



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONCEPTOS GENERALES EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS
Y CÁLCULO DE GEOPRESIONES**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

OMAR NENIN MENDOZA RICARDO

CARLOS ALBERTO VALDÉS ORTEGA



Director de Tesis: M.C. Jaime Ortiz Ramírez



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-976

SR. OMAR NENIN MENDOZA RICARDO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONCEPTOS GENERALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS Y CÁLCULO DE GEOPRESIONES

- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS
- OBJETIVO
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS BÁSICOS
- II CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES
- III HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN
- IV DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FORMACIÓN
- V EJEMPLO DE APLICACIÓN
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F., a 2 de septiembre de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-975

SR. CARLOS ALBERTO VALDÉS ORTEGA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONCEPTOS GENERALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS Y CÁLCULO DE GEOPRESIONES

- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS
- OBJETIVO
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS BÁSICOS
- II CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES
- III HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN
- IV DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FORMACIÓN
- V EJEMPLO DE APLICACIÓN
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 2 de septiembre de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Notificación de Jurado y Fecha para Examen Profesional

Director General de Administración Escolar
Universidad Nacional Autónoma de México
Presente.

Por este conducto le comunico que el día 14 de Enero de 2008 a las 12:00 horas, se llevará a cabo en esta Facultad el Examen Profesional del señor MENDOZA RICARDO OMAR NENIN con número de cuenta 09832047-5 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien presenta :

" CONCEPTOS GENERALES EN LA PERFORACION DE POZOS Y CALCULO DE GEOPRESIONES "

Debido a que dicha persona ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, esta Dirección le asigna el jurado integrado por los profesores:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS 

VOCAL: M.C. JAIME ORTIZ RAMIREZ 

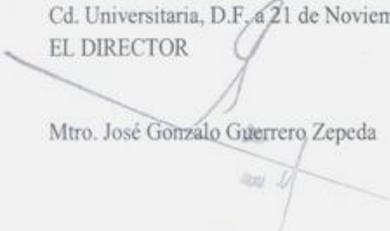
SECRETARIO: M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA 

1o. SUPLENTE: ING. AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL 

2o. SUPLENTE: ING. ALEJANDRO CORTES CORTES 

Al asentar la firma cada uno de los miembros del jurado se compromete a estar presente a la hora y fecha del examen (Art. 56 inciso del Estatuto del Personal Académico de la UNAM) por lo que solicito, de la manera más atenta, se elabore el acta respectiva para asentar el resultado del examen.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 21 de Noviembre de 2008.
EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda 

R E C I B I

JGGZ' MFB' TCH 

OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES

EP-7



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Notificación de Jurado y Fecha para Examen Profesional

Director General de Administración Escolar
Universidad Nacional Autónoma de México
Presente.

Por este conducto le comunico que el día 14 de Enero de 2009 a las 12:00 horas, se llevará a cabo en esta Facultad el Examen Profesional del señor VALDES ORTEGA CARLOS ALBERTO con número de cuenta 09935071-4 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien presenta :

" CONCEPTOS GENERALES EN LA PERFORACION DE POZOS Y CALCULO DE GEOPRESIONES "

Debido a que dicha persona ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, esta Dirección le asigna el jurado integrado por los profesores:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.C. JAIME ORTIZ RAMIREZ

SECRETARIO: M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

1o. SUPLENTE: ING. AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

2o. SUPLENTE: ING. ALEJANDRO CORTES CORTES

Al asentar la firma cada uno de los miembros del jurado se compromete a estar presente a la hora y fecha del examen (Art. 56 inciso del Estatuto del Personal Académico de la UNAM) por lo que solicito, de la manera más atenta, se elabore el acta respectiva para asentar el resultado del examen.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 21 de Noviembre de 2008.
EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

R E C I B I

JGGZ * MFB * ICH

OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES

EP-7

Agradecimientos:

A Dios:

Por permitirme contemplar cada paso de mis seres queridos, por darme todo lo que tengo, por nunca dejarme solo. Gracias.

A mi mamá Consuelo Ortega García:

Te entrego este triunfo a ti con gran cariño y admiración. Te estoy infinitamente agradecido porque no te conformaste con solo darme la vida sino que además me hiciste un hombre de provecho. Estoy muy orgulloso de ti, eres y seguirás siendo un ejemplo de nobleza, sencillez y esmero para mí. Te quiero mucho mamá, nunca lo olvides.

A mi papá Carlos Valdés Flores:

Por apoyarme en todo momento. Aún cuando no estuviste presente en esta corta etapa de mi formación, siempre fuiste un gran pilar para mí, gracias por enseñarme las caras de la vida. Este logro también es tuyo, sin ti, simplemente no lo hubiera conseguido.

A mi hermano José Luis Valdés Ortega:

A ti pepe por ser uno de mis más grandes motivos para salir adelante, por todos los ratos de diversión que compartiste conmigo y que tanto me hacían falta. Por apoyarme en cada momento de mi vida. Nunca te des por vencido. Te quiero mucho hermanito.

A mi agüe Celia García García (†):

Gracias por todos tus regaños y jalones de orejas que me diste, por mantenerte siempre atenta a cada paso que di. Tú me enseñaste a trabajar duro, con tu ejemplo nos demostraste que la edad y el cansancio no son pretexto para no tener un peso en la bolsa. Nunca te olvidaré, siempre ocuparás un lugar imborrable en mi corazón.

A don Juan:

Porque usted le dio esa calma y tranquilidad a mi familia que tanto le hacía falta. Por apoyarnos en una etapa muy difícil de nuestras vidas. Le aprecio mucho.

A la Familia Guerrero Horta:

Un especial agradecimiento para ustedes: Sr. Antonio, Sra. Lilia, Nora, Arturo, Laura, Fernando por abrirme las puertas de su casa y por apoyarme

incondicionalmente en esta etapa tan complicada de mi vida. Mi más sincero agradecimiento y admiración.

A tí Nora:

Por haberte cruzado en mi camino, por cada minuto que compartiste conmigo, por estar incondicionalmente a mi lado en las buenas y en las malas. Por todo el apoyo que me has dado, este logro también es tuyo. Tú me has enseñado a vivir la vida con alegría y esperanza. Gracias por abrir tu corazón y compartir momentos tan hermosos. Nunca te sueltes de mi mano.

Al M.C. Jaime Ortiz Ramírez, por su apoyo y sus enseñanzas durante nuestra formación académica y durante el desarrollo de este trabajo. Muchas gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por darme una identidad y por hacer de mí un profesional comprometido con la sociedad y con la nación. Siempre estaré agradecido con mi alma mater.

A mis maestros:

Ustedes nunca pidieron nada a cambio aún sabiendo que nos entregaban lo más valioso: el conocimiento. Gracias.

A mi amigo Lenín:

Por el apoyo que me diste para realizar esta tesis. No me equivoque al elegirte como mi compañero y amigo, sabes que te estoy muy agradecido.

