



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIDAD TICOMÁN**  
**“CIENCIAS DE LA TIERRA”**



**Seminario de actualización con opción a titulación**  
**de “Perforación, Terminación y Reparación de**  
**pozos Petroleros”**

**TESIS**

Optimización hidráulica durante la perforación de pozos  
petroleros

A fin de obtener el título de Ingeniero Petrolero

**PRESENTAN**

Atilano Angeles Daniel  
de Dios Méndez Erick Miguel  
García Oviedo Montserrat  
Ortiz Rojas Alexis Ricardo  
Pérez García Alma Georgina  
Rodríguez Nambos Omar Axel

**DIRECTORES**

Ing. Manuel Torres Hernández  
Ing. Alberto Enrique Morfín Faure

Ciudad de México

Febrero, 2020

**Folio:** DES/5756/2019

**Asunto:** Impartición de Seminario

SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

ESIA  
**RECIBIDO**  
11 OCT 2019  
Escel 13 258

"2019. Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
80 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CEDyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Orca, orgánicamente perteneciente  
80 Aniversario del CEDyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Ciudad de México, a 7 de octubre de 2019

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**  
**DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA**  
**Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN**  
**DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**P R E S E N T E**

ESIA  
UNIDAD TICOMAN  
**RECIBIDO**  
10 OCT 2019  
18:00  
Escel 13 258  
DIRECCION

Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/1838/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"**

Folio de Autorización:	DES/ESIA-TIC/S/433-23/2010-2019
Vigencia del seminario:	22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración:	150 horas.
Período de impartición:	Del 25 de octubre de 2019 al 14 de febrero de 2020.
Horario:	viernes de 14:00 a 20:00 y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede:	ESIA-TICOMAN.
Expositores	Ing. Manuel Torres Hernández, Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfin Faure

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.



"2019, Año del Caudillo del Sur: Emiliano Zapata"  
80 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CEEyT No. 3 "Estación Rumbos Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullo y unidad política  
80 Aniversario del CEEyT No. 4 "Luzuri Gárdenas"

- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**  
**"La Técnica al Servicio de la Patria"**



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
Dirección de Educación Superior

**ING. JUAN MANUEL VELÁZQUEZ PETO**  
**DIRECTOR**

c.c.p. Dr. Jorge Toro González - Secretario Académico del IPN.  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T-18655

JMVP/EGCV/ymvn





Autorización de obra.

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PRESENTE

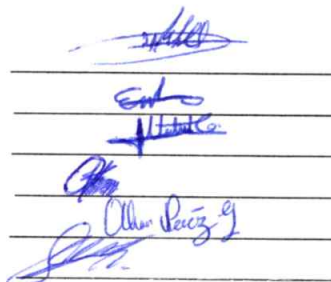
Bajo protesta de decir verdad los que suscriben: Atilano Angeles Daniel, de Dios Méndez Erick Miguel, García Oviedo Montserrat, Ortiz Rojas Alexis Ricardo, Pérez García Alma Georgina y Rodríguez Nambos Omar Axel, manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Optimización hidráulica durante la perforación de pozos petroleros", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento la calidad de los autores de la "LA TESIS".

Adicionalmente, y en calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto a "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Atentamente

Atilano Angeles Daniel  
de Dios Méndez Erick Miguel  
García Oviedo Montserrat  
Ortiz Rojas Alexis Ricardo  
Pérez García Alma Georgina  
Rodríguez Nambos Omar Axel



Five handwritten signatures in blue ink, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. Atilano Angeles Daniel, 2. de Dios Méndez Erick Miguel, 3. García Oviedo Montserrat, 4. Ortiz Rojas Alexis Ricardo, and 5. Pérez García Alma Georgina. The signature for Rodríguez Nambos Omar Axel is not visible.

# Optimización hidráulica durante la perforación de pozos petroleros

## INDICE

	<b>PAG.</b>
<b>Resumen</b>	
<b>Abstract</b>	
<b>Objetivo</b>	
<b>Introducción</b>	
<b><i>CAPÍTULO 1</i></b>	<b>1</b>
<b><i>Clasificación de pozos</i></b>	<b>1</b>
1.1 Clasificación de pozos petroleros.....	1
1.1.1 Según la ubicación	1
1.1.1.1 Pozos terrestres	1
1.1.1.2 Pozos lacustres	1
1.1.1.3 Pozos marinos	1
1.1.2 Según la utilidad	1
1.1.2.1 Pozos de exploración	1
1.1.2.2 Pozos delimitadores	2
1.1.2.3 Pozos de desarrollo	2
1.1.3 Según su objetivo	2
1.1.3.1 Pozos de inyección	2
1.1.3.2 Pozos productores	2
1.1.3.3 Pozos letrina	3
1.2 Sarta de perforación.....	3
1.2.1 Definición de sarta de perforación.....	3
1.2.2 Funciones de la sarta de perforación .....	3
1.2.3 Componentes de la sarta de perforación.....	3
1.2.3.1 Flecha (Kelly)	3
1.2.3.2 Sustituto de flecha	4
1.2.3.3 Tubería de perforación	4
1.2.3.4 Lastrabarrenas (Drill Collar)	4
1.2.3.5 Tubería Pesada (Heavy Weigt)	5
1.2.3.6 Martillo (Jar)	5
1.2.3.7 Estabilizadores	5
1.2.3.8 Rimas (Reamers)	5
1.2.3.9 Junta de seguridad	6
1.2.3.10 Válvula de contrapresión	6
1.2.3.11 Canastas recolectoras (Junk baskets)	6
1.2.3.12 Combinaciones (Crossover)	6
1.2.3.13 Portabarrena	7
1.2.3.14 Barrena	7
1.2.3.15 Motor de fondo	7
1.2.3.16 Motor de potencia (Top Drive)	7

1.2.4 Configuración de los ensambles de fondo.....	7
1.2.4.1 Punto neutro	8
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>9</b>
<b><i>Reología de los fluidos de perforación</i></b>	<b>9</b>
2.1 Tipos de fluidos de perforación .....	9
2.1.1 Lodos base agua (WBF) .....	9
2.1.1.1 Sistemas dispersos	10
2.1.1.1.1 Lodos salados	10
2.1.1.1.2 Lodos tratados con calcio	10
2.1.1.2 Sistemas no dispersos	11
2.1.1.2.1 Lodos polímeros	11
2.1.2 Lodos base aceite	11
2.1.2.1 Sistemas de emulsión inversa	11
2.1.2.2 Lodos sintéticos	12
2.1.3 Lodos base aire	12
2.1.3.1 Espuma o fluidos aireados	12
2.2 Modelos reológicos .....	12
2.2.1 Modelo plástico de Bingham	13
2.2.2 Ley de potencias	14
2.2.3 Ley de potencias modificado	15
2.3 Régimen de flujo .....	16
2.3.1 Número adimensional de Reynolds	17
2.3.1.1 Flujo laminar	17
2.3.1.2 Flujo turbulento	18
2.3.1.3 Flujo de transición	19
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>20</b>
<b><i>Pérdidas de energía en el sistema de circulación</i></b>	<b>20</b>
3.1 Sistema de circulación en la perforación rotatoria .....	20
3.1.1 Bombas del sistema de circulación en pozos petroleros	22
3.1.1.1 Bombas de acción simple doble (Dúplex)	22
3.1.1.2 Bombas de acción simple triple (Tríplex)	23
3.1.1.3 Potencia de las bombas que se usan en la perforación de pozos petroleros	24
3.1.1.4 Gasto de las bombas usadas en la perforación de pozos petroleros	25
3.1.2 Barrenas de Perforación de pozos petroleros	25
3.1.2.1 Clasificación de barrenas	25
3.1.2.2.1 Barrenas de conos de rodillos	26
3.1.2.2.1.1 Mecanismos de corte de las barrenas de conos de rodillos	27
3.1.2.2.1.2 Clasificación I.A.D.C. para barrenas de conos de rodillos	28
3.1.2.2.2 Barrenas de cortadores fijos	30
3.1.2.2.2.1 Mecanismos de corte de barrenas de cortadores fijos PDC	30
3.1.2.2.2.2 Clasificación IADC en barrenas de cortadores fijos PDC	31
3.2 Pérdidas de energía en el sistema de circulación en la perforación .....	33
3.2.1 Caídas de presión modelo de Bingham	34
3.2.2 Caídas de presión modelo Ley de Potencias	36
3.2.3 Caídas de presión modelo Ley de Potencias Modificado	39
3.2.4 Caídas de presión en la barrena	44

<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>45</b>
<b><i>Importancia de la hidráulica durante la perforación</i></b>	<b>45</b>
4.1 Definición de la hidráulica	45
4.2 Estudio de la hidráulica en la Ingeniería Petrolera	45
4.3 Objetivos de la optimización de la hidráulica	45
4.4 Capacidad de acarreo de los recortes	45
4.4.1 Factores que influyen en la capacidad de acarreo	45
4.4.2 Dimensiones físicas y su efecto	46
4.4.3 Propiedades físicas y sus efectos	46
4.4.4 Determinación experimental en los factores	46
4.5 Metodología a fin de optimizar la hidráulica .....	46
4.6 Máxima potencia hidráulica en la barrena .....	48
4.7 Máxima fuerza de impacto hidráulico en el fondo del pozo .....	49
4.7.1 Máxima velocidad en las toberas	50
4.7.2 Área de toberas óptima	50
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>52</b>
<b><i>Detalles del pozo BTPKS 4, recopilación y análisis de datos</i></b>	<b>52</b>
5.1 Situación estructural	52
5.2 Plan direccional	52
5.3 Características del pozo	53
5.3.1 Etapa de 26" a 900m, Sarta Empacada.	54
5.3.2 Etapa de 17½" de 900m a 1800m, Sarta Empacada	56
5.3.3 Etapa de 17½" de 1800m a 2800m, Sarta Empacada.	58
5.3.4 Etapa de 12 ¼" de 2800m a 4620m, Sarta con Sistema Rotatorio (Estabilizada-Orientada)	60
5.3.5 Etapa de 8½", 4620 a 5140m, Sarta Empacada.	62
5.3.6 Etapa de 5 7/8" de 5140m a 5580m, Sarta Empacada.	64
5.4 Cronograma de actividades	66
5.4.1 Etapa de 26" a 900m, Sarta Empacada.	66
5.4.2 Etapa de 17½" de 900m a 1800m, Sarta Empacada.	66
5.4.3 Etapa de 17½", 1800 a 2800m, Sarta Empacada.	66
5.4.4 Etapa de 12 ¼", 2800m a 4620m, Sarta con Sistema Rotatorio (Estabilizada-Orientada).	66
5.4.5 Etapa de 8½", 4620m a 5140m, Sarta Empacada.	66
5.4.6 Etapa de 5¼", 5140m a 5580m, Sarta Empacada.	67
<b><i>Conclusiones y recomendaciones</i></b>	<b>68</b>
Conclusiones .....	68
Recomendaciones .....	69
<b>ANEXOS</b>	<b>70</b>
Optimización hidráulica .....	70
Figuras.....	73
Tablas.....	74
<b><i>Glosario de términos</i></b>	<b>75</b>





## **Resumen**

El siguiente trabajo da a conocer los métodos que se usan en la industria petrolera para el cálculo de la hidráulica, así como su buena aplicación en campo, dando algunos consejos en el uso de cada método. Proporcionando conceptos fundamentales y definiciones elementales en la perforación de pozos, indicando parámetros como: Tiempo de atraso, densidad equivalente de circulación (DEC), volumen del pozo, velocidad anular, hidráulica de la barrena, gasto entre otros.

En el capítulo 1; “Conceptos generales” se explica la clasificación en base a la ubicación, utilidad y el objetivo de la perforación así como de las características de una sarta de perforación.

En el capítulo 2; “Reología de los fluidos de perforación” se describen los tipos de fluidos de perforación, los modelos reológicos de: Bingham, Ley de potencias y Ley de potencias modificado, al igual que el Régimen de flujo.

En el capítulo 3; “Pérdidas de energía en el sistema de circulación” de perforación rotatorio, se menciona el uso de las bombas y barrenas en el sistema de circulación, su clasificación, gasto y potencia.

En el capítulo 4, se analiza la hidráulica durante la operación de la perforación, donde se define la hidráulica y su estudio en la ingeniería petrolera, objetivos de la hidráulica, metodología, máxima potencia hidráulica y la máxima fuerza de impacto.

En el capítulo 5, el desarrollo del pozo a analizar, la situación estructural, el plan direccional, las características del pozo y el cronograma de actividades que se realizó durante la hidráulica.

## **Abstract**

The following work reveals the methods used in the oil industry for the calculation of hydraulics, as well as its good application in the field, giving some advice on the use of each method. Providing fundamental concepts and elementary definitions in the drilling of wells, indicating parameters such as: delay time, equivalent circulation density (DEC), well volume, annular speed, drill bit hydraulics, flow among others.

In Chapter 1, consider the topic "Classification of wells", which describes the classification based on the location, utility and purpose of drilling.

In Chapter 2, he describes the topic "Rheology of drilling fluids", which describes the types of drilling fluids, Bingham's rheological models, Powers Law and Modified Powers Law, as well as the Flow Regime.

In chapter 3, the topic "Energy losses in the circulation system" of rotary drilling, the pumps in use of the circulation system, their classification, expense and power is considered.

In Chapter 4, the hydraulics during the drilling operation are considered, where the hydraulics and its study in petroleum engineering are defined, objectives of the hydraulics, methodology, maximum hydraulic power and the maximum impact force.

In chapter 5, it describes the development of the well to be analyzed, the structural situation, the directional plan, the characteristics of the well and the schedule of activities.

## **Objetivo**

El propósito de este trabajo son las ecuaciones y procedimientos básicos a fin de realizar un análisis de las capacidades hidráulicas del sistema circulatorio, dado que la planificación de la hidráulica es parte del proceso general en la optimización de la perforación. Se indican las ventajas de la planeación en base a un caso real de un pozo petrolero donde la hidráulica no se desempeñó en forma adecuada.

## **Introducción**

El desarrollo de la tecnología en el siglo pasado llevó a un aumento desmedido del consumo mundial de energía. El petróleo, como principal fuente de energía alrededor del mundo, se convirtió entonces en un recurso estratégico, y valioso en el ámbito económico-político a nivel mundial.

Es por eso, que las compañías de exploración-explotación de petróleo a nivel mundial (E&P por sus siglas en inglés) han explorado tanto en tierra como en mar la búsqueda de yacimientos petroleros que ayuden a aumentar las reservas para asegurar un abasto energético en los años venideros.

La búsqueda del petróleo ha llevado a la industria a enfrentarse a ambientes de perforación cada vez más complejos y difíciles. Tales son el desarrollo de campos a altas profundidades donde se presentan condiciones extremas de temperatura y presión o bien en locaciones costa fuera con tirantes de agua cada vez mayores, donde se tienen condiciones de temperatura bajas en el fondo del mar, las cuales propician la aparición de hidratos de metano y ventanas operacionales cerradas.

Sin embargo, la industria ha ido encontrando soluciones a las diversas problemáticas encontradas en la búsqueda del “petróleo difícil”; sin embargo, dichas soluciones no son económicas. De lo anterior la palabra ahorro se ha convertido en un término vital en este tipo de operaciones.

En los años 50's, comenzó a surgir el término de optimización de la perforación, siendo está definida como el conjunto de procedimientos a través de los cuales se logra una disminución en el costo de las operaciones de perforación de pozos petroleros. Estas técnicas estaban enfocadas en un principio a describir el efecto de diversos parámetros operacionales en la velocidad de penetración para después buscar una forma de modificarlos a fin de obtener una velocidad de penetración más alta y por ende una disminución en tiempo de las operaciones.

# CAPÍTULO 1

## Clasificación de pozos

### 1.1 Clasificación de pozos petroleros

#### 1.1.1 Según la ubicación

##### 1.1.1.1 Pozos terrestres

Los equipos terrestres se usan con objeto de realizar perforaciones en tierra, se movilizan empleando camiones de carga pesada y grúas.

Estos pueden ser convencionales o auto-transportables, la diferencia es que los primeros tienen mayor capacidad en la profundidad de perforación y los segundos disponen de un sistema de motores y malacate montados en un remolque que se auto-transporta. Así se puede contar con mayor facilidad de transporte de una localización a otra, pero con menor capacidad en la profundidad de perforación.

##### 1.1.1.2 Pozos lacustres

Se aplican en perforar tirantes de agua someros sin que sean afectados por el oleaje.

El equipo de perforación se instala en un chalan y en los pantanos, se construyen canales y dársenas para su transporte e instalación.

##### 1.1.1.3 Pozos marinos

Estos son equipos que se usan para realizar perforaciones costa afuera, en lagos, ríos y pantanos; originalmente estos eran equipos de tierra adaptados en una estructura, se usaban las mismas técnicas desarrolladas en tierra y eran denominadas móviles de perforación. Esto se operó algún tiempo, pero la necesidad de ir a profundidades mayores propicio el surgimiento de estructuras costa afuera.

#### 1.1.2 Según la utilidad

##### 1.1.2.1 Pozos de exploración

Es aquel pozo que se perfora a fin de investigar una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, se perforan en zonas donde no se ha encontrado petróleo ni gas.

Es la perforación de pozos que se ubican fuera de los límites de los yacimientos conocidos o descubiertos con objeto de buscar nuevos horizontes productores, arriba o abajo del horizonte en estudio.

Este tipo de pozos se perforan en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro del campo existente.

#### **1.1.2.2 Pozos delimitadores**

Es la perforación dentro de los límites del yacimiento con el objeto de delimitar horizontal o verticalmente el yacimiento y adquirir información que permita realizar la caracterización inicial para aumentar el grado de certidumbre, reclasificar o modificar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo de los yacimientos descubiertos.

#### **1.1.2.3 Pozos de desarrollo**

Son los pozos que se perforan con la finalidad de explotar y extraer las reservas de un yacimiento. El objetivo principal es el desarrollo con objeto de aumentar la producción del campo, razón por la cual se perforan dentro del área probada; sin embargo y debido a la incertidumbre acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos algunos pozos pueden resultar secos.

#### **1.1.3 Según su objetivo**

Aunque el principal objetivo de la perforación de un pozo es la producción de hidrocarburos, existen múltiples razones por las cuales se lleva a cabo este proceso; los objetivos más comunes son: la inyección de fluidos en el yacimiento, la obtención de información del subsuelo o del comportamiento de los pozos, la realización de actividades complementarias en el desarrollo del campo, y finalmente cuando exista una pérdida de control del pozo (descontrol).

##### **1.1.3.1 Pozos de inyección**

Pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua. El gas separado proveniente de los pozos de producción o posiblemente el gas importado puede ser reinyectado en la sección superior de gas del yacimiento. Los pozos de inyección de agua son comunes en las áreas marinas, donde el agua de mar filtrada y tratada es inyectada en una sección acuífera inferior del yacimiento.

##### **1.1.3.2 Pozos productores**

Pozo a través del cual se extraen hidrocarburos en condiciones estabilizadas y sustentadas mediante pruebas de producción. Dicho pozo pudo estar comprendido en la categoría de pozo exploratorio y, como resultado de una modificación a su diseño, se reubica en la categoría de pozo de desarrollo.



### **1.1.3.3 Pozos letrina**

Pozo que deja de ser productor y su objetivo principal es permitir la inyección de recortes de la formación o fluidos residuales que sean producto de la Perforación, para su almacenamiento o desecho.

## **1.2 Sarta de perforación**

### **1.2.1 Definición de sarta de perforación**

Es la que transmite la rotación de la mesa rotatoria o el Top Drive a la barrena en el fondo del pozo y también sirve para circular el fluido de perforación.

### **1.2.2 Funciones de la sarta de perforación**

- Transmitir el movimiento rotatorio a la barrena.
- Servir de conducto de circulación.
- Dar peso a la barrena.
- Sacar y meter la barrena.
- Efectuar pruebas de formación.
- Colocar tapones de cemento.
- Cementar las tuberías de revestimiento.
- Controlar la trayectoria del pozo durante la perforación.
- Soportar las cargas ejercidas durante la perforación.
- Minimizar vibraciones y atascamientos.

### **1.2.3 Componentes de la sarta de perforación**

#### **1.2.3.1 Flecha (Kelly)**

La flecha es la primera sección de tubería por debajo del swivel. Su sección transversal es cuadrada o hexagonal para permitir que se enrosque fácilmente al girar. La rotación es transmitida a la flecha y a través de la mesa rotaria, que se ajustan en el interior del master bushing de la mesa rotaria. Debe mantenerse lo más recto posible. La torsión por el giro causa un movimiento de impacto que resulta en un desgaste innecesario en el bloque de la corona, cable de perforación, unión giratoria, y las conexiones roscadas a lo largo de una gran parte de la sarta de perforación.

La rosca de la flecha enrosca hacia la derecha en la parte inferior y enrosca hacia la izquierda en la parte superior para permitir el normal de giro a la derecha de la sarta de perforación. Por lo general se instalan dos válvulas de seguridad en la flecha, una conectada en la caja y la otra en junta en su parte inferior, ambas se emplean para cortar el flujo a través de la sarta en caso de una manifestación del pozo.

### **1.2.3.2 Sustituto de flecha**

Se utiliza entre la flecha y la primera junta de la tubería de perforación. Esta sección corta de tubería relativamente sencilla evita el desgaste de la rosca de la flecha y proporciona un lugar para montar un empaque con el objetivo de mantener la flecha centrada.

### **1.2.3.3 Tubería de perforación**

Constituye la mayor parte de la sarta de perforación. Esta soportada en su extremo superior por la flecha o sustituto de flecha en su caso. Transmite potencia por medio del movimiento de rotación en el piso de perforación a la barrena, y permite la circulación del lodo. Está constituida por dos partes las cuales son fabricadas por separado y luego unidas mediante soldadura, estas son: el cuerpo y conexión.

