



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN MEDIANTE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN”

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

CHRISTIAN JAVIER MOLINA SIGCHO

GUAYAQUIL-ECUADOR

2017

DEDICATORIA

Este proyecto es dedicado a mis padres Victor Emilio Molina Espinoza y Beatriz Rosario Sigcho Pineda por enseñarme que todo se logra en base al esfuerzo y perseverancia.

Christian Javier Molina Sigcho

AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros agradecimientos a Dios por ser mi guía en cada paso de mi vida. A mis padres gracias por tus consejos de toda la vida para ser cada día mejor y amor incondicional siempre.

A los ingenieros Kenny Escobar, Romel Erazo, Fidel Chuchuca, gracias por su amistad y apoyo durante toda mi etapa universitaria.

A todos mis amigos y mis hermanos por siempre estar cuando más los necesite, gracias por acompañarme en toda esta maravillosa etapa.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por su excelente formación académica

Christian Javier Molina Sigcho

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Christian Javier Molina Sigcho

RESUMEN

La perforación de pozos petroleros demanda de una hidráulica que desempeñe varios objetivos, entre ellos perfeccionar la eficiencia de la barrena y proporcionar un eficiente acarreo de recortes de formación a la superficie.

El fluido de perforación rodea la sarta de perforación y la broca y este es el medio en el cual la perforación tiene lugar. Las características del fluido pueden tener un efecto importante en el desarrollo de la perforación.

La hidráulica describe el flujo de fluido de perforación desde el equipo de perforación en la superficie hasta la broca y de allí hacia la superficie por el espacio anular. Este flujo es muy importante para la perforación.

La información que se desarrollará en este trabajo de investigación será para aquella relacionada dentro de un sistema de perforación tanto para las brocas de cortadores fijos como para las brocas de conos móviles, excepto donde se note alguna diferencia específica. Además, que se conocerá el fluido de perforación y la hidráulica y la manera de programar la hidráulica de las brocas para una corrida de alto rendimiento. Todo esto que será analizado junto con varios conceptos básicos de la industria petrolera permitirá que se logre optimizar la hidráulica en operaciones de perforación.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ABREVIATURAS	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
CAPÍTULO 1.....	14
INTRODUCCIÓN	14
1.1 Preámbulo	15
1.2 Antecedentes.....	16
1.3 Justificación	16
1.4 Objetivos.....	18
1.4.1 Objetivo General.....	18
1.4.2 Objetivos Específicos	18

1.5 Metodología	19
CAPÍTULO 2.....	21
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	21
2.1 Fluidos de Perforación	22
2.2 Tipos de Fluidos de Perforación	22
2.3 Funciones	28
2.4 Propiedades y Características	33
2.5 Efectos sobre la Perforación	39
2.6 Hidráulica	44
CAPÍTULO 3.....	45
METODOLOGÍA.....	45
3.1 Componentes del Sistema de Circulación	46
3.2 Restricciones del Sistema de Circulación	48
3.3 La Bomba.....	48
3.4 Equipo de Superficie y Sarta.....	50
3.5 Hidráulica General de la Broca	55
3.6 Área de Flujo Total (TFA) o Área de Boquilla (A_n)	57
3.7 Caída de Presión de la Broca (ΔP_b)	58
3.8 Fuerza de impacto y caballaje en la hidráulica de la broca (BHHP)	59
3.9 Consideraciones de Turbina o PDM	62
3.10 Optimización de la Hidráulica de la Broca.....	63

3.11 Optimización de la Hidráulica de la Broca de Conos Móviles	65
3.12 Optimización de la hidráulica de la broca de cortadores fijos	66
3.13 Brocas de Diamante Natural y Termalmente Estables (TSP)	68
CAPÍTULO 4	74
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	74
4.1 Sección de 26”	75
4.2 Sección de 16”	76
4.3 Sección de 12 ¼ “	76
4.4 Sección de 8 ½ “	77
CAPÍTULO 5	79
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES	81
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

TFA	Área de fluido total (Total Fluid Area)
pH	Potencial de Hidrógeno
PH	Presión Hidrostática
Psi	Libras por pulgada cuadrada (pounds per square inch)
TVD	Longitud de la columna (True Vertical Depth)
W	Peso
ppg	Libras por galón (pounds per gallon)
sg	Gravedad específica (specific gravity)
VG	Medidor de viscosidad (viscosity gel-meter)
PV	Viscosidad plástica (plastic viscosity)
YP	Punto de cedencia (yield point)
ROP	Velocidad de penetración (rate of penetration)
TSP	Cortadores termalmente estables (thermally stable polycrystalline)
Lb	Libras
BOP	Preventor de explosiones (blowout preventer)

epm	Emboladas por minuto
gpm	Galones por minuto
VA	Velocidad anular
ECD	Velocidad equivalente de circulación (equivalent circulating density)
HSI	Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada
spm	Golpes por minuto (strokes por minut)
rpm	Revoluciones por minuto (revolutions per minut)
PDM	Motor de desplazamiento positivo
MWD	Medición al perforar (measurement while drilling)
NPT	Tiempo no productivo (nonproductive time)
WOB	Peso en la broca (weight on bit)
PDC	Diamante Policristalino Compacto
TSP	Diamantes Policristalino Térmicamente Estable
HDBS	Halliburton Drill Bits and Services

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Equipos de Superficie	28
Figura 2.2 Circulación del lodo de Perforación dentro del Pozo	33
Figura 2.3 Interrupción de Circulación	36
Figura 3.1 Presión Hidrostática con y sin circulación	51
Figura 3.2 Tipos de Flujo	53
Figura 3.3 Flujo a Diferentes Áreas.....	56
Figura 3.4 Variables Hidráulicas	61
Figura 3.5 Broca Triconica	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Objetivos Hidráulicos	54
Tabla II. Relación de Objetivos y Acciones	55
Tabla III. Relación de Áreas y Tamaño de Boquillas	58
Tabla IV. Riesgos Asociados a las actividades de perforación.....	71

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

Varias de los campos en los que opera la industria petrolera ecuatoriana, se ejecutan actividades de perforación. Las características de las zonas en donde se realicen estas tareas pueden beneficiar o repercutir a la hora de perforar un pozo, teniendo no solo consecuencias operacionales sino también financieras.

La tecnología de hoy en día ha permitido que ciertos equipos que se utilizan en la perforación logren minimizar las dificultades que se presentan al momento de perforar. Las brocas y sus nuevos diseños son uno de los varios equipos que se reingenieran constantemente para optimizar tiempo y reducir costos en la actividad petrolera. (Cruz, 2009)

El presente tema de investigación se realiza con el fin de conocer las formas de “Optimización de la perforación mediante la hidráulica de perforación”, para lo cual se desarrollará un análisis exhaustivo de varios factores importantes durante una perforación de un pozo petrolero, con el fin de que posteriormente cualquier usuario de la industria petrolera los pueda tomar como recomendaciones apropiadas al momento de operar en un pozo y de esta forma le logre optimizar la actividad mediante la hidráulica de perforación.

1.2 Antecedentes

La hidráulica de perforación ha sido tomada como un estudio de los fluidos que en ella se utiliza. En la actividad petrolífera, los fluidos de perforación siempre han ejecutado un papel importante dentro de la industria, ya que este elemento está frecuentemente presente en cualquier trabajo de perforación. (Baker Hughes, 2004)

Tuberías, secciones, etc. siempre, han sido comprendidas en el establecimiento de la pérdida de presión de un hoyo, no obstante, la utilización de tuberías de perforación ha transformado estas percepciones por el considerable aumento en el área interna de circulación y por la reducción en el diámetro hidráulico, siendo este mismo afectado por la unión de la tubería de perforación, los mismos que usualmente han sido ignorados por varios años.

1.3 Justificación

Dentro de las actividades de perforación uno de los aspectos más importantes es la hidráulica de perforación, con el paso de los años la inclusión del desempeño de hidráulica ha sido vital para el desarrollo más rápido y eficiente de nuevos pozos, disminuyendo los problemas en las actividades de perforación de los mismos

En la actualidad, el concepto de una optimización de la hidráulica de perforación no ha logrado ser definida completamente, ya que existen varios modelos que ofrecen una mejora de la aplicación de la misma tomando en cuenta varios factores como operacionales y financieros. Además, que también existe divergencia a la hora de determinar el mejor elemento para una limpieza hidráulica (Prieto, 2010). De esta manera, el diseño que de un sistema hidráulica radica en la determinación adecuada de los gastos de flujo y diámetros de tubería, para un hoyo y fluido ya establecido, dando como resultado, el éxito de varios parámetros que se tomaron en cuenta en este sistema. La medida con relación a cómo especificar el balance conveniente entre los factores que se incluyen en la hidráulica convierten a ésta en una de las fases más complicadas al momento de optimizar procesos operaciones y costos financieros en la industria petrolera.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

- Analizar los aspectos más importantes sobre la optimización de la hidráulica de perforación mediante el uso de fluidos, brocas y otros elementos particulares que intervienen en la actividad de la perforación petrolera

1.4.2 Objetivos Específicos

- Describir los tipos, propiedades y funciones de los fluidos de perforación
- Explicar las funciones y limitaciones de la hidráulica en un equipo de perforación
- Enumerar las funciones realizadas por el fluido de perforación en el espacio anular
- Seleccionar el tamaño de una boquilla y la tasa de flujo para optimizar la hidráulica de la broca
- Explicar las relaciones vinculando la TFA (Área de Fluido Total), la caída de presión en la broca y el caballaje hidráulico.

1.5 Metodología

Según, Sampieri Hernández (2003) una investigación tiene un enfoque cuantitativo, cuando se utilizan método de recolección de datos y cualitativo cuando se trata de observaciones y descripciones. Para la realización del trabajo de investigación se utilizarán ambos enfoques en el cual se harán revisiones de datos de perforación de un pozo petrolero, revisión de autores de papers relacionados al tema de investigación que hayan sido publicadas en revistas indexadas y libros de la industria petrolera, con el fin de que estas fuentes tengan influencia para el desarrollo del tema de investigación, el cumplimiento de los objetivos.

Por el alcance esta investigación es de carácter exploratorio ya que pretende obtener información general respecto a los elementos que intervienen dentro de un diseño de sistema hidráulico.

Por sus fuentes de información, es una investigación documental ya que se analizarán documentos científicos, además de tablas y estadísticas de operaciones petroleras que analicen los elementos a estudiarse.

Instrumentos de Investigación

En esta investigación de tipo cuantitativa y cualitativa, se utilizarán instrumentos físicos y virtuales para la recolección de datos, como por ejemplo registros obtenidos de una perforación, papers que hayan sido publicados o indexados en revistas científicas y libros referentes para la industria.