A mis amigos entrañables de la Facultad: Alberto Rosales, Rogelio Álvarez, Naae Vázquez, Jesús Hernández (Gracias por apoyarme en una etapa tan importante de la vida, tu siempre fuiste incondicional, ¡Qué bueno que lo aclaramos!), Gerson Garduño, Arcadio Bahena, Gabriela Jiménez, Ulises Bruno, Arturo Rodríguez, a todos ustedes muchas gracias por compartir parte de su vida en momentos alegres y tristes de nuestro camino por la Facultad.

Y a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron para que lograra cumplir con esta meta. Les doy las gracias.

“La libertad del hombre no es como la libertad del ave; la libertad del ave se cumple en el vaivén de una rama, la libertad del Hombre, se cumple en su conciencia”

Algún Salón del Anexo de Ingeniería.

Agradecimientos.

A mi madre Teresa Ricardo Pérez:

No hay palabras para agradecer todo el sacrificio que tuviste que hacer para que fuera un hombre de provecho. Gracias por enseñarme a luchar, gracias porque nunca te dejaste caer, gracias por haber sido mi pilar , gracias por haber compartido cada lágrima de mi vida, pero sobre todo, gracias por haberme permitido nacer en tu familia, soy el fruto de tus esfuerzos y tú trabajo. Te quiero mucho mamá.

A mi padre Rogelio Mendoza Nicolás:

El esfuerzo y el sacrificio nos han dado revancha, sin ti no hubiera podido florecer. Gracias por haber sido el tronco que nunca se dobló, ni se rompió. Hemos tenido que sacrificar la distancia, pero ha valido la pena. Me has permitido ser un hombre de provecho.

A mis hermanos:

Juan José: gracias por haber estado siempre a mi lado, y haberme enseñado a valorar cada detalle

Erika: Te quiero mucho hermana, gracias por haberme tolerado tanto, gracias por haber llorado conmigo cuando más lo necesite. Gracias por haberme dado a un niño especial (chuchis) y a una muñequita de jengibre (Claudia).

Jacqueline: Por ser tan aferrada, y nunca dejarte caer, me enseñaste a luchar.

Teresita: Gracias por ser la niña tierna de la familia y por ser tan luchona como mi mamá.

Cecí: Gracias por haber llegado a la familia, por ser la confidente de mi vida, y sobre todo, por los consejos de madurez, que me has tenido que enseñar.

A mi cuñado Sergio: Te quiero hermano, gracias por todos los detalles que me brindaste, por todo el apoyo que me has dado y por estar siempre con mi familia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi pasado, mi presente y mi futuro. Por haberme dado una identidad.

Al M. en C. Jaime Ortiz Ramírez, por todo el apoyo brindado en este trabajo, por todo lo enseñado en mi carrera y sobre todo, por todos los consejos personales que me dio.

A mis profesores: Por haberme permitido aprender un poco de ellos. Por todos los momentos difíciles que me hicieron pasar, y por enseñarme a ser perseverante.

A mis amigos: Oscar Badillo, Rogelio, Carlitos, Germán (gracias por haber estado en los momentos más difíciles de mi vida, gracias por cada palabra que me dijiste, gracias hermano), Mateo, Gaby, Arturo, Alma, Beto, Arcadio, Octavio. Por haber hecho una estancia en la universidad, tan agradable. Nosotros somos pedacitos de todas las personas que vamos conociendo en nuestra vida, he tenido la dicha de haberlos conocido.

“La vida es la sombra del sueño que se nos va”

Umberto Eco.

CONCEPTOS GENERALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS Y CÁLCULO DE GEOPRESIONES.

Contenido

CONTENIDO	11
LISTA DE FIGURAS	13
LISTA DE TABLAS	14
OBJETIVO	15
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS	17
1.1 INTRODUCCIÓN	17
1.1.1 Resistencia a la Compresión	18
1.1.2 Elasticidad	20
1.1.3 Permeabilidad	21
1.1.4 Contenido de fluidos	22
1.1.5 Porosidad	23
1.1.6 Temperatura	24
1.1.7 Tendencia de embolamiento	25
1.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN	25
1.2.1 Propiedades de los fluidos de perforación	26
1.2.2 Funciones de los fluidos de perforación	26
1.2.3 Peso específico (Densidad)	27
1.2.4 Viscosidad	29
1.2.5 Filtrado	32
1.2.6 Contenido de sólidos	33
1.2.7 Contenido de aceite	36

1.3 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS.	38
1.3.1 Relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte	38
1.3.2 Determinación De Las Constantes Reológicas.	41
1.3.3 Fluidos Newtonianos	42
1.3.4 Modelo de Newton	43
1.3.5 Fluidos No – Newtonianos	44
1.3.6 Fluidos Seudoplásticos	44
1.3.7 Fluidos Dilatantes	44
1.3.8 Fluidos Seudoplásticos y Dilatantes con punto de Cedencia	45
1.3.9 Modelo de Bingham	46
1.3.10 Modelo de Ley de Potencias	49
1.3.11 Modelo de Ley de Potencias Modificado	50
CAPÍTULO 2. CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES	53
2.1 INTRODUCCIÓN	53
2.2 GEOMETRÍA DEL POZO	53
2.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS RECORTES	54
2.3.1 Densidad de los sólidos	54
2.3.2 Forma, espesor y diámetro de los sólidos	54
2.4 VELOCIDAD TERMINAL DE ASENTAMIENTO	54
2.4.1 Fluido Newtoniano	56
2.4.2 Fluidos no Newtonianos	58
2.4.3 Correlaciones	59
2.5 RELACIÓN DE TRANSPORTE	65
CAPÍTULO 3. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN	67
3.1 INTRODUCCIÓN	67

3.2 ECUACIÓN DE BALANCE DE ENERGÍA	68
3.2.1 Energía Interna (Ee)	69
3.2.2 Energía Potencial (EP)	69
3.2.3 Energía Cinética (Ec)	69
3.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA HIDRÁULICO DEL POZO	71
3.3.1 Determinación de las pérdidas de presión a través de las conexiones superficiales	72
3.3.2 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través del interior de tuberías y espacios anulares	74
3.3.3 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de tuberías.	74
3.3.4 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas de la barrena	85
3.4 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	87
CAPÍTULO 4. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FORMACIÓN	88
4.1 INTRODUCCIÓN	88
4.2 PRESIÓN HIDROSTÁTICA	90
4.3 SOBRECARGA	92
4.3.1 Unidades para el gradiente de sobrecarga	92
4.3.2 Métodos para la estimación de la densidad y la sobrecarga	92
4.4 PRESIÓN DE FORMACIÓN	96
4.4.1 Presiones Anormales	99
4.4.2 Métodos para la estimación de poro	103
4.4.3 Definir intervalos limpios de lutitas	105
4.4.4 Método de Hottman y Johnson (H&J)	107
4.4.5 Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.	109
4.4.6 Método de Eaton	111
4.5 GRADIENTE DE FRACTURA	112

4.5.1 Teorías de Fracturas	114
4.5.2 Método de Hubbert y Willis	116
4.5.3 Método de Matthews y Kelly	118
4.5.4 Método de Eaton	120
CAPITULO 5. EJEMPLO DE APLICACIÓN	121
5.1 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES.	122
5.1.1 Ejercicio de Aplicación	124
5.2 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN EN TODO EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN.	127
5.2.1 Ejercicio de Aplicación	133
5.3 VENTANA OPERACIONAL EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS	141
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFÍA	145