### **1.2.3.4 Lastrabarrenas (Drill Collar)**

Son tubos de gran espesor y rigidez por lo general en longitudes de 30 a 31 pies, los cuales están fabricados a partir del acero templado. Se utilizan en el ensamble de fondo para cumplir con las funciones más importantes como son:

- Proporcionar peso a la barrena.
- Dar rigidez a la sarta de perforación.
- Minimizar los problemas de estabilidad del pozo.
- Minimizar los problemas de control direccional.
- Prevenir el pandeo de la sarta de perforación.
- Proveer el efecto de péndulo para la perforación de pozos verticales.
- Aseguran que la tubería de revestimiento sea bajada exitosamente.
- Como herramientas de pesca, para pruebas de formación y en operaciones de terminación del pozo.

El peso que los lastrabarrenas aplican sobre la barrena mantiene la sección de tubería de perforación en tensión. El punto neutro debe estar localizado en la parte superior de la sección de los lastrabarrenas para así poder trabajar bajo compresión la sarta de perforación sin dañar la sección de la tubería de perforación.

Los lastrabarrenas están sujetos a fallas por fatiga como resultado de su torsión ya que su cuerpo es más duro que su conexión, por lo que las fallas ocurren en la unión.

### **1.2.3.5 Tubería Pesada (Heavy Weight)**

La tubería de perforación extra pesada (Heavy Weight). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Esta tubería se fabrica con mayor espesor y uniones especiales extralargas con relación a la tubería de perforación normal lo que facilita su manejo; tiene las mismas dimensiones de la tubería de perforación, por su peso y forma, la tubería pesada se puede usar en compresión.

### **1.2.3.6 Martillo (Jar)**

El propósito de un martillo es asistir en la liberación de la sarta de perforación cuando esta queda atrapada, esta herramienta se utiliza cuando la sobretensión está limitada por la capacidad de la barrena o por la resistencia de la tubería de perforación o no exista suficiente peso en la sarta de perforación para empujar la sarta libre de la sección atrapada. Básicamente un martillo permite que la sarta de perforación estire y después convierta esa energía en una fuerza dinámica que actúa sobre la sección atrapada de la sarta de perforación, empujándola o tensionándola para liberarla.

### **1.2.3.7 Estabilizadores**

Herramientas que se colocan entre los lastrabarrenas, utilizadas para estabilizar el ensamble de fondo, reduciendo el contacto con las paredes del pozo para controlar la desviación. Pueden ser herramientas fabricadas con tres aletas soldadas o integrales. Las funciones principales de un estabilizador son:

- Se usan como el método fundamental para controlar el comportamiento direccional de la mayoría de las herramientas de fondo.
- Ayuda a concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la barrena
- Reducen al mínimo los esfuerzos y las vibraciones que causan el desgaste de los acoples y dañan los componentes de la herramienta de fondo como los MWDs (measurement while drilling-midiendo mientras se perfora), la cual transmite información en tiempo real hacia la superficie como (dirección del pozo, peso sobre barrena, rayos gamma, etc).
- Reducen el torque de perforación al evitar que haya contacto de los lastrabarrenas con las paredes del pozo y los mantiene concéntricos dentro de este.
- Ayuda a evitar que la tubería se pegue por presión diferencial.

### **1.2.3.8 Rimas (Reamers)**

Las rimas o rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la barrena y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamble de fondo y mantener el pozo con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la barrena, en formaciones abrasivas, cuando a

la barrena se le desgasta el diámetro exterior. En forma similar, se utilizan si se sabe que en el pozo existen “ojos de llave”, “patas de perro”, o escalones. El número y posición de las cuchillas rimadoras dictan la clasificación del rimador.

#### **1.2.3.9 Junta de seguridad**

Es en si una junta diseñada para liberarse rápida y seguramente de las sartas de perforación y pesca e incluso en las sartas de tuberías, cuando todas estas se han pegado a las paredes del pozo o exista algún pescado (herramienta atorada en el pozo), siendo una herramienta de fácil desenrosque mediante simple rotación hacia la izquierda (esta rotación es tan solo del 40% de la del total del torque que se aplica para enroscar las conexiones de las tuberías).

En caso de operaciones de pesca cuando la herramienta de pesca se queda atorada en el pozo la junta de seguridad se puede ser desenroscada fácilmente, ahora el pescado incluye el pescado anterior más la herramienta de pesca y la junta de seguridad.

#### **1.2.3.10 Válvula de contrapresión**

Son instaladas para prevenir la entrada de flujo de fluidos del pozo al interior de la tubería de perforación y trabaja como una válvula de seguridad de fondo.

#### **1.2.3.11 Canastas recolectoras (Junk baskets)**

Básicamente sirve para recuperar partículas metálicas, basura, restos de herramientas, conos, dientes de barrena, etc. Que puedan quedar en el fondo del hueco y que puedan presentar problemas en la perforación, pues la barrena que se use corre el riesgo de tener que moler estos metales, acabando con su vida útil. Se posiciona inmediatamente encima de la barrena para que recoja la chatarra, para esto se baja la barrena hasta el fondo del pozo, luego se conectan las bombas de lodo para que el flujo levante la chatarra y, por último, se detienen las bombas para que la chatarra caiga dentro de la canasta. Este procedimiento se repite varias veces y luego, al sacar la sarta, se determina si toda la chatarra se ha pescado.

#### **1.2.3.12 Combinaciones (Crossover)**

Son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre si tuberías y lastrabarrenas de diferente rosca y diámetro. Se colocan en la sarta de perforación entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas, y en otros puntos. Las combinaciones tienen roscas especiales en la caja y en el piñón. Por ejemplo, el piñón de una tubería de perforación no puede enroscar directamente en la caja de un lastrabarrena, por ello la cuadrilla coloca una combinación en la última junta de tubería, donde se une con la primera junta del lastrabarrena.

### **1.2.3.13 Portabarrena**

Las barrenas vienen con un piñón en vez de una caja por lo que se emplea un portabarrenas que trae conexiones de caja por ambos lados permitiendo que se pueda colocar un lastrabarrena en el otro extremo.

### **1.2.3.14 Barrena**

Barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria.

Se clasifican genéricamente de la siguiente manera:

- Barrenas tricónicas
- Barrenas de cortadores fijos

### **1.2.3.15 Motor de fondo**

Frecuentemente, cuando se perfora un pozo horizontal o direccional, se coloca un motor de fondo en la parte inferior de la sarta de perforación, justo arriba de la barrena. Se le llama motor de fondo o motor de lodo “mud motor” porque el fluido de perforación hace rotar el motor (rotor y estator) por la turbulencia generada por el fluido, el motor transmite ese movimiento de rotación a la barrena, es decir, cuando se usa motor de fondo únicamente rota la barrena, y no el resto de la sarta. El fluido de perforación pasa a través de la sarta de perforación y entre por la parte superior del motor de fondo. Cuando el fluido de perforación presurizado es forzado a través del estator elástico y de un motor excéntrico de acero, se aplica un torque, el cual hace que el motor rote.

### **1.2.3.16 Motor de potencia (Top Drive)**

Esta impulsado por un motor independiente y le imprime rotación a la sarta de perforación a la cual está conectada en forma directa sin necesidad de un Kelly o de mesa rotaria. Funciona como un Kelly con impulso rotacional propio.

## **1.2.4 Configuración de los ensambles de fondo**

Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo (BHA), los cuales permiten mantener el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde los esfuerzos de tensión y compresión son igual a cero) por debajo de la sección de la tubería de perforación.

La selección del tipo de configuración se hace en función de la severidad de las condiciones de operación a las que estará sometida la sarta de perforación, determinada en pozos de correlación.

A continuación, se mencionan cada una de las configuraciones de ensambles de fondo.

- Tipo 1: Es la configuración más simple y está compuesta por lastrabarrenas y tubería de perforación. El peso sobre la barrena se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado en los lastrabarrenas.
- Tipo 2: Esta configuración utiliza tubería pesada por arriba de los lastrabarrenas, como transición entre lastrabarrenas y tubería de perforación. En este arreglo, el peso sobre barrena también se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado dentro de la longitud de estos.
- Tipo 3: Esta configuración utiliza lastrabarrenas únicamente para lograr el control direccional, mantener la verticalidad del pozo o reducir la vibración de la sarta de perforación. El peso sobre la barrena se aplica con los lastrabarrenas y la tubería pesada, el punto neutro se localiza en la tubería pesada. Esta configuración permite manejar el aparejo de fondo en forma rápida y sencilla, reduce la posibilidad de pegadura por presión

#### 1.2.4.1 Punto neutro

Es el punto teórico en el cual los esfuerzos de tensión son iguales a los de compresión (igual a 0) figura 1.

Existen tres casos sobre la posible posición del punto neutro en la sarta de perforación, los cuales se mencionan a continuación.

- Si el  $PSB >$  Peso del BHA: El punto neutro se encuentra en la sección de tubería de perforación.
- Si el  $PSB =$  Peso del BHA: El punto neutro se encuentra en el tope del ensamble de fondo (entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas o tubería pesada).
- Si el  $PSB <$  Peso del BHA: El punto neutro se encuentra en el ensamble de fondo (en los lastrabarrenas o tubería pesada).

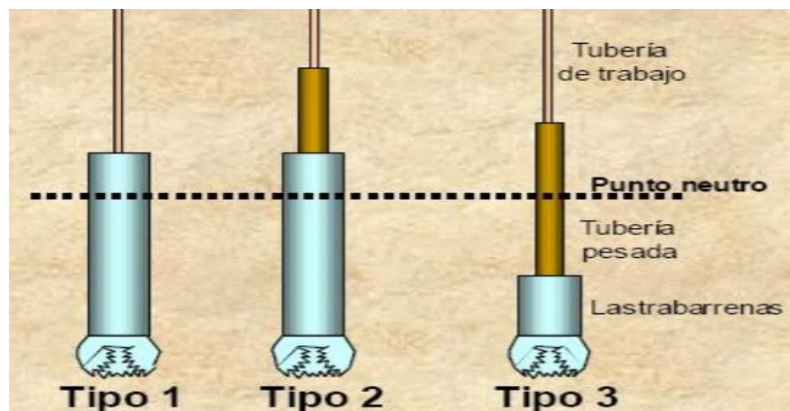


Figura 1.- Configuraciones de los tipos de sarta de perforación.



## **CAPÍTULO 2**

### **Reología de los fluidos de perforación**

La Reología es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales, particularmente del flujo plástico de los sólidos y de los fluidos. Una fuerza aplicada a un cuerpo produce una deformación, en caso de un sólido, la deformación es elástica si el cuerpo regresa a su estado original después de haber retirado la fuerza. La deformación es plástica si el cuerpo regresa a su estado original solo bajo la acción de otra fuerza.

Para el caso de los fluidos, la aplicación de una fuerza induce un flujo. El flujo de los fluidos es complejo y no siempre puede ser estudiado en forma exacta mediante un análisis matemático.

### **2.1 Tipos de fluidos de perforación**

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) define al fluido de perforación como “un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas en la realización una operación durante la perforación”. El fluido de perforación como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos, que proporcionan propiedades fisicoquímicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

#### **2.1.1 Lodos base agua (WBF)**

La fase continua es el agua dulce, agua de mar o salmuera y para complementar las propiedades requeridas se usan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puente entre otros. Estos lodos son los de más uso debido al menor costo de operación y reducen el impacto ambiental, se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

Los sistemas de fluidos base agua se ilustran en la figura 2:

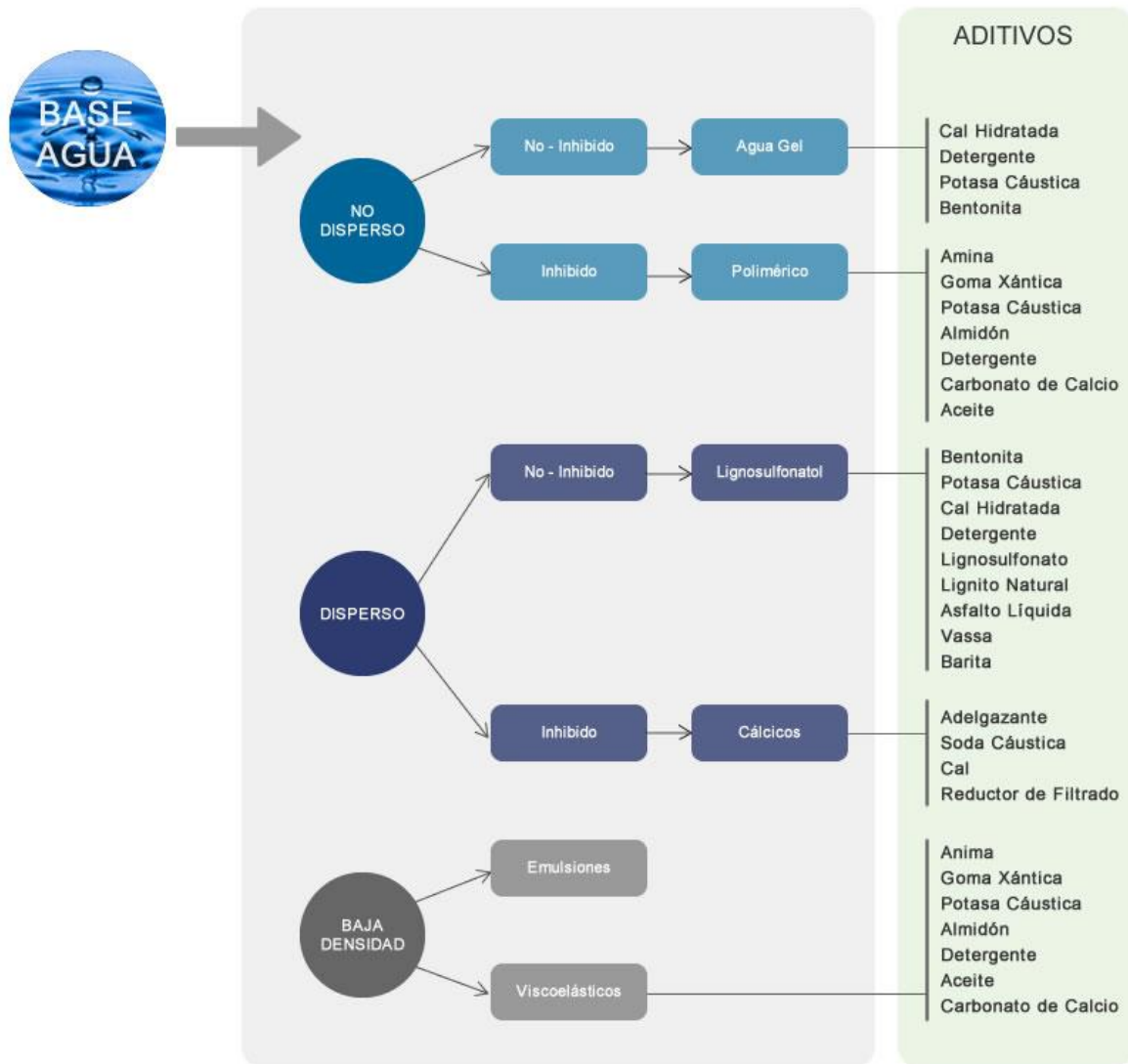


Figura 2.- Clasificación de los fluidos de perforación base agua

### 2.1.1.1 Sistemas dispersos

Su principal característica es la dispersión de las arcillas; asegurando la estabilidad del pozo; éstas presentan una alta tolerancia a la contaminación. Según los aditivos químicos utilizados se clasifican en:

#### 2.1.1.1.1 Lodos salados

Su fase continua es una salmuera, se utilizan generalmente para formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición.

#### 2.1.1.1.2 Lodos tratados con calcio

El calcio se usa en los lodos de perforación para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del pozo y previene el daño a la formación. La cal

hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio son los principales aditivos de estos sistemas. Resistente a la contaminación de sal y anhídrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a altas temperaturas.

### **2.1.1.2 Sistemas no dispersos**

Estos lodos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, se usan para perforar pozos someros en una etapa primaria del pozo más profundo. Algunos autores lo consideran como lodos que tienen poco tratamiento químico.

#### **2.1.1.2.1 Lodos polímeros**

Fluidos constituidos por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. La mayoría de polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor a 300 ° F, soluble en agua, aceite y soluciones salinas, especialmente en fluidos de terminación y fracturamiento.

### **2.1.2 Lodos base aceite**

Se les conoce como lodos de emulsión inversa. Son fluidos cuya fase continúa o externa es un aceite como diésel o aceite mineral o una proporción de agua que se encuentra emulsionada y la fase discontinua o dispersa es el agua en forma de gotas. Se aplica en casos donde se requiera una alta estabilidad del fluido o inhibición en pozos de alta temperatura, pozos profundos, pegaduras y desestabilización de pozo. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes y la disposición final de los sólidos, generando mayor contaminación. Los lodos base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Se incorporan grandes cantidades de sólidos perforados al sistema sin afectar en forma significativa las propiedades. Estos lodos ofrecen máxima lubricación al reducir el torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión, al mismo tiempo que sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias.

#### **2.1.2.1 Sistemas de emulsión inversa**

Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diésel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad. Los sistemas de emulsión firme ofrecen una estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir pérdida de filtrado. El volumen del filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 ml y debe ser de aceite.

### **2.1.2.2 Lodos sintéticos**

Los fluidos de perforación sintéticos han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite, para mitigar el impacto ambiental. Los fluidos sintéticos que más se usan son éteres, y oleofinas isomerizadas. Fluidos que pueden descargarse sin problemas en operaciones costa afuera y biodegradarse, pero no han sido muy aplicables por su alto costo.

### **2.1.3 Lodos base aire**

En zonas en las que se presenta altas pérdidas de circulación o zonas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan baja densidad, constituidos por aire, neblina o espuma. Tiene ventajas económicas usar aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y agua en áreas de rocas duras cuando hay pocas posibilidades de encontrar grandes cantidades de agua.

#### **2.1.3.1 Espuma o fluidos aireados**

Los fluidos en espuma se hacen inyectando agua y agentes espumantes en el aire o en una corriente de gas para crear una espuma viscosa y estable. También se inyecta aire en un lodo con base gel que contenga un agente espumante. La capacidad de transporte de las espumas viscosas depende más de la viscosidad que de la velocidad anular.

Los fluidos aireados se hacen inyectando aire o gas en un lodo base gel. Se usan para reducir la presión hidrostática (y evitar pérdida de circulación a baja presión) a fin de aumentar la relación de penetración.

La principal problemática es mantener la estabilidad de la espuma. Con este sistema se pueden lograr densidades por debajo de  $0.50 \text{ g/cm}^3$ . Los fluidos aireados tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que este método de perforación requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido sea menor que la presión del yacimiento y esto se obtiene con la inyección de nitrógeno a la columna de lodo.

## **2.2 Modelos reológicos**

Un modelo reológico describe el comportamiento de flujo de un fluido a través de una expresión matemática que relaciona el esfuerzo de corte y la velocidad de deformación.

Para un fluido Newtoniano la relación esfuerzo de corte velocidad de corte es constante. A esta relación se le conoce como viscosidad absoluta.

Para un fluido no-Newtoniano, dicha relación es más compleja de determinar, de hecho, no existe una expresión matemática generalizada para describir el comportamiento de todos los fluidos no-Newtonianos, sin embargo, se han propuesto algunos modelos para describir su comportamiento. Los fluidos de perforación se comportan como fluidos no-Newtonianos, por lo que es importante siempre determinar el modelo que mejor describe su comportamiento de flujo cuando fluye a través del circuito hidráulico del pozo.

Por lo tanto, las características reológicas o flujo de los fluidos debe de ser bien definidas a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para su circulación.

### 2.2.1 Modelo plástico de Bingham

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido. A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia,  $\tau_y$ ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica,  $V_p$ .

Así, el modelo de Bingham está representado como:

$$\tau = \frac{V_p}{g_c} \gamma + \tau_y$$

Donde:

$\tau_y$ : Punto de cedencia

$V_p$ : Viscosidad plástica; Cp

$\tau$ : Esfuerzo cortante

$g_c$ : Constante gravitacional

$\gamma$ : Velocidad de corte

La mayoría de los fluidos de perforación no son verdaderos fluidos plásticos de Bingham. Para el lodo de perforación, se hace una curva de consistencia con los datos del viscosímetro rotativo, se obtiene una curva no lineal que no pasa por el punto de origen, (figura 3):

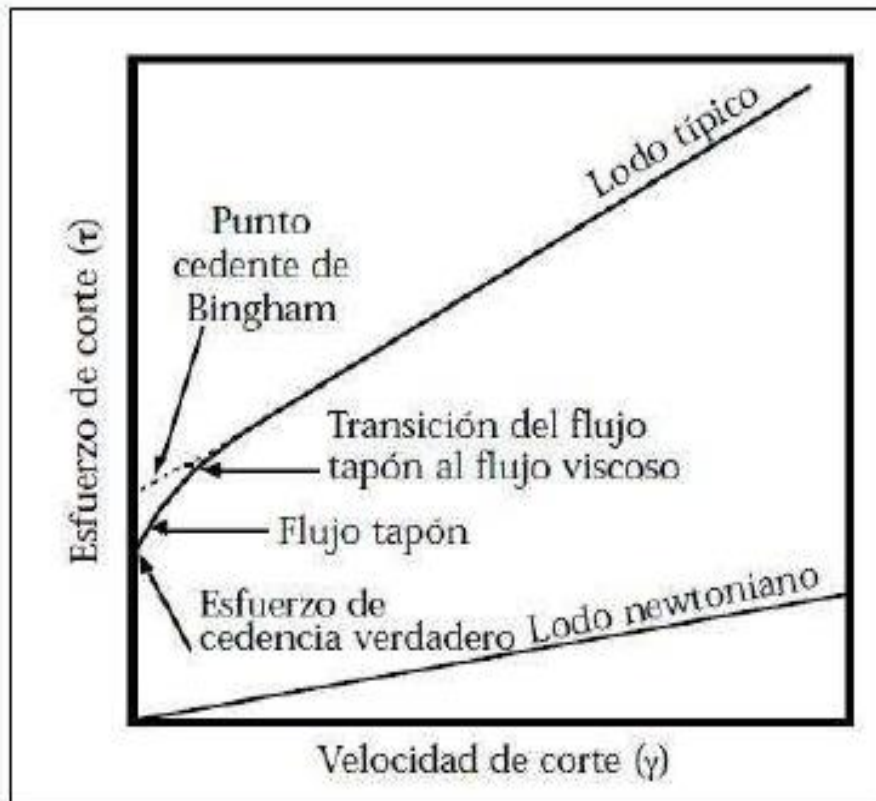


Figura 3.- Relación entre los modelos reológicos (Bingham, newtoniano y un lodo base agua)

### 2.2.2 Ley de potencias

El modelo de Ostwald de Waele, comúnmente conocido como modelo de Ley de Potencias, es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación se caracteriza por dos constantes reológicas y se expresa como:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde:

$K$  : Consistencia del fluido

$n$ : Índice de comportamiento del flujo

$\tau$  : Esfuerzo cortante

$\gamma$  : Velocidad de corte

El índice de consistencia  $K$  (figura 4) es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido. Es decir, si el valor de  $K$  es alto, el fluido es más viscoso y viceversa. En tanto que en índice de flujo  $n$ , es una medida de la no-Newtonianidad del fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de  $n$ , más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.