Obtención de datos

Para la recolección de datos se realizó una investigación cuantitativa y cualitativa, que contenga una revisión bibliográfica, análisis de informes y datos obtenidos de resultados previos de una operación petrolera, la utilización de revistas especializadas, en los cuales se hará énfasis en el análisis de las variables de interés para el tema de investigación.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación se utilizan en todas las perforaciones de petróleo y consisten en gases o líquidos tales como el agua y el aceite. Son citados frecuentemente como “*lodos*”. Este popular fluido resulta del proceso de mezclar arcilla con agua común. El fluido de perforación que se aplica durante la corrida de las brocas puede clasificarse de diferentes formas. (Williamson, 2013). Se identificarán los tipos de bases de material, las funciones que se realizan y las características medibles del fluido. También se analizará el efecto de los diferentes fluidos en el desempeño de la perforación.

2.2 Tipos de Fluidos de Perforación

Lodos a Base Agua

Los lodos a base de agua son los que se usan con mayor frecuencia en la industria. Estos lodos pueden ser pura agua o una mezcla de agua dulce o salada, combinada con elementos sólidos. El término “lodo”, de hecho, probablemente derivado de la mezcla de agua dulce con tierra de superficie, para crear un fluido viscoso que aumente la limpieza del hoyo. El agua es relativamente barata y sencillamente accesible a la mayoría de los taladros. Algunos lodos

a base de agua también contienen emulsiones de aceite u otros agregados, para aumentar su capacidad de enfriamiento y lubricación. (Salager, 2012). El agua clara y fresca es uno de los más viejos lodos usados en la industria.

Inhibido

Un lodo inhibido a base de agua se puede emplear para reducir los problemas de desprendimientos en los pozos. La hidratación disminuye la estabilidad estructural del área del pozo, permitiendo que ésta se despegue y caiga en el fondo. La “inhibición” se refiere a la velocidad de retardo a la cual se hidrata la arcilla en la formación.

Existen cuatro lodos inhibidos comunes que son: lodos de yeso, lodos de cal, lodos de agua de mar y lodos saturados de agua de mar. Los lodos de yeso y cal usan el sulfato de calcio y el hidróxido de calcio, respectivamente, para retardar la hidratación. (Da Silva, 2007)

Dispersado

En un lodo dispersado, existen químicos que se emplean para hacer que las plaquetas de arcilla se dispersen dentro del fluido. Los lodos

de sólidos dispersados tienden a poseer mejor control de viscosidad, alta tolerancia y alto control de filtración que los lodos no dispersados. Un lodo dispersado común es un lignosulfonato, usado ordinariamente en pozos nuevos, con alta actividad de arcillas, como las que se encuentran en el Golfo de México y Nigeria. (Bautista, 2010)

No Dispersados

Estos lodos tienen una cantidad mínima de bentonita y no contienen dispersantes químicos. Un polímero se emplea para ampliar los efectos de pequeñas cantidades de bentonita y selectivamente flocular los restos sólidos no deseables. El sistema demanda de un meticuloso monitoreo de los equipos de control de sólidos, la alcalinidad y la concentración de bentonita para trabajar efectivamente. Según varios autores de la industria petrolera (Abbot, Ausberg, Bilk, N, & T, 2000) la acidez o alcalinidad de un lodo se mide en la escala de pH. Según La escala pH funciona en un rango de 0 (ácido) a 14 (alcalino) con 7 como neutral (agua), Los lodos de perforación son siempre casi alcalinos (8.5 a 12.5 pH).

Floculados

Los lodos floculados producen que las plaquetas de arcillas se adapten en una alineación de borde a cara. La resistencia, filtración, y la viscosidad del gel comúnmente amplían de manera significativa, cuando un lodo se hace floculante. La desfloculación química puede usarse para restablecer las partículas de arcilla a un arreglo dispersado o agregado.

Salmueras

En operaciones de perforación que no requieren alta densidad y/o viscosidad, se puede usar agua clara y ciertas salmueras. Las salmueras se aplican extensivamente en operaciones de terminación y reparación, en las que los sólidos bajos y la limpieza del medio ambiente son críticos (Murdock, 2007). Las salmueras pueden ser formadas de, al menos, tres componentes de sal. Estos son:

- Cloruro potásico
- Cloruro de sodio

- Cloruro cálcico/bromuro de calcio
- Cloruro cálcico/bromuro de calcio/bromuro de zinc

Lodos Aireados

Los fluidos de perforación aireados contienen aire, gas natural, vapor, espuma o lodos aireados. A causa de la reducida presión hidrostática, estos lodos permiten que las fracciones de rocas perforadas estallen dentro del pozo, y conseguir de esa forma una alta velocidad de penetración. Los inconvenientes de pérdida de circulación se disminuirán con lodos aireados.

Una desventaja del fluido de perforación aireado es el precio de los grandes compresores solicitados para bombear el aire o el gas. Además, el fluido aireado no debe ser usado en formaciones que tengan fluidos. (Menéndez, 2003)

El aire se usa más frecuentemente que el gas natural porque el aire es gratis. El gas natural se usa donde se puede encontrar una zona de hidrocarburo con gas, ya que combinar aire, el gas de la formación y el calor en la perforación pueden causar explosiones. En algunas circunstancias, se agrega jabón para airear el lodo y aumentar la espesura del fluido. Este “lodo de espuma” puede mejorar la limpieza porque los recortes son levantados por el lodo.

Típicamente, los fluidos de perforación aireados se usan en pozos someros (poco profundos) o en la sección superior de los pozos, donde la broca de cortadores fijos tiene menos posibilidades de ser económicamente factibles. Por tanto, según varias investigaciones, las brocas de cortadores fijos han comprobado su limitada aplicación en perforación con fluidos aireados. La estabilidad del hoyo y el control de la presión, son más difíciles con estos procedimientos, así como la definición de los niveles necesarios de lubricidad.

Los lodos a base de aceite han consistido de aceite diésel. Se usan aceites minerales a base de parafina, altamente procesados, ya que estos son menos perjudiciales al medio ambiente. Sin embargo, existen aceites que son más amigables con el medio ambiente, estos son los aceites no derivados del petróleo. Estos aceites son ésteres derivados del aceite vegetal. La primera ventaja de un fluido a base de éster es que es biodegradable. "Petrofree" es un lodo éster a base de aceite de palma.

La mayoría de los lodos a base de aceite contienen aditivos para incrementar su viscosidad y agua emulsificada. Cierta cantidad de agua se añade intencionalmente y otras se almacenan de la formación. El lodo a base de aceite tiene menos del cinco por ciento de agua. Cuando la concentración de agua es mayor al 5%,

el lodo es llamado una emulsión invertida. Los fluidos a base de aceite son los más caros y se aplican habitualmente cuando se requiere alta lubricidad, para mantener la estabilidad del pozo en formaciones hidratables, o para perforar en zonas de ácido sulfhídrico. (Perera, 1990)

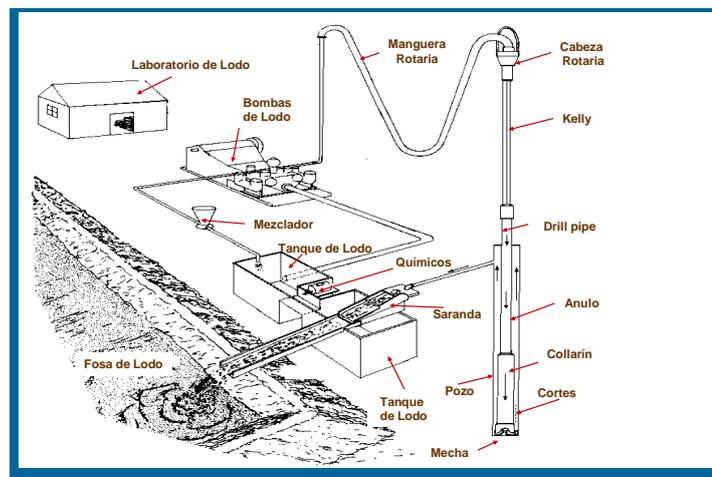


Figura 2.1 Equipos de Superficie

Fuente: López, B., 2010.

2.3 Funciones

Los fluidos de perforación tienen varios propósitos o funciones. El éxito en cualquier función es afectado por las propiedades y características que se desarrollarán más adelante. Las principales funciones son:

- Limpiar el espacio anular
- Limpiar la broca y el fondo del pozo
- Enfriar y lubricar la broca

- Balancear las presiones
- Minimizar el torque, el arrastre y la pegajosidad
- Minimizar daños a la formación
- Mantener la integridad del hoyo
- Suspender el recorte y material de peso cuando se estanca la circulación
- Minimizar la corrosión de la sarta, tubería de perforación y tubería de revestimiento.
- Minimizar problemas de contaminación.
- Aplicar fuerza a un motor de fondo que está ayudando en la operación de registros.
- Ofrecer un medio para la transmisión de los datos de MWD

Debido a las diferentes condiciones de la perforación, no todas las funciones se encuentran en cada pozo. Se analizarán las principales funciones propuestas por la empresa estatal petrolera mexicana (PEMEX, 2002)

Limpieza del Espacio Anular: Esta se refiere al “alzado” de recortes de la formación por el espacio anular hacia la superficie. Esto demanda que el fluido venza la gravedad y lleve el recorte hacia arriba. El promedio de velocidad del

fluido a través del espacio anular es llamado velocidad anular y la velocidad del recorte tratando de caer hacia el fondo a través del movimiento del fluido es llamado velocidad de caída. La velocidad anular debe ser mayor que la tasa de caída del recorte o velocidad de caída.

Limpieza de la Broca y el Fondo: El fluido de perforación es el medio de entrega de hidráulica al fondo del pozo. Aquí el fluido puede limpiar eficientemente la cara de la broca y el fondo del pozo. Los cortadores y el fondo del hoyo deben ser limpiados, para que el nuevo fondo pueda ser cortado eficientemente en vez de re perforar los recortes viejos.

Enfriando y Lubricando la Broca: Todas las brocas deben enfriarse y lubricarse debidamente para mejor desempeño. Los elementos cortadores de diamantes especialmente requieren buen enfriado para mejor rendimiento. La lubricación aumenta la velocidad de penetración y reduce el desgaste. Una gran tasa de flujo con gases limpia la broca, pero no la enfrían o lubrican eficientemente. El aceite tiene una capacidad de lubricación mucho mejor que el agua. Los aditivos tales como el aceite diésel, aumentan la capacidad lubricadora del agua. Esto es el por qué las brocas de cortadores fijos duran mucho más en lodos a base de aceite que en los a base de agua. La lubricación es importante también entre la tubería de revestimiento y la sarta de perforación para evitar hacerle huecos al revestimiento.