Lista de Figuras

FIG. 1 EFECTO DE LAS DIFERENTES PROPIEDADES SOBRE ROP	17
FIG. 2 ESTADO DE ESFUERZOS DEL SUBSUELO	21
FIG. 3 ELEMENTO DE FORMACIÓN DEBAJO DE LA BARRENA	22
FIG. 4 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL SOBRE ROP	23
FIG. 5 ARREGLO CÚBICO	24
FIG. 6 ARREGLO ROMBOIDAL	24
FIG. 7 PRESIÓN DIFERENCIAL VS DECREMENTO DE ROP	28
FIG. 8 PRESIÓN DE CONFINAMIENTO VS ROP	29
FIG. 9 ROP VS NRE BARRENA	31

FIG. 10 EFECTO DE LA VISCOSIDAD SOBRE ROP	32
FIG. 11 EFECTO DEL LODO SOBRE ROP	33
FIG. 12 CONTENIDO DE SÓLIDOS VS ROP	34
FIG. 13 EFECTO DE LA DISPERSIÓN DE SÓLIDOS SOBRE ROP	35
FIG. 14 EFECTO DEL TIPO DE SÓLIDOS SOBRE ROP	35
FIG. 15 SÓLIDOS COLOIDALES	36
FIG. 16 EFECTO DE ACEITE EMULSIONADO SOBRE ROP	37
FIG. 17 INCREMENTO EN ROP CON EL CONTENIDO DE ACEITE	37
FIG. 18 FLUJO DE FLUIDO EN UNA TUBERÍA	39
FIG. 19 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS IDEALES	43
FIG. 20 FLUIDOS SEUDOPLÁSTICOS	44
FIG. 21 FLUIDOS DILATANTES	45
FIG. 22 FLUIDOS SEUDOPLÁSTICOS Y DILATANTES CON PUNTO DE CEDENCIA	46
FIG. 23 MODELO DE BINGHAM	47
FIG. 24 PARTÍCULA ASENTÁNDOSE EN EL SENO DE UN FLUIDO	55
FIG. 25 FUERZAS ACTUANDO SOBRE UNA PARTÍCULA	56
FIG. 26 TIPOS DE ENERGÍAS EN UN SISTEMA	68
FIG. 27 SISTEMA CIRCULATORIO DEL POZO	71
FIG. 28 PROCEDIMIENTO DE CEMENTACIÓN Y COMPACTACIÓN	88
FIG. 29 PRINCIPIO DE TERZAGHI	89
FIG. 30 PRESIÓN HIDROSTÁTICA	90
FIG. 31 PRESIÓN HIDROSTÁTICA DE UNA COLUMNA DE FLUIDOS	91
FIG. 32 PRESIÓN DE SOBRECARGA A CIERTA PROFUNDIDAD	94
FIG. 33 PROFUNDIDADES Y DENSIDADES DE FORMACIONES ATRAVESADAS	95
FIG. 34 ESFUERZO DE SOBRECARGA VS POROSIDAD	96

FIG. 35 PRESIÓN DE SOBRECARGA, PRESIÓN DE PORO Y ESFUERZO EFECTIVO	97
FIG. 36 COMPORTAMIENTO DE LOS INDICADORES DE PRESIÓN VS PROFUNDIDAD	98
FIG. 37 EFECTOS DE SOBRECARGA EN LA ROCA	99
FIG. 38 PRESIÓN ANORMAL ORIGINADA POR ESTRUCTURA DE LA FORMACIÓN	100
FIG. 39 LÍNEA BASE DE LUTITAS	106
FIG. 40 SELECCIÓN DE PUNTOS DE LUTITAS	107
FIG. 41 UNIÓN DE PUNTOS DE LUTITAS	107
FIG. 42 TENDENCIA REAL VS TENDENCIA NORMAL	108
FIG. 43 CORRELACIÓN DE H&J PARA TIEMPO DE TRÁNSITO Y RESISTIVIDAD DE LUTITAS	109
FIG. 44 TENDENCIA REAL VS TENDENCIA NORMAL	110
FIG. 45 TENDENCIA REAL VS TENDENCIA NORMAL	111
FIG. 46 TERMINOLOGÍA DE LA PRUEBA DE GOTEO	115
FIG. 47 TIPOS DE PRUEBAS DE GOTEO	115
FIG. 48 MÉTODO DE MATTHEWS Y KELLY	119

Lista de Tablas

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS	19
TABLA 2 CLASIFICACIÓN REOLÓGICA DE LOS FLUIDOS	40
TABLA 3 CONEXIONES SUPERFICIALES	72
TABLA 4 TIPO DE EQUIPO SUPERFICIAL	73
TABLA 5	105
TABLA 6	113

OBJETIVO

Que los estudiantes de ingeniería petrolera dispongan de un documento de consulta donde se describan el cálculo de geopresiones y los parámetros que afectan en la perforación de pozos petroleros.

INTRODUCCIÓN

El objetivo de la perforación de un pozo petrolero es lograr terminar un pozo productor de aceite y/o gas que permita la explotación adecuada de un yacimiento en forma eficiente, segura, económica; por consiguiente, todas las operaciones que se realicen durante la perforación, deberán llevarse a cabo con este objetivo en mente.

El objetivo de la optimización de la perforación es el de incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas. En la actualidad se puede afirmar que la perforación de pozos petroleros ha evolucionado desde ser simplemente “arte”, hasta convertirse en una verdadera “INGENIERÍA”.

Uno de los indicadores de la eficiencia de la perforación es la velocidad con que la barrena perfora las formaciones, comúnmente conocida como **velocidad de penetración (ROP)**; debido a que este factor afecta sensiblemente al costo por metro perforado y por lo tanto el costo total del pozo. El conocimiento de los factores que afectan a la velocidad de penetración, tanto de una manera positiva como negativa, es importante para los fines de optimización de la perforación.

La velocidad de penetración, denominada también como velocidad de perforación, ritmo de perforación o ritmo de penetración (ROP), representa una indicación de que tan rápido perfora la barrena a través de una formación, bajo ciertas condiciones de operación dadas.

Por definición, puede ser considerada como la longitud, distancia o intervalo perforado por unidad de tiempo de rotación de la barrena en el fondo del pozo, es decir, durante el tiempo que la barrena esté perforando:

$$R = \frac{Y}{T_R}$$

Donde:

R= Velocidad de penetración, (m/hr) o (pies/hr)

Y= Intervalo perforado, (m) o (pies)

T_R = Tiempo de rotación de la barrena, (hrs)

La velocidad de penetración puede ser definida sobre las bases de metro a metro perforado por la barrena, intervalo perforado por una barrena sobre el intervalo total perforado por una misma familia de barrenas.