Sí el valor de  $n$  es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos; en tanto que sí  $n$  es mayor de la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes.

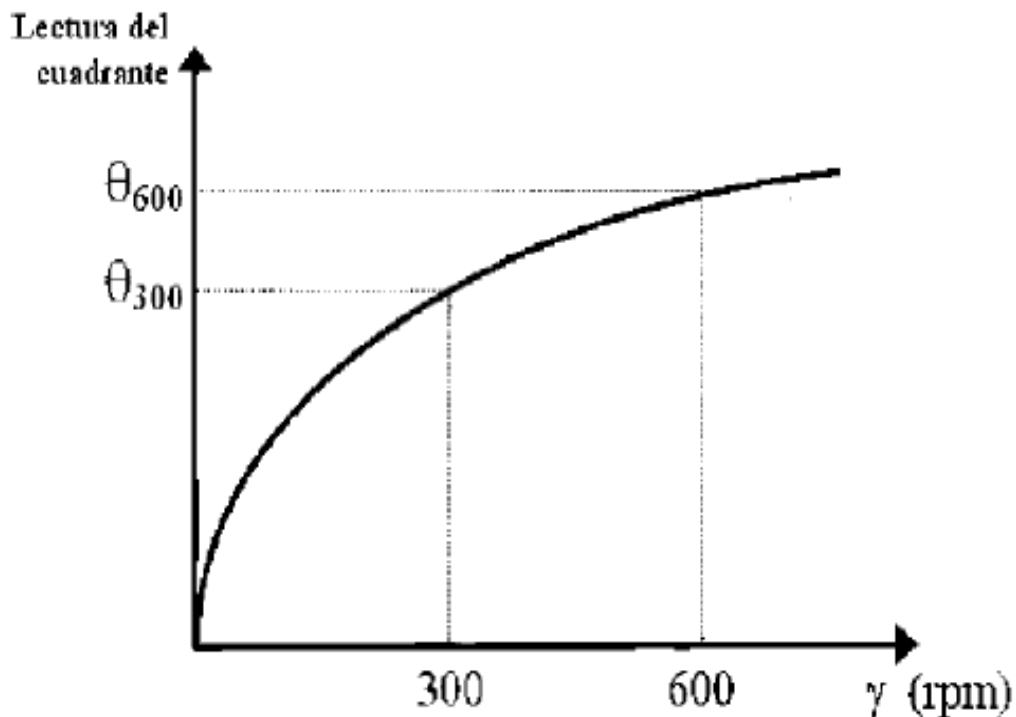


Figura 4.- Comportamiento del modelo de ley de potencias.

El modelo reológico de la Ley de Potencias es el que mejor se ajusta a la mayoría de los fluidos con más exactitud que el modelo plástico de Bingham, especialmente fluidos de base polimérica.

### 2.2.3 Ley de potencias modificado

El modelo de Herschel-Bulkley, también conocido como modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia (Figura 5). Este modelo está representado por:

$$\tau = K\gamma^n + \tau_y$$

Donde:

$\tau_y$ : Esfuerzo inicial o punto de cedencia

$n$  y  $K$ : Constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias

$\tau$  : Esfuerzo cortante  
 $\gamma$  : Velocidad de corte

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n}$$

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{00}}$$

Este modelo es más general que los anteriores. Es decir, los modelos de Bingham y Ostwald de Waele son soluciones particulares de éste; pues si  $n$  es igual a la unidad y  $\tau_y$  es cero, el modelo se reduce a la Ley de Newton; en tanto que si  $\tau_y$  es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham, con  $K = \frac{\eta_p}{g_c}$ . Por otro lado, si  $n$  es diferente de la unidad y  $\tau_y$  es cero, resulta el modelo de Ley de Potencias.

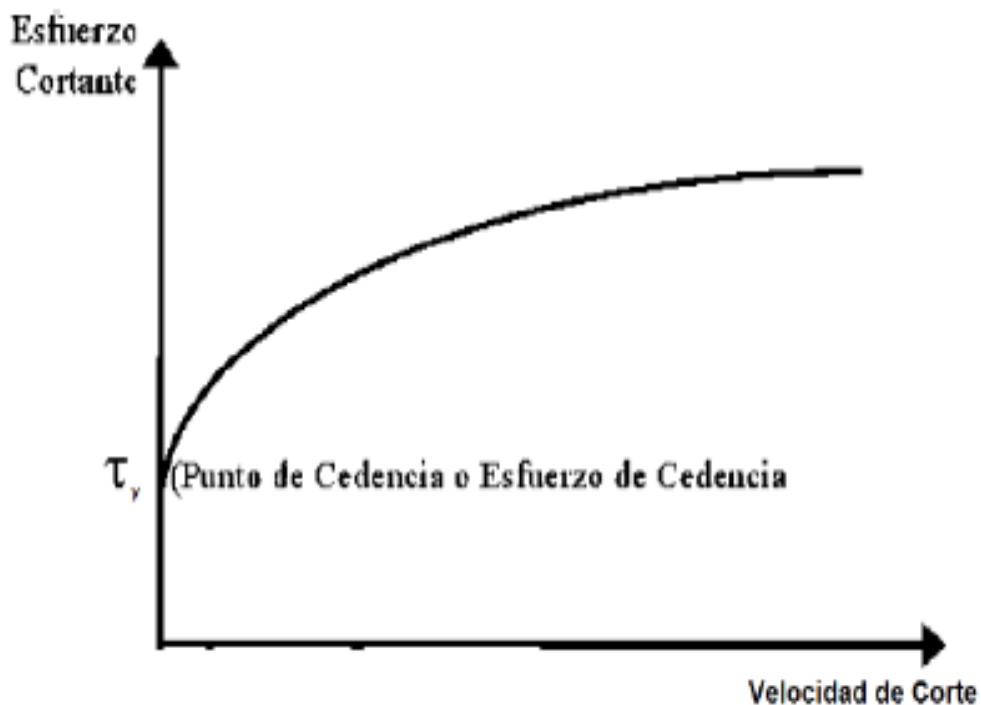


Figura 5.- Comportamiento del modelo de Ley de potencias modificado.

### 2.3 Régimen de flujo

El comportamiento de un fluido se encuentra determinado por el régimen de flujo, lo cual a su vez tiene un efecto directo en la capacidad de ese fluido para realizar funciones básicas. El flujo puede ser laminar o turbulento, dependiendo de la

velocidad del fluido, el tamaño del canal de flujo, la densidad del fluido y la viscosidad. Entre el flujo laminar y el turbulento, el fluido pasara a través de una región de transición donde el movimiento de dicho fluido tiene características tanto laminares como turbulentas. Es importante conocer cuáles de los regímenes de flujo está presente en una situación particular, para así evaluar el comportamiento de un fluido.

### 2.3.1 Número adimensional de Reynolds

La relación de las fuerzas de inercia a las viscosas es lo que denominamos Número de Reynolds, si se trabaja con unidades uniformes, esta relación es adimensional y por tanto el Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu}$$

Donde:

$d$  = Diámetro del canal de flujo

$V$  = Velocidad promedio de flujo

$\rho$  = Densidad del fluido

$\mu$  = Viscosidad

Considerando:

Sí  $Re < 2300$ , es un flujo laminar.

Sí  $Re > 4000$ , es un flujo turbulento.

$2300 < Re < 4000$ , se considera flujo transitorio

#### 2.3.1.1 Flujo laminar

En el flujo laminar, el fluido se mueve de manera paralela a las paredes del canal de flujo, en líneas suaves (Figura 6). También el flujo tiende a ser laminar cuando se mueve lentamente o cuando el fluido es viscoso. En el flujo laminar, la presión requerida para mover el fluido aumenta con los aumentos en la velocidad y la viscosidad.

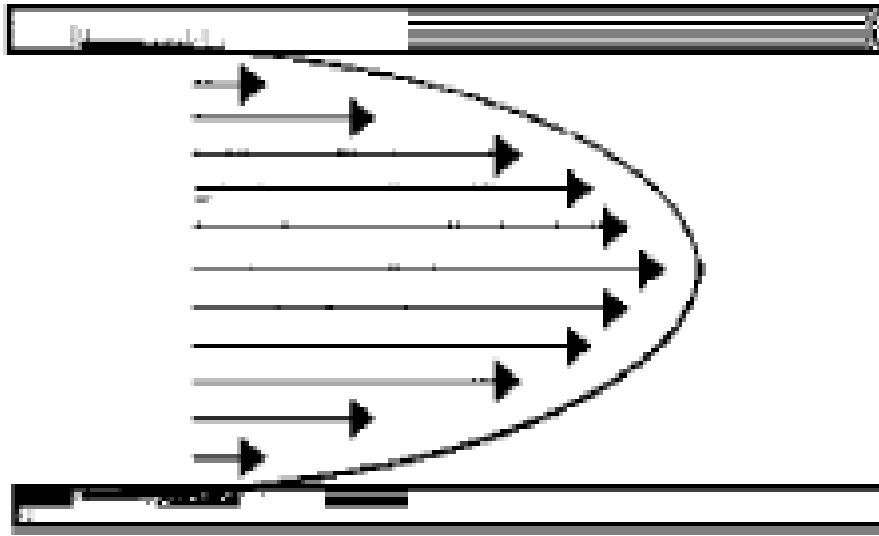


Figura 6.- Representación de un flujo laminar

### 2.3.1.2 Flujo turbulento

En el flujo turbulento, el fluido forma remolinos a medida que se mueve a lo largo del canal de flujo (figura 7), aunque la masa total del fluido se esté moviendo hacia adelante. Estas fluctuaciones de velocidad surgen espontáneamente. La rugosidad de las paredes o los cambios en la dirección del flujo aumentarán la turbulencia. El flujo tiende a ser turbulento a mayor velocidad o cuando el fluido tiene una viscosidad baja.

En el flujo turbulento, la presión requerida para mover el fluido aumenta de manera lineal con la densidad y aproximadamente con el cuadrado de la velocidad. Esto significa que se requiere mayor presión de bombeo para mover un fluido en flujo turbulento que en laminar.



Figura 7.- Representación de un flujo turbulento

### 2.3.1.3 Flujo de transición

La transición entre flujo laminar y flujo turbulento se encuentra controlada por la importancia relativa de las fuerzas viscosas y las fuerzas de inercia en el flujo. En el flujo laminar, dominan las fuerzas viscosas, mientras que en el flujo turbulento las fuerzas de inercia son más importantes. Para los fluidos Newtonianos las fuerzas viscosas varían de manera lineal con la tasa de flujo, mientras que las fuerzas de inercia varían con el cuadrado de la tasa de flujo (figura 8).

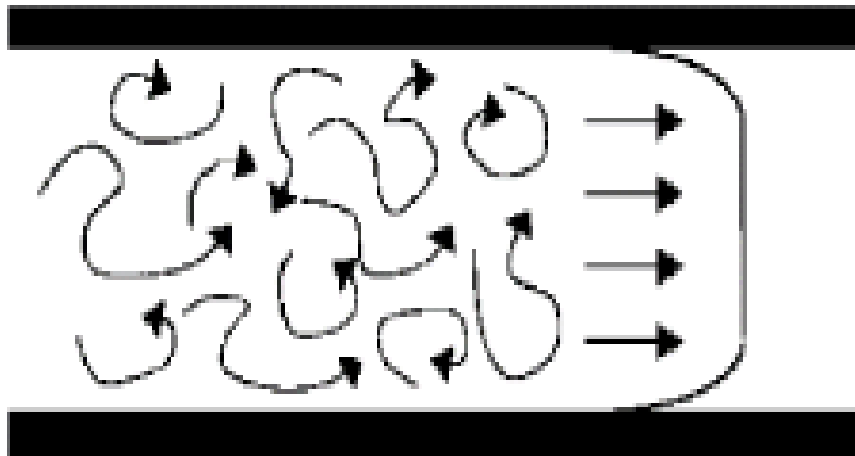


Figura 8.-Representación de un flujo transición

## **CAPÍTULO 3**

### **Pérdidas de energía en el sistema de circulación**

Durante las operaciones de perforación, es conocida la existencia de la fricción entre el fluido y las paredes de la formación, reduciendo así, la efectividad de la perforación; esto se conoce como pérdida de energía por fricción y va relacionada a la densidad, viscosidad de fluido, así como a la irregularidad de la formación y la tasa de trabajo (gasto) que se esté manejando.

Dentro del sistema de circulación, se consideran 4 secciones principales en las cuales las pérdidas de energía son significativas, estas son:

1. Conexiones superficiales
2. Interior de la sarta de perforación
3. Barrenas
4. Espacio anular

Todas estas consideraciones recaen en la aplicación de una metodología para mejorar u optimizar la hidráulica; los más conocidos y que se tienen en el presente trabajo son: máxima potencia hidráulica en las toberas y máxima fuerza de impacto en el fondo del pozo.

Por lo mencionado con anterioridad, se demuestra que una gran pérdida de energía está en el sistema de circulación y este es esencial para que la perforación por sistema rotatorio sea funcional, es indispensable bombear fluido a través de la sarta de perforación, y que este logre ascender por el espacio anular, espacio conformado entre el yacimiento y la parte exterior de la sarta de perforación (McCray, 1982); debido a su importancia se pasa a detallar el sistema.

### **3.1 Sistema de circulación en la perforación rotatoria**

El sistema de circulación de lodo, comienza con las bombas de lodo, algunas de las cuales producen hasta 5,000 psi (libras por pulgada cuadrada) y son accionadas por motores diésel o eléctricos. Para producir la presión y el caudal requeridos para un conjunto específico de condiciones de perforación, es necesario seleccionar los tamaños correctos de émbolo y camisa para las bombas; especificando los tamaños apropiados de tobera para la barrena.

Este proceso es parte conocida de la optimización de la hidráulica y constituye un factor clave en la perforación eficaz. Después de salir de la bomba a alta presión, el fluido de perforación sube por el tubo vertical atado al pie de la torre de perforación, pasa a través de la manguera del Kelly y luego fluye hacia abajo dentro del Kelly, herramienta que transmiten el par de rotación y la fuerza de avance del mecanismo rotativo a la herramienta de perforación (barrena), a través

de una unión giratoria y dentro de la tubería de perforación hasta alcanzar la barrena.

Generalmente una barrena tiene dos o más toberas que aceleran el lodo para obtener un flujo de gran velocidad, el cual lava el fondo del pozo para mantener limpios los cortadores de la barrena y proporcionar una nueva superficie de roca.

A partir del fondo del pozo, el lodo sube por el espacio anular que existe entre la columna de perforación y el pozo, transportando los recortes generados por la barrena.

El lodo y su carga de recortes fluyen fuera del “niple de campana”, pasando a través de una tubería inclinada de gran diámetro (línea de flujo) hasta llegar sobre uno o varios vibradores (temblorinas), cayendo lodo dentro de la presa de asentamiento. Éstos son tanques metálicos rectangulares de gran tamaño, conectados por tuberías o canales (Landes, 1977). En la presa de asentamiento (trampa de arena) el lodo es agitado, de manera que los sólidos residuales de gran tamaño puedan asentarse por separado; el lodo pasa dentro de los agitadores, ubicados corriente abajo, donde se separa el gas, la arena y el sedimento. Posteriormente el lodo entra a la presa de succión, donde las bombas lo extraen para hacerlo circular de nuevo dentro del pozo y también se usa para agregar productos químicos de tratamiento y aditivos acondicionadores del Lodo (Wiley y Sans, 1977) (figura 9).

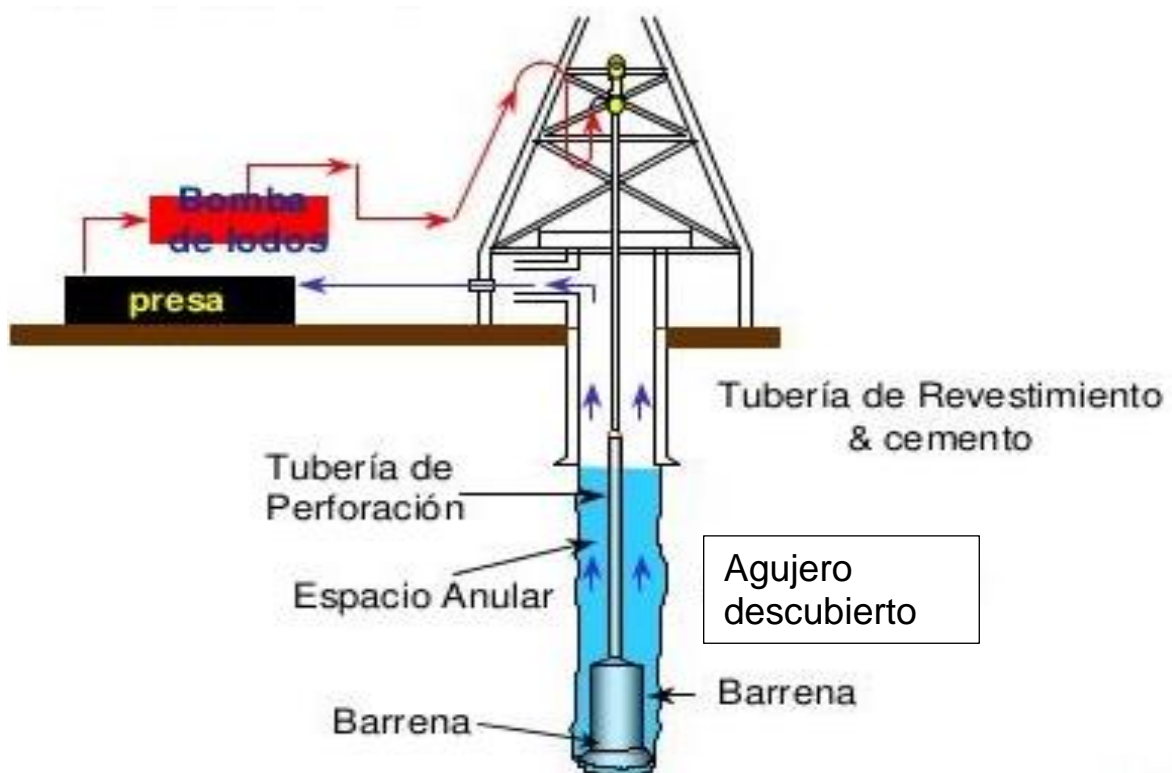


Figura 9.- Sistema de circulación de un sistema rotatorio.

### 3.1.1 Bombas del sistema de circulación en pozos petroleros

Son mecanismos conformados por una parte mecánica (cadenas, correas y engranajes) y por una parte hidráulica (camisas, fluido a desplazar y pistones), esta maquinaria tiene la particularidad de ser reciprocante, es decir, comprime el fluido para mover un pistón dentro del cilindro y este regresa a su posición original, repitiendo el proceso de manera indefinida. Este equipo de alta presión bombea el lodo de perforación dentro de la tubería de perforación, retornando por el exterior del mismo, lo que permite suministrar el impacto hidráulico que tiene la barrena en la formación para lograr levantar y limpiar los recortes del fondo del pozo, así como la fuerza necesaria para sacarlos a superficie. Operan mediante cadenas, correas y, o engranes que se accionan por motores diésel o eléctricos (C.A o C.D).

#### 3.1.1.1 Bombas de acción simple doble (Dúplex)

Son bombas de acción doble con dos cilindros (figura 10). Son las primeras maquinarias que se usaron en la industria. Estas bombean fluido en ambas direcciones en la carrera de ida y en la de regreso del pistón. Son pocas las que quedan en existencia debido a que las bombas tríplex al ser más ligeras y llegar a una presión mayor que estas las reemplazan.