Balance de las Presiones: Los fluidos de perforación ayudan a controlar las presiones del subsuelo. Las presiones de los pozos consisten de presión hidrostática (PH) que es el peso en una columna de fluido. Se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi) y se calcula multiplicando el peso del fluido (W) por la longitud de la columna (TVD) y una constante de 0.052.

Por ejemplo, el peso de un lodo de 10 ppg a una profundidad de 5,000 pies produce una presión hidrostática de 2,600 por pulgada cuadrada (psi).

$$PH = W \times TVD \times .052$$

Hay una diferencia en la presión entre el pozo y la formación, llamada presión diferencial. A medida que se perfora la formación, la presión del hoyo debe ser mayor que la presión de la formación para prevenir que el fluido de la formación fluya en el hoyo. Esto es llamado "sobre equilibrio". La situación típica es estar sobre equilibrado aproximadamente en 50-300 (psi) por pulgada cuadrada para prevenir un intento de explosión, donde los fluidos de la formación penetran el hoyo y empujan hacia la superficie.

La presión de sobre equilibrio causa lo que es llamado el efecto de aglomeración de partículas en el fondo del hoyo. El efecto de aglomeración de partículas se denomina a la tendencia de la presión de sobre equilibrio para mantener las astillas o recortes retenidos en el fondo en vez de dejarlas circular dispersas.

Minimizando el Torque, el Arrastre y la Pegajosidad: El torque es la fuerza requerida para hacer rotar la sarta de perforación. El arrastre es la fuerza incremental ejercida sobre el peso de la sarta de perforación para movilizar la tubería verticalmente. El desenrosque de la sarta de perforación puede producirse por el exceso de torque, y el atrapamiento de la tubería puede ser el resultado de altas fuerzas de arrastre. Los problemas del excesivo torque o fuerza de arrastre pueden impedirse si se escoge el sistema de aditivos apropiado. Si los problemas son el resultado de hidratación y expansión se puede usar lodo inhibido. El efecto lubricante del lodo a base de aceite puede ofrecer alguna protección.

La buena limpieza del pozo remueve el recorte, de modo que éstos no son re-perforados en el fondo o retenidos en el pozo donde se “comprimen” en el espacio anular y crean excesivo torque y fuerza de arrastre.

El atrapamiento de la tubería puede evitarse en diversas situaciones mediante la apropiada selección del sistema de fluidos y el mantenimiento. El atrapamiento por presión diferencial ocurre cuando la tubería se empotra en el enjarre opuesto a la zona permeable y es atrapada por la diferencia de presión hidrostática y de la formación. Los lodos de baja pérdida de agua pueden ser útiles y, en muchos casos, los lodos a base de aceite pueden tácitamente eliminar el problema

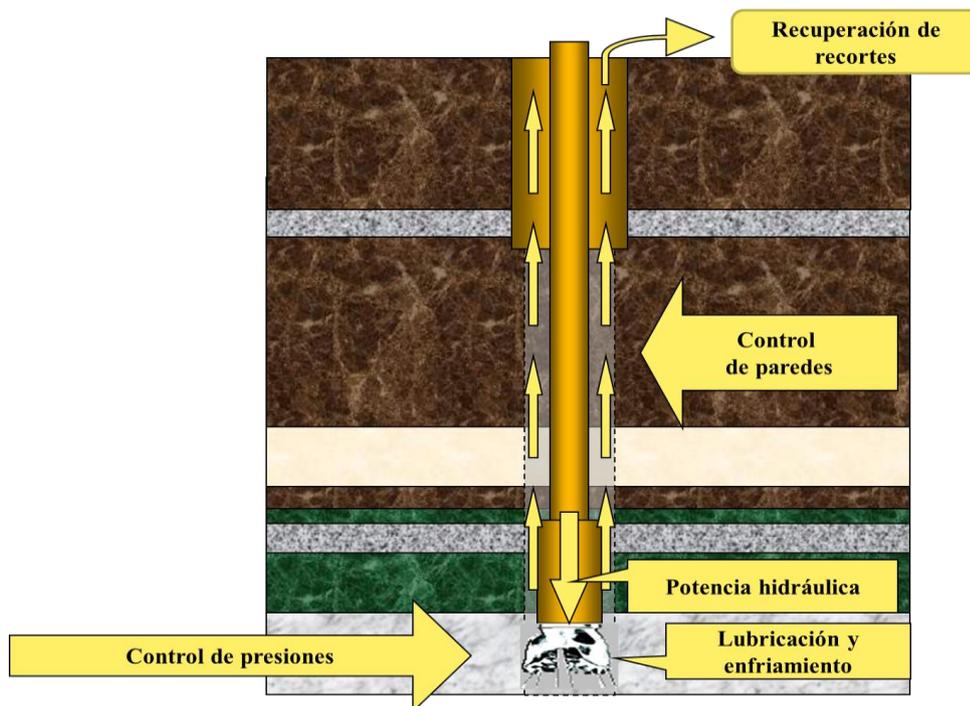


Figura 1.2 Circulación del lodo de Perforación dentro del Pozo

Fuente: López, B., 2010.

2.4 Propiedades y Características

Las propiedades y características de los fluidos de perforación están estrechamente interrelacionadas, pero pueden ser identificadas y medidas individualmente. Cada propiedad es controlada para mejor resultado general de la perforación y a menudo demanda de compromisos e intercambios, como por ejemplo, la viscosidad requiere ser adecuadamente alta para limpiar el hoyo, pero no tan alta que ocasione pérdida de circulación. Según el manual

de Well Control School (1997) estas son las principales propiedades de los fluidos de perforación:

Densidad

La densidad se refiere al peso del fluido de perforación y es constantemente referida como al peso del lodo. Es expresada en libras por galón (ppg) o gravedad específica (sg). Por ejemplo, el agua común pesa 8.33 ppg y tiene una gravedad específica de 1.0. Mientras que el fluido de perforación pesa entre 9 y 16 ppg o más. El peso del lodo es un componente importante en el control de las presiones del subsuelo.

Contenido de Sólidos

El contenido de sólido se refiere al porcentaje en volumen de materias sólidas en un volumen de fluido de perforación. Esto es medido en lodos de base líquida a través de un proceso de destilación. Los líquidos son hervidos, condensados y medidos. El residuo del volumen inicial es el sólido.

La baja y alta gravedad de sólidos son las dos importantes formas que comúnmente se discuten en los taladros. Ellos se refieren a la gravedad específica (sg) de los sólidos. Los sólidos típicos de alta gravedad contienen la barita (4.2 sg) y la hematita (5.0 sg). Los sólidos típicos de baja gravedad incluyen la bentonita (2.6 sg) y los recortes de la formación (2.4 - 2.8 sg). Los sólidos de alta gravedad son agregados a propósito

para ampliar la densidad y la presión hidrostática. Ciertas veces se agregan sólidos de baja densidad para aumentar la viscosidad y disminuir la pérdida de fluidos, pero generalmente ellos se almacenan en el fluido de perforación por el fraccionamiento de los recortes. La medición del contenido de sólidos resulta en sólidos de baja y alta densidad.

Otra medida de sólidos en fluidos de perforación es el contenido de arena. La arena es principalmente abrasiva y debe ser conservada al mínimo.

Pérdida de Fluido

La pérdida de fluido se refiere a la rapidez con que la porción líquida del lodo filtrada se perderá a través de la barrera permeable. Esto es medido por un equipo exclusivo que presiona el fluido contra un filtro de papel y mide cuántos mililitros de filtrado se recogen en 30 minutos. Esto es realizado constantemente por el Ingeniero de lodos. La pérdida de fluido sucede en el proceso de perforación cuando el filtrado penetra formaciones permeables.

En escenarios corrientes el filtrado transita por la formación dejando los sólidos a los lados del espacio anular. Estos sólidos son denominados como enjarre y ayudan a controlar las pérdidas por filtración. Si la pérdida de fluido es alta, el enjarre se convierte muy espeso y puede llegar a

atrapar la sarta cuando hay demasiada presión de sobre equilibrio.
(Browman, 2012)

Otra preocupación importante referente a la pérdida de fluido es la reacción del filtrado de lodo con formaciones hidratables, especialmente los esquistos. La formación puede abultarse y causar desprendimientos. Los desprendimientos de la formación crean cavidades en el pozo. Cuando la circulación se interrumpe, los desprendimientos pueden bajar por el espacio anular y producir el atrapamiento (atasque) de la tubería

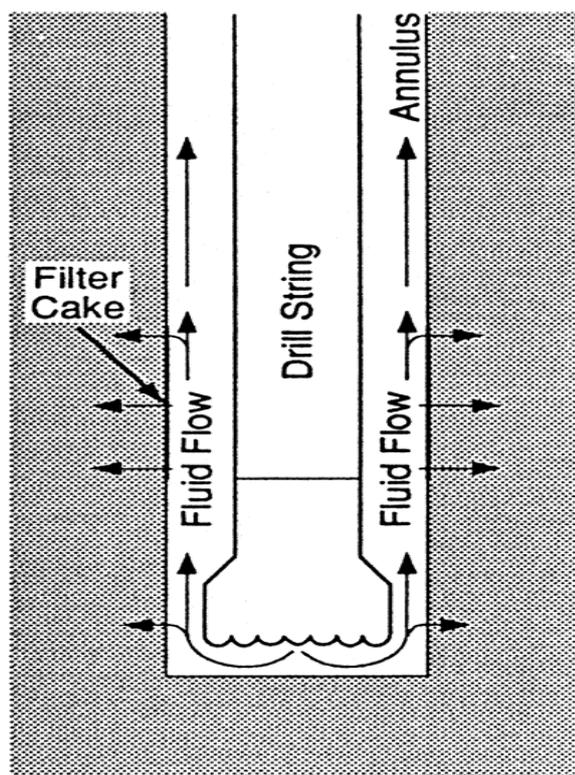


Figura 2.3 Interrupción de Circulación

Fuente: Baker Huges, 2014

Viscosidad

La viscosidad es la resistencia del fluido a fluir y es la propiedad habitualmente definida como espesor. La reología es el estudio científico de la viscosidad y ha sido un enfoque para mediciones y definiciones más avanzadas. Aunque el medidor de viscosidad (VG) y el concepto del modelo plástico de Bingham no son los avances más recientes, ellos son ampliamente conocidos y usados en perforación. (OFITE, 2013)

El medidor de viscosidad mide dos aspectos de la viscosidad:

La viscosidad plástica (PV), usualmente referidas como la parte de la resistencia para fluir causada por la fricción mecánica. Primeramente ella es afectada por la concentración de sólidos, el tamaño y forma de los sólidos, y la viscosidad de los líquidos en el lodo.