Sobre el efecto de las características de las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo se han realizado una gran cantidad de investigaciones, principalmente a nivel de laboratorio; sin embargo, las propiedades de la formación que gobiernan la velocidad de penetración no han sido claramente establecidas.¹

En la planeación de la hidráulica se deben conocer al menos los siguientes parámetros: el estado mecánico del pozo, diámetro y características de la sarta de perforación, información de las etapas de perforación anterior y actual, diámetro y características de la barrena, y reología del fluido de perforación, desgaste de la barrena, costos de operación, problemas de erosión de las paredes del agujero, y condiciones del lodo de perforación también deben ser tomadas en cuenta. El diseño tradicional del programa hidráulico se basa en la optimización de la limpieza del agujero en el fondo.²

La evaluación cuantitativa de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros. Básicamente, la determinación del gradiente de presión de sobrecarga, influye en la cuantificación de los gradientes de presión de formación y de fractura.³

¹ Optimización de la Perforación. Factores que afectan a la velocidad de perforación. M. C. Juan Gilberto León Loyola. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1993.

² Guía de Diseño para la Hidráulica en la Perforación de Pozos Petroleros. 100 años de la Perforación en México.

³ Matthew, W.R. And Kelly, John, "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient", Oil & Gas Journal (July, 1965) Vol. 63

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Introducción

Propiedades de los fluidos de perforación, peso sobre la barrena, diseño de la barrena, velocidad de rotación, hidráulica, y características de la formación son algunos de los parámetros que afectan la velocidad de perforación.

Basados en estudios de campo y de laboratorio, las siguientes propiedades de los fluidos afectan la velocidad de perforación, en un grado variable (ver fig. 1):

1. Peso específico.
2. Viscosidad.
3. Pérdida de filtrado.
4. Contenido de sólidos.
5. Contenido de aceite.

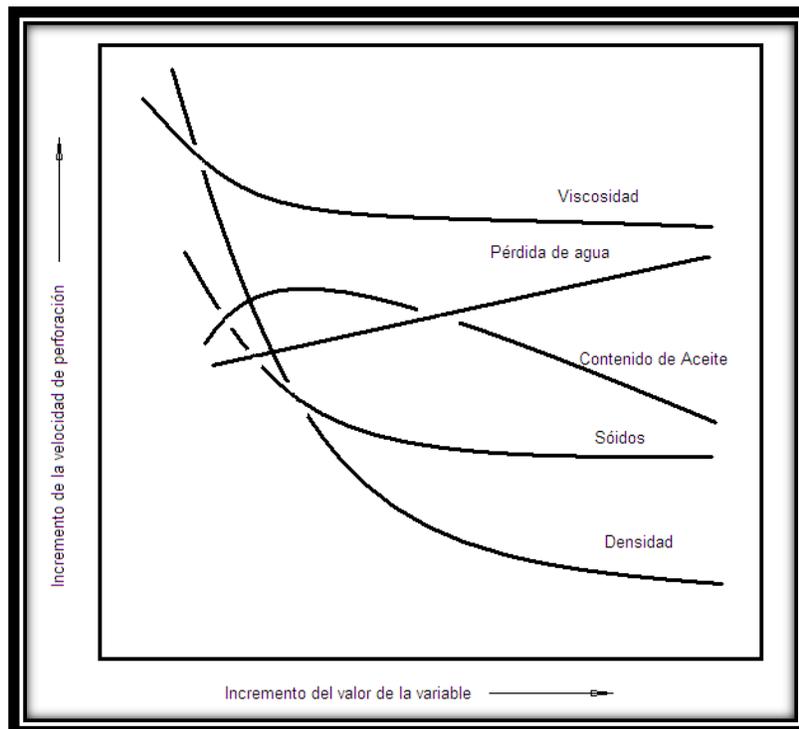


Fig. 1 Efecto de las diferentes propiedades sobre ROP

Uno de los factores inalterables que afectan la eficiencia de la perforación son las características o propiedades de la formación. Las propiedades que se han investigado son las siguientes (Gatlin, 1960): (1) Resistencia a la compresión, (2) Dureza y Abrasividad, (3) Presión de Sobrecarga, (4) Porosidad, (5) Permeabilidad, (6) Presión de Poro, (7) Espesor, (8) Elasticidad, y (9) Temperatura.¹

Para propósitos de perforación, las rocas se pueden clasificar como rocas suaves, medias o duras (Ver Tabla I), las cuales son perforadas por las barrenas mediante diferentes mecanismos de corte. Las formaciones suaves o blandas son perforadas principalmente por una acción de rascado y escariado de la barrena, en tanto que las formaciones duras son básicamente perforadas por una acción de triturado por el diente de la barrena.

Como se puede inferir, basados en la dureza de las formaciones atravesadas por la barrena, las formaciones suaves son más fáciles de perforar que las formaciones medias o duras; por lo que la velocidad de penetración depende en gran medida de la dureza de las rocas.

1.1.1 Resistencia a la Compresión

La **resistencia a la compresión** se define como la resistencia que presentan las rocas a ser penetradas. Así, en formaciones suaves el diente de la barrena penetra fácilmente la roca; en tanto que en formaciones duras, una gran porción del peso aplicado a la barrena es utilizado para vencer la resistencia a la compresión y lograr la penetración del diente.

La dureza y abrasividad de la formación son propiedades íntimamente relacionadas con la resistencia a la compresión de la roca y ambas afectan a la velocidad de penetración, debido al efecto que éstas tienen sobre el desgaste de la barrena.

En general, el ritmo de penetración es inversamente proporcional a la compresibilidad de la roca. Las características de dureza y Abrasividad de la roca afectan la vida de la barrena.

¹ "Drilling and drilling fluids". G.V. Chilingarian. Elsevier scientific publishing company, 1981.

Tabla 1. Clasificación de las Rocas

1. ROCAS SUAVES
 - Arcillas y lutitas suaves
 - Arenas no consolidadas y moderadamente cementadas
2. ROCAS MEDIAS
 - Lutitas medias
 - Calizas Porosas
 - Arenas consolidadas
 - Yeso
3. ROCAS DURAS
 - Calizas y dolomitas densas
 - Arenas cementadas
 - Cuarzita
 - Granito
 - Pedernal

Altas velocidades de rotación y un peso excesivo sobre la barrena ocasionan que los dientes e insertos que posee se rompan, en formaciones duras.

La abrasividad de la formación afecta directamente los dientes de la barrena, desgastando la estructura de corte en un mayor grado a medida que ésta se incrementa y como resultado del desgaste de la barrena se tiene una reducción significativa de la velocidad de penetración.

La resistencia a la compresión de la roca se incrementa con la profundidad, principalmente porque incrementa la presión de sobrecarga. La velocidad de penetración es mayor en una formación con altos valores de porosidad que en una formación densa (formación compacta).

En una misma formación, las zonas porosas generalmente tienen menores esfuerzos compresivos que una zona con menor porosidad.²

1.1.2 Elasticidad

La deformación de un cuerpo es el cambio de su forma o volumen bajo la influencia de fuerzas externas.

La **Elasticidad** es una propiedad de los cuerpos sólidos, los que pueden modificar forma y volumen bajo la influencia de efectos físicos, y recobrar completamente su estado geométrico al eliminarlos.