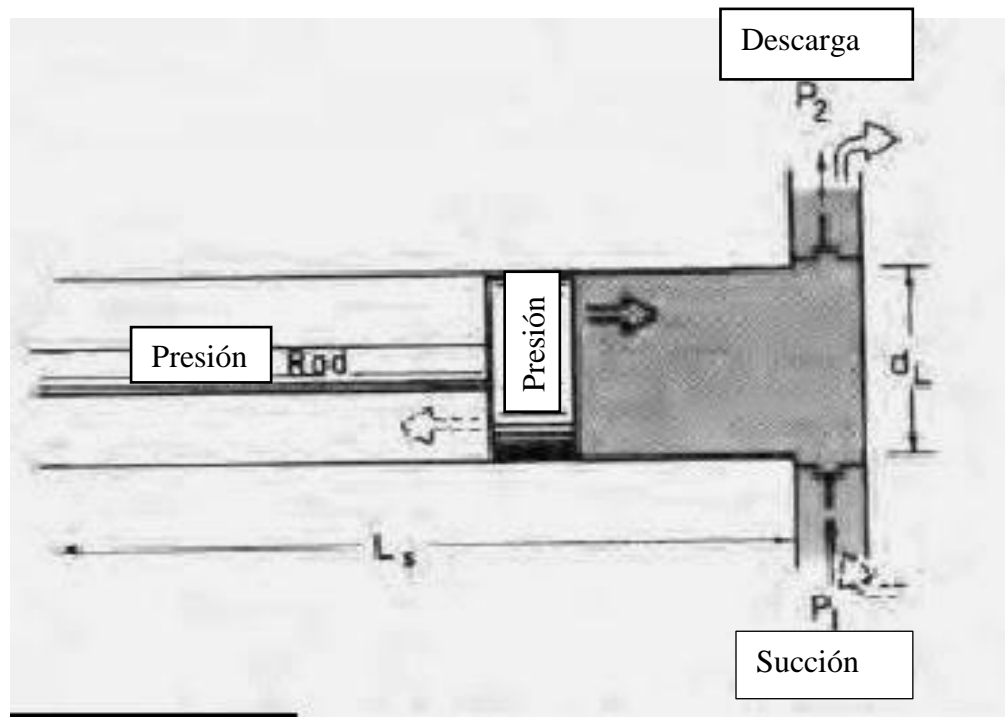


Figura 10.- Mecanismo de acción de una bomba dúplex en la industria petrolera.



### 3.1.1.2 Bombas de acción simple triple (Tríplex)

Estas bombas, como su nombre lo indican poseen tres cilindros que bombean solo en la carrera de ida del pistón (figura.11). Las bombas Tríplex son más ligeras y compactas que las bombas Dúplex además del efecto de pistola en la presión de descarga no es tan grande, agregando que son más baratas durante la operación. Por estas razones la mayoría de los equipos están trabajando con estas máquinas. Posee una eficiencia de un 90 % durante la operación, este porcentaje resulta en ser muy útil. Por diseño, se instalan dos bombas de circulación en el equipo de perforación. Ambas bombas requieren ser operadas en paralelo para entregar grandes gastos. En operaciones en donde la ingeniería se requiere, una bomba opera mientras que la otra se encuentra en espera de ser utilizada.

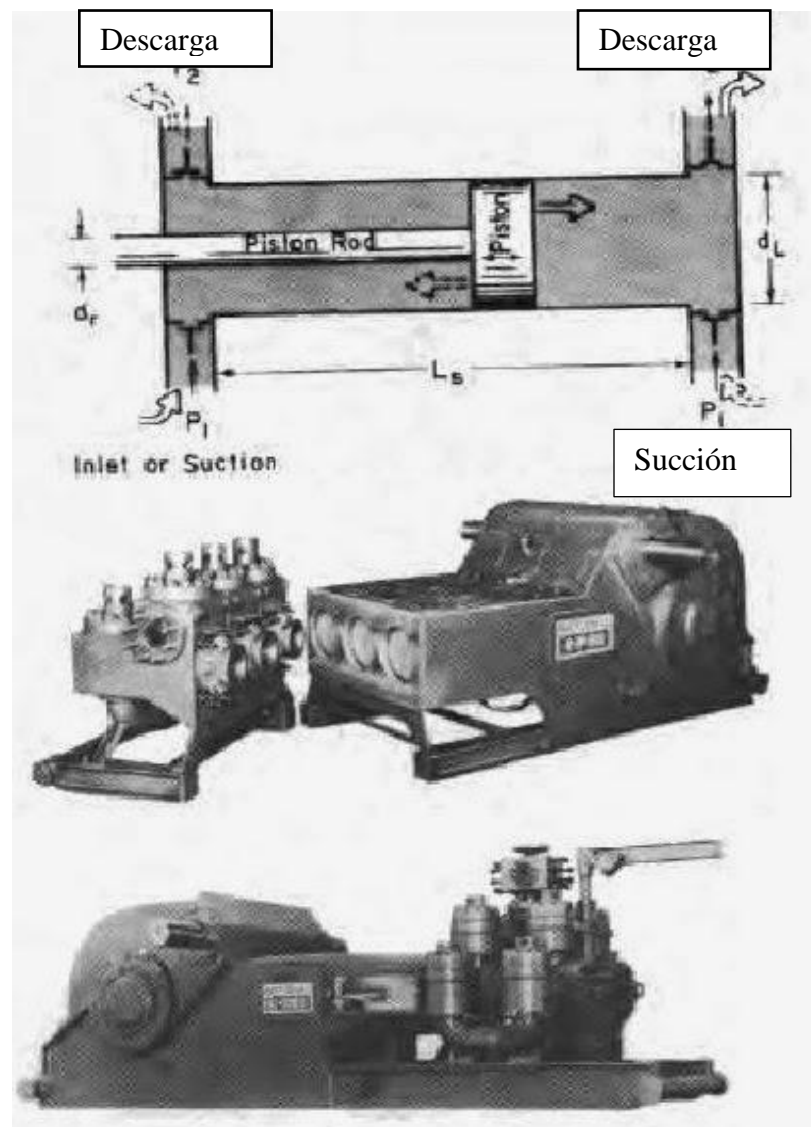


Figura 11.- Mecanismo de acción de una bomba tríplex en la industria petrolera.

### 3.1.1.3 Potencia de las bombas que se usan en la perforación de pozos petroleros

La potencia (P) de una bomba hidráulica es la relación entre la energía de flujo proporcionada por la bomba y el tiempo que la misma ha estado en funcionamiento para comunicar dicha energía.

En todas las instalaciones siempre se producen pérdidas, por lo que siempre la potencia de la bomba hidráulica debe ser mayor que la potencia teórica prevista.

$$\eta = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{abs}}} < 1$$

Donde:

$\eta$ =Rendimiento

$P_{\text{útil}}$ =Potencia útil; Horse power

$P_{\text{abs}}$ =Potencia consumida por la bomba; Horse power

Este valor siempre es menor a la unidad debido a la limitante de las maquinarias al momento de ejecutar las acciones por la que fueron diseñadas.

Las bombas se relacionan con:

1. Potencia hidráulica.
2. Presión máxima.
3. Gasto máximo.

Si la presión de succión de la bomba es esencialmente atmosférica, el incremento de la presión del fluido en movimiento a través de la bomba es aproximadamente igual a la presión de descarga. La potencia hidráulica de descarga de la bomba es igual a la presión de descarga por el gasto de flujo. Las unidades de campo de la potencia (HP), presión (PSI), gasto (gal/min).

La potencia de la bomba que se desarrolla está dada por la siguiente fórmula:

$$P_h = \frac{\Delta p q}{1714}$$

Donde:

$P_h$ = Potencia hidráulica de la bomba; Horse power

$\Delta p$ = Presión de descarga; psi

$q$ = Gasto de flujo: gal/min

Para un nivel de potencia hidráulica, la presión de descarga máxima y el gasto de flujo varía por el cambio de velocidad de las carreras por minuto y el tamaño del pistón. Un pistón más pequeño permite al operador obtener una presión mayor de

descarga, pero con bajo gasto de descarga. A fin de evitar problemas en la bomba no se acostumbra tener presiones mayores a 3000 psi.

#### **3.1.1.4 Gasto de las bombas usadas en la perforación de pozos petroleros**

El gasto es el volumen de fluido que atraviesa un conducto en una unidad de tiempo. Durante la perforación del pozo, el gasto se define como la velocidad del fluido en el espacio anular e interior de la sarta de perforación y tiene gran influencia en las pérdidas de presión por fricción en el sistema de circulación.

$$Q = V.A$$

$$Q = \frac{V}{T}$$

Donde:

Q= Gasto de flujo; galones/min

A= Área de flujo; pulgadas<sup>2</sup>

V= Volumen de flujo; galones

V= Velocidad de flujo; pulgada/min

T= Tiempo; minutos

La fórmula que comúnmente se usa en la industria es la siguiente:

$$Q = \frac{EDi^2Ls}{98}$$

Donde:

Q=Gasto de flujo; emboladas/minuto

E=Eficiencia del equipo; %/100

Di=Diámetro de la camisa; pulgadas

Ls= Longitud de la carrera; pulgadas

#### **3.1.2 Barrenas de Perforación de pozos petroleros**

Se define como el elemento de corte o de ataque que se usa a fin de perforar un pozo y consiste de un elemento de corte y un elemento de circulación, los cuales permiten que el fluido pase a través de ella y utilice la corriente hidráulica del lodo para levantar los recortes de formación generados por el elemento de corte. Las barrenas de perforación constituyen solamente una fracción del costo total del pozo (1 a 5%), sin embargo, representan un componente clave de la economía de construcción del pozo.

##### **3.1.2.1 Clasificación de barrenas**

En la ingeniería de perforación de pozos, las barrenas se clasifican en: cortadores fijos y cono de rodillos que a su vez poseen una subclasificación que se describe y analiza a continuación (figura 12).

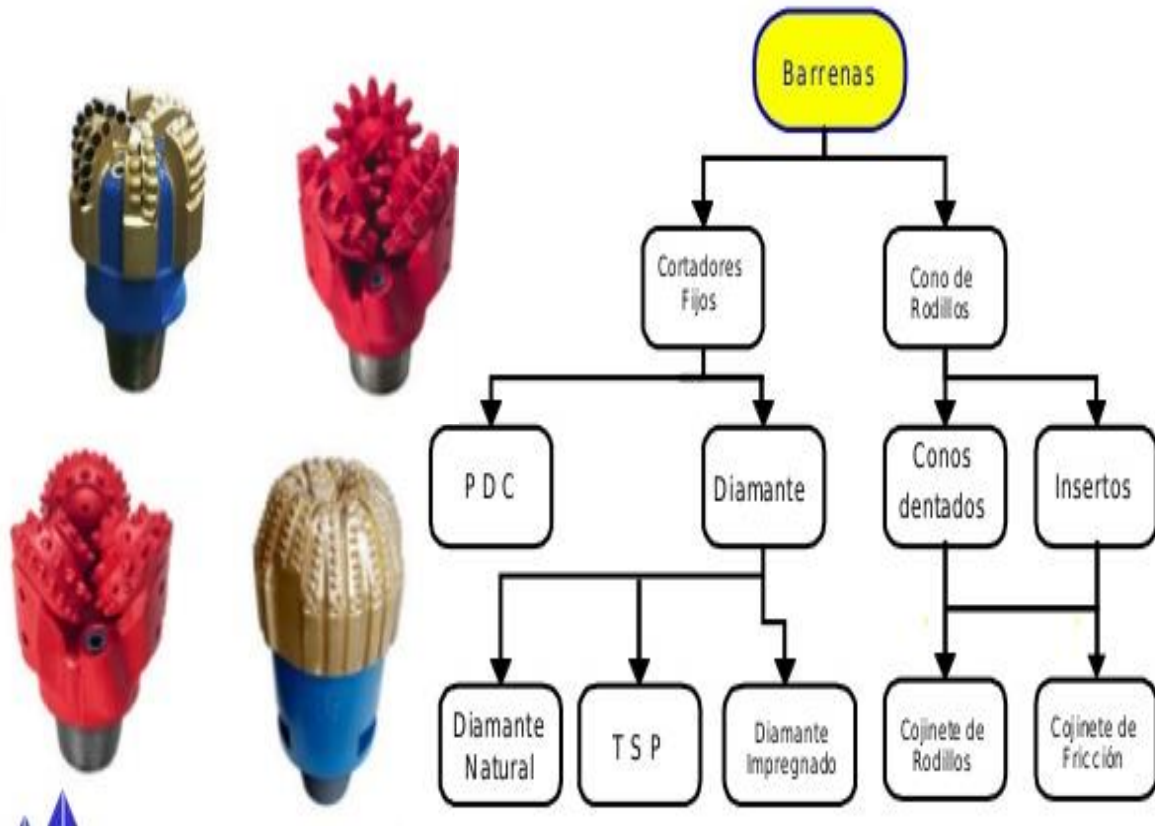


Figura 12.-Clasificación de Barrenas.

### 3.1.2.2.1 Barrenas de conos de rodillos

Las barrenas de conos de rodillos, poseen conos de metal que contienen insertos o dientes maquinados que giran en forma independiente sobre su propio eje, al mismo tiempo que la barrena rota en el fondo del pozo (figura13). Cada uno de los conos cuenta con una estructura cortante (dientes de acero resistentes al desgaste, o insertos de carburo de tungsteno) que cortan y trituran, o penetran y rompen la roca, dependiendo de la formación. Los principales componentes de los conos de una barrena de conos de rodillos son:

- Estructura cortadora
- Cojinete
- Sello

- Almacén del lubricante.

Existen dos tipos de barrenas de acuerdo a la estructura cortadora:

- Barrenas de dientes de acero, donde los dientes son fundidos y forjados del mismo cuerpo del cono con bordes de compuestos de carburo resistentes al desgaste, Las barrenas de conos de rodillos con dientes de acero se utilizan en formaciones blandas con baja resistencia a la compresión
- Barrenas con insertos de carburo de tungsteno en los cuales los insertos son formados por separado y colocados a presión en la superficie de los conos. Las que poseen insertos se utilizan para perforar formaciones que van de semiduras a duras semi-abrasivas y duras abrasivas.

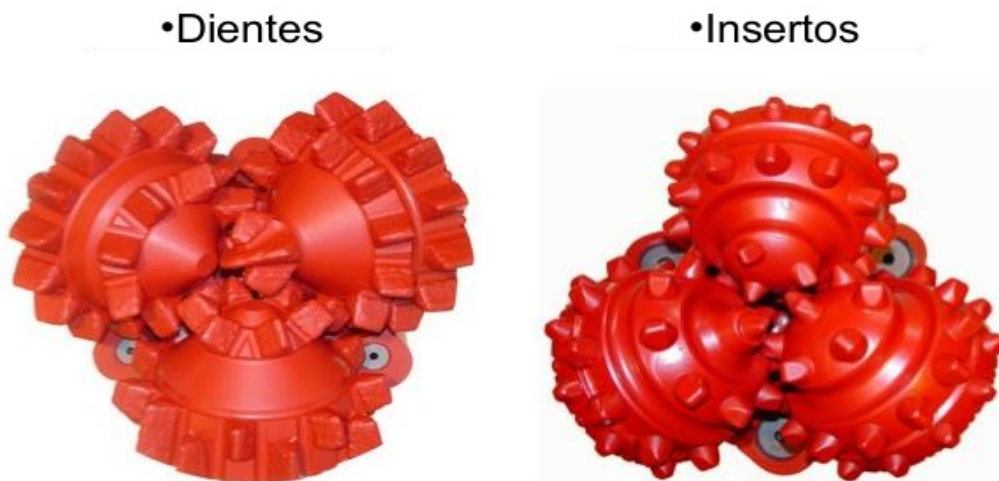


Figura 13.- Clasificación de las barrenas de conos de rodillos.

### 3.1.2.2.1.1 Mecanismos de corte de las barrenas de conos de rodillos

Los elementos de corte de las barrenas de conos de rodillos corresponden a hileras de dientes alrededor de cada cono que se entrelazan sin tocarse con las de los conos adyacentes a manera de engranes.

Este tipo de barrenas, remueve la roca triturándola. Los conos giran y realizan una acción de trituración. A medida que los conos se apartan del movimiento giratorio real, las estructuras cortantes penetran y raspan más el fondo del pozo.

El desplazamiento o excentricidad del cono y la forma del mismo, provocan que los conos dejen de girar periódicamente a medida que gira la barrena (figura 14).

Como resultado, las estructuras cortantes se deslizan en el fondo del pozo y raspan la formación. Los ángulos de desplazamiento varían de  $5^\circ$  para formaciones blandas, a  $0^\circ$  para formaciones duras. Las barrenas para formaciones blandas utilizan estructuras de corte más largas con ángulos de desplazamiento

en los conos que reducen el movimiento de rotación, los cortadores cortos en los conos que giran más, provocan una acción de trituración en formaciones duras.



Figura 14.-Mecanismo de corte de barrenas de conos de rodillos.

#### 3.1.2.2.1.2 Clasificación I.A.D.C. para barrenas de conos de rodillos

La asociación internacional de contratistas de perforación (por sus siglas en inglés, IADC), proporciona un método de clasificación de las barrenas de conos, con el cual se nombra de manera estándar cada barrena (tabla1), el sistema de clasificación permite hacer comparaciones entre los tipos de barrenas que ofrecen los fabricantes.

La clasificación se basa en un código de tres caracteres numéricos.

- Primer carácter (Serie de la estructura cortadora 1-8).

Los caracteres de esta serie indican la dureza de la formación, así como también el tipo de estructura de corte la barrena, ya sea dientes o insertos. Las series del 1 al 3 indican que la barrena tiene dientes de acero. La serie del 4 al 8 indica que la barrena tiene insertos de carburo de tungsteno (TCI). Se considera que en la serie 1 la formación será muy blanda, aumentando hasta la serie 8, en donde la formación es dura.

- Segundo carácter (Tipos de estructura cortadora).

El segundo carácter presenta una clasificación de dureza dentro de la dureza definida anteriormente. Cada serie se divide en cuatro tipos en la mayoría de los

casos. El 1 indica que es una formación blanda, hasta el 4 que indica una formación dura.

- Tercer carácter (Cojinete/ Calibre).

Este carácter indica una descripción interna y externa de la barrena. Hace referencia al diseño del cojinete y a la protección del calibre. Está dividido en siete categorías:

1. Cojinete de rodillo estándar no sellado
2. Cojinete de rodillo enfriado con aire.
3. Cojinete de rodillo con calibre protegido.
4. Cojinete de rodillo sellado.
5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido.
6. Cojinete de fricción sellado.
7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.

	1er Carácter		2o Caracter	3er Carecter						
	SERIE	FORMACIONES	DUREZA	CATEGORIAS						
DIENTES	1	Blandas	1 Suave	1. Cojinete de rodillo estándar no sellado	2. Cojinete de rodillo enfriado con aire	3. Cojinete de rodillo con calibre protegido	4. Cojinete de rodillo sellado	5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido	6. Cojinete de fricción sellado	7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	2	Medias	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	3	Duras	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
INSERTOS	4	Muy Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	5	Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	6	Media	1 Suave							
7	Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								
8	Muy Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								

Tabla 1.- Código IADC para barrenas de conos de rodillos.

### 3.1.2.2.2 Barrenas de cortadores fijos

Las barrenas de cortadores fijos, a diferencia de las tricónicas no cuentan con partes móviles. Estas cuentan con cortadores planos en forma de pastilla montados sobre aletas fabricadas del mismo cuerpo de la barrena (figura 15). Este tipo de barrenas es altamente efectivo para trabajar durante una gran cantidad de horas.

Existen diversas barrenas con cortadores fijos; la mayoría se forman por cuerpos de carburo de tungsteno con cortadores de diamante policristalino compacto (PDC). Aunque también existen las de cuerpo de acero con cortadores PDC y las barrenas de cuerpo de carburo de tungsteno y PDC con cortadores de diamantes naturales incrustados.

Las barrenas de diamante natural o incrustadas son aptas para formaciones semiduras y extremadamente duras, cuya abrasividad es mediana a extremadamente alta.

Las barrenas de cortadores fijos son más adecuadas para formaciones que van de blandas a duras, de baja a alta abrasividad. Las híbridas combinan la tecnología PDC y de diamante natural que dependen de la forma de la barrena, la ubicación de sus cortadores es la que a continuación se indica.

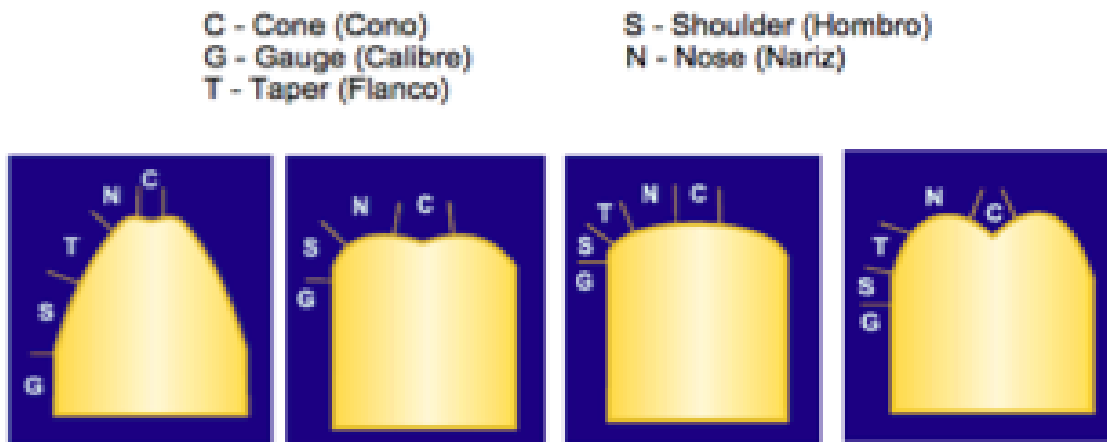


Figura 15.- Ubicación de cortadores fijos dependiendo de su forma.

