsadas por el cigüeñal movido por un motor eléctrico o de combustión interna. Puede ser duplex (con dos cilindros) o triplex (con tres cilindros). Muchas tienen pistones de doble acción, pero algunas tienen pistones de simple acción.

C

CENTIPOISE (CENTIPOISE): La centésima parte de un poise.

CIRCULACIÓN (CIRCULATION): El movimiento del fluido de perforación desde las presas de lodo, a través de la sarta de perforación y el espacio anular, regresando de nuevo a las presas.

COLUMNA HIDROSTÁTICA (HYDRAULIC HEAD): Fuerza ejercida por una columna de líquido, expresada por la altura de líquido sobre el punto en el cual se mide la presión. Aunque el término columna se refiera a una distancia o altura, se emplea para expresar una presión, debido a que la fuerza de la columna del líquido es directamente proporcional a su altura.

D

DARCY (DARCY): Unidad de medida de la permeabilidad. Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando un líquido con un centipoise de viscosidad lo atraviesa por una sección transversal de 1 cm^2 , en una longitud de un centímetro, a un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$, bajo un gradiente de presión de una atmósfera. La permeabilidad de las rocas de los yacimientos es generalmente tan bajo que se mide en milidarcies.

DENSIDAD (DENSITY): Masa o peso de una sustancia por unidad de volumen. Por ejemplo, la densidad de un fluido de perforación puede ser de 1198.2 Kg/m^3 , o 74.8 lb/pe^3 , o 10 lb/gal .

DERRUMBE (CAVING): Derrumbe de las paredes del pozo.

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (DEC): Densidad efectiva a cualquier profundidad, creada por la suma de la presión hidrostática y la pérdida de presión anular.

DESARENADOR (DESANDER): Dispositivo centrífugo que remueve la arena del fluido de perforación con el fin de prevenir la abrasión de las bombas. Puede operarse mecánicamente o por una rápida corriente de fluido dentro de un recipiente cónico especial, en cuyo caso algunas veces se conoce como hidrociclón.

DIESEL (DIESEL FUEL): Mezcla de hidrocarburos ligeros empleada en máquinas diesel, similar al aceite combustible de los hornos; tiene un rango de ebullición más bajo que la querosena.

E

EMULSIÓN (EMULSION): Mezcla en la cual un líquido, denominado fase dispersa, se distribuye uniformemente (generalmente como glóbulos diminutos) en otro líquido, denominado fase continua o medio dispersante. En una emulsión aceite-agua, el aceite es la fase dispersa y el agua es el medio de dispersión; en una emulsión agua-aceite es lo contrario. Las emulsiones agua-aceite, producto típico de pozos de aceite, también se emplean como fluido de perforación.

EQUIPO MARINO (OFFSHORE RIG): Cualquiera de los tipos distintos de estructuras de perforación diseñadas para perforar pozos en océanos, mares, bahías, golfos, etc. Los equipos marinos incluyen plataformas, equipos autoelevables, semisumergibles, y barcos de perforación.

ESPACIO ANULAR (ANNULAR SPACE): 1. Espacio que rodea a un objeto tubular que está dentro de un cilindro. 2. En los pozos, es el espacio entre la tubería de perforación o la de ademe y el agujero u otra tubería de ademe y entre la tubería de producción y la de ademe.

ESTRATO (BED): Capa o lecho específico de tierra o de roca, que presenta características propias diferentes a otras capas con otros materiales que pueden encontrarse arriba, abajo o a un lado, de aquélla.

F

FASE CONTINUA (CONTINUOUS PHASE): Líquido en el cual se suspenden partículas sólidas, o en el cual se dispersan gotas de otro líquido, algunas veces llamado fase externa. En una emulsión agua-aceite, el aceite es la fase continua.

FINO (FINE): Fragmento o partícula de roca o mineral que es muy pequeño para considerarse como material de tamaño grueso.