El punto de cedencia (YP) es la parte de la resistencia a fluir causada por la atracción de fuerza entre partículas. Esta fuerza atractiva es ocasionada por los cambios en la superficie de las partículas dispersadas en el líquido. La magnitud de esta fuerza es una función del tipo de sólido y cargas de superficie asociada con ellas y la concentración de iones de sales contenidas en el líquido.

La viscosidad de los fluidos de perforación puede cambiar. La viscosidad necesita ser bastante alta para trasladar los recortes a la superficie

y conservar el flujo propio en el espacio anular, pero adecuadamente baja para evitar la excesiva presión en el espacio anular y permitir la salida de los recortes perforados a la superficie. El fluido circulante recoge los sólidos adicionales, aumentando efectivamente la viscosidad. Los polímeros son aditivos químicos que alteran la viscosidad del lodo.

Inhibición

La inhibición es un conocimiento significativo, pero no es una medida legible. Un lodo inhibido disminuye la tendencia a la hidratación con arcillas activas en los recortes perforados. La alta hidratación convierte en pegajosa a la formación, lo cual causa el embolamiento.

Los lodos a base de aceite son totalmente inhibidos y no tienen reacción con los recortes perforados. (AMOCO Production Company, 1988). El agua clara es altamente inhibitante, pero hay aditivos disponibles tales como cal, yeso o agua salada saturada, para disminuir la reacción.

Dispersión

Dispersión es la tendencia de los recortes a fraccionarse en piezas más pequeñas mientras se realiza el viaje hacia arriba por el espacio anular. Esto los hace más difíciles para las tremblorinas y otros equipos acondicionadores para separarlos del fluido. Si no se remueven inicialmente, estos sólidos seguirán quebrándose y se harán más difíciles

para remover durante el próximo período de circulación. La dispersión incrementa el área de superficie expuesta de los sólidos. Algunos lodos inhibidos pueden además ser dispersivos. Los lodos a base de aceite no son dispersivos.

2.5 Efectos sobre la Perforación

Los fluidos de perforación tienen algunos efectos en el desempeño de cualquier corrida de broca. Los diferentes tipos, propiedades y características del fluido de perforación pueden afectar la velocidad de penetración y la vida de la broca.

Peso del Lodo y Pérdida de Fluido

- El peso del lodo puede variar la velocidad de penetración.
- El aumento de peso puede reducir la velocidad de penetración (ROP).
- El lodo de peso estable, con aumento de sólidos de baja gravedad, puede disminuir la velocidad de penetración (ROP).
- El aumento de los chorros de pérdida (filtrado) puede incrementar la ROP en rocas permeables.

Chorros de Pérdida (Filtrado)

Los chorros de pérdida (filtrado) son el fluido perdido durante el corto tiempo antes que se comience a formar el enjarre. Los chorros de pérdida sólo pueden suceder en formaciones permeables, principalmente en aquellas formaciones cuya dureza es catalogada de media blanda a media. (Baker Hughes, 2004)

Los chorros de pérdida pueden mejorar la velocidad de penetración (ROP) en rocas permeables, permitiendo al fluido entrar a la matriz de la roca, disminuyendo así la resistencia efectiva de la formación. El diamante natural y los cortadores termalmente estables (TSP) actúan mejor cuando existen chorros de pérdida (filtrado) debido al punto de carga y la acción de corte usada.

Los lodos a base de agua siempre tienen chorros de pérdida, mientras que los a base de aceite no tienen aparentemente chorros de pérdida. Los lodos a base de aceite se utilizan con mayor frecuencia por sus características de inhibición en formaciones blandas, tales como las lutitas hidratables, sal, margas y tizas que brindan las mejores tasas de penetración (ROP). Las formaciones blandas no son permeables y por consiguiente, no pueden derivar mejoras en su ROP de los programas hidráulicos diseñados para inducir chorros de pérdida.

Base de Aceite Contra Base de Agua

Generalmente el desempeño de la broca es mejor con lodos a base de aceite que con lodos a base de agua (Eni Group, 2005). Los aspectos positivos del lodo a base de aceite incluyen:

- Los lodos a base de aceite pueden perfeccionar el desempeño de los PDC a través de la inhibición de formaciones reactivas. La inhibición previene la lutita reactiva a expandirse y convertirse en pegajosa, lo cual incrementa la limpieza de la broca.
- La lubricación de los lodos a base de aceite ayuda a la limpieza, conservando la broca, superficies de cortadores y partículas perforadas cubiertas de aceite.
- El mayor contenido de sólidos puede ser permitido, porque ellos actúan con baja abrasividad sobre la cabeza de la broca y los cortadores.
- El material de diamante es humectante al aceite, pero no al agua. Esto significa que no sólo el material de diamante se beneficia de la mayor capacidad del aceite para transmitir el calor, sino también de ser microscópicamente humectante en su superficie.
- Buenas propiedades (características de flujo) de la reología.

- Más inhibido que lodo inhibido a base de agua (inhibe la arcilla a la expansión y a fracturarse en pedazos).
- Efectivo contra la mayoría de tipos de corrosión.
- Permite densidad del lodo tan bajo como 7.5 lbs. Por galón.

Las Desventajas del Lodo a Base de Aceite Incluyen:

- Costo inicial más alto.
- Demanda más rigurosos procedimientos de control de la contaminación.
- Disminuye la efectividad del análisis de yacimientos (registros electrónicos y muestreo de núcleos). Esto se refiere a diesel, sistemas a base de aceite.
- El tratamiento de la pérdida de circulación es más difícil y costoso.
- La identificación de potenciales reventones de gas es más difícil porque el fluido de perforación tiene un componente de gas que hace difícil detectar el gas externo.

Sobre Equilibrio Alto

Un ligero sobre-equilibrio es requerido, pero el alto sobre-equilibrio resulta en formaciones plásticas. Las brocas PDC son menos afectadas por el sobre equilibrio que las de diamantes naturales, termalmente estables (TSP) o brocas de conos móviles. Las formaciones plásticas ceden más fácilmente por la acción de cizallamiento que por la de escopleado.

En situaciones de alto sobre-equilibrio, si la formación es apropiada, es favorable elegir un componente cortador más grande, como un PDC. Algunos operadores perforan en situaciones de bajo equilibrio para mejorar la productividad y la ROP. Se usa principalmente un BOP especial que rota. Esta práctica se utiliza en pozos horizontales donde la presión de la formación es moderada y fácilmente predecible. (Payne, 1995)

Contenido de Arena

Las partículas de área son abrasivas. Es importante mantener el contenido de arena al mínimo.

Reporte de Lodo de Perforación

El reporte de lodo de perforación entrega información ventajosa que a menudo es excluida por otros reportes de perforación.

2.6 Hidráulica

El término “hidráulica” define el flujo de fluido de perforación a través del sistema de circulación y es un proceso altamente inspeccionado para crear el mejor programa en general. (PEMEX, 2002)

Las principales metas de cualquier sistema hidráulico son:

- Ayudar a maximizar la velocidad de penetración.
- Enfriar la broca.
- Llevar los recortes y desprendimientos intactos a la superficie.
- Restringir la densidad circulatoria equivalente.
- Mantener el flujo apropiado por el espacio anular.

Distintos elementos del sistema hidráulico se operan para estar lo más cerca posible de estas metas. Los objetivos específicos de perforación y las limitaciones establecerán el énfasis relativo sobre cada meta y qué cambiar o controlar.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Componentes del Sistema de Circulación

Área Preparatoria: En esta área, los lodos y aditivos son recopilados y mezclados. El equipo utilizado en estas áreas incluye:

- Planta de lodo y almacén
- Presa de lodo o tanques
- Tolvas de mezcla y barriles
- Depósitos de almacenamiento a granel
- Tanque de agua
- Presa de reserva

Equipo de Circulación: Estos equipos acumulan el lodo en el fondo del pozo y lo bombean a la parte superior del mismo, a través del equipo de superficie. Este equipo incluye:

- Motor diesel
- Bombas de lodo
- Bomba especial y agitador
- Línea de descarga

- Tubería bajante (Stand Pipe)
- Tubo en “S” (cuello de ganso), barra cuadrada “Kelly” y manguera de perforación

Tubería de Perforación y Espacio Anular

El fluido de perforación se bombea hacia abajo por dentro de la tubería de perforación a la cara de la broca y de ésta al fondo del pozo y de ahí regresa a la superficie por el espacio anular.

Área de Acondicionamiento

- Líneas de retorno
- Temblorinas
- Separador de gases de lodo
- Desgasificador
- Desarenador
- Eliminador de sólidos (Desilter)
- Tanque asentador y presas

3.2 Restricciones del Sistema de Circulación

De las piezas de los equipos del sistema de circulación, la bomba es la principal limitación al sistema de flujo hidráulico y al de presiones. El equipo de superficie y la sarta son las principales restricciones reduciendo el flujo antes que éste alcance la broca. (Prieto, 2010)

Para mover la bomba de lodo se necesita una fuente de poder, generalmente un motor diesel. Hay límites a la dimensión del motor y al máximo de energía que puede entregarse a la bomba. Además, hay un mínimo de velocidad a la cual el motor es capaz de circular sin carga. Por debajo de ésta, se deberá completamente desembragar. La velocidad de marcha sin carga determina la más baja velocidad de la bomba en el taladro.

3.3 La Bomba

Existen varios estilos y tamaños de bombas en el mercado. Todas ellas tienen el mismo fin y tienen parámetros de operación similares. Las emboladas (recorrido) y el tamaño de la camisa pueden modificarse para variar la salida del flujo de fluido.

Emboladas (recorrido): El pistón se moviliza dentro de la bomba hacia delante y hacia atrás, a una determinada velocidad cada minuto

(emboladas (recorrido) por minuto -epm). Algunos taladros están combinados, así que de esta forma las bombas deben operar a una velocidad preestablecida. La mayoría de los taladros admiten variar las emboladas. Una tasa más rápida bombea más fluido. El máximo de “epm” lo define el fabricante, pero el usuario siempre establece el límite máximo alrededor de un 80 por ciento de la recomendación del fabricante. (Schlumberger, 2008)

Largo de embolada (recorrido): Los fabricantes establecen la distancia que el pistón viaja dentro de la bomba. Las emboladas más largas bombean más fluido.

Tamaño de la camisa: El tamaño de la camisa del pistón y de la cabeza del pistón puede variar en la bomba de lodo. Una camisa más pequeña comprime la cantidad de fluido bombeado, pero crece el límite de presión. Se requieren dos horas o más para cambiar las camisas. El cambio de la camisa puede permitir una combinación de presión y tasa de flujo más eficiente lo cual optimizaría el desempeño del equipo.