La **deformación elástica** es la que adquiere un cuerpo sólido que al dejar de obrar los efectos físicos recupera su forma original. Durante todas las deformaciones existe un límite de elasticidad que si se supera surge una deformación residual que no desaparece completa o parcialmente al eliminar las fuerzas que la han causado. Las fuerzas interiores que surgen en el cuerpo y tienden a equilibrar la acción de las fuerzas exteriores se llaman fuerzas de elasticidad.

Las **deformaciones residuales** comunes en la corteza terrestre pueden ser plásticas o frágiles. Será plástica cuando esta deformación se revele sin interrupción de la continuidad del material y se forme como el resultado de la acción de fuerzas externas, o será frágil si las deformaciones conducen a la destrucción de cuerpo sin una deformación plástica notable.

En las rocas sedimentarias comunes el modo de falla puede variar desde un tipo de falla frágil hasta un tipo de falla de tipo plástico, dependiendo de la magnitud de la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de formación (estados de esfuerzos del subsuelo).³

Experimentos realizados en laboratorio han demostrado que cuando la presión de confinamiento y la presión de formación son de igual magnitud, la roca presentará un tipo de falla frágil; sin embargo, cuando esta diferencial de presión se incrementa (presión de confinamiento mayor que la presión de la formación), la falla de la roca cambia gradualmente de frágil a plástica.⁴

Lo anterior indica que las propiedades elásticas de las formaciones son principalmente influenciadas por el estado de esfuerzos del subsuelo al cual están sujetas; ver figura 2.

² "Drilling and drilling fluids". G.V. Chilingarian. Elsevier scientific publishing company, 1981.

³ A la combinación o suma de las presiones de sobrecarga (litostáticas) y de formación se le denomina presión de confinamiento.

⁴ "La deformación de los materiales de la corteza terrestre". Maurice Mattauer. Ed. Omega S.A. Barcelona 1976.

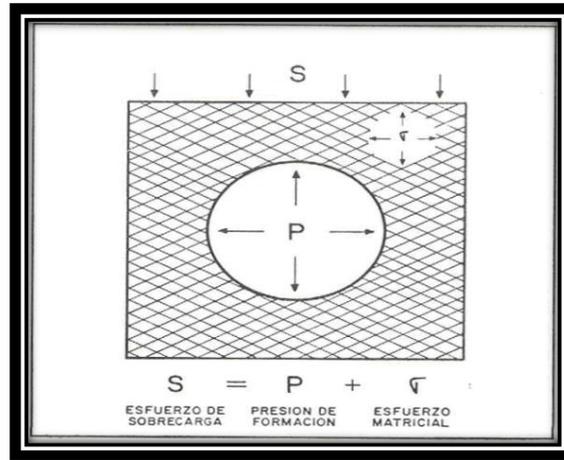


Fig. 2 Estado de Esfuerzos del Subsuelo

Todas las rocas son plásticas hasta cierto grado. Bajo la presión dirigida, las más plásticas se curvan y las más quebradizas se fracturan. Bajo una carga ligera una roca puede fracturarse, pero bajo una gran carga se deforma sin mostrar tendencia a la ruptura.

1.1.3 Permeabilidad

El grado de igualación de las presiones hidrostáticas y de la formación aumenta con la permeabilidad de la roca. La velocidad de perforación es mayor en formaciones con alta permeabilidad, porque las presiones a través de la roca se pueden igualar más rápidamente.⁵

El efecto de la permeabilidad de la formación sobre su perforabilidad se debe principalmente a su tendencia para aliviar las presiones impuestas en el fondo del pozo, por el peso de la columna del fluido de perforación al permitir que este penetre dentro de los poros de la formación.

En la figura 3 se muestra un elemento de formación debajo de la barrena. Si el agujero está lleno de fluido, la parte superior del elemento estará sujeta a una presión hidrostática que depende de la densidad del lodo y la profundidad; en tanto que la parte inferior estará sujeta a la presión de formación. De esta manera existe una fuerza resultante sobre el recorte que trata de mantenerlo pegado al fondo del pozo.

⁵ "Drilling and drilling fluids". G.V. Chilingarian. Elsevier scientific publishing company, 1981.

En operaciones normales de campo, esta diferencial de presión, la cual actúa en el sentido de la gravedad, dificulta la remoción del elemento de formación, reduciendo así la velocidad de penetración.

Si la roca fuera lo suficientemente permeable al fluido de perforación (filtrado de lodo), la presión diferencial a través del elemento de formación no existiría, debido a un equilibrio hidrostático de las presiones; por lo que este efecto de retención del recorte en el fondo del pozo sería eliminado o minimizado.

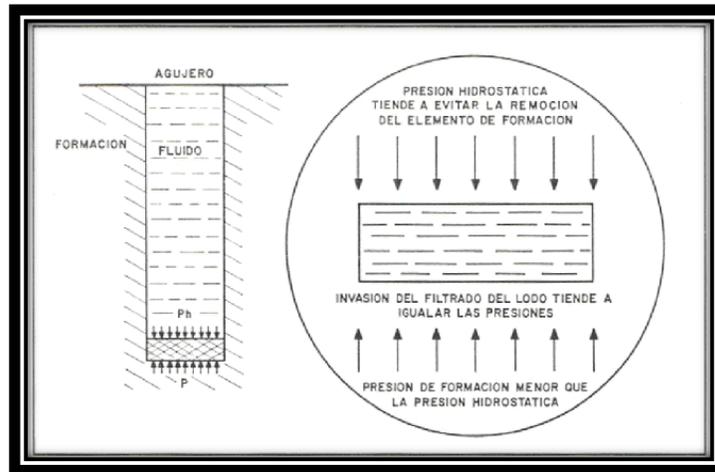


Fig. 3 Elemento de Formación Debajo de la Barrena

Por lo tanto, se puede concluir que las rocas permeables, que permiten una igualación de la presión, a través de la formación inmediatamente enfrente de la barrena, son perforadas con una mayor rapidez debido a que el recorte puede ser movido con una mayor facilidad y por lo tanto la velocidad de penetración no experimentará cambios significantes por los efectos de la presión diferencial.

1.1.4 Contenido de fluidos

Las formaciones que contienen líquidos incompresibles tienen una respuesta más rápida a la igualación de presión y se perforarán generalmente más rápido que una formación que no contiene ningún líquido intersticial o que tiene presión baja de poro.

Pruebas de laboratorio y campo han demostrado que una roca completamente saturada con fluidos incompresibles (agua) es menos sensitiva a los efectos de la presión diferencial en el fondo del pozo (figura 3) que en el caso de una formación que contiene fluidos compresibles (gas). Este

efecto se debe a que en la primera, una pequeña cantidad de filtrado del lodo es suficiente para lograr un equilibrio hidrostático de las presiones.

En cuanto a la presión de formación, es un hecho plenamente comprobado que cuando ésta es igual o menor que la presión hidrostática impuesta por la columna de fluido de perforación, la velocidad de penetración se incrementa. Esto se debe a que no existe una diferencial de presión en el fondo del agujero o bien ésta es negativa (figura 3).

Diversas pruebas de laboratorio (figura 4 A) y de campo (figura 4 B) han determinado la existencia de este efecto; es decir, han demostrado que la velocidad de penetración se reduce cuando la diferencial de presión entre la presión hidrostática en el agujero y la presión de formación se incrementa.