FLUIDO DE PERFORACIÓN (DRILLING FLUID): Fluido circulante cuyas funciones son las de acarrear los recortes de fondo hacia la superficie, enfriar la barrena y contrarrestar la presión de formación. El fluido de perforación más común es una mezcla de barita, arcillas, agua, y aditivos químicos pero también se puede perforar empleando aire, gas, agua y lodo a base de aceite.

FLUJO LAMINAR (LAMINAR FLOW): Flujo uniforme de fluido en el cual no existe el flujo cruzado de partículas fluidas entre líneas adyacentes de corriente.

FLUJO TURBULENTO (TURBULENT FLOW): El flujo de un fluido en un movimiento errático no lineal, provocado por una alta velocidad.

FORMACIÓN (FORMATION): Estrato o depósito compuesto en su totalidad por roca, substancialmente del mismo tipo; una unidad litológica. Cada formación tiene su nombre; frecuentemente como resultado del estudio de un afloramiento de la formación en la superficie y algunas veces basado en fósiles encontrados en ella.

O

G

GEL (GEL): Estado semisólido gelatinoso que toman algunas dispersiones coloidales al estar en reposo. Cuando se agita, el gel se convierte a un estado fluido, Tomar forma de gel asentarse.

GLICOL (GLYCOL): Grupo de compuestos empleados para deshidratar hidrocarburos líquidos o gaseosos, o para inhibir la formación de hidratos. Algunos glicoles comunes son el glicol etileno, glicol dietileno y glicol trietileno.

GRADIENTE DE PRESIÓN (PRESSURE GRADIENT): Escala de diferencias de presión en la cual hay una variación uniforme de ésta de un punto a otro. Por ejemplo, el gradiente de presión de una columna de agua es de alrededor de 0.1 kg/cm^2 por metro de elevación ($0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$). El gradiente normal de presión en una formación es equivalente a la presión ejercida a cualquier profundidad dada por una columna con 10 por ciento de agua salada de la profundidad hasta la superficie: 10.518 kPa/m ó $0.465 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$.

GRADIENTE DE TEMPERATURA (TEMPERATURE GRADIENT): 1. El rango de cambio de la temperatura en el desplazamiento en una dirección dada. 2. El incremento de la temperatura a medida que aumenta la profundidad en un pozo.

GRADIENTE GEOTÉRMICO (GEOTHERMAL GRADIENT): El incremento de la temperatura en la tierra, con el aumento en profundidad. En promedio el gradiente es de 30C por cada 100 m de profundidad (10F por cada 60 pies), pero puede ser considerablemente mayor o menor.

H

HIDRATO (HYDRATE): Compuesto de agua e hidrocarburos que se forman a baja temperatura y baja presión en la recolección, compresión y transportación del gas. Los hidratos se acumulan frecuentemente en cantidades que taponan las líneas de flujo. Tienen la apariencia de nieve o hielo. Hidratarse.

HIDROCARBUROS (HYDROCARBONS): Compuestos orgánicos de hidrógeno y carbón, cuyas densidades, puntos de ignición y congelación se incrementan con el peso molecular. Aunque solamente están constituidos de dos elementos, existe una gran variedad de hidrocarburos, debido a la fuerte afinidad de átomo con otros átomos y con sí mismo. Las moléculas más pequeñas de hidrocarburos son gaseosas; las más grandes son sólidas. El petróleo es una mezcla de una gran variedad de hidrocarburos.

HIDROCARBUROS AROMATICOS (AROMATIC HYDROCARBONS):

Hidrocarburos derivados del benceno o que contienen una cadena de benceno. Muchos tienen olor. Cíclicos o de cadena simple, los hidrocarburos aromáticos son de la serie del benceno (benceno, etilbenceno y tolueno). Los hidrocarburos aromáticos policíclicos incluyen los naftenos y los antracenos.

I

ÍD. (ÍNSIDE DÍAMETER): Diámetro interior.