Rendimiento

El fluido que fluye de la bomba posee una tasa de flujo de circulación (Q) (Gasto) expresada en galones por minuto (GPM) y la presión que se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi). El sistema de presión será significativo al referirse de la hidráulica de la broca. La velocidad es más

crítica cuando el fluido fluye por el espacio anular. La velocidad anular (AV) debe ser lo bastante alta para limpiar el pozo. (Barnes, 2009)

$$AV = \frac{24.51 Q}{D_h^2 - D_p^2}$$

Dónde:

D_h = diámetro del hoyo

D_p = tubo o diámetro externo del collar

3.4 Equipo de Superficie y Sarta

El flujo y la velocidad de la bomba son necesarios para limpiar el pozo y la presión en la broca en cambio para limpiar su cara y el fondo. No obstante, la presión se pierde debido a la fricción dentro de las mangueras, tubería, collares y otros equipos de superficie y en el espacio anular. La pérdida de presión es un componente importante en el cálculo de la hidráulica de la broca.

Hidráulica del Espacio Anular

Tres de los importantes objetivos del sistema hidráulico son alcanzados en el espacio anular, como lo son:

Limpieza del pozo: Para incrementar el proceso de limpiar el hoyo, se puede aumentar la VA, el punto de cedencia o los dos al menor tiempo.

Esto se realiza para:

- No restringir la velocidad de penetración
- Impedir atrapamiento de la tubería
- Disminuir el torque de la sarta

Límite de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

ECD es la combinación de la presión de fricción del espacio anular (pérdida de presión) y la presión hidrostática expresada en términos de peso de lodo. (CEDIP, 2008)

La siguiente figura muestra el ejemplo sin circulación y típica circulación de perforación. El manómetro indica la medida calculada. El aumento de ECD en este caso es 0.6, o la diferencia entre peso de lodo no circulante y peso del lodo circulante.

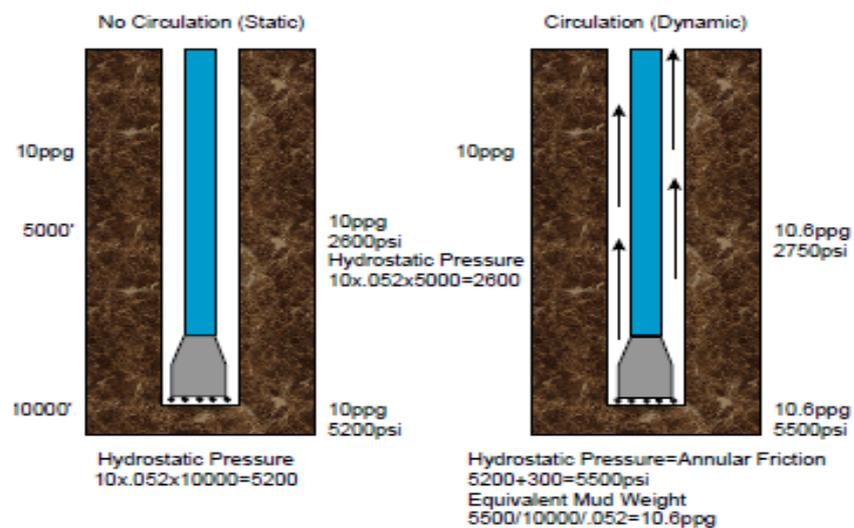


Figura 3.1 Presión Hidrostática con y sin circulación

Fuente: Cruz, A., 2009.

Para reducir la ECD se requiere disminuir la velocidad anular, el punto de cedencia o los dos. Esto se hace para prevenir una fractura o erosión de las paredes de la formación durante la perforación.

Cuando la ECD es mayor a la resistencia de la formación, la formación puede fracturarse y todo el lodo penetrar en ella. Esto es llamado pérdida de circulación. La pérdida de fluido debe ser sustituida para conservar el proceso de perforación apropiadamente. La total pérdida de circulación detiene las operaciones de perforación y demanda radicales medidas para formar una capa de sólidos en las paredes del pozo. (Cruz, 2009)

Para lograr el flujo laminar del flujo turbulento, se puede reducir la velocidad anular mientras se conserva el punto de cedencia o se mantiene la velocidad anular y se aumenta el punto de cedencia.

Mantener el Flujo Apropiado

La presión es necesaria para mover el fluido de perforación a través del equipo de superficie y la sarta. El patrón de flujo propio, turbulento o laminar, depende de todos los componentes de perforación relacionados a cada operación de perforación.

En el flujo laminar, todas las partículas de fluido se desplazan en la misma dirección paralela. El flujo laminar es usado para prevenir erosiones en el pozo, principalmente cuando se perfora formaciones muy blandas. El flujo turbulento mezcla las direcciones y varía la velocidad o tasa de flujo.

El flujo turbulento tiende a erosionar los lados del espacio anular, pero se puede utilizar para maximizar la limpieza en formaciones donde la erosión no es un problema. (Barnes, 2009)

El punto en el cual el flujo laminar cambia a flujo turbulento es llamado velocidad crítica. La siguiente imagen muestra el flujo transitorio, que es cuando el patrón de flujo se mantiene en o cerca de la velocidad crítica y resulta una combinación de flujos laminar y turbulento.

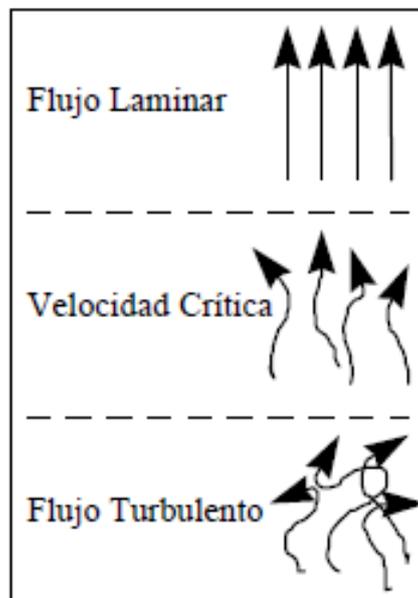


Figura 3.2 Tipos de Flujo

Fuente: Barnes, H., 2009.

Compromisos

Es poco probable que se puedan reunir todos los objetivos hidráulicos a nivel ideal. Para incrementar el éxito en uno de ellos, se debe reducir el éxito en otros. Dos de los principales compromisos que se hacen en la tasa de flujo en el taladro envuelve la tasa de flujo y el punto de cadencia.

Tabla I. Objetivos Hidráulicos

Bastante alto para:	Bastante bajo para:
Limpiar hoyo	Prevenir erosión hoyo
Limpiar la broca	Reducir desgaste de broca
Enfriar la broca	Reducir desgaste de bomba
Mantener la velocidad sin carga de la bomba (5SPM)	Mantenerse por debajo de la máxima velocidad de la bomba
	Mantenerse por debajo de la máxima presión de la bomba
Subir los recortes por el espacio anular	Prevenir el excesivo ECD
Mantener el flujo laminar	Prevenir la excesiva presión de la bomba

Fuente: Halliburton DBS., 1998

La tabla II indica la relación que existe entre estos objetivos, las acciones y la razón por la que cada uno de ellos es importante.

Tabla II. Relación de Objetivos y Acciones

Objetivos	Acciones	Por qué
Aumentar limpieza del hoyo	Velocidad anular ↑ o YP ↓	Sin límite ROP
Disminuye ECD	Velocidad anular ↓ o YP ↓	Prevenir Fractura de formación
Mantener Velocidad Crítica	Velocidad anular ↓ o YP ↔ o Velocidad Anular ↔ o YP ↑	Prevenir Erosión del Hoyo

Fuente: Halliburton DBS., 1998

3.5 Hidráulica General de la Broca

Dos de los objetivos hidráulicos se logran aquí: máxima velocidad de penetración lograda a través de la limpieza de recortes de la cara de la broca y el fondo del pozo, además de la prolongación de la vida de la broca por adecuado enfriamiento.

El flujo de perforación debajo del centro de la tubería de perforación se concentra en la broca. Esto causa el mismo resultado de una boquilla habitual de manguera doméstica. (Halliburton DBS, 1998)

La presión del sistema local es proveída por la torre de agua y sólo puede cambiarse por el incremento o la reducción de la altura de la misma. La presión en el taladro es abastecida por la bomba de lodo y puede ser

variada por el cambio de la camisa del pistón. Existe una pérdida de presión por las conexiones y otros accesorios de la tubería en la torre de agua, conducciones, casa y mangueras, similar a la pérdida de presión del equipo de superficie y sarta en el taladro.

Por ejemplo, cuando una manguera doméstica está completamente cerrada no hay flujo de agua. Si se necesita limpiar un auto se abre el orificio. Cuando se abre poco se produce algún flujo o capacidad de limpieza. Mientras la boquilla se continúa abriendo, el flujo se hace más estable y mejor la limpieza que puede conseguirse. Finalmente, si se abre la boquilla demasiado, el agua fluye generosamente al jardín, tal como se muestra en la figura.

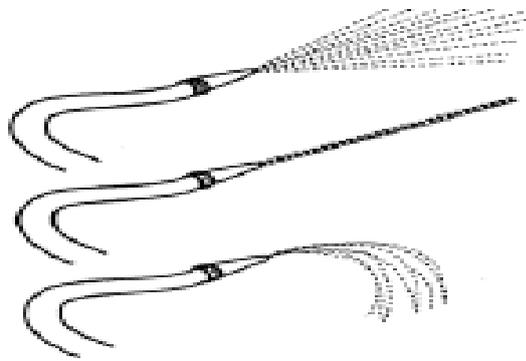


Figura 3.3 Flujo a Diferentes Áreas

Fuente: Barnes, H., 2009

3.6 Área de Flujo Total (TFA) o Área de Boquilla (A_n)

El flujo de fluido se estrecha en la broca convirtiendo la alta presión y la baja velocidad dentro de la sarta a baja presión y alta velocidad debajo de la broca. Esto es diferente en las brocas PDC y de conos móviles, que en las de diamante natural o termalmente estables (TSP).

Boquillas: Las brocas PDC y las de conos móviles usan boquillas para controlar el flujo del fluido de perforación. La broca PDC puede usar más de tres boquillas que tienen un amplio rango de tamaños. Las boquillas intercambiables en el campo brindan un programa hidráulico localmente controlable. Por ejemplo, el tamaño de las boquillas puede establecerse hasta en el momento en que la broca se instala en la sarta. El área de flujo de las brocas con boquilla es solamente la suma del área circular de todas las boquillas y es expresada en pulgadas cuadradas. (PEMEX, 2002).

$$A_n = 0.000767 (d_1^2 + d_2^2)$$

Donde d_1 y d_2 son el diámetro del orificio de la boquilla en 32avos de pulgada.