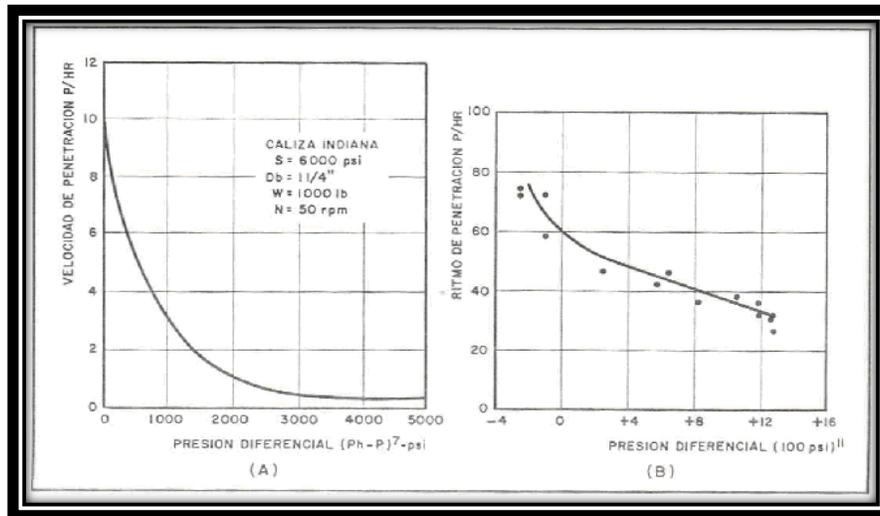


Fig. 4 Efecto de la Presión Diferencial sobre ROP

1.1.5 Porosidad

Algunos factores que afectan la porosidad de la formación son: tamaño y forma del grano, empacamiento, contenido de arcilla, compactación y cementación.⁶

Para entender el efecto del tamaño de grano en la porosidad consideraremos un sistema de sedimentos bien clasificados los cuales están empacados en un arreglo cúbico (el arreglo menos compacto) como se muestra en la figura 5, el cual presenta una porosidad del 47.64%. En la figura 6 se muestra un empacamiento romboidal (un arreglo más compacto) el cual muestra una

⁶ "PETROLEUM RESERVOIR ROCK AND FLUID PROPERTIES", Abhijit Y. Dandekar. Ed. Taylor & Francis

porosidad de 25.96%. La porosidad de un sistema es independiente del tamaño de grano, sin embargo, si granos pequeños son mezclados con granos de otro sistema, el espacio poroso se reducirá.

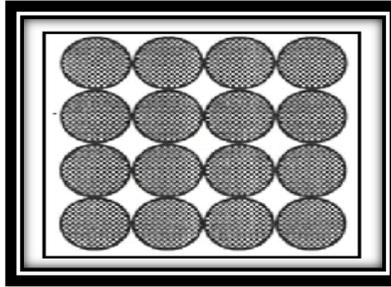


Fig. 5 Arreglo Cúbico

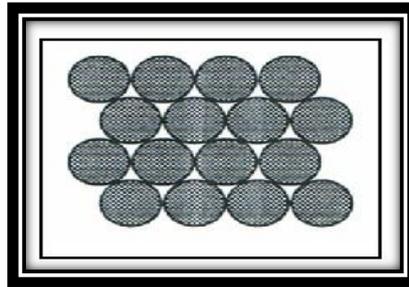


Fig. 6 Arreglo Romboidal

Una práctica de perforación muy empleada en el campo, para la detección de las zonas de presión de formación anormal alta es la presencia de un incremento en la velocidad de penetración, Estas zonas geopresionadas se encuentran asociadas a formaciones con porosidades anormalmente altas para la profundidad a la cual se encuentran confinadas.

Naturalmente, una zona porosa presenta una perforabilidad mayor que una zona densa de la misma roca. Este efecto probablemente sea originado debido a que la resistencia a la compresión de las formaciones se incrementa con la reducción en la porosidad.

1.1.6 Temperatura

El efecto de esta variable sobre la velocidad de penetración no está bien definido, debido a que en el rango de temperaturas encontradas en la perforación de pozos petroleros, el efecto de esta variable sobre las propiedades de la roca es generalmente despreciable; no obstante se ha comprobado que la falla de la roca se torna cada vez más plástica conforme la temperatura se

incrementa. Por lo tanto la velocidad de penetración se reducirá a medida que la plasticidad de la formación aumenta con la temperatura.

1.1.7 Tendencia de embolamiento

El embolamiento de la barrena ocurre cuando los fragmentos de la formación, generados por la barrena, se aglutinan, y se adhieren entre los dientes, llegando en casos severos a cubrir parcial o totalmente a la barrena, de tal manera que esta última no es capaz de cortar más formación. Esto se atribuye comúnmente a un problema de falta de limpieza, por el fluido de perforación, tanto del fondo del pozo como de la barrena.

Sin embargo, existen formaciones que presentan una marcada tendencia de embolamiento principalmente debido a su composición mineralógica. Así, formaciones con alto contenido de arcillas hidratables, en contacto con el agua del fluido de perforación forman una mezcla pastosa y pegajosa, que se adhiere a la barrena. Esto trae como consecuencia una reducción en la acción cortadora de la barrena por consiguiente un decremento en la velocidad de penetración.

El flujo de fluido de perforación en el espacio anular debe cumplir entre otros con los siguientes objetivos: dar estabilidad al agujero, proveer un enjarre adecuado para prevenir pérdidas del fluido por filtrados excesivos, proveer la suficiente presión hidrostática para contener la entrada de fluidos al pozo, y la remoción eficiente de los recortes de la formación.

1.2 Fluido De Perforación

Todos los fluidos que se utilizan en una perforación de pozo durante las operaciones necesarias, se llaman fluidos de perforación. Esta denominación se restringe, por lo general a aquellos fluidos que se circulan en el agujero en la perforación rotatoria. Los fluidos usados para este objeto incluyen; gases, líquidos y sólidos suspendidos en líquidos. También se usan con frecuencia emulsiones de aceite en agua y agua en aceite para la suspensión de sólidos.

Además, las condiciones de flujo tales como la presión y la temperatura, así como las diferentes velocidades de corte encontradas en los pozos petroleros, tienden a agravar el entendimiento de las propiedades de flujo de esos fluidos.

Los fluidos de perforación (lodos de perforación), pueden ser estudiados como fluidos no newtonianos e independientes del tiempo; es decir, pueden ser considerados como fluidos plásticos de Bingham y/o pseudoplásticos con o sin punto de cedencia.

1.2.1 Propiedades de los fluidos de perforación

El fluido de perforación es considerado simplemente el factor más importante que afecta a la velocidad de penetración; de aquí que para un área en particular la selección apropiada, diseño y mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación permitirán el empleo de una hidráulica óptima para obtener una limpieza eficiente tanto de la barrena como del fondo del pozo; así como la definición óptima de la relación peso sobre barrena-velocidad de rotación, a fin de obtener velocidades de penetración adecuadas.

Las tres propiedades básicas, más importantes de los fluidos de perforación, para tener una terminación exitosa de los pozos son: a) Peso específico, b) viscosidad, y c) pérdida de filtrado. Estas propiedades son cuidadosamente monitoreadas y controladas todo el tiempo, durante las operaciones de perforación.