#### 3.1.2.2.2.1 Mecanismos de corte de barrenas de cortadores fijos PDC

La barrena de cortadores fijos es un dispositivo mecánico que se diseña a fin de transmitir energía en la perforación cizallando la roca (figura 16). La perforación es rápida por lo que se requiere menos energía que la que se usa en las barrenas que requieren grandes cargas y que ocasionan fallas por compresión en la formación.

Las barrenas de diamante natural y las impregnadas de diamante perforan lentamente pulverizando la roca, lo que hace que ambas requieran una gran carga



sobre la barrena y altos esfuerzos de torsión (torque). Estas barrenas deben ser operadas a altas revoluciones por minuto para que su funcionamiento sea óptimo. En cuanto a las híbridas, éstas combinan los insertos de diamante natural con los PDC. Cuando las barrenas híbridas están nuevas, los insertos impregnados de diamante no hacen contacto con la formación y las barrenas se desempeñan como barrena PDC. A medida que los cortadores PDC se desgastan con la formación dura, los insertos de diamante penetran en la formación.



Figura 16.-Tipos de barrenas de cortadores fijos.

#### 3.1.2.2.2 Clasificación IADC en barrenas de cortadores fijos PDC

Se utiliza un código al igual que en las barrenas de conos, de cuatro caracteres para clasificar las barrenas, el primero alfabético y los tres restantes numéricos (tabla 2).

- Primer carácter (Tipo de cuerpo en la barrena).

En el primer carácter se muestra el material del que está fabricada la barrena. Con una “M” si es de matriz, y con una “S” si es de acero.

- Segundo carácter (Dureza de la formación).

El segundo carácter presenta la dureza en la formación. La dureza va desde el 1 que indica que una formación blanda, hasta el 7 que una formación dura.

- Tercer carácter (Tamaño y tipo de cortador).

Este carácter indica el tipo de cortador y el diámetro de las pastillas PDC. Esta va desde la dureza de la formación blanda a media. De la dureza de las formaciones medias-duras a extremadamente duras, ya no se usa la pastilla PDC.

- Cuarto carácter (Perfil de la barrena).

Muestra el perfil de la barrena. Se usa el 1 para perfil plano, hasta el 4 que es el perfil parabólico largo.

1er Caracter		2o Caracter		3er Caracter		4o Caracter			
CUERPO		FORMACIÓN		TAMAÑO		PERFIL			
<b>"M" MATRIZ</b>	<b>"S" ACERO</b>	1	Muy blanda	2	PDC, 19 milímetros	1. Perfil Plano	2. Perfil Parabólico Corto	3. Perfil Parabólico Medio	4. Perfil Parabólico Largo
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		2	Blanda	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		3	Blanda a media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		4	Media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		5	Medianamente dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		6	Dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		7	Extremadamente dura	1	Diamante Natural				
				4	Impregnada de diamante				

Tabla 2.-Clasificación IADC para barrenas de cortadores fijos.

### 3.2 Pérdidas de energía en el sistema de circulación en la perforación

Las pérdidas de energía en el sistema circulatorio dependen del comportamiento reológico del fluido, por lo que se describirán las ecuaciones correspondientes a cada modelo. La presión superficial ( $P_s$ ) o presión de bombeo ( $P_b$ ) es la presión que se necesita para circular los fluidos de perforación en el sistema y está representado por la suma de las pérdidas de presión por fricción a que está sujeto el fluido durante su recorrido (figura 17).

$$P_b = \Delta P_{ES} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{Anular} + \Delta P_{TP} / \Delta P_{Anular} + \Delta P_{TP} / \Delta P_{Anular}$$

Donde:

$P_b$  = Presión en bombas; psi

$\Delta P_{ES}$  = Diferencial de presión en el espacio anular; psi

$\Delta P_{TP}$  = Diferencial de presión en la tubería de perforación; psi

$\Delta P_{LB}$  = Diferencial de presión en la barrena; psi

$\Delta P_{Anular}$  = Diferencial de presión en el espacio anular; psi

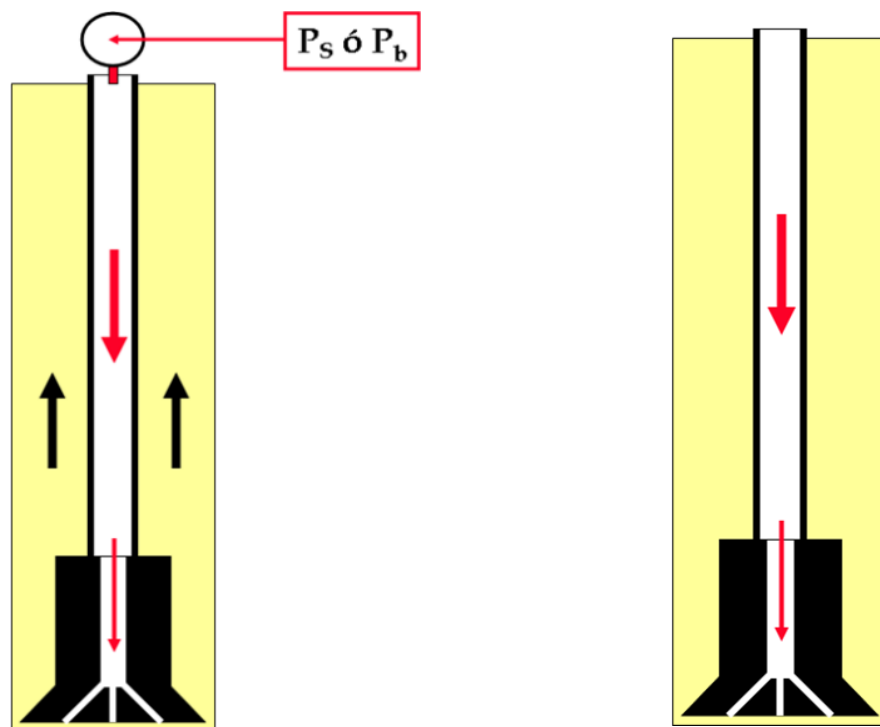


Figura 17.- Comportamiento de la presión superficial o presión de bombeo

Existen cuatro modelos a fin determinar las caídas de presión por fricción tanto en el interior de la tubería como en el espacio anular y son:

- Modelo plástico de Bingham
- Ley de Potencias
- Ley de Potencias modificado o Ley de Potencias con punto de cedencia

### 3.2.1 Caídas de presión modelo de Bingham

Para determinar las caídas de presión por fricción por medio del modelo de Bingham en el interior de la tubería se tienen las siguientes ecuaciones:

Viscosidad plástica:  $Vp = L_{600} - L_{300}$

Punto de cedencia:  $Pc = L_{300} - Vp$

Velocidad de flujo:  $V = 24.51 \frac{Q}{Di^2}$

Velocidad crítica:  $V_c = \frac{7.75 Vp + 7.75 \sqrt{Vp^2 + 109.83 \rho Di^2 Pc}}{\rho Di}$

Donde:

$Vp$ = Viscosidad plástica ( $cp$ )

$L_{600}$ =Lectura Fann @ 600 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$L_{300}$ =Lectura Fann @ 300 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$Pc$ = Punto de cedencia ( $lbf/100pies^2$ )

$V$ = Velocidad de flujo ( $pies/min$ )

$Q$ = Gasto de circulación ( $gpm$ )

$Di$ = Diámetro interior de la tubería ( $pulg$ s)

$Vc$ = Velocidad crítica ( $pies/min$ )

$\rho$  = Densidad del fluido de control ( $gr/cm^3$ )

Si  $V > Vc$  entonces el régimen es turbulento en caso contrario el régimen es laminar.

Régimen Laminar:

Caída de presión por fricción:

$$\Delta Pf = \frac{VpLV}{389081Di^2} + \frac{PcL}{913Di}$$

Régimen turbulento:

$$\text{Número de Reynolds: } NRe = 129 \frac{Di V \rho}{Vp}$$

$$\text{Factor de fricción: } f = \frac{0.079}{NRe^{0.25}}$$

$$\text{Caída de presión por fricción: } \Delta Pf = \frac{fV^2L}{48251Di}$$

Donde:

$NRe$  = Número de Reynolds (*adim*)

$f$  = Factor de fricción (*adim*)

$\Delta Pf$  = Caída de presión por fricción ( $kg/cm^2$ )

$L$  = Longitud de tubería (*m*)

Con objeto de determinar, las caídas, de presión por fricción por medio del modelo de Bingham en el espacio anular se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Viscosidad plástica: } Vp = L_{600} - L_{300}$$

$$\text{Punto de cedencia: } Pc = L_{300} - Vp$$

$$\text{Velocidad de flujo: } V = 24.51 \frac{Q}{Da^2 - De^2}$$

$$\text{Velocidad crítica: } Vc = \frac{7.75 Vp + 7.75 \sqrt{Vp^2 + 82.37 \rho (Da^2 - De^2) Pc}}{\rho (Da - De)}$$

Dónde:

$Vp$  = Viscosidad plástica (*cp*)

$L_{600}$  = Lectura Fann @ 600 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$L_{300}$  = Lectura Fann @ 300 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$Pc$  = Punto de cedencia ( $lbf/100pies^2$ )

$V$  = Velocidad de flujo (*pies/min*)

$Q$  = Gasto de circulación (*gpm*)

$Da$  = Diámetro interior de T.R o Agujero (*pulg*s)

$De$  = Diámetro exterior de T.P o L.B (*pulg*s)

$Vc$  = Velocidad crítica (*pies/min*)

$\rho$  = Densidad del fluido de control ( $gr/cm^3$ )

Si  $V > Vc$  entonces el régimen turbulento en caso contrario es régimen laminar

Régimen laminar:

$$\text{Caída de presión por fricción: } \Delta Pf = \frac{VpLV}{25938(Da-De)^2} + \frac{PcL}{812.6(Da-De)}$$

Régimen Turbulento:

$$\text{Número de Reynolds: } NRe = 129 \frac{(Da-De)V\rho}{Vp}$$

$$\text{Factor de fricción: } f = \frac{0.079}{NRe^{0.25}}$$

$$\text{Caída de presión por fricción: } \Delta Pf = \frac{f\rho V^2 L}{48251(Da-De)}$$

Donde:

$NRe$  = Número de Reynolds (*adim*)

$f$  = Factor de fricción (*adim*)

$\Delta Pf$  = Caída de presión por fricción ( $kg/cm^2$ )

$L$  = Longitud de la tubería (*m*)

### 3.2.2 Caídas de presión modelo Ley de Potencias

Con objeto de determinar las caídas de presión por fricción por medio del modelo de Ley de Potencias en el interior de la sarta se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Índice de comportamiento de flujo: } n = 3.32 \log\left(\frac{L_{600}}{L_{300}}\right)$$

$$\text{Índice de consistencia: } K = \frac{L_{600}}{1022^n} = \frac{L_{300}}{511^n}$$

$$\text{Velocidad de flujo: } V = 24.51 \frac{Q}{Di^2}$$

$$\text{Número de Reynolds: } NRe = \frac{V^2}{2.319K} \left[ \frac{2.5 Di n}{V(3n+1)} \right]^n$$

$$\text{Número de Reynolds Laminar-Transición: } NRecLT = 3470 - 1370n$$

$$\text{Número de Reynolds Transición-Turbulento: } NRecTT = 4270 - 1370n$$

$$\text{Punto de cedencia: } Pc = L_{300} - Vp$$

Donde:

Vp= Viscosidad plástica (*cp*)

L600=Lectura Fann @ 600 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

L300=Lectura Fann @ 300 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

Pc= Punto de cedencia (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

n= Índice de comportamiento del flujo (*adim*)

K= Índice de consistencia del flujo (*lb – seg/100pies<sup>2</sup>*)

V= Velocidad de flujo (*pies/min*)

Q= Gasto de circulación (*gpm*)

Di= Diámetro interior de la tubería (*pulg*s)

NRe= Número de Reynolds (*adim*)

NRecLT=Número de Reynolds crítico Laminar-Transición (*adim*)

NrecTT=Número de Reynolds crítico Turbulento-Transición (*adim*)

Parámetros del factor de fricción para régimen turbulento y transición:

$$a = \frac{\log \log (n) + 3.93}{50} \quad b = \frac{1.75 - \log (n)}{7}$$

Si  $NRe \leq NrecLT$  es un régimen laminar en caso contrario  $NRe \geq NrecTT$  entonces es régimen turbulento si no cae en ninguna de las anteriores es régimen de transición.

Régimen laminar:

$$\text{Caída de presión por fricción: } Pf = \frac{KL}{1300.5 Di} \left[ \frac{(3n+1)V}{2.5Di n} \right]^n$$

Régimen turbulento:

$$\text{Factor de fricción: } f = \frac{a}{NRe^b}$$

$$\text{Caída de presión por fricción: } Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251 Di}$$

Donde:

a= Parámetro del factor de fricción (*adim*)

b= Parámetro del factor de fricción (*adim*)

L= Longitud de la tubería (*m*)

Régimen de transición:

$$\text{Factor de fricción: } f = \frac{16}{NRecLT} + \left[ \frac{NRe - NRecLT}{800} \right] \left[ \frac{a}{NrecTT^b} - \frac{16}{NRecLT} \right]$$

$$\text{Caída de presión por fricción: } Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251 Di}$$

Con objeto de determinar las caídas de presión por fricción por medio del modelo de Ley de Potencias en el espacio anular se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Índice de comportamiento de flujo: } n = 3.32 \log\left(\frac{L_{600}}{L_{300}}\right)$$

$$\text{Índice de consistencia: } K = \frac{L_{600}}{1022^n} = \frac{L_{300}}{511^n}$$

$$\text{Velocidad de flujo: } V = 24.51 \frac{Q}{(Da^2 - De^2)}$$

$$\text{Número de Reynolds: } NRe = \frac{\rho V^2}{1.65K} \left[ \frac{1.25 (Da - De)n}{V(2n+1)} \right]^n$$

$$\text{Número de Reynolds Laminar-Transición: } NRec_{LT} = 3470 - 1370n$$

$$\text{Número de Reynolds Transición-Turbulento: } NRec_{TT} = 4270 - 1370n$$

$$\text{Punto de cedencia: } Pc = L_{300} - Vp$$

$$\text{Viscosidad plástica: } Vp = L_{600} - L_{300}$$

Donde:

Vp= Viscosidad plástica (*cp*)

Pc= Punto de cedencia (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

L600=Lectura Fann @ 600 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

L300=Lectura Fann @ 300 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

n= Índice de comportamiento del flujo (*adim*)

K= Índice de consistencia del flujo (*lb - seg/100pies<sup>2</sup>*)

V= Velocidad de flujo (*pies/min*)

Q= Gasto de circulación (*gpm*)

Da= Diámetro interior de T.R o Agujero (*pulg*s)

De= Diámetro exterior de T.P o L.B (*pulg*s)

NRe= Número de Reynolds (*adim*)

NRec<sub>LT</sub>=Número de Reynolds crítico Laminar-Transición (*adim*)

Nrec<sub>TT</sub>=Número de Reynolds crítico Turbulento-Transición (*adim*)

Parámetros del factor de fricción para régimen turbulento y transición:



$$a = \frac{\log \log(n) + 3.93}{50} \quad b = \frac{1.75 - \log(n)}{7}$$

Si  $NRe \leq NRe_{CLT}$  es un Régimen Laminar en caso contrario  $NRe \geq NRe_{CTT}$  entonces régimen turbulento si no cae en ninguna de las anteriores es régimen transición.

Régimen laminar:

Caída de presión por fricción: 
$$Pf = \frac{KL}{1300.5(Da-De)} \left[ \frac{(2n+1)V}{1.25(Da-De)n} \right]^n$$

Régimen turbulento:

Factor de fricción: 
$$f = \frac{a}{NRe^b}$$

Caída de presión por fricción: 
$$Pf = \frac{f\rho V^2 L}{48251(Da-De)}$$

Donde:

$a$ = Parámetro del factor de fricción de régimen turbulento (*adim*)

$b$ = Parámetro del factor de fricción de régimen transicional (*adim*)

$Pf$  =Caída de presión por fricción ( $kg/cm^2$ )

$L$ = Longitud de la tubería ( $m$ )

$f$  =Factor de fricción (*adim*)

Régimen de transición:

Factor de fricción: 
$$f = \frac{24}{NRe_{CLT}} + \left[ \frac{NRe - NRe_{CLT}}{800} \right] \left[ \frac{a}{NRe_{CTT}^b} - \frac{24}{NRe_{CLT}} \right]$$

Caída de presión por fricción: 
$$Pf = \frac{f\rho V^2 L}{48251(Da-De)}$$

### 3.2.3 Caídas de presión modelo Ley de Potencias Modificado

Con objeto de determinar las caídas de presión por fricción por medio del modelo de Ley de Potencias Modificado en el interior de la sarta se tienen las siguientes ecuaciones:

Índice de comportamiento de flujo: 
$$n = 3.32 \log \left( \frac{L_{600}}{L_{300}} \right)$$

Índice de consistencia: 
$$K = \frac{L_{600}}{1022^n} = \frac{L_{300}}{511^n}$$

Velocidad de flujo:  $V = 24.51 \frac{Q}{Di^2}$

Factor geométrico:  $G = \left[ \frac{3n+1}{4n} \right] 8.13n(0.123)^{\frac{1}{n}}$

Velocidad de rotación equivalente:  $R = 0.939 \frac{GV}{Di}$

Lectura Fann equivalente:  $\theta = \theta_0 + KR^n$

Punto de cedencia:  $Pc = L_{300} - Vp$

Viscosidad plástica:  $Vp = L_{600} - L_{300}$

Donde:

$Vp$ = Viscosidad plástica (*cp*)

$Pc$ = Punto de cedencia (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

$L_{600}$ =Lectura Fann @ 600 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

$L_{300}$ =Lectura Fann @ 300 rpm (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

$\theta_0$ = Gel inicial (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

$n$ = Índice de comportamiento del flujo (*adim*)

$K$ = Índice de consistencia del flujo (*lb – seg/100pies<sup>2</sup>*)

$V$ = Velocidad de flujo (*pies/min*)

$Q$ = Gasto de circulación (*gpm*)

$Di$ = Diámetro interior de la tubería (*pulg*)

$G$ = Factor geométrico (*adim*)

$R$ = Velocidad de rotación equivalente (*rpm*)

$\theta$  =Lectura Fann equivalente (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

Número de Reynolds:  $NRe = \frac{\rho V^2}{2.474\theta}$

Número de Reynolds laminar-transición:  $NRecLT = 3470 - 1370n$

Número de Reynolds transición-turbulento:  $NRecTT = 4270 - 1370n$

Si  $NRe \leq NrecLT$  es régimen laminar en caso contrario  $NRe \geq NrecTT$  entonces el régimen es turbulento si no cae en ninguna de las anteriores es régimen de transición.

Régimen Laminar:

Caída de presión por fricción:

$$\Delta Pf = \frac{\theta L}{1218.8Di}$$

Donde:

$\rho$ = Densidad del fluido de control ( $gr/cm^3$ )

NRe= Número de Reynolds ( $adim$ )

NRecLT=Número de Reynolds crítico Laminar-Transición ( $adim$ )

NRecTT=Número de Reynolds crítico Turbulento-Transición ( $adim$ )

$\Delta Pf$ =Caída de presión por fricción ( $kg/cm^2$ )

L= Longitud de la tubería ( $m$ )

Parámetros del factor de fricción para régimen turbulento y transición:

$$a = \frac{\log \log(n) + 3.93}{50} \quad b = \frac{1.75 - \log(n)}{7}$$

Régimen turbulento:

Factor de fricción:

$$f = \frac{a}{NRe^b}$$

Caída de presión por fricción:

$$Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251Di}$$

Régimen de transición:

Factor de fricción:

$$f = \frac{16}{NRe_{LT}} + \left[ \frac{NRe - NRe_{LT}}{800} \right] \left[ \frac{a}{NRe_{TT}^b} - \frac{16}{NRe_{LT}} \right]$$

Caída de presión por fricción:

$$Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251Di}$$

Donde:

a= Parámetro del factor de fricción ( $adim$ )

b= Parámetro del factor de fricción ( $adim$ )

$\Delta Pf$ =Caída de presión por fricción ( $kg/cm^2$ )

L= Longitud de tubería ( $m$ )

f =Factor de fricción ( $adim$ )

Con objeto de determinar las caídas de presión por fricción por medio del modelo de Ley de Potencias Modificado en el espacio anular se tienen las siguientes ecuaciones:

Índice de comportamiento de flujo: 
$$n = 3.32 \log \left( \frac{L_{600}}{L_{300}} \right)$$

Índice de consistencia: 
$$K = \frac{L_{600}}{1022^n} = \frac{L_{300}}{511^n}$$

Velocidad de flujo: 
$$V = 24.51 \frac{Q}{(Da^2 - De^2)}$$

Factor geométrico: 
$$G = \left[ \frac{(3-c)n+1}{(4-c)n} \right] \left( 1 + \frac{c}{n} \right) [8.13n(0.123 \frac{1}{n})]$$

$$\alpha = \frac{De}{Da} \quad X = 0.37n^{-0.14} \quad c = 1 - (1 - \alpha^x)^{\frac{1}{x}}$$

Velocidad de rotación equivalente: 
$$R = 0.939 \frac{GV}{(Da - De)}$$

Lectura Fann equivalente: 
$$\theta = \theta_0 + KR^n$$

Número de Reynolds: 
$$NRe = \frac{\rho V^2}{2.474\theta}$$

Número de Reynolds laminar-transición: 
$$NRecLT = 3470 - 1370n$$

Número de Reynolds transición-turbulento: 
$$NRecTT = 4270 - 1370n$$

Punto de cedencia: 
$$Pc = L_{300} - Vp$$

Viscosidad plástica: 
$$Vp = L_{600} - L_{300}$$

Donde:

$Vp$ = Viscosidad plástica ( $cp$ )

$L_{600}$ =Lectura Fann @ 600 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$L_{300}$ =Lectura Fann @ 300 rpm ( $lbf/100pies^2$ )

$Pc$ = Punto de cedencia ( $lbf/100pies^2$ )

$\theta_0$ = Gel inicial ( $lbf/100pies^2$ )

$n$ = Índice de comportamiento del flujo ( $adim$ )

$K$ = Índice de consistencia del flujo ( $lb - seg/100pies^2$ )

$V$ = Velocidad de flujo ( $pies/min$ )

$Q$ = Gasto de circulación ( $gpm$ )

$De$ = Diámetro interior de la tubería ( $pulg$ )

$G$ = Factor geométrico ( $adim$ )

$\alpha$  = Relación de diámetros ( $adim$ )

$X$ = Parámetro del factor de diámetro ( $adim$ )

$c$ = Parámetro del factor de diámetro (*adim*)

$R$ = Velocidad de rotación equivalente (*rpm*)

$\theta$  =Lectura Fann equivalente (*lbf/100pies<sup>2</sup>*)

$\rho$ =Densidad del fluido de control (*gr/cm<sup>3</sup>*)

$NRe$ = Número de Reynolds (*adim*)

$NRe_{LT}$ =Número de Reynolds crítico Laminar-Transición (*adim*)

$NRe_{TT}$ =Número de Reynolds crítico Turbulento-Transición (*adim*)

Si  $NRe \leq NRe_{LT}$  entonces el régimen es laminar, en caso contrario si  $NRe \geq NRe_{TT}$  entonces el régimen es turbulento si no cae en ninguna de las anteriores es régimen de transición.