Tabla III. Relación de Áreas y Tamaño de Boquillas

Área tamaño de Boquilla	Área de uno	Área de dos	Área de tres	Área de cuatro	Área de cinco	Área de seis	Área de siete
7/32	0,0376	0,752	0,1127	0,1504	0,188	0,2256	0,2632
1/4	0,0491	0,0982	0,1473	0,1964	0,2455	0,2946	0,3437
9/32	0,0621	0,1242	0,1864	0,2484	0,3105	0,3726	0,4347
5/16	0,0767	0,1534	0,2301	0,3068	0,3835	0,4602	0,5369
11/32	0,0928	0,1856	0,2784	0,3712	0,464	0,5568	0,6496
3/8	0,1104	0,2209	0,3313	0,4416	0,552	0,6624	0,7728
13/32	0,1296	0,2592	0,3889	0,5184	0,648	0,7776	0,9072
7/16	0,1503	0,3007	0,451	0,6012	0,7515	0,9018	1,0521
15/32	0,1726	0,3451	0,5177	0,6904	0,863	1,0356	1,2082
1/2	0,1936	0,3927	0,589	0,7852	0,9815	1,1778	1,3741
9/16	0,2485	0,497	0,7455	0,994	1,2425	1,491	1,7395
5/8	0,3068	0,6136	0,9204	1,2272	1,534	1,8408	2,1476
11/16	0,3712	0,7424	1,1137	1,4848	1,856	2,2272	2,5984
3/4	0,4418	0,8836	1,3254	1,7672	2,209	2,6508	3,0926
13/16	0,5185	1,037	1,5555	2,074	2,5925	3,111	3,6295
7/8	0,6013	1,2026	1,804	2,4052	3,0065	3,6078	4,2091
30/32	0,6903	1,3806	2,0709	2,7612	3,4515	4,1418	4,8321
32/32	0,7854	1,5708	2,3562	3,1416	3,927	4,7124	5,4978

Elaborado por: Christian Molina

3.7 Caída de Presión de la Broca (ΔP_b)

La presión de la broca en un sistema de perforación se pierde en tres lugares:

- Los equipos de superficie y la sarta
- En las boquillas o en la cara de la broca
- En el espacio anular

Brocas con boquilla: La pérdida de presión es una función directa de la tasa de fluido, área de la boquilla y peso del lodo.

Esto es calculado por:

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 P}{10858 A_n^2}$$

Dónde:

Q = Tasa de flujo en GPM

P = Peso del lodo en ppg

Con las brocas PDC se refiere a la presión perdida en la cara de la broca. Los cálculos para el área total de flujo son relacionados al espacio entre el cuerpo de la broca y la formación, creada por la parte expuesta del cortador de diamante. Cuando la broca se levanta del fondo hay una pequeña pérdida de presión. El cálculo es el mismo que el de la boquilla con la broca donde A_n es reemplazado por TFA.

3.8 Fuerza de impacto y caballaje en la hidráulica de la broca (BHHP)

La fuerza de impacto es definida como la tasa de cambio del momento del fluido a través de la broca, como una función de densidad del fluido, tasa de circulación y velocidad en la boquilla. El caballaje hidráulico de la broca es la tasa a la cual el fluido opera en el área específica de flujo de la broca, en el orificio de la boquilla o en el punto de control TFA. La distinción entre fuerza y energía no es significativa. El caballaje hidráulico es la definición

más usada para la optimización hidráulica tanto para las brocas de conos fijos como móviles. Cuando el caballaje hidráulico de entrada del motor diesel se convierte en tasa de fluido y presión en la bomba de lodo, en algunos casos esta fuerza es reconvertida en caballaje hidráulico de salida en la broca. Lo restante es consumido como pérdidas de fricción.

La fórmula para calcular los BHHP es la caída de presión de la broca por la tasa de flujo dividida por la constante 1714, o:

$$\text{BHHP} = \frac{\Delta P_b Q}{1714}$$

Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada (HSI): El caballaje hidráulico cambia considerablemente dependiendo del diámetro de la broca. Para una comparación más fácil, BHHP se convierte a HSI.

El cálculo divide BHPP por el área del diámetro del fondo del pozo, o:

$$\text{HSI} = \frac{\text{BHHP}}{0.785 D_b^2}$$

Donde D_b es el diámetro de la broca en pulgadas.

Interacción

El principal objetivo de un programa hidráulico es optimizar cada uno de las variables del sistema: la velocidad y la presión de la bomba, la viscosidad del lodo y las boquillas o área total de flujo. Estos controlarán

la tasa de flujo, incluyendo la velocidad anular, y el trabajo realizado en la broca. La optimización no debe confundirse con maximización.

Tasa Flujo	Tubería Diámetro Hidráulico	Longitud Tubería	Peso Por Pulgada Cuadrada	Lodo
400	3.83 pulgs.	1000	10	67
800 (2X)	3.83 pulgs	1000	10	244 (4X)
400	4.28 pulgs	1000	10	38
400	3.83 pulgs	2000 (2X)	10	134 (2X)
400	3.83 pulgs	1000	12 (+20%)	80 (+20%)

Figura 3.4 Variables Hidráulicas

Fuente: Halliburton DBS., 1998

La Figura muestra cómo la presión del sistema es afectada por los cambios de la tasa de flujo, el diámetro hidráulico, el largo de la tubería y el peso del lodo. Hay que tomar en cuenta que el duplicar la tasa de flujo aumenta cuatro veces la pérdida de presión de la tubería. Esto consume más caballos de fuerza, los cuales no estarán disponibles en la broca para limpieza y enfriamiento.

Si no se puede lograr una suficiente tasa de flujo y el caballaje, no se debe recomendar una broca de cortadores fijos. Después que la corrida ha iniciado se puede aumentar el HSI incrementando la velocidad de

bomba (spm), que a la vez incrementará la presión de bomba (León, s.f), para esto se incrementa la presión de bomba sólo al máximo permitido por el cliente.

3.9 Consideraciones de Turbina o PDM

Las turbinas y (PDM) son usados por los clientes para perforar con o sin la rotación de la tubería para control direccional y para lograr más altas revoluciones (RPM) y velocidad de penetración.

Cuando se usan turbinas y PDM, la hidráulica se ve afectada. Las propiedades del fluido y la presión descargada por la broca generan una fuerza hidráulica hacia abajo llamada bombeo sin fuerza. El peso de la broca crea una fuerza hacia arriba. Las turbinas y el PDM requieren de presión de bombas para accionar el rotor. Los rodamientos lubricados por el lodo demandan de 5 a 20 por ciento de la tasa de fluido para enfriar y lubricar los rodamientos de empuje. El balance de los rodamientos es muy importante si la fuerza de bombas es demasiado alta, esto puede causar erosión de los rodamientos o daños. (National Oilwell Varco, 2012)

Si es demasiado baja a causa de la insuficiente presión sobre la broca o flujo, entonces puede haber insuficiente enfriamiento y lubricación, o deformación de los rodamientos que absorben la carga de fondo.

Los requerimientos de una turbina en particular o PDM solicitan ser tomados en cuenta cuando se realiza un programa hidráulico. Estos son:

- Las turbinas y PDM generan requisitos adicionales de presión de bomba.

- Las turbinas y PDM deben trabajar sin un rango específico de tasa de flujo y rango de caída de presión de la broca.
- Los rodamientos lubricados por el lodo desvían de la broca del 5 al 20 por ciento del total de flujo.
- Los rodamientos lubricados por aceite no desvían flujo de la broca.
- Se debe consultar la literatura del fabricante para requisitos específicos.
- Medición al perforar (MWD): La herramienta MWD impone sus propias reservas, que deben ser consideradas cuando se realiza un programa hidráulico. Las consideraciones importantes son:
 - Requisitos de presión adicional de la bomba
 - Determinadas limitaciones de la tasa de flujo
 - Una pequeña porción del fluido de perforación puede ser desviada de la broca
 - Algunas operan sólo en una banda específica de rotaciones (RPM)

Para tomar en cuenta estas especificaciones, se debe consultar la literatura del fabricante para requisitos concretos.

3.10 Optimización de la Hidráulica de la Broca

La optimización de la hidráulica de la broca es el cálculo del tamaño de las boquillas y la tasa de flujo que constituyen un régimen de flujo de fluido de perforación que maximizan la velocidad de penetración mientras

conservan la velocidad anular y la densidad de la circulación equivalente en valores apropiados. Un adecuado programa de optimización hidráulica nivela los siguientes requisitos de clientes:

- Máxima velocidad de penetración
- Óptima limpieza del hoyo
- Integridad del pozo
- No pérdida de fluido en la formación

El ajuste de los parámetros para maximizar la velocidad de penetración de las brocas de cortadores fijo, o las de conos móviles plantean la elección entre maximizar la tasa de flujo a expensas del caballaje hidráulico o maximizar el caballaje hidráulico a expensas de la tasa de flujo (Taylor, 2007). La elección de qué parámetro maximizar depende de los factores siguientes:

- Tipo de broca
- Tipo de lodo
- Tipo de roca
- Resistencia de la roca
- Características de la roca

3.11 Optimización de la Hidráulica de la Broca de Conos Móviles

La hidráulica de las brocas de conos móviles generalmente se optimiza maximizando el caballaje hidráulico, sin embargo, existen situaciones donde la maximización de la tasa de flujo logra mejores resultados.

Maximización del Caballaje Hidráulico

Para satisfacer los requisitos de limpieza, la integridad del pozo y la no pérdida de flujo, la tasa de flujo para las brocas de conos móviles debe estar dentro de los límites de 30 a 50 gpm por pulgada de diámetro de la broca.

Con la tasa de flujo en el rango indicado, el tamaño de la boquilla se calcula para dar 65% de pérdida presión del sistema en la broca. Esto maximizará el caballaje hidráulico. La tasa de flujo debe ser tan alta como sea posible sin exceder la presión vertical límite de la tubería. (Halliburton DBS, 1998)

Maximización de la Tasa de Flujo

Las aplicaciones de brocas de conos móviles que requieren máxima tasa de flujo en vez de caballaje hidráulico son:

- Formaciones blandas donde se espera una alta velocidad de penetración

- Hoyos de gran diámetro ($> 12 \frac{1}{4}$ ") donde se usan brocas de acero blando o de insertos
- Aplicaciones que requieren brocas con descentricidad mayor que un – 3.

Cincelado de Condo

El cincelado de fondo es un fenómeno causado cuando la presión es mayor encima de una partícula de la formación que debajo. Esto puede pasar con la acción de trituración y giro de las brocas de conos móviles cuando el sobre equilibrio del fluido de perforación es muy alto.

3.12 Optimización de la hidráulica de la broca de cortadores fijos

Brocas PDC

La optimización de la hidráulica de las brocas PDC está muy influenciada por el tipo de lodo, a base de agua o a base de aceite. El enfoque a la optimización hidráulica es diferente en cada caso.