1.2.2 Funciones de los fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se diseñan y selección de acuerdo con las características de la formación a ser perforada y deben cumplir al menos una o varias de sus funciones principales, dichas funciones son realizadas por el fluido mediante sus propiedades físicas, químicas o fisicoquímicas.

Debido a las diferentes condiciones de perforación encontradas, el fluido no realiza todas las funciones en forma simultánea cuando se perfora una sección en particular. Por lo tanto, el fluido seleccionado y sus propiedades deberán ser diseñados para satisfacer los requerimientos de mayor prioridad en la perforación del pozo. Desafortunadamente estos requerimientos pueden estar a menudo en conflicto o limitar alguna otra función.

Por lo tanto, una propiedad deseable del fluido para llevar a cabo una función determinada, puede ser indeseable para otros fines; de tal manera que la selección del fluido de perforación deberá estar basada sobre las consideraciones más críticas del área en cuestión.

Aunque todos los fluidos tienen las mismas funciones en la perforación, sus propiedades pueden ser alteradas para terminar los pozos en forma segura, rápida y exitosa. Estas funciones comprenden:

- Remover los recortes del fondo del agujero.
- Limpiar el fondo del agujero.
- Controlar las presiones de formación.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Mantener la estabilidad del agujero.

- Minimizar el daño a la formación.
- Reducir el torque, fricción y tendencias de pegadura de las tuberías.
- Permitir las operaciones de toma de registros.
- Transmitir desde la superficie la potencia hidráulica hacia la barrena.
- Incrementar la velocidad de perforación.

1.2.3 Peso específico (Densidad)

El peso específico de un fluido de perforación es de gran importancia porque determina la presión hidrostática que el lodo ejercerá a una profundidad determinada. En la industria petrolera, el término peso del lodo es sinónimo del peso específico del lodo.

El peso del lodo, o peso específico de éste se expresa en kilogramos por litro (en Estados Unidos se expresa en Libra por galón de 231 pg³, aunque en algunos lugares también se expresa en pulgadas por pie cúbico).⁷

El control del peso específico en los fluidos de perforación es crítico, porque un peso innecesario del fluido puede provocar que la formación se rompa, resultando en una pérdida de circulación, una reducción en la velocidad de penetración, o bien la eventual pérdida del pozo.

Existen tres tipos de peso específico (densidad) que son comúnmente utilizados en los cálculos para los fluidos de perforación: (1) Estático; (2) Equivalente de circulación; y (3) Anular.

El **peso específico estático** es determinado a condiciones de superficie con una balanza de lodos. Por otra parte, **la densidad equivalente de circulación** se refiere a la columna de fluido cuando está circulando. La densidad equivalente de circulación a cualquier profundidad del agujero es función de la pérdida de presión en el espacio anular la cual, alternadamente, se relaciona con los factores tales como velocidad de penetración y condiciones del agujero.

La densidad equivalente de circulación a cualquier profundidad, puede ser calculada como sigue:

$$\text{Densidad Equivalente de Circulación} = \text{Densidad del fluido de perforación} + \frac{10}{\text{profundidad}} \text{ la pérdida de presión en el espacio anular} * \quad 1.1$$

Cuando la densidad del fluido de perforación es expresada en [lb/gal/pie] de profundidad y la pérdida de presión en [psi], se utiliza la siguiente ecuación:

⁷“ Tecnología de la perforación de pozos petroleros” Arthur W. McCray & Frank W. Cole. Compañía Editorial continental. S.A. 1963

$$\text{Densidad Equivalente de Circulación} = \text{Densidad del fluido de perforación} + \text{caída de presión en el espacio anular} * \left(\frac{1}{0.052 * \text{profundidad}} \right) \quad 1.2$$

Donde 0.052 es la constante de conversión de [psi] y [pies] a [lb/gal].

La densidad equivalente de circulación puede estar entre 1.0 y 1.5 [lb/gal] por encima de la densidad estática, dependiendo del valor que tenga la caída de presión en el espacio anular.

El **peso específico anular**, el cual está referido a la presión en el fondo del agujero ejercida sobre la formación al ser penetrada, parece ser la más importante. El peso específico anular puede ser considerado mayor que el peso específico equivalente o que el peso específico estático, especialmente cuando la tasa de penetración es alta y el pozo es profundo. Esto se debe a la incorporación de recortes en el fluido de perforación. A mayores ritmos de perforación más recortes son incorporados al fluido de perforación.

El peso específico anular se puede definir como sigue:

$$\text{Peso específico anular} = \text{peso específico estático} + \left(\frac{\text{Caída de presión en el espacio anular}}{\text{profundidad}} \right) + \left(\frac{\text{presión adicional debido al peso de los recortes}}{\text{profundidad}} \right) \quad 1.3$$

Estudios de laboratorio y observaciones de campo indican que la velocidad de penetración incrementa cuando la diferencia de presiones, entre la presión de la columna hidrostática p_h , (debida a los fluidos de perforación) y la presión de poro (p_p), decrece; ver figura 7.

En la figura 8 (a, b, c, d) se muestran datos recolectados de laboratorio, los cuales fueron obtenidos con una barrena, simulando condiciones de yacimiento sobre diferentes tipos de rocas, bajo distintas presiones de confinamiento. Gatlin (1960, p. 116) atribuyó el decremento en la velocidad de penetración conforme la presión de confinamiento aumentó o al ir incrementando el peso específico del fluido.

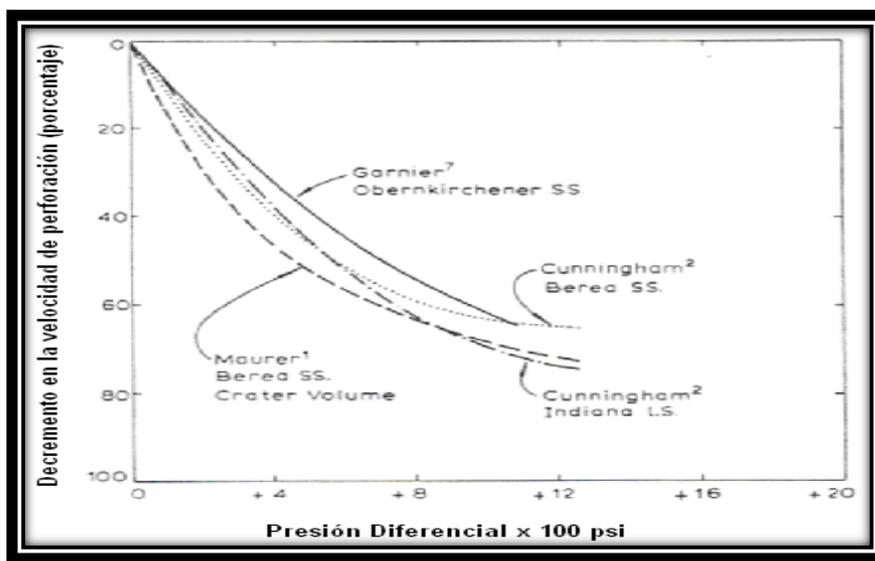


Fig. 7 Presión Diferencial Vs Decremento de ROP

De acuerdo con Gatlin, la velocidad de perforación varía inversamente proporcional con los esfuerzos compresivos de la roca. Un incremento en la presión diferencial tiende a evitar la eliminación de los recortes, así como un incremento en los esfuerzos compresivos de la roca.