IMP. Instituto Mexicano del Petróleo.

in. INCH. PG: Pulgada.

in². SQUARE INCH. [pg²]: pulgada cuadrada.

in³. CUBIC INCH. pg³: pulgada cubica.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE): Organización norteamericana petrolera, comercial, fundada en 1920, que fija las normas que deben satisfacer los equipos de perforación y de producción; es reconocida como la más importante en esta labor. Tiene departamento de transportación, refinación y mercados en Washington D. C. y el departamento de producción en Dallas.

K

Kg. KILOGRAM. Kg. kilogramo.

KILOPASCAL. KILOPASCAL: 1000 pascales.

KPa. KILOPASCAL. KPa, KILOPASCAL.

L

Ib. POUND. Ib, LIBRA.

Ib/ft³. POUNDS PER CUBIC FOOT. Lb/pie³. Libras por pie cubico.

LIMPIEZA DEL POZO (WELLBORE SOAK): Tratamiento ácido de limpieza; el ácido se coloca en el pozo y se le deja reaccionar. Es un proceso relativamente lento debido a que una cantidad muy pequeña del ácido realmente entra en contacto con la formación.

LÍNEA CONDUCTORA (CONDUCTOR LINE): Línea conductiva de diámetro pequeño empleada en operaciones eléctricas de cable, como los registros eléctricos y efectuar disparos.

LODO A BASE DE ACEITE (OIL—BASE MUD): Aceite que contiene menos del 2 al 5% de agua. El agua se esparce, o se dispersa, en el aceite en forma de pequeñas gotas.

LODO A BASE DE AGUA (WATER— BASE MUD): Lodo de perforación cuya fase continúa es el agua. En los lodos a base de agua, cualquier aditivo se dispersa en ella.

LODO CON SURFACTANTES (SURFACTANT MUD): Lodo de perforación preparado al apegar un surfactante a un lodo base agua para cambiar el estado coloidal de

Q

las arcillas de una dispersión completa a una floculación controlada. Tales lodos se diseñaron originalmente para usarlos en pozos profundos de alta temperatura, pero sus múltiples ventajas, alta estabilidad química y térmica, mínimo efecto de hinchamiento en formaciones arcillosas, baja viscosidad plástica, extienden sus aplicaciones.

LODO DE ACEITE EMULSIONADO (OIL—EMULSION MUD): Lodo a base de agua en el cual el agua es la fase continua y el aceite es la fase dispersa. El aceite se dispersa en el agua en forma de pequeñas gotas, las cuales están fuertemente emulsionadas de tal forma que no se asientan. Debido a sus propiedades lubricantes, un lodo de aceite emulsionado incrementa el ritmo de perforación y asegura una mejor condición del agujero que otros lodos.

LODO DE EMULSION INVERSA (INVERTED—EMULSION MUD): Lodo de perforación en el cual el agua dulce o salada forma la fase dispersa, y el diesel, crudo, o algún otro aceite, forma la fase continua.

LUTITA (SHALE): Roca sedimentaria de grano fino compuesta de limo y arcilla o lodo consolidados. La lutita es la roca sedimentaria más común.

M

MATERIAL DE DERRUMBE (CAVINGS): Partículas que caen de la pared del pozo. No son cortes o muestras de canal.

md. MILLIDARCY. mD. MILIDARCY.

N

NAFTA (NAPHTHA): Hidrocarburo líquido, volátil e inflamable, destilado del petróleo y que se emplea como solvente o combustible.

O

OD. OUTSIDE DIAMETER. DE: Diámetro exterior.

OFFSHORE. MARINO: Arena geográfica marina a partir de la orilla del mar. En general orilla del mar es la línea donde se encuentran la tierra y el mar.

P

R

PASCAL (PASCAL): Unidad del Sistema Internacional (SI) de presión y esfuerzo y es una componente de la viscosidad. Un pascal es igual a una fuerza de 1 newton que actúa sobre un área de un metro cuadrado. Su símbolo es Pa.