Lodo a Base de Aceite

Es casi admitido que en aplicaciones con el lodo a base de aceite la velocidad de penetración de las brocas PDC varía con la tasa de flujo. La tasa de flujo es el parámetro a maximizar para brocas PDC empleadas

con lodos a base de aceite. El valor máximo para la tasa de flujo se registrará por uno o más de los parámetros siguientes:

- Permanencia dentro del límite de presión del tubo vertical
- Mantenimiento de un valor HSI de entre 1.5 a 2. El alto fin de este rango debe ser utilizado en formaciones de lutitas blandas, arcillas y calizas
- Mantenimiento de una apropiada velocidad anular para cumplir con los requisitos de limpieza del hoyo

La excepción a este principio de maximización de la tasa de flujo para las brocas PDC, es el trabajo hecho por British Petroleum (BP) en Colombia. El enfoque de esta compañía para lograr la más alta velocidad de penetración es correr la broca con el valor HSI lo más alto posible. Sin embargo, en este caso, la tasa de flujo no se sacrifica. Los parámetros hidráulicos típicos para un hoyo de 12 ¼ " son:

- Tasa de flujo: 1200 gpm,
- HSI: 8 a 10
- Presión del tubo vertical: 400psi

Lodos a Base de Agua

Los lodos a base de agua no pueden limpiar las brocas PDC tan efectivamente como los a base de aceite. Estos emplean un enfoque

diferente para la optimización de la hidráulica, que los usados para el lodo a base de aceite. En formaciones de lutitas/arcillas duras (arcilitas) y calizas se requiere un nivel más alto de fuerza hidráulica (H.S.I.) para obtener un nivel aprobado de limpieza eficiente. En las más blandas de estas formaciones, la optimización para minimizar la velocidad de penetración se logra utilizando un H.S.I. de alrededor de 5 y maximizando la tasa de flujo hasta el máximo que permita la presión alcanzada por el tubo vertical. (Mendoza, 2011)

3.13 Brocas de Diamante Natural y Termalmente Estables (TSP)

Para perforar la mayoría de las formaciones medias, así como la medio duras, los elementos de diamante natural y termalmente estables (TSP) son los más adaptables. Estas formaciones responden mejor al incremento de caballaje mecánico. No demandan una tasa de flujo tan alta como la solicitada en rocas más blandas, porque el volumen de recortes a remover es sustancialmente menor que en las formaciones más blandas.

En formaciones media, medio duras y duras, la broca se convierte en el criterio limitante al seleccionar los parámetros hidráulicos. Los elementos de corte de diamantes naturales y termalmente estables (TSP) son significativamente más pequeños que los elementos PDC. El espacio entre la cara de la broca y la formación es tan pequeño que la velocidad

del fluido se vuelve extrema y removerá los elementos de corte de la broca si se usa demasiada tasa de flujo y caída de presión (y el HSI correspondiente) sobre la broca. (Hussain, 2011)

Los conductos de fluidos para brocas de diamantes naturales y termalmente estables (TSP) son de diseño radiales o cruzado de relleno. Los diseños radiales estilizan la manera en que el fluido sale de la broca. El diseño cruzado fuerza al flujo a pasar sobre el relleno para alcanzar las áreas colectoras de baja presión. Como resultado, cada uno de estos diseños de demanda diferentes parámetros hidráulicos.

Los diseños de flujo radial permiten altas tasas de flujo y alta caída de presión sobre la broca porque el volumen de flujo y la turbulencia son dirigidas hacia abajo, directamente hacia las vías de salida en las ranuras de alivio. Consecuentemente, los elementos de corte no son tan propensos a ser erosionados por el flujo. El flujo cruzado estimula al flujo a cruzar los soportes que contienen los elementos de corte, sometiendo así a los elementos de corte a la erosión. La caída de presión de la broca causa turbulencia, la cual, a su vez, causa aumento del daño por erosión. De manera que, el HSI y la caída de presión de la broca están reduciéndose a medida que la dureza de la formación aumenta de media a dura. Esto también explica por qué las brocas de cortadores fijos usan más bajo HSI y DPb que las de conos móviles. (National Oilwell Varco, 2012)

Estas tendencias deben ser usadas como guías, a menos que la reacción de las formaciones locales prueben que se actúe de otra manera. Las formaciones de igual dureza pueden reaccionar de manera diferente debido a sus tipos y características. Se han alcanzado desempeños exitosos usando un amplio rango de tasas de flujo y combinaciones de HSI dentro de grupos de formaciones de dureza similar.

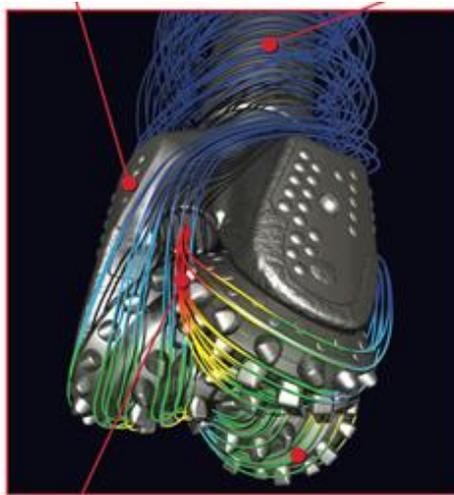


Figura 3.5 Broca Triconica
Fuente: Halliburton DBS., 1998

En la siguiente tabla se describen los riesgos asociados a las actividades de perforación y su respectivo plan de contingencia.

Tabla IV. Riesgos Asociados a las actividades de perforación

Sección	Identificar el Riesgo	Impacto del Riesgo	Plan para Mitigación	Plan de Contingencia
26"	Conos atascados con cantos rodados.	Baja ROP, viajes no planificados a superficie, NPT.	Modificar los parámetros de perforación.	Si luego de 2 horas de modificar los parámetros de perforación, no se tiene éxito, se recomienda sacar a superficie para desatascar manualmente los conos.
26"	Fracturas de formación.	Influjos, perdidas de fluido, viajes no planificado, cementaciones remediales, NPT.	Usar una hidráulica no agresiva y un cronograma estricto de bombeo.	Bombear píldoras con LCM para sellar la formación.
16"	Embolamiento de la broca.	Bajo ROP y bajo desempeño.	Utilizar una hidráulica agresiva	Bombear constantemente píldoras

			con un HHSI mayor a 3 de ser posible.	dispersas anti-embolantes.
16"	Daño prematuro de la broca en los conglomerados de Tiyuyacu.	Bajo ROP, viajes a superficie para cambio de broca.	Utilizar parámetros de perforación controlados y recomendados, 20' antes y después de los topes y bases por prognosis.	Revisar el análisis de compresibilidad SPARTA, para estimar la dureza de los conglomerados.
12 ¼"	Embolamiento de la broca al salir de las zonas de conglomerado con parámetros controlados.	Baja ROP.	Identificar los "Drilling Breaks" para correlacionar las profundidades apropiadas para a optimización oportuna de los parámetros de perforación.	Bombear píldoras anti-embolantes y maniobrar la sarta según se requiera.
12 ¼"	Embolamiento en arcillas, al retomar la perforación luego de un viaje.	Baja ROP.	Reiniciar la perforación con bajo WOB durante los primeros 5' hasta que tengamos un nuevo patrón de fondo estable.	Bombear píldoras anti embolantes y maniobrar la sarta según se requiera.

8 ½"	Daño prematuro de la broca en zonas de transición formacional.	Bajo ROP, viajes para cambio de broca.	Reducir los parámetros de perforación en zonas de transición formacional para reducir el efecto de transición en esta zona.	Realizar pruebas de perforabilidad para determinar el rendimiento de la broca (ROP) y confirmar si es efectivo continuar perforando o cambiar de aplicación.
8 ½"	Vibración	Baja ROP, falla de herramientas, daño prematuro en la broca, viaje no planificados para cambio de broca y/o herramientas.	Modificar los parámetros de perforación acorde a las recomendaciones de Sperry Drilling y HDBS.	Incrementar la lubricidad en el Sistema de fluidos de perforación.
8 ½"	Pega Diferencial	Lost In Hole , alto riesgo de pérdida del pozo , Side Track	Reducir el tiempo de conexión, reducir tiempo de toma de survey	Chequear peso de sarta subiendo y bajando , tratar de rotar el 100%

Fuente: Halliburton Drill Bits and Service, 2016

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para el correcto análisis e interpretación de los resultados obtenidos en el análisis de la hidráulica en las operaciones de perforación, es necesario clasificar por secciones

4.1 Sección de 26”

Es la primera zona en la actividad de perforación un problema muy común cuando se usa una broca tricónica es el estancamiento de los conos, algo que en ocasiones provoca viajes a superficies para reemplazar la broca, ocasionando un NPT en la operación. Para mitigar este problema es recomendable desde un inicio utilizar correctos parámetros de perforación, en caso de que no se tenga éxito en desatascar los conos, es inevitable realizar un viaje a superficie.

Esta sección primaria al ser no muy consolidada tiene el riesgo de presentar fracturas de formación, un grave problema que puede ocasionar:

- Perdidas de fluido de perforación
- Cementaciones remediales
- Viajes no planificados (NPT)

Usar una hidráulica no muy agresiva y bombear píldoras de LCM como factores de contingencia es de mucha importancia.

4.2 Sección de 16''

En esta sección un problema común es el Embolamiento de la broca, ocasionado por el hinchamiento de arcillas. Esto ocasiona una baja ROP y con esto una disminución en el desempeño de la perforación. Utilizar una hidráulica agresiva con un HHSI mayor a 3 de ser posible, esto con el fin de tener una mejor limpieza en el pozo y evitar el Embolamiento. Bombear píldoras dispersas es recomendable.

El daño de la broca es algo común en formaciones duras como Tiyuyacu, ocasionando una baja en las ROP y hacer viajes obligatorios para hacer un cambio de broca. Para prevenir este problema es recomendable revisar la compresibilidad de la sarta para estimar la dureza de la formación y con esto utilizar parámetros de perforación controlados y recomendados por el Ingeniero de Brocas.

4.3 Sección de 12 ¼ ''

Embolamiento de la broca luego de salir de las zonas de conglomerados y luego de retomar la perforación después de un

viaje, esto último ocasionado por el hinchamiento de arcillas. Ambos problemas ocasionan una baja ROP.

Se debe identificar los Drilling Breaks y con esto optimizar los parámetros de perforación. Para reiniciar la perforación se debe utilizar una WOB baja hasta obtener un patrón de fondo estable.

Un plan de contingencia para estos problemas es bombear píldoras anti embolantes y maniobrar la sarta según se requiera.