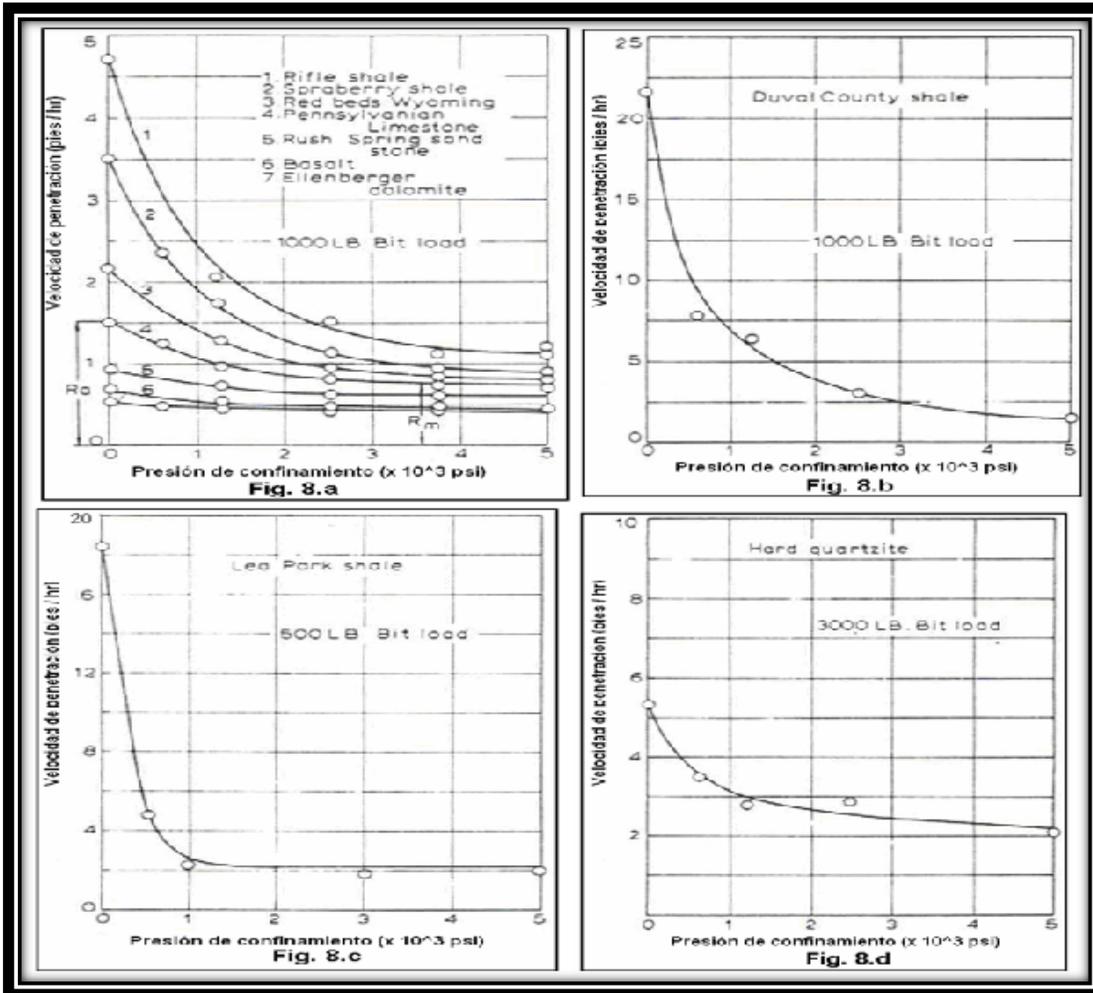


Fig. 8 Presión de Confinamiento Vs ROP

1.2.4 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia que presenta un fluido a fluir o la resistencia que presenta dicho fluido a ser bombeado. La viscosidad es una propiedad muy importante en los fluidos de perforación porque afecta la eficiencia de la perforación y la capacidad de acarreo de los recortes hacia la superficie.

La viscosidad de cualquier fluido depende principalmente de cuatro factores: (1) viscosidad del líquido, (2) tamaño, forma y número de partículas de sólidos por unidad de volumen, (3) fuerzas

intermoleculares, (4) grado de emulsificación de aceite en agua o agua en aceite y estabilidad de la emulsión.

En particular los lodos de perforación tixotrópicos (aquellos que manifiestan una estructura de gel o de aspecto gelatinoso) cuando están en reposo, son un magnifico ejemplo de fluidos newtonianos. Cuando empiezan a fluir, su viscosidad medida o aparente es alta, pero disminuye al continuar el flujo y la estructura de gel es destruida por la energía del flujo. A esto puede llamarse la historia de flujo del fluido.

Sin embargo, aún después de un flujo prolongado (algunas veces se dice esfuerzo al equilibrio), la viscosidad medida o aparente depende de la velocidad de flujo a la que se hace la medida. Para los fluidos de perforación de interés, la viscosidad generalmente disminuye al aumentar la velocidad de flujo y parece llegar a un valor inferior definido a muy altas velocidades del flujo.

La temperatura afecta la viscosidad de la fase líquida, i.e., aceite, agua o ambos, ya que los espacios moleculares son pequeños, la cohesión molecular en líquidos es muy fuerte. Con un incremento en la temperatura decrece la cohesión molecular. Esta reducción resulta en un decremento de la viscosidad. La temperatura afecta más a la viscosidad del aceite que la del agua la cual tiene una viscosidad más baja que la del aceite.

En las operaciones normales de perforación se genera un problema de limpieza del fondo del pozo debido al efecto de la densidad del fluido sobre los recortes generados por la barrena. De aquí que el efecto de la viscosidad del fluido sobre la velocidad de penetración puede ser visualizado como un problema de limpieza (barrido) de los recortes, en cuanto estos son creados por la barrena, para evitar que sean remolidos e incrementar así la velocidad de penetración.

Basado en lo anterior, es lógico suponer que la eficiencia del fluido de perforación, para limpiar de recortes el fondo del pozo, es mayor cuando se utilizan fluidos de baja viscosidad en flujo altamente turbulento, cuando se emplea un fluido muy viscoso fluyendo en régimen laminar.

Eckel⁸ realizó pruebas de perforabilidad en el laboratorio sobre muestras de roca empleando microbarrenas y demostró que la velocidad de penetración era un función directa del grado de turbulencia del fluido (ver figura 9), expresado en términos de un parámetro adimensional semejante a un número de Reynolds en la barrena (toberas de la barrena);

Es decir:

$$R = f(NReb) = f\left\{\frac{Q\rho}{d_n\mu}\right\} \quad 1.4$$

Donde:

NReb = Número de Reynolds en la barrena.

⁸ Allen, J.H.; "Determining Parameters that Affect Rate of Penetration"; Oil and Gas Journal. 