PERFORACIÓN MARINA (OFFSHORE DRILLING): Perforar en un océano, golfo, o mar, generalmente en la plataforma continental. Una unidad de perforación para operaciones marinas puede ser un equipo móvil flotante, barco o barcaza, semisumergible, auto elevable, o una estructura permanente empleada como plataforma de producción cuando la perforación se ha terminado. En general, los pozos exploratorios se perforan con equipos flotantes, con equipos auto elevables, mientras que los pozos de desarrollo se perforan desde plataformas.

PESO DEL LODO (MUD WEIGHT): Medida de la densidad del lodo de perforación, expresada en gramos por centímetro cúbico (libras por galón, libras por pie cúbico). El peso del lodo está directamente relacionado con la presión que ejerce la columna de fluido de perforación en el fondo del pozo.

PF (BOTTOMHOLE PRESSURE): Presión de fondo.

PIE (FOOT): Unidad de volumen frecuentemente utilizada en el análisis de yacimientos de aceite, que equivale al volumen (de aceite o de agua) necesario para cubrir un acre hasta una altura de un pie.

PIE/MIN (FT/MIN): Pie por minuto.

PIE/S (FT/S): Pie por segundo.

PIE³ (FT³): Pie cúbico

PIE³/MIN (FT³/MIN): Pie cúbico por minuto.

PIE³/S (FT³/S): Pie cúbico por segundo.

PIE—IB (FT—IB.): Pie Libra.

PLASTICIDAD (PLASTICITY): La habilidad de una sustancia de deformarse sin romperse.

POISE (POISE): Viscosidad de un líquido en el que una fuerza de una dina se ejerce tangencialmente a una superficie de un cm² a cualquiera de dos planos paralelos separados un cm, de los cuales uno se moverá a una velocidad de un cm/s con respecto al otro plano, mientras el espacio entre éstos permanece lleno con el líquido.

PORO (PORE): Abertura o espacio dentro de una roca o masa de rocas, generalmente pequeño y frecuentemente lleno de algún fluido: Agua, aceite, gas o los tres.

PRESIÓN (PRESSURE): La fuerza que un fluido ejerce uniformemente en todas direcciones dentro de un recipiente, tubería, pozo, etc., tal como la que se ejerce contra la pared de un tanque o como la que ejerce en el fondo de un pozo el fluido de perforación. La presión se expresa en términos de fuerza ejercida por una unidad de área, como kilogramos por centímetros cuadrados, o libras por pulgada cuadrada.

PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (CIRCULATING PRESSURE): Presión generada por las bombas de lodo, que se ejerce en la sarta de perforación.

PRESIÓN DE FLUJO (FLOWING PRESSURE): Presión registrada en la cabeza de un pozo fluyente.

PRESIÓN DE FONDO (BOTTOMHOLE PRESSURE): 1. Presión hidrostática en el fondo de un pozo que ejerce el fluido de perforación y, algunas veces, cualquier contrapresión que se manifieste en la superficie, cuando los preventores están cerrados. Cuando se está circulando el lodo, la presión de fondo es la presión hidrostática más la presión de bombeo. 2. La presión en un punto opuesto a la formación productora y se registra con un manómetro de presión de fondo.

PRESIÓN DE FRACTURA (FRACTURE PRESSURE): Es la fuerza por unidad de area necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

PRESIÓN ESTÁTICA (STATIC PRESSURE): La presión ejercida por un fluido sobre una superficie que está en descanso en relación al fluido.

PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO (SHUT-IN BOTTOMHOLE PRESSURE): La presión en el fondo de un pozo cuando las válvulas de superficie en el pozo están completamente cerradas. La presión es provocada por los fluidos que existen en la formación en el fondo del pozo.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA (HYDHOSTATIC PRESSURE): La fuerza ejercida por un fluido en reposo, se incrementa directamente con la densidad y la profundidad y se expresa en KPa o en psi. La presión hidrostática del agua dulce es de 9.792 KPa/m (0.433 psi/pie). En perforación, el término se refiere a la presión ejercida por el fluido de perforación en el pozo.

PRESIÓN SUPERFICIAL (SURFACE PRESSURE): La presión medida en la cabeza del pozo.

Psi. (POUNDS PER SQUARE INCH. Ib/pg²): libras por pulgadas cuadrada.

Psi/ft. (POUNDS PER SQUARE INCH PER FOOT. Ib/pg²/pie.): libras por pulgada cuadrada por pie.

Psia. LIBRAS POR PULGADA CUADRADA ABSOLUTAS (POUNDS PER SQUARE INCH ABSOLUTE. Ib/pg² abs.): Equivale a la presión manométrica más la presión atmosférica en ese punto.

S

SEDIMENTO (SEDIMENT): 1. La materia que se asienta en el fondo de un tanque. 2. En geología, cualquiera de los materiales depositados en la superficie de la Tierra por agentes físicos como el viento, agua y hielo, por agentes químicos como la precipitación en océanos, lagos, y ríos, o por agentes biológicos como organismos, vivos o muertos.

SISTEMA DE Circulación (CIRCULATING COMPONENTS): Componentes de un equipo de perforación empleados para circular el fluido de perforación. Básicamente estos

componentes son: Las bombas de lodo, la manguera, unión giratoria, la sarta de perforación, barrena y la tubería de retorno.

SURFACTANTE (SURFACTANT): Sustancia que afecta las propiedades de la superficie de un líquido o sólido al concentrarse en la capa superficial.

T

TEMPERATURA DE FONDO (BOTTOMHOLE TEMPERATURE): Temperatura medida en un pozo en la parte de la zona productora.

TF (BOTTOMHOLE TEMPERATURE): Temperatura de fondo.

TOBERA (NOZZLE): 1. Conducto a través de la barrena de chorro que permite al lodo de perforación atacar el fondo del agujero y conducir los recortes por el espacio anular. Las toberas vienen en distintos tamaños que pueden intercambiarse en la barrena para permitir mayor o menor flujo.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE): Tubería sin costura empleada para hacer girar la barrena y para circular el fluido de perforación. Los tramos de la tubería, de aproximadamente 9m. (30 pies), se unen por medio de juntas.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING): Tubería de acero que se coloca durante la perforación de un pozo para prevenir los derrumbes de las paredes del agujero, el filtrado de los fluidos en la formación y para proveer un medio de extraer hidrocarburos.

TUBO CONDUCTOR (CONDUCTOR PIPE): 1. Tramo corto de tubería de revestimiento de diámetro grande, empleado para mantener cubierto el pozo y proporcionar un medio para conducir el flujo de lodo que viene del agujero hacia las presas 2. Tubo separador en un tanque deshidratador.

TUBO LASTRA BARRENA (DRILL COLLAR): Tubo pesado de pared gruesa, generalmente de acero, colocado entre la tubería de perforación y la barrena, para evitar un efecto de péndulo a la sarta de perforación y dar peso a la barrena.

V

VELOCIDAD ANULAR (ANNULAR VELOCITY): Velocidad a la cual viaja el lodo en el espacio anular de un pozo en perforación.

VISCOSÍMETRO (VISCOMETER): Dispositivo empleado para determinar la viscosidad de una sustancia.

VISCOSÍMETRO FANN (FANN V-G METER): Nombre comercial de un aparato empleado para registrar y medir las propiedades de fluidos plásticos a diferentes velocidades de flujo (como la viscosidad y la gelatinosidad de los fluidos de perforación).

U

Z

ZONA DE PERDIDA DE CIRCULACIÓN (ZONE OF LOST CIRCULATION):
Formación que contiene cavidades o fracturas lo suficientemente grandes para permitir que el cemento fluya dentro de ella en lugar de que suba por el espacio anular en el exterior de la tubería de revestimiento.