Régimen laminar:

Caída de presión por fricción: 
$$\Delta Pf = \frac{\theta L}{1218.8(Da-De)}$$

Parámetros del factor de fricción para régimen turbulento y transición:

$$a = \frac{\log \log (n) + 3.93}{50} \quad b = \frac{1.75 - \log(n)}{7}$$

Régimen turbulento:

Factor de fricción: 
$$f = \frac{a}{NRe^b}$$

Caída de presión por fricción: 
$$Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251(Da-De)}$$

Donde:

$a$ = Parámetro del factor de fricción (*adim*)

$b$ = Parámetro del factor de fricción (*adim*)

$\Delta Pf$ =Caída de presión por fricción (*kg/cm<sup>2</sup>*)

$L$ = Longitud de la tubería (*m*)

$f$ = Factor de fricción (*adim*)

Régimen de transición:

Factor de fricción: 
$$f = \frac{24}{NRe_{LT}} + \left[ \frac{NRe - NRe_{LT}}{800} \right] \left[ \frac{a}{NRe_{TT}^b} - \frac{24}{NRe_{LT}} \right]$$

Caída de presión por fricción: 
$$Pf = \frac{f \rho V^2 L}{48251(Da-De)}$$

### 3.2.4 Caídas de presión en la barrena

Las caídas de presión por fricción en la barrena se deben principalmente al cambio en la velocidad del fluido fluyendo a través de una restricción (toberas). Considerando que la mayor pérdida en la circulación del fluido existe en las toberas se tiene que la caída de presión por fricción en la barrena está dada por la siguiente expresión:

$$\Delta P_b = Q^2 \rho 18511.7 A_t^2$$

Para el área de toberas en la barrena se tiene:

$$A_t = \frac{(d_1^2 + d_2^2 + d_3^2 + \dots + d_n^2)}{13003.8}$$

$$A_t = \sqrt{\frac{\rho Q^2}{18511.7 \Delta P_b}}$$

Donde:

$\Delta P_b$  = Caída de presión por fricción en la barrena ( $kg/cm^2$ )

Q = Gasto de flujo ( $gal/min$ )

$A_t$  = Área de toberas ( $pulg^2$ )

$\rho$  = Densidad del fluido ( $\frac{gr}{cm^3}$ )

$d_1, d_2, d_3$  = Combinación de diámetro de toberas ( $\frac{1}{32} pulgs$ )

## **CAPÍTULO 4**

### **Importancia de la hidráulica durante la perforación**

#### **4.1 Definición de la hidráulica**

La rama de la mecánica que estudia el comportamiento de los fluidos en reposo o en movimiento constituye la mecánica de los fluidos y la hidráulica (Ranald, V. Giles, Mecánica de los fluidos e hidráulica, 2015).

#### **4.2 Estudio de la hidráulica en la Ingeniería Petrolera**

Los sistemas hidráulicos juegan un papel activo durante la operación de perforación; su diseño y mantenimiento puede acelerar la velocidad de penetración y bajar los costos de perforación.

Un diseño hidráulico inadecuado puede bajar la velocidad de penetración, fallar en la limpieza de los recortes del fondo del pozo, y ocasionar brotes.

#### **4.3 Objetivos de la optimización de la hidráulica**

- Incrementar la velocidad de penetración derivada de la limpieza efectiva en el fondo del pozo.
- Evitar o disminuir la erosión excesiva de las paredes del pozo sin provocar derrumbes o deslaves.
- Control de las pérdidas de presión en el sistema de circulación con objeto de evitar variaciones de la presión en el pozo en la densidad equivalente de circulación, limitar la presión disponible en la barrena y la potencia hidráulica de circulación.

#### **4.4 Capacidad de acarreo de los recortes**

La capacidad de un fluido de perforación para transportar los recortes se denomina capacidad de acarreo. Aunque se ha reconocido que la capacidad de acarreo de un lodo se ve afectada por las propiedades del mismo tales como la viscosidad y la densidad, la industria ha ensayado el impacto de estos parámetros en la capacidad de acarreo.

La importancia económica del problema de acarreo y la escasez de información sobre el tema ha evidenciado la necesidad de investigación.

##### **4.4.1 Factores que influyen en la capacidad de acarreo**

El mecanismo de transporte de recortes está estrechamente relacionada con el proceso de separación de materiales de decantación, y las discusiones de la teoría de la sedimentación se pueden encontrar en bibliografía estándar, junto con la consideración del mecanismo de acarreo de los recortes conduce a la conclusión que los factores que afectan a la capacidad de carga (acarreo) son las

dimensiones del sistema, las propiedades físicas de los recortes y las propiedades físicas del fluido de perforación.

#### **4.4.2 Dimensiones físicas y su efecto**

Las dimensiones del sistema de circulación de mayor importancia en la capacidad de acarreo son el tamaño de la barrena, tamaño de la sarta de perforación, y la capacidad de bombeo. Estas dimensiones determinan la velocidad anular del fluido de perforación.

#### **4.4.3 Propiedades físicas y sus efectos**

Las propiedades físicas que intervienen en la interacción entre el lodo y los recortes son la densidad y la forma de los recortes, viscosidad y resistencia de geles del fluido de perforación. El efecto de la densidad sobre la capacidad de carga es bastante obvio; diferencia de alta densidad entre recortes y fluido resulta en una fuerza de flotación baja y por lo tanto disminuye la capacidad de acarreo. El efecto de la forma de los recortes es menos evidente. Aunque la velocidad de la caída a través de fluidos Newtonianos en reposo para partículas de forma regulares puede ser calculada a partir de ecuaciones conocidas, hay poca información disponible en cuanto a formas irregulares cayendo en los fluidos no newtonianos, tales como el lodo de perforación.

Las características no Newtonianas de la mayoría de los fluidos de perforación complican severamente la predicción del efecto de la viscosidad, medida normalmente como la capacidad de carga del fluido. Si el razonamiento de la hidrodinámica fuera aplicable, sería de esperar que mayores viscosidades resulten en menores velocidades de decantación y, por tanto, en una mayor capacidad de acarreo.

#### **4.4.4 Determinación experimental en los factores**

En la realización de experimentos diseñados para recabar información en la capacidad de carga, se hizo un intento para determinar la velocidad mínima anular suficiente para quitar los recortes, para obtener la correlación entre las propiedades medibles del lodo y la capacidad de carga, y para poner a prueba la validez de varias ecuaciones aplicadas al deslizamiento de las partículas sólidas en fluidos. Los experimentos se llevan a cabo en campo y laboratorio.

#### **4.5 Metodología a fin de optimizar la hidráulica**

El objetivo que se busca en la metodología es optimizar la hidráulica al disminuir las pérdidas de presión en el sistema manteniendo al máximo la potencia que consume la barrena al estar perforando un pozo petrolero; por este motivo es necesario tomar en consideración las características del equipo, así como los componentes de dicho equipo para iniciar el análisis de la energía total que puede suministrar al sistema de perforación. Se conoce que los gastos son



proporcionales a la limpieza inmediata del pozo, dado que estos ayudan a la barrena a continuar el paso en la formación virgen en vez de moler formación triturada con anterioridad. Por lo tanto, la aplicación de un nivel adecuado de la energía hidráulica disponible en el fondo del pozo, produce un aumento sustancial en la velocidad de penetración; si se logra obtener una *limpieza perfecta* en el fondo del pozo, los recortes serán removidos con la misma velocidad con la que se generan. Aquí se logra apreciar la importancia que se obtiene en la determinación del tamaño apropiado de las toberas, la cual es función de la energía disponible aplicada en la barrena y la disminución que sufre por las caídas de presión por fricción del sistema (Figura 18).

La teoría indica que la velocidad de perforación aumenta conforme la energía hidráulica del equipo en el fondo del pozo se incrementa por lo que de esta manera incrementa la efectividad del chorro expulsado por las toberas. En cambio, si se alcanza el nivel de limpieza necesario, aunque se aumente la energía hidráulica, no se tiene un aumento en la velocidad de penetración. Por lo que se debe elegir entre los métodos existentes; son potenciando la hidráulica del sistema o al aumentar el impacto que tiene el chorro en la formación.

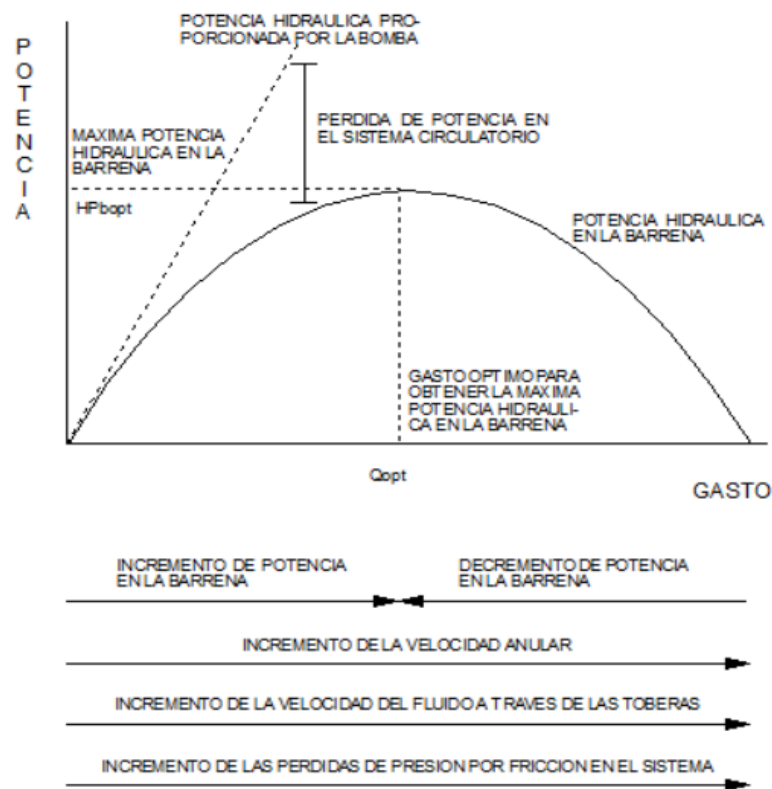


Figura 18.- Metodología de optimización de la hidráulica

## 4.6 Máxima potencia hidráulica en la barrena

La potencia hidráulica que proporciona la bomba en la superficie se aplica a fin de vencer la resistencia que opone el sistema circulatorio al flujo del fluido de control, quedando el resto disponible para consumo de la barrena.

Este modelo asume que la efectividad de la barrena puede mejorar al aumentar la potencia hidráulica en la bomba, dado que los recortes son desplazados tan rápido como se generan.

El criterio de máxima potencia hidráulica emplea el 65% de la presión superficial en la barrena y el 35% restante para vencer las caídas de presión por fricción en el sistema.

$$HPb = C(PsQ - kQ^{m+1})$$

Donde.

HPb = Potencia hidráulica en la barrena

Ps = Presión superficial o de bombeo

$\Delta P b_{opt}$  = Caída de presión en la barrena

C= Constante de compactación

Q = Gasto de flujo

m = Constante que depende de las propiedades del lodo y el régimen de flujo

K = Pérdida de presión por fricción por gasto unitario

### Optimización

La expresión para determinar la potencia hidráulica en la barrena se representa por la siguiente ecuación:

$$HPb = \frac{\Delta P b_{opt} Q_{opt}}{120.7}$$

Caída de presión óptima excluyendo la barrena:

$$\Delta P p_{opt} = \left[ \frac{1}{m + 1} \right] P s_{max}$$

Caída de presión en la barrena óptima:

$$\Delta P b_{opt} = \left[ \frac{m}{m+1} \right] P s_{max} \quad \Delta P b_{opt} = P s_{max} - \Delta P p_{opt}$$

Gasto de flujo óptimo:

$$Q_{opt} = \left[ \frac{P s_{max}}{(m + 1)K} \right]^{\frac{1}{m}}$$

$$Q_{opt} = Q \left[ \frac{\Delta P p_{opt}}{\Delta P p} \right]^{\frac{1}{m}}$$

Donde:

HPb = Potencia hidráulica en la barrena, [HP]

$P_{S_{max}}$  = Presión superficial máxima, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P b_{opt}$  = Caída de presión óptima en la barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P p_{opt}$  = Caída de presión óptima excluyendo la barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P p$  = Caída de presión excluyendo la barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

Q= Gasto de flujo, [gpm]

$Q_{opt}$  = Gasto de óptimo flujo, [gpm]

m= Constante que depende de las propiedades del lodo y el régimen de flujo, [adim]

K= Pérdida de presión por fricción por gasto unitario, [kg/cm<sup>2</sup> /gpm]

#### 4.7 Máxima fuerza de impacto hidráulico en el fondo del pozo

La teoría del impacto hidráulico considera la remoción de los recortes que depende de la fuerza con la cual el fluido golpea o se impacta contra el fondo del pozo. La fuerza de impacto se define como la rapidez con que cambia el momento del fluido con respecto al tiempo, es decir, es la fuerza impartida a la formación.

Para este criterio se seleccionan los diámetros de toberas de la barrena de tal forma que la fuerza de impacto hidráulico sea máxima.

Para las condiciones de máximo impacto, se consume aproximadamente 52% de la presión de superficie en el sistema de circulación y el 48% en las toberas de la barrena.

La fuerza de impacto hidráulico se calcula con:

$$Fb = \sqrt{\frac{\rho Q_{opt}^2 \Delta P b_{opt}}{106.23}}$$

Caída de presión óptima excluyendo la barrena:

$$\Delta P p_{opt} = \left[ \frac{2}{m + 2} \right] P_{S_{max}}$$

Caída de presión en la óptima barrena:

$$\Delta P b_{opt} = \left[ \frac{m}{m + 2} \right] P_{S_{max}}$$

$$\Delta P b_{opt} = P_{S_{max}} - \Delta P p_{opt}$$

Gasto de óptimo flujo:

$$Q_{opt} = \left[ \frac{2P_{S_{max}}}{(m + 2)K} \right]^{\frac{1}{m}}$$

Donde:

Fb = Fuerza de impacto en la barrena, (kgf)

$P_{S_{max}}$  = Presión superficial máxima, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P b_{opt}$  = Caída de presión en la óptima barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P p_{opt}$  = Caída de presión óptima excluyendo la barrena. [kg/cm<sup>2</sup>]

$Q_{opt}$  = Gasto de óptimo flujo, [gpm]

m = Constante que depende de las propiedades del lodo y el régimen de flujo, [adim]

K= Pérdida de presión por fricción por gasto unitario, [kg/cm<sup>2</sup> /gpm]

#### 4.7.1 Máxima velocidad en las toberas

La máxima velocidad en las toberas se calcula con:

$$V_{nopt} = \sqrt{\frac{1902.81 \Delta P b_{opt}}{\rho}}$$

Caída de presión en la barrena óptima:

$$\Delta P b_{opt} = P_{S_{max}} - \Delta P p_{opt}$$

Donde:

$V_{nopt}$  = Velocidad en las toberas óptima, [pie/seg]

$P_{S_{max}}$  = Presión superficial máxima, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P b_{opt}$  = Caída de presión en la barrena óptima, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\Delta P p_{opt}$  = Caída de presión óptima excluyendo la barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

$\rho$  = Densidad del fluido, (gr/cm<sup>3</sup>)

#### 4.7.2 Área de toberas óptima

Para determinar el área óptima de las toberas se aplica la ecuación de la caída de presión en la barrena utilizando los parámetros óptimos.

$$A_{t_{opt}} = \sqrt{\frac{\rho Q_{opt}^2}{18511.7 \Delta P b_{opt}}}$$

$$A_t = \frac{(d_{1opt}^2 + d_{2opt}^2 + d_{3opt}^2 + \dots + d_{nopt}^2)}{1303.8}$$

Donde:

$\Delta P b_{opt}$  = Caída de presión en la óptima barrena, [kg/cm<sup>2</sup>]

$Q_{opt}$  =Gasto de flujo óptimo, (gal/min)

$A_t$  = Área de toberas, (pulgadas<sup>2</sup>)

$\rho$  = Densidad del fluido, (gr/cm<sup>3</sup>)

d1opt, d2opt, d3opt..., dnopt=Combinación de diámetro de toberas, (1/32 pulgadas)

AREA TOTAL DE FLUJO DE BOQUILLAS CORRIENTES, $pg^2$									
TAMAÑO BOQUILLA <i>pgs</i>	NUMERO DE BOQUILLAS (TOBERAS)								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
7/32	0.038	0.075	0.113	0.150	0.188	0.225	0.263	0.301	0.338
8/32	0.049	0.098	0.147	0.195	0.245	0.295	0.344	0.393	0.442
9/32	0.062	0.124	0.185	0.240	0.311	0.373	0.435	0.497	0.552
10/32	0.077	0.153	0.230	0.307	0.333	0.460	0.537	0.614	0.690
11/32	0.093	0.186	0.278	0.371	0.464	0.557	0.650	0.742	0.835
12/32	0.110	0.221	0.331	0.442	0.552	0.663	0.773	0.884	0.994
13/32	0.130	0.259	0.369	0.518	0.648	0.778	0.907	1.037	1.167
14/32	0.150	0.301	0.451	0.601	0.752	0.902	1.052	1.203	1.353
15/32	0.173	0.345	0.518	0.690	0.863	1.035	1.208	1.381	1.553
16/32	0.196	0.393	0.589	0.785	0.982	1.178	1.374	1.571	1.767
18/32	0.249	0.497	0.748	0.994	1.243	1.491	1.740	1.998	2.237
20/32	0.307	0.614	0.920	1.227	1.534	1.841	2.148	2.454	2.761
22/32	0.371	0.742	1.114	1.485	1.856	2.227	2.599	2.970	3.341
24/32	0.442	0.884	1.325	1.767	2.209	2.651	3.093	3.534	3.976
26/32	0.519	1.037	1.556	2.074	2.593	3.111	3.630	4.148	4.667
28/32	0.601	1.203	1.604	2.405	3.007	3.808	4.209	4.811	5.412

Tabla 3.- Selección óptima del área de toberas.

## CAPÍTULO 5

### Caso práctico de la optimización del pozo petrolero *BTPKS 4*

#### Detalles del pozo *BTPKS 4*, recopilación y análisis de datos

Se cuenta con información acerca del campo y de los pozos vecinos que se seleccionaron como correlación, así como de los requerimientos del activo y bases de usuario. Con dicha información se procedió a su análisis para realizar la predicción de Geopresiones y a partir de esto hacer el mejor diseño del pozo. Es de importancia relevante mencionar que el nombre del pozo por confidencialidad de la empresa se cambia, llamándose desde este momento pozo BTPKS 4.

Nombre del pozo: BTPKS 4

Ubicación: Tabasco.

Municipio: Huimanguillo.

Referencia Topográfica: Direccional desde la pera del pozo BTPKS 4.

Objetivo: Obtener producción comercial de hidrocarburos de áreas que no han sido drenadas en las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Tipo de pozo: Terrestre/Direccional

Profundidad programada: 5588m

Coordenadas UTM conductor: X: 446,610.20 m / Y: 1, 979,725.14 m

Coordenadas del objetivo: X: 446,518.00 m / Y: 1, 979,881.00 m

Altura MR: 9 m

Altura del terreno sobre NM: 26 m.s.n.m

Desplazamiento: 173 m

Producción estimada: 1700 bpd / 2.10 MMpcd

Presión de fondo estimada: 240 Kg/cm<sup>2</sup> @ 5400 MVBNM (3414 PSI)  
(DEQ=0.44g/cm<sup>3</sup>)

Aparejo de fondo: 4 ½" y 3 ½" con sensor de P y T.

#### 5.1 Situación estructural

La estructura del campo Jujo-Tecominoacán es un anticlinal asimétrico con orientación NW-SE. Limitado al E y SW por fallas inversas, al NE por intrusión salina y al W y SE por cierre estructural, adicionalmente tiene dos intrusiones salinas de regulares dimensiones. El Campo está subdividido internamente en bloques por una serie de fallas normales, cabe mencionar que las estructuras presentan una orientación regional en dirección NW-SE.

#### 5.2 Plan direccional

En la perforación del pozo BTPKS 4 se analiza distintos tipos de trayectoria y se concluyó que la mejor trayectoria del pozo es de tipo "S", debido a que en la intersección de los 2 objetivos este tipo de trayectoria permite atravesarlos verticalmente, el desplazamiento que se tiene con respecto a los objetivos es de 173m. El trabajo direccional se realizó en la etapa de 12¼" manteniéndose en el resto de las etapas de control sobre la verticalidad.

Se perforó verticalmente hasta una profundidad de 3000 metros, en este punto se inició la construcción de la curva a una tasa de construcción de 1.0° cada 30 metros en dirección del azimut 329.2° hasta lograr una inclinación máxima de 15.25° a una profundidad de 3469 metros. La perforación continua manteniendo una tangente hasta los 3669 metros (200 metros), en donde se inicia la disminución del ángulo hasta los 0° a una tasa de disminución de 1.0° cada 30 metros a la profundidad de 4138 metros. Finalmente, la última etapa debe llevar control sobre la verticalidad hasta llegar a una profundidad de 5607 mD (5588 mV).

Al realizar un pozo direccional debe tomarse en cuenta los pozos cercanos al pozo a perforar esto con el fin de hacer un análisis anticolidión el cual nos indica si existe la posibilidad de colisionar con algún otro pozo dentro de las cercanías debido a la trayectoria previamente elegida.

El pozo BTPKS 4 se perforó desde la pera del pozo C (T426) en donde también se encuentra ubicado el pozo B (T120). Del pozo T426 se cuenta con información de un registro giroscópico desde superficie hasta los 2581 metros lo cual no representa riesgo de colisión con este pozo. En el caso del T120 solo se tiene un registro DRCAL desde superficie hasta la profundidad de 3650 metros y un MWD de 3650 a 5864 metros y debido a que el DRCAL da información poco confiable.

En la perforación del pozo BTPKS 4 se efectúan 6 etapas para llegar al objetivo.

- Primera etapa de 26" que va de 0 a 900 metros.
- Segunda etapa de 17½" que va de 900 a 1800 metros.
- Tercera etapa de 17½" de 1800m a 2800m.
- Cuarta etapa de 12 ¼" de 2800m a 4620m.
- Quinta etapa de 8 ½" de 4620 a 5140m.
- Sexta etapa de 5 7/8" de 5140m a 5580m.

### **5.3 Características del pozo**

En la perforación del pozo BTPKS 4 se llevaron a cabo 6 etapas a fin de llegar al objetivo en cada etapa, se tiene un diseño de la sarta como se detalla en las siguientes imágenes.

### 5.3.1 Etapa de 26" a 900m, Sarta Empacada.

En esta etapa se desea tener un control sobre la verticalidad del pozo, por ello es necesario usar una sarta empacada. Para ello en el arreglo de la sarta es necesario contar con estabilizadores de aletas de 26", se usa un lastrabarrenas de 9½" y otro de 8" con el fin de mantener bajo tensión la tubería. De acuerdo a la etapa y a la selección de barrenas, la barrena usada en dicha etapa es tricónica de 26". Los estabilizadores están a 9.5m de distancia después del primer estabilizador ubicado arriba de la barrena, y con ello evitar aumentar el ángulo (figura 19).

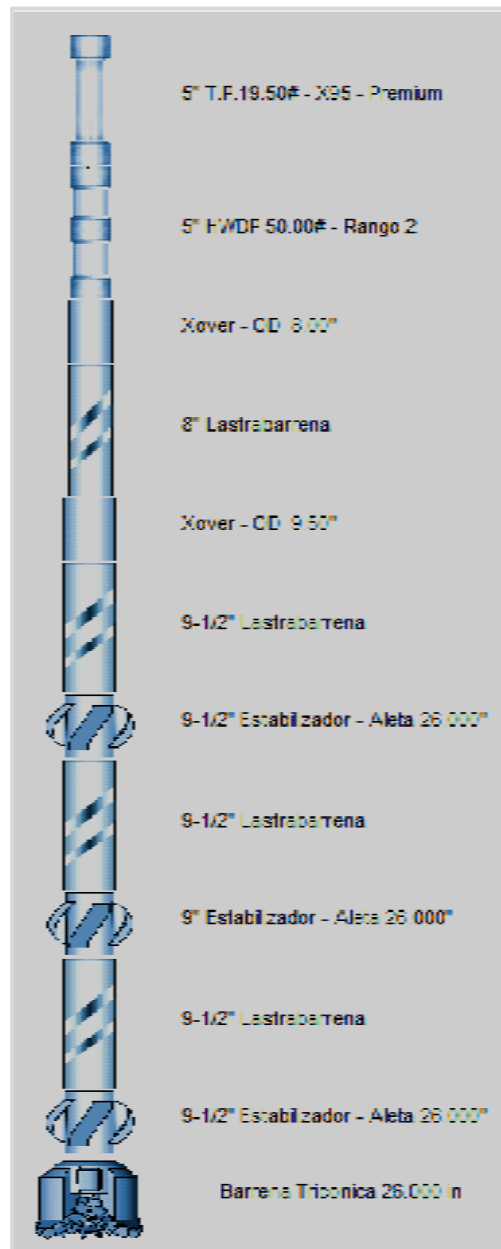


Figura 19.- Primera etapa de 26 pulgadas del pozo BTPKS 4



Longitud	Acumulado	Conexión	OD (pg.)	ID (pg.)	Lb/pie	S.R.
Hasta superficie	.	TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	2.39
112.00 m	206.10 m	HW TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ F * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ F	5.000	3.000	50.00	4.63
2.00 m	94.10 m	Combinación TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ F * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.00
54.00 m	92.10 m	DC TOP Box 6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.68
2.00 m	38.10 m	Combinación TOP Box 6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ H90	9.500	3.000	216.97	1.00
9.50 m	36.10 m	DC TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ H90 * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ H90	9.500	3.000	216.97	1.00
2.50 m	26.60 m	Estabilizador TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	1.00
9.50 m	24.10 m	DC TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ H90 * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ H90	9.500	3.000	216.97	1.18
2.50 m	14.60 m	Estabilizador TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.000	2.813	195.80	1.18
9.50 m	12.10 m	DC TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ H90 * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ H90	9.500	3.000	216.97	1.00
2.00 m	2.60 m	Estabilizador TOP Box 7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	
0.60 m		Barrena 26"	26.00			

Tabla 5.- Primera etapa de 26 pulgadas del pozo BTPKS 4.

### 5.3.2 Etapa de 17½” de 900m a 1800m, Sarta Empacada

Se debe tener control sobre la verticalidad del pozo, se tiene 3 estabilizadores ahora con aletas de 17½” al diseño se le agrega un martillo hidroneumático, en caso de posibles pegaduras por presión diferencial o empaquetamiento de la sarta. La barrena es tricónica del mismo diámetro que el pozo requiere, se incluye una válvula de contrapresión con el fin de que, si existe una posible manifestación del pozo, se debe tener seguridad al meter o sacar la tubería a presión (Figura 20).



Figura 20.- Segunda etapa de 17½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Longitud	Acumulado.	Conexión	OD (pg)	ID (pg)	Lb/pie	S.R.
Hasta superficie.		TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
		TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	2.39
112.00 m	203.34 m	HW TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	5.000	3.000	50.00	4.61
2.00 m	91.34 m	Combinación TOP Box 5 XH * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	147.02	1.00
19.00 m	89.34 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.01
3.89 m	70.34 m	Martillo TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.060	359.22	1.01
28.00 m	66.45 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.68
2.00 m	38.45 m	Combinación TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
9.50 m	36.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.50 m	26.95 m	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	1.00
9.50 m	24.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.50 m	14.95 m	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	1.00
9.50 m	12.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
0.50 m	2.95 m	Combinación TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.00 m	2.45	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	
0.45 m		Barrena TOP Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	17.50			

Tabla 6.- Segunda etapa de 17½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

### 5.3.3 Etapa de 17½” de 1800m a 2800m, Sarta Empacada.

El control sobre la verticalidad del pozo continúa, se siguen manteniendo 3 estabilizadores, martillo hidroneumático; la barrena se cambia por PDC de 17½” y válvula de contrapresión (figura 21).

La relación de rigidez está dentro de los parámetros recomendados.



Figura 21.-Tercera etapa de 17½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Longitud	Acumulado.	Conexión	OD (pg)	ID (pg)	Lb/pie	S.R.
Hasta superficie.		TP G105 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
2200.00 m	2403.34 m	TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	2.39
112.00 m	203.34 m	HW TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	5.000	3.000	50.00	4.61
2.00 m	91.34 m	Combinación TOP Box 5 XH * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	147.02	1.00
19.00 m	89.34 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.01
3.89 m	70.34 m	Martillo TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.060	359.22	1.01
28.00 m	66.45 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.68
2.00 m	38.45 m	Combinación TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
9.50 m	36.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.50 m	26.95 m	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	1.00
9.50 m	24.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.50 m	14.95 m	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	1.00
9.50 m	12.45 m	DC TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
0.50 m	2.95 m	VCP TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	3.000	216.97	1.00
2.00 m	2.45	Estabilizador TOP Box7- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	9.500	2.813	220.40	
0.45 m		Barrena TOP Pin 7- $\frac{5}{8}$ REG	17.50			

Tabla 7.- Tercera etapa de 17½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

### 5.3.4 Etapa de 12 ¼" de 2800m a 4620m, Sarta con Sistema Rotatorio (Estabilizada-Orientada)

Es importante recordar que en esta etapa comienza la construcción de ángulo de 15.24° a 3000m y debe mantenerse una sección tangente de 200 metros. El tipo de sarta que debe manejarse en esta etapa debe de llevar; un sistema que nos permita manejar el control de la dirección y aumentar el ángulo del pozo, por lo que se propone un sistema rotatorio que ayude al control direccional. Se recomienda llevar 2 estabilizadores para ayudar al sistema rotatorio a mantener el ángulo en la sección tangente. Se incluye MWD en la medición de parámetros de inclinación y azimut, así mismo obtener los datos de torsión, temperatura y peso sobre la barrena. Se usa LWD para registrar mientras se perfora y detectar la brecha KMS y la cima KSSF para así afinar el asentamiento de la TR de 9 7/8" (figura 22). El manejo de un martillo es importante debido al arrastre y posible atrapamiento que se pueda tener debido a la construcción del ángulo. Incluir válvula de contrapresión (VCP)



Figura 22.- Cuarta etapa 12 ¼ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Longitud	Acumul.	Conexión	OD (pg)	ID (pg)	Lb/pie	S.R.
Hasta superf.		TP S135 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
800.00 m	3219.48 m	TP G105 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
2200.00 m	2419.48 m	TP X95 TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ IF	4.855	4.276	19.50	2.39
112.00 m	219.48 m	HW TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ IF	5.000	3.000	50.00	4.61
3.00 m	107.48 m	Combinación TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	147.02	1.00
18.00 m	104.48 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	149.64	1.01
3.89 m	86.48 m	Martillo TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.060	359.22	1.00
56.00 m	82.59 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	147.02	1.00
2.00 m	26.59 m	Estabilizador TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	150.50	1.00
9.00 m	24.59 m	LWD TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	149.00	1.00
9.14 m	15.59 m	DC TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.250	4.950	136.67	1.03
0.60 m	6.45 m	VCP TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	3.000	150.00	1.03
1.50 m	5.85 m	Estabilizador TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.813	150.50	1.00
4.00 m	4.35 m	SIST ROT TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG * BTM Pin 6- $\frac{5}{8}$ REG	8.000	2.000	150.00	1.01
0.35 m		Barrena TOP Box6- $\frac{5}{8}$ REG	12.250			

Tabla 8.- Cuarta etapa 12 ¼ pulgadas del pozo BTPKS 4.

### 5.3.5 Etapa de 8½”, 4620 a 5140m, Sarta Empacada.

Para esta etapa se requiere un manejo de la verticalidad a fin de llegar al objetivo, se agregan 3 estabilizadores para tener una sarta empacada, se mantiene el sistema MWD a fin de mantener la medición del azimuth y la inclinación, y en caso de comenzar a incrementar o disminuir el ángulo detectarlo a tiempo; martillo y VCP. Barrena PDC de 8½” y en caso de presencia de pedernal cambiar a barrena Tricónica de insertos 517. Densidad lodo 1.10 gr/cm3 (figura 23).



Figura 23.- Quinta etapa de 8½ pulgadas del pozo BTPKS 4.



Longitud	Acumul.	Conexión	OD (pg)	ID (pg)	Lb/pie	S.R.
Hasta superf.		TP S135 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
800.00 m	3222.29 m	TP G105 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
2200.00 m	2422.29 m	TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	2.39
112.00 m	222.29 m	HW TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	4.855	3.000	50.00	2.44
1.50 m	110.29 m	Combinación TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.500	2.813	91.65	1.00
18.00 m	108.79 m	DC TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.500	2.813	91.65	1.00
9.49 m	90.79 m	Martillo TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.500	2.750	59.39	1.00
54.00 m	81.30 m	DC TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.500	2.813	91.65	1.15
1.50 m	27.30 m	Combinación TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	2.250	108.52	1.03
2.00 m	25.80 m	Estabilizador TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	3.000	99.00	1.02
9.00 m	23.80 m	DC TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	2.500	100.00	1.02
2.00 m	14.80 m	Estabilizador TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	3.000	99.00	1.02
9.00 m	12.80 m	DC TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	2.500	100.00	1.01
2.00 m	3.80 m	VCP TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	2.250	108.52	1.03
1.50 m	1.80 m	Estabilizador TOP Box 4- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	6.750	3.000	99.00	
0.30 m		Barrena TOP Pin 4- $\frac{1}{2}$ REG	8.50			

Tabla 9.- Quinta etapa de 8½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

### 5.3.6 Etapa de 5 7/8" de 5140m a 5580m, Sarta Empacada.

Esta última etapa requiere la entrada al objetivo de manera vertical, por lo tanto, se debe llevar una sarta empacada; se diseñó una sarta con 3 estabilizadores, martillo hidráulico-mecánico, VCP, y MWD que envía datos de inclinación y azimut, importantes con objeto de saber que se está entrando al objetivo en forma correcta de acuerdo al diseño el pozo (figura 24).

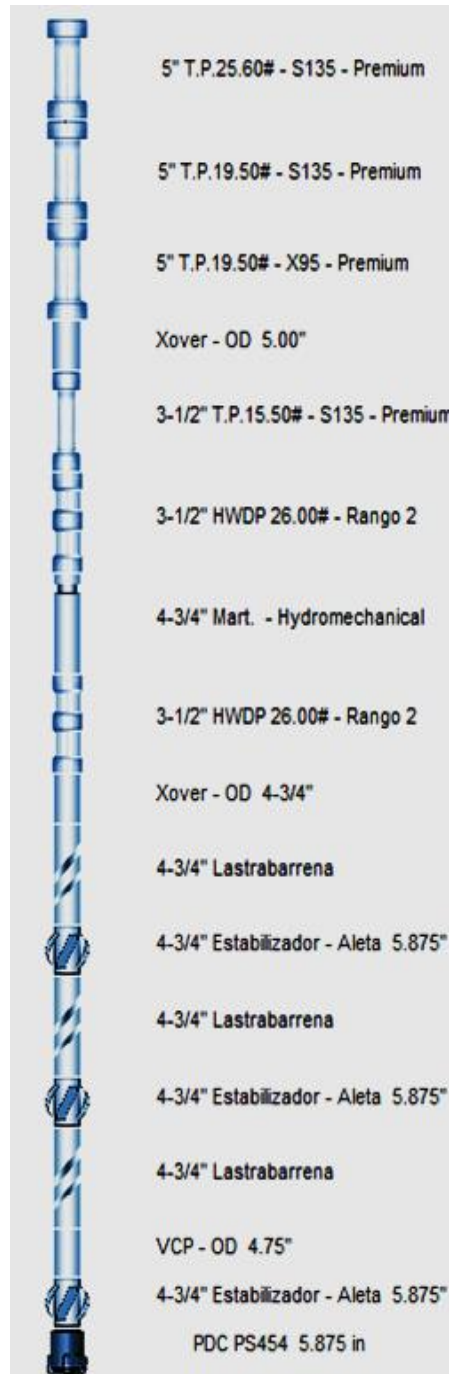


Figura 24.- Sexta etapa 5 7/8 pulgadas del pozo BTPKS 4.

Longitud	Acumul.	Conexión	OD (pg)	ID (pg)	Lb/pie	S.R.
Hasta superf.		TP S135 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
800.00 m	3206.46 m	TP S135 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	1.00
1000.00 m	2406.46 m	TP X95 TOP Box 5 XH * BTM Pin 5 XH	4.855	4.276	19.50	2.63
1.00 m	1406.46 m	Combinación TOP Box 5 XH * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ REG	5.000	2.250	53.29	5.26
1100.00 m	1405.46 m	TP S135 TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	3.320	2.602	15.50	1.65
112.00 m	305.46 m	HW TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	3.500	2.063	26.00	2.75
5.26 m	193.46 m	Martillo TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.000	69.57	2.75
112.00 m	188.20 m	HW TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	3.500	2.063	26.00	2.70
1.00 m	76.20 m	Combinación TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.83	1.00
56.00 m	75.20 m	DC TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ XH * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ XH	4.750	2.250	46.83	1.00
1.50 m	19.20 m	Estabilizador TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.70	1.00
9.00 m	17.70 m	DC TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.83	1.00
1.50 m	8.70 m	Estabilizador TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.70	1.00
4.50 m	7.20 m	DC Y MWD TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.83	1.00
1.00 m	2.70 m	VCP TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Pin 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.83	1.00
1.50 m	1.70 m	Estabilizador TOP Box 3- $\frac{1}{2}$ IF * BTM Box 3- $\frac{1}{2}$ IF	4.750	2.250	46.70	
0.30 m		Barrena TOP Pin 3- $\frac{1}{2}$ REG	5.875			

Tabla 10.- Sexta etapa 5 7/8 pulgadas del pozo BTPKS 4.

## **5.4 Cronograma de actividades**

### **5.4.1 Etapa de 26" a 900m, Sarta Empacada.**

Se cuenta con un lodo polimérico de  $1.30\text{gr/cm}^3$ , con viscosidad plástica de 20cp y un punto de cedencia de 18. De acuerdo a las reglas de optimización de hidráulica se debe tener un gasto entre 30 y 60gpm por cada pulgada de diámetro de la barrena, teniendo como mínimo 780gpm y máximo 1560gpm. Se usa como modelo reológico Bingham.

### **5.4.2 Etapa de 17½" de 900m a 1800m, Sarta Empacada.**

Se cuenta con un lodo de emulsión inversa de  $1.44\text{gr/cm}^3$ , con viscosidad plástica de 23cp y un punto de cedencia de 18. De acuerdo a las reglas de optimización de hidráulica, de acuerdo al diámetro de la barrena un gasto mínimo 525gpm y como máximo 1050gpm. Se usa como modelo reológico la ley de potencias.

### **5.4.3 Etapa de 17½", 1800 a 2800m, Sarta Empacada.**

Se recuerda que la etapa de 17½" se perforara en 2 fases y en esta segunda se usa lodo de emulsión inversa de  $1.48\text{gr/cm}^3$ , con viscosidad plástica de 24cp y un punto de cedencia de 17. En esta etapa se mantiene el mínimo gasto de 525gpm y como máximo 1050gpm. Se usa como modelo reológico la ley de potencias.

### **5.4.4 Etapa de 12¼", 2800m a 4620m, Sarta con Sistema Rotatorio (Estabilizada-Orientada).**

En la etapa de 12¼" se perfora la parte direccional, se cuenta con sistema rotatorio, el cual da dirección al pozo. En esta etapa el máximo impacto y la máxima potencia hidráulica no se aplica debido a la inclinación del pozo, sin embargo, el mantener una velocidad anular de 36.6 m/min que es la recomendada, brinda una buena limpieza en el espacio anular, vital para que no se formen camas de recortes en la cara baja del pozo. El lodo sigue siendo de emulsión inversa con densidad de  $1.88\text{gr/cm}^3$ , viscosidad plástica de 40cp y punto cedente de 20. En esta etapa el mínimo gasto es de 367.5gpm y como máximo 735gpm. Se usa como modelo reológico la ley de potencias.

### **5.4.5 Etapa de 8½", 4620m a 5140m, Sarta Empacada.**

En esta etapa el pozo entra nuevamente a su verticalidad se ha dejado fuera de la sarta el sistema rotatorio y se lleva una sarta empacada. Se perfora con lodo de densidad de  $1.10\text{gr/cm}^3$ , con punto de cedencia de 16 y viscosidad plástica de 12, nuevamente se modela con Bingham. El gasto mínimo y máximo es de 255gpm y 510gpm respectivamente

#### 5.4.6 Etapa de 5¼”, 5140m a 5580m, Sarta Empacada.

En esta última etapa la verticalidad debe seguirse manteniendo hasta alcanzar el objetivo. Se perfora con lodo de baja densidad de 0.60gr/cm<sup>3</sup>, con punto de cedencia de 30 y viscosidad plástica de 22, el modelo reológico usado es Bingham. El gasto mínimo y máximo está en 157.5gpm y 315gpm respectivamente

Programa hidráulico										
Prof (m)	Diam Bna (pg)	Dens. (gr/cc)	Gasto (GPM)	TFA (pg <sup>2</sup> )	Toberas (32vos)	V.Anul (m/min)	% Efic. Transp	DEC (gr/cc)	Camisas (pg)	Presión Bomba
900	26”	1.30	1100	1.485	4)22	14.03	86	1.39	7	2795
1800	17 ½”	1.44	800	0.746	3)18	27.67	92	1.46	6 ½	3057
2800	17 ½”	1.48	800	1.178	6)16	27.7	92	1.50	6 ½	3070
4620	12 ¼”	1.88	500	0.720	3)12 3)13	45.5	98	1.90	6	3570
5140	8 ½”	1.10	400	0.464	5)11	112	100	1.17	6	2100
5580	5 ⅞”	0.60	250	0.480	2)12 2)13	156.3	100	0.74	6	2600

Tabla 11.-Programa Hidráulico planeado.

## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

La hidráulica en la ingeniería petrolera tiene un papel importante dentro de la perforación y diseño de pozos, ya que se vio en la investigación realizada que sin el buen uso de las metodologías presentadas no se puede llegar a un buen diseño hidráulico.

Con base a la elaboración del presente trabajo de investigación, se concluye:

- Con los estudios realizados se determina que la hidráulica se tiene que adaptar dependiendo al tipo de pozo, así como de las condiciones de operación que se pretende perforar. El fluido de perforación, presión de poro y la presión de fractura son factores importantes para la planificación de la hidráulica, por lo tanto se deben revisar los valores obtenidos para determinar el tipo de fluido de perforación por usar, de lo contrario, si la presión del pozo es menor a la presión de formación se tendrá un brote, por otro lado, si la presión del pozo es mayor, habrá una fractura.
- Durante la operación de perforación el elemento que obtiene información del pozo es el fluido o lodo de perforación, comparando la gran cantidad de tipos que existen se aprecia lo particular que es cada pozo, como se detalló el escrito, usar el lodo adecuado en cada formación previene problemas operativos, estructurales y facilita la selección del modelo reológico a por aplicar. Aunque no sea una regla escrita la optimización de la hidráulica tiene un fin, durante la circulación se debe obtener un flujo laminar por el interior de la sarta de perforación mientras que en el espacio anular el flujo debe ser turbulento cuya finalidad es tener la fuerza necesaria para levantar los recortes de perforación, cuando este proceso es exitoso la pérdida de energía del sistema de circulación del pozo se minimiza al llevar a los equipos en operación a un menor desgaste.
- Una eficiente limpieza del pozo ayuda a evitar problemas como lo son el atrapamiento de la sarta de perforación y las pegaduras por presión diferencial, se tienen que mantener dentro de los rangos de limpieza que se puntualizan.
- De acuerdo a los datos presentados en el pozo BTPKS 4, se observa que en cada una de las etapas se tienen decisiones diferentes en la aplicación de las metodologías mencionadas, con base a las circunstancias que se van presentado. Los parámetros que se tienen presente son: tipo de lodo, barrena a usar, diámetro de toberas, bombas en conjunto con los datos que pueden modificarse con objeto de calcular la hidráulica sin que se tengan riesgos innecesarios los cuales deben hacer que la perforación se alargue al considerar más tiempo del permitido. En caso de que ocurra algún evento fuera de lo programado deberá ser en función de la experiencia del personal y su capacidad a fin de atender retrasos en la operación.

## **Recomendaciones**

Investigar diversos métodos y/o programas computacionales con el sistema excel que proporcionen una mayor precisión en los resultados y permitan ampliar la visión.

Es necesario realizar pruebas en laboratorio de caracterización petrofísica a fin de tener una adecuada selección del fluido de perforación a usar y prevenir los problemas que se puedan presentar. El fluido de control se diseña con objeto de reducir el riesgo operativo, costo y maximizar la productividad de la perforación respecto a la normatividad ambiental vigente.

Dado que el cálculo de la presión de poro y la presión de fractura es la base para la planificación de la hidráulica, se deben revisar los valores obtenidos por diferentes métodos para tener una eficiente limpieza del pozo y ayudar a comprender la incertidumbre en cada método.

Para tener la presión y el gasto que se requieren en condiciones específicas en la perforación, es necesario seleccionar los tamaños correctos de émbolo y camisa para las bombas; especificando los tamaños apropiados de tobera para la barrena

Se recomienda hacer una adecuada selección de barrena para la perforación del pozo, así como variar los diámetros de las toberas para un resultado más cercano al deseado.

## ANEXOS

### Optimización hidráulica

Seleccionar la presión de trabajo o bombeo de acuerdo a sus limitaciones en la superficie o considerando el criterio hidráulico que se desea aplicar, por ejemplo:

- Si su pérdida de presión por fricción en la sarta de perforación y por fuera de ella es de  $85 \text{ kg/cm}^2$ , entonces se puede aplicar a la barrena una presión de  $82 \text{ kg/cm}^2$ , para estar dentro del impacto hidráulico y tener una presión de bombeo de  $167 \text{ kg/cm}^2$ .
- Si la caída de presión es de  $130 \text{ kg/cm}^2$  y por limitaciones en la superficie, se puede tener una presión de bombeo de  $210 \text{ kg/cm}^2$  se proporciona la diferencia a la barrena de  $80 \text{ kg/cm}^2$  para buscar otros parámetros hidráulicos.

<i>Geometría del Pozo</i>			
Etapa			
Barrena	Marca	Diámetro	Tipo
TP	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
Last rabarreas	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
H.W	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
T. R	Diámetro exterior	Diámetro interior	Profundidad de la zapata
Equipo Superficial	Tubo vertical	manguera	flecha

<i>Fluido de Perforación</i>			
Tipo	Densidad	Viscosidad plástica	Punto de cedencia

<i>Bomba de Lodo</i>			
	Bomba No. 1	Bomba No. 2	
Marca			
Modelo			
Carrera y camisa			
Máxima Presión			
EMB/MIN			

<i>Información complementaria:</i>
Velocidad de penetración promedio m/hr    m/hr
Máxima presión limitante en el equipo superficial.
Presión máxima de acuerdo a la limitante del equipo y la bomba de lodo.

Figura 25.- Información requerida para el diseño hidráulico.



En caso de que pase de las máximas  $emb/min$  de la bomba a fin de obtener un gasto alto, es necesario trabajar las bombas en paralelo. Al inicio de la perforación las caídas de presión por fricción son bajas. Si se desea, se puede trabajar con el HP hidráulico. El cálculo de la caída de presión por fricción es considerado de acuerdo al programa hidráulico que se propone hasta donde se requiere la perforación, puede ser cada 500 o 700 m.

### **Calcular el gasto para perforar de acuerdo al tipo de barrena:**

- Tricónica: Aplicar el lineamiento de gasto relacionado con la velocidad de penetración promedio esperada y diámetro de la barrena.
  - PDC: Aplicar tablas del fabricante.
- 1.- Calcular la caída de presión por fricción en el interior de la tubería, considerando un flujo turbulento, aplicando la fórmula correspondiente.
    - Equipo superficial
    - En tubería de perforación
    - En HW
    - En lastrabarrenas
  - 2.- Calcular la caída de presión por fricción en el espacio anular considerando lo siguiente:
    - Aplicar la fórmula correspondiente para flujo turbulento.
    - Seleccionar el modelo matemático calculando el número de Reynolds.
  - 3.- Sumar las caídas de presión calculadas en los pasos 3 y 4.
  - 4.- Seleccionar la presión máxima de trabajo (presión de bomba).
  - 5.- Restar a la presión máxima de trabajo (presión de bomba) las caídas de presión totales. Este resultado es la presión disponible para la barrena.
  - 6.- Dividir la presión obtenida en el paso 5 para la barrena, entre la presión de trabajo y multiplicar por 100 el resultado, obteniendo el porcentaje de la presión de bombeo para la barrena.
  - 7.- Si se tienen los criterios hidráulicos adecuados, continuar con el siguiente paso.
  - 8.- Calcular el diámetro de toberas de acuerdo a los siguientes casos:
    - Si se trata de una barrena Tricónica, se aplica la fórmula correspondiente.
    - PDC aplicar la fórmula, dividir el área entre el número de toberas y con el apoyo de las tablas encontrar el diámetro de toberas.
  - 9.- Realizar los siguientes cálculos y verificar si se encuentran dentro de los parámetros hidráulicos.
    - Velocidad de lodo en las toberas aplicando la fórmula.

- $HPH/pg^2$ , divida los HPH en la barrena, entre el área de la misma.
- Velocidad anular.

10.- Calcular la densidad equivalente de circulación. Estos cálculos se hacen manualmente o en base de datos en Excel.

## ANEXOS

### Figuras

- Figura 1. Configuraciones de los tipos de sartas de perforación.
- Figura 2. Clasificación de los fluidos de perforación base agua.
- Figura 3. Relación entre los modelos reológicos (Bingham, Newtoniano y base agua).
- Figura 4. Comportamiento del modelo de Ley de potencias.
- Figura 5. Comportamiento del modelo de Ley de potencias modificado.
- Figura 6. Representación del flujo laminar.
- Figura 7. Representación del flujo turbulento.
- Figura 8. Representación del flujo de transición.
- Figura 9. Sistema de circulación de un sistema rotatorio.
- Figura 10. Mecanismo de acción de una bomba Dúplex en la industria petrolera.
- Figura 11. Mecanismo de acción de una bomba Triplex en la industria petrolera.
- Figura 12. Clasificación de barrenas.
- Figura 13. Clasificación de las barrenas de cono de rodillos.
- Figura 14. Mecanismo de las barrenas de cono de rodillos.
- Figura 15. Ubicación de cortadores fijos dependiendo de su forma.
- Figura 16. Tipos de barrenas de cortadores fijos.
- Figura 17. Comportamiento de la presión superficial o presión de bombeo.
- Figura 18. Metodología de la optimización de la hidráulica.
- Figura 19. Primera etapa de 26 pulgadas del pozo BTPKS 4.
- Figura 20. Segunda etapa de 17 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.
- Figura 21. Tercera etapa de 17 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.
- Figura 22. Cuarta etapa de 12 ¼ pulgadas del pozo BTPKS 4.
- Figura 23. Quinta etapa de 8 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.
- Figura 24. Sexta etapa de 5 7/8 pulgadas del pozo BTPKS 4
- Figura 25.- Información requerida para el diseño hidráulico.

## **Tablas**

Tabla 1. Código IADC para BCR.

Tabla 2. Código IADC para BCF.

Tabla 3. Área de las toberas.

Tabla 4. Formato de optimización de un pozo petrolero.

Tabla 5. Primera etapa de 26 pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 6. Segunda etapa de 17 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 7. Tercera etapa de 17 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 8. Cuarta etapa de 12 ¼ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 9. Quinta etapa de 8 ½ pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 10. Sexta etapa de 5 7/8 pulgadas del pozo BTPKS 4.

Tabla 11. Programa Hidráulico planeado.

## Glosario de términos

**Área total de flujo (TFA):** Es la suma de las áreas de boquilla la cual el fluido puede pasar a través de la barrena.

**Azimut:** El ángulo que caracteriza una dirección o un vector respecto de una dirección de referencia (usualmente el Norte Verdadero) en un plano horizontal. El azimut se indica normalmente en grados, de 0 a 359.

**Brote:** Es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua (mezcla gas/aceite).

**DEC:** Es la densidad efectiva ejercida por el fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular.

**Densidad:** Relación entre la masa y el volumen de una sustancia. La densidad se expresa normalmente en  $\text{gr/cm}^3$ .

**Densificantes:** También llamado material densificante, material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación.

**Dispersante:** Una sustancia química que ayuda a romper los sólidos o líquidos en la forma de partículas finas o partículas en otro medio.

**Emboladas (Emb):** Movimiento de vaivén de un émbolo dentro de un cilindro.

**Erosión:** Desgaste producido en la superficie de un cuerpo por el roce o frotamiento de otro.

**Esfuerzo cortante:** Es el esfuerzo interno o resultante de las tensiones paralelas a la sección transversal de un prisma mecánico.

**Estabilizadores:** Son tramos cortos de tubería posicionados entre los drillcollars y alguna herramienta con el fin de mantenerlos centrados dentro del pozo.

**Fallas inversas:** Un tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo donde la parte alta se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto a la parte baja.

**Fallas normales:** Un tipo de falla formado por el desplazamiento vertical en el cual el bloque de techo se desplaza hacia abajo en relación con el bloque de muro.

**Flujo:** El movimiento del fluido a través de los poros y las fracturas de las rocas permeables de un yacimiento. Por lo general, se asume que el flujo de fluidos responde a la ley de Darcy, de modo que el flujo de fluidos puede ser simulado con un modelo del yacimiento.

**Fricción:** Es la fuerza que existe entre dos superficies en contacto, que se opone al movimiento relativo entre ambas superficies o a la fuerza que se opone al inicio del deslizamiento.

**Gelificación:** Es el proceso mediante el cual se forma un gel. Un gel es sistema coloidal donde la fase continua es sólida y la dispersante es líquida.

**Geopresiones:** La presión existente en la Tierra o presión de formación. No obstante, en el campo petrolero se utiliza comúnmente para indicar la presión de

poro anómala del subsuelo, que es mayor o menor que la presión hidrostática normal pronosticada para una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de fluido, entre el nivel del mar y una profundidad dada.

**Hidráulica:** La rama de la mecánica que estudia el comportamiento de los fluidos en reposo o en movimiento constituye la mecánica de los fluidos y la hidráulica (Ranald, V. Giles, Mecánica de los fluidos e hidráulica, 2015).

**Inhibición:** Prevención, detención o lentificación de cualquier acción. Por ejemplo, se puede inhibir un proceso de corrosión, tal como recubriendo la tubería de perforación con películas de aminas para detener la corrosión de la tubería en el aire.

**Intrusión salina:** Es el proceso por el cual los acuíferos costeros están conectados con el agua del mar.

**Lastrabarrenas:** Un componente de una sarta de perforación que provee peso sobre la barrena para la operación de perforación.

**Lodo de perforación:** Cualquiera de una serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) utilizados en operaciones de perforación de pozos de sondeo en la tierra.

**LWD:** La medición de las propiedades de una formación durante la excavación del pozo, o inmediatamente después de la excavación, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo.

**MWD:** La evaluación de las propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, durante la extensión de un pozo.

**Optimización de la perforación:** Es el incremento de la velocidad de penetración derivada de la limpieza efectiva en el fondo del pozo.

**Pedernal:** Es un material heterogéneo, es decir, no es propiamente un mineral sino una roca. Está formado por una mezcla de minerales silíceos, como cuarzo en forma microcristalina, cuarzo en forma criptocristalina fibrosa (calcedonia), moganita y ópalo, en proporciones que dependen del yacimiento o incluso del punto concreto del que se ha extraído dentro de un mismo yacimiento.

**Pegadura:** Una condición por la cual la sarta de perforación no puede moverse (rotarse o moverse con movimiento alternativo) a lo largo del eje del pozo.

**Peso sobre barrena:** Es el peso que se ejerce sobre la barrena para que esta pueda triturar la formación y avanzar con el efecto de rotación.

**Potencia Hidráulica:** La potencia es la cantidad de trabajo (trabajo = fuerza x desplazamiento) emitido en un segundo.

**Pozo:** Un pozo es un agujero, excavación o túnel vertical que se perfora en la tierra, hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea la reserva de agua subterránea de una capa freática o fluidos como el petróleo.

**Presión:** Fuerza distribuida sobre una superficie, usualmente medida en libras fuerza por pulgada cuadrada, o lbf/in.<sup>2</sup>, o psi, en unidades de campo (kg/cm<sup>2</sup>).

**Presión diferencial:** En general, una medición de la fuerza del fluido por unidad de área (expresada en unidades tales como libras por pulgada cuadrada) sustraída de una medición más alta de la fuerza del fluido por unidad de área.

**Punto de cedencia:** El esfuerzo de cedencia se define como el punto en el cual, el material sufre una deformación plástica, es decir, el material pasa la zona de deformación elástica y queda deformado permanentemente.

**PSI:** La libra de fuerza por pulgada cuadrada (lbf/in<sup>2</sup> o lbf/in<sup>2</sup>) es una unidad de presión perteneciente al sistema anglosajón de unidades.

**Recortes:** Pedazo de roca de formación triturados por la barrena, estos son examinados en superficie para la determinación de la litología del pozo.

**Régimen de flujo:** Geometría de flujo predominante reflejada en una respuesta transitoria de presión que se reconoce más fácilmente en la representación logarítmica de la derivada del cambio de presión. El régimen de flujo más fácilmente reconocido es el flujo radial, el cual produce una derivada constante o plana.

**Relación de rigidez:** En ingeniería, la rigidez es una medida cualitativa de la resistencia a las deformaciones elásticas producidas por un material, que contempla la capacidad de un elemento estructural para soportar esfuerzos sin adquirir grandes deformaciones.

**Reventón:** Un flujo no controlado de fluidos de yacimiento en el pozo, y a veces catastróficamente, hacia la superficie. Un reventón puede consistir en agua salada, petróleo, gas o una mezcla de éstos. Los reventones se producen en todos los tipos de operaciones de exploración o producción, no solamente durante las operaciones de perforación.

**Reservas de Petróleo:** Son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura.

**Reservas probadas:** Son la cantidad de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería pueden ser estimadas con “razonable certeza” que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada.

**Rugosidad de tubería:** Esta en función del material con que están contruidos, el acabado de la construcción y el tiempo de uso.

**Sección tangente:** Es la sección del pozo direccional en la cual se deja de construir el ángulo y se mantiene recta.

**Solidificación:** Es un proceso similar en el que un líquido (agua) se convierte en un sólido (hielo), no al disminuir su temperatura, sino al aumentar la presión a la que se encuentra sometido.

**Temblorinas:** El dispositivo principal, y quizás más importante, del equipo de perforación para remover los sólidos perforados del lodo. Este tamiz vibratorio es simple en cuanto a concepto, pero un poco más complicado para utilizarlo en forma eficiente.

**Tirante de agua:** Profundidad del flujo, calado o tirante es la profundidad del flujo (generalmente representada con la letra h) es la distancia vertical del punto más bajo de la sección del canal a la superficie libre del agua.

**Toberas:** Son los orificios mediante los cuales el fluido de perforación sale para limpiar el fondo, levantando los recortes que tritura la barrena.

**Torsión:** Es la capacidad de torsión de objetos en rotación alrededor de un eje fijo.

**Trayectoria de pozo:** Perforar un pozo secundario lejos del pozo original. Una operación de desviación de la trayectoria de un pozo puede ser efectuada en forma intencional o puede suceder accidentalmente. Las desviaciones intencionales podrían diseñarse para pasar por alto una sección inservible del pozo original o explorar un rasgo geológico cercano.

**Válvula de contrapresión:** Las válvulas de contrapresión mantienen la presión ajustada en la salida de la bomba, lo que conocemos como descarga. Esto lo hacen para asegurar que la dosificación del líquido o flujo sea precisa, o para evitar el llamado sifoneo.

**Velocidad anular:** La velocidad con la cual el fluido de perforación o el cemento se desplaza en el espacio anular. Es importante monitorear la velocidad anular para garantizar la eliminación de recortes, desmoronamientos y otros detritos del pozo, a la vez que se evita la erosión de su pared.

**Velocidad de corte:** El gradiente de velocidad medido a través del diámetro de un canal de flujo de fluido, ya sea en una tubería, en el espacio anular o en otra forma. La velocidad de corte es el índice al que cambia la velocidad a la que una capa de fluido pasa sobre una capa adyacente.

**Viscosidad:** Una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

**Viscosímetro Fann:** También llamado viscosímetro de indicación directa o medidor V-G, instrumento utilizado para medir la viscosidad y la resistencia de gel de un lodo de perforación. El viscosímetro de indicación directa es un instrumento compuesto por un cilindro giratorio y una plomada. Hay dos velocidades de rotación, 300 y 600 rpm, disponibles en todos los instrumentos, pero algunos tienen 6 velocidades o velocidad variable.

Viscosificante

**Yacimiento:** Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados.



## Bibliografía

Velázquez D. (2019). Selección de Barrenas. En Diseño de Pozos (7 - 72). Ciudad de México: Autoría Propia.

PEMEX. (2017). Diseño de la perforación de pozos. 2019, de Oil production Sitio web: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

Gonzalez, C. (2017). Hidráulica de pozos. 2019, de Ingeniería de Perforación Sitio web: <https://slideplayer.es/slide/11813521/>

Velazquez, D. (2019). Perdidas de energía en el sistema de circulación. En Diseño de Pozos. (10 - 50). Ciudad de México: Autoría propia.

Orogun Humphrey O. (2013). A case study on the optimization of hydraulic horsepower for efficient bottom hole cleaning in drilling. (Única edición). Halifax, Nova Scotia.

Juan Gilberto León L. (1993) Optimización de la perforación: factores que afectan a la velocidad de la perforación. (ed. 2). México DF. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Méndez A. (2013). *Aspectos de producción*. 2019, de Instituto Mexicano del Petróleo sitio web: <http://www.oilproduction.net/files/aspectos-de-produccion.pdf>

CNH. (2016). *LINEAMIENTOS de Perforación de Pozos (Continuación)*. 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: <https://cnh.gob.mx/media/2556/pozos-anexo-iii.pdf>

SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS. (2015). *GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS*. 2019, de SENER, Secretaria de Energía Sitio web: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO\\_DE\\_TERMINO\\_S\\_PETROLEROS\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINO_S_PETROLEROS_2015.pdf)

Fernández R. (2016). *PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN TIERRA*. La Habana, Cuba: INSTITUTO CUBANO DEL LIBRO Editorial Científico-Técnica.

*Iván Alejandro Alejandro. (2012). ANÁLISIS TEÓRICO Y PRÁCTICO DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA. Ciudad de México: UNAM.*

*Reyes Serrano Alejandro. (2014). PROGRAMA EN VISUAL BASIC PARA EL CÁLCULO DE HIDRÁULICA BÁSICA, PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN, OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA Y LA RELACIÓN DE TRANSPORTE DE LOS RECORTES. México, DF.: UNAM.*

*Gomez Herreño Miguel Armando, Esterlín Juan Gabriel (2011) METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA PARA POZOS*

*ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS, USANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE (COMPASS Y WELL PLAN). Bucaramanga.*