4.4 Sección de 8 ½ "

El daño de la broca en zonas de transición es común, para esto es recomendable cambiar los parámetros de perforación en cada zona de transición formacional y monitorear el rendimiento de la perforación (ROP).

Aumento en la Vibración de la broca y sarta, ocasiona una falla en las herramientas provocando viajes no planificados para su reemplazo, provocando NPT en las actividades. Se debe seguir las recomendaciones del equipo de Sperry Drilling y HDBS.

La pega diferencial es un problema cuando el pozo incrementa en profundidad y con esto su ángulo de desviación, ocasionando lost in hole, operaciones de Side Track y riesgos de perder el pozo. Para

mitigar este problema es recomendable monitorear constantemente el peso de la sarta subiendo, bajando y tratar de rotar al 100 %.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La mayoría de los modelos hidráulicos en las actividades petroleras se encuentran determinados por las secciones que constituyan un pozo petrolero. Es por ello que la hidráulica debe ser lo más adecuada posible al momento de calcular la caída de presión que se ocasiona cada vez que un fluido atraviesa una tubería en cada una de las secciones.

Un sistema hidráulico correcto, inicialmente ofrece un pozo en condiciones adecuadas para la perforación, analiza las diferentes aplicaciones que conllevaría la perforación para finalmente cumplir con los objetivos propuestos por el operador sin necesidad de que se hayan excedido las condiciones establecidas al inicio de la perforación.

RECOMENDACIONES

Se debe proporcionar una eficiencia en el uso de los sistemas de circulación al momento de utilizar los equipos de perforación, ya que de esta forma se podrá maximizar la energía hidráulica y se disminuirán los costos totales que se incurren en la perforación.

ANEXOS

ANEXO B: REPORTE DE HIDRÁULICA

WHAT-IF HYDRAULICS REPORT

Operator :
Well Name : Villano 23H ST1
Run : 100

Field :
Lease :

Input Information

Hole Depth - 13578.0 ft	Flow - 900.00 gpm	Model - Herschel-Bulkley
Bit Depth - 13578.0 ft	Riser Flow - 900.00 gpm	MdWt - 12.50 ppg
Spd - 0.0 fpm	Cut Size - 0.000 in	n - 0.715
FracPres - 0.0 ppg	Cut Dens - 0.00 in	k - 0.441 lsr/hf2
Bit Size - 12.250 in		Tau0 - 10.02 lhf2
Bit TFA - 1.5700 in2		

Bit Information

Drop - 378 psig	Pwr - 198 hp	Imp - 1071.81 lbs
Vel - 183.92 fps	Pwr/A - 1.68 hpsi	Imp/A - 9.09 psig
% @Bit - 8.6 %		

Pipe Information

Depth (ft)	Pipe	OD (in)	ID (in)	Drop (psig)	Vel (fpm)	Crit (fpm)
11258.2	Drill Pipe	5.88	4.78	1630	966.25	346.44
11261.5	Sub	7.00	2.25	13	4357.30	414.99
12962.8	Drill Pipe	5.00	4.28	531	1206.44	354.41
13354.8	Drill Pipe	5.00	3.00	429	2450.98	384.44
13386.5	Jar	6.50	2.50	80	3529.41	403.07
13507.0	Drill Pipe	5.00	3.00	132	2450.98	384.44
13510.6	Sub	8.06	2.81	5	2787.68	390.74
13541.3	MWD	7.72	3.31	22	2009.74	375.26
13546.7	Stabilizer	8.00	3.00	6	2450.98	384.44
13550.8	Sub	7.97	5.66	0	688.57	335.39
13577.0	Motor	8.00	5.25	850	800.32	340.14
13578.0	Bit	8.72	3.00	1	2450.98	384.44

Annulus Information

Depth (ft)	Hole	ID (in)	Pipe	OD (in)	Drop (psig)	Vel (fpm)	Crit (fpm)	ECD (ppg)	S/S (ppg)
6022.0	Casing	12.41	Drill Pipe	5.88	67	184.40	360.60	12.72	0.00
11258.2	Open Hole	12.25	Drill Pipe	5.88	65	190.90	362.79	12.73	0.00
11261.5	Open Hole	12.25	X-Over Sub	7.00	0	218.30	378.77	12.73	0.00
12962.8	Open Hole	12.25	Drill Pipe	5.00	18	176.40	353.11	12.72	0.00
13354.8	Open Hole	12.25	Heavy Weig	5.00	4	176.40	353.11	12.72	0.00
13386.5	Open Hole	12.25	Jar	6.50	0	204.60	370.76	12.72	0.00
13507.0	Open Hole	12.25	Heavy Weig	5.00	1	176.40	353.11	12.72	0.00
13510.6	Open Hole	12.25	X-Over Sub	8.06	0	259.40	400.21	12.72	0.00
13541.3	Open Hole	12.25	Collar	7.72	1	243.80	392.28	12.72	0.00
13546.7	Open Hole	12.25	Integral B	8.00	0	256.30	398.40	12.72	0.00
13550.8	Open Hole	12.25	Flex	7.97	0	254.90	397.71	12.72	0.00
13577.0	Open Hole	12.25	Mud Motor	8.00	1	256.30	398.40	12.72	0.00
13578.0	Open Hole	12.25	PDC	8.72	0	298.00	418.72	12.72	0.00

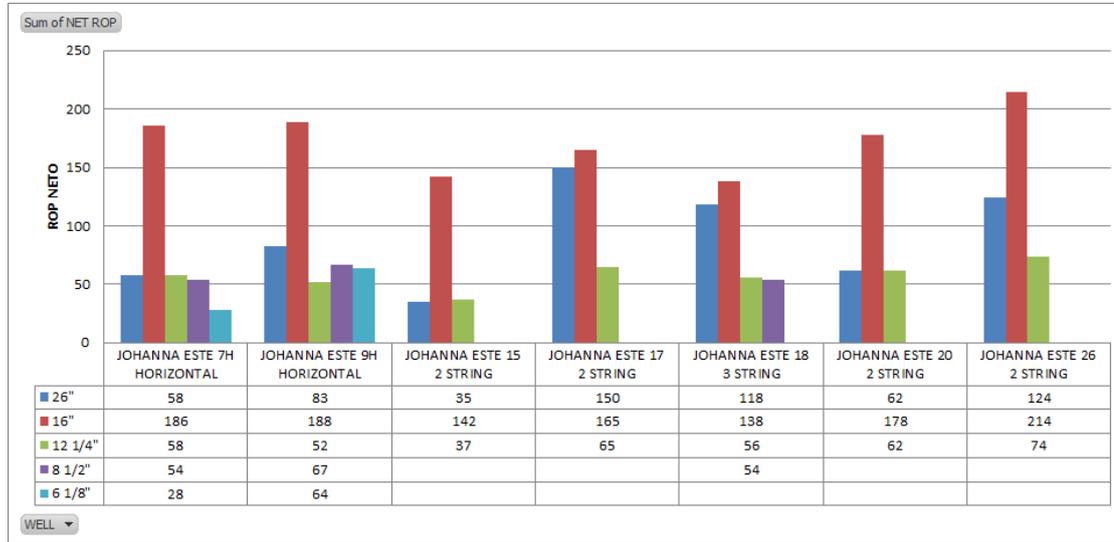
System Hydraulics

Surface - 166 psig	ECD Shoe - 12.73 ppg	
Drillstring - 3700 psig	ECD Btm - 12.72 ppg	
Mud Motor - 850 psig	S/S Shoe - 0.00 ppg	
Bit - 378 psig	S/S Btm - 0.00 ppg	
Annulus - 158 psig	Max Ann Vel - 297.99 ipm	
System - 4400 psig		

Lag Hydraulics

Lag String	Stks	Vol (bbl)	min	
Lag Annulus	N/A	282.90	13	
	N/A	1517.36	70	Slip Vel Largest Sec - 0.00

ANEXO C: COMPARACIÓN DE POZOS Y SECCIONES



BIBLIOGRAFÍA

Abbot, S., Ausberg, J., Bilk, D., N, B., & T, C. (2000). *Manual de fluidos de perforación*. Houston.

AMOCO Production Company. (1988). *Drilling Fluids Manual*. Houston.

Baker Hughes. (2004). *Fluids Facts Engineering Handbook*. Houston.

Barnes, H. (2009). *An Introduction to Rheology*. Elsevier.

Bautista, L. (2010). *Control de Sólidos*. Lima.

Browman, M. (2012). *Fluidos de perforación de emulsión reversible para un mejor desempeño del pozo*. Obtenido de http://www.slb.com/~-/media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/win04/06_reversible_drilling.pdf

CEDIP. (2008). *Barreras e Hidráulica de Perforación*. México.

Cruz, A. (2009). *Hidráulica de Fluido de Perforación*. Alberta.

Da Silva, A. (29 de 12 de 2007). *Lodos de Perforación*. Obtenido de Comunidad Petrolera: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2007/12/lodos-de-perforacin.html>

Eni Group. (2005). *Procedures and Laboratory Equipment*.

Halliburton DBS. (1998). *Drilling Fluids and Hydraulic*. Houston: Halliburton.

Hussain, R. (2011). *Well Engineering and construction*. Houston.

León, J. (s.f). *Hidráulica Práctica*. Veracruz.

López, O. (2013). *Hidráulica de Perforación*. Joa Petrol Company.

Mendoza, D. (2011). *La sarta de perforación petrolera*. México.

Menéndez, J. (2003). *Manual de procedimientos para la rama de perforación*.

México: IMP.

Murdock, J. (2007). *Mecánica de fluidos*. México: McGraw Hill.

National Oilwell Varco. (2012). *Drill Bit basic*. Houston: NOV.

Nava, O. (2010). *Hidráulica en la perforación*. Caracas: Schlumberger.

OFITE. (2013). *EP and lubricity testerm Instruction Manual*. Houston.

Payne, D. (1995). *Recent Advances and Emerging Technologies for Extended Reach Drilling*. Beijing: SPE.

PEMEX. (2002). *Manual para perforador y ayudante*. México.

Perera, R. (1990). *Hidráulica aplicada*. México: IMP.

Prieto, A. (2010). *Manual de fluidos e hidráulica avanzada*. Venezuela.

Rojas, O. (2007). *Introducción a la Reología*. Mérida: Universidad de los Andes.

Salager, J. (2012). *Uso de los surfactantes en la Industria Petrolera*. Obtenido de Ciencia e Ingeniería: <http://erevistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/493>

Schlumberger. (2008). *Los 5 sistemas básicos de perforación*. Schlumberger.

Taylor, S. (2007). *Procedimiento para correr brocas de perforación*. Reed Hycalog.

Well Control School. (1997). *Manual de la Well Control School desglosado*. Houston: WCS.

Williamson, D. (2013). *Fundamentos de los fluidos de perforación*. Oilfield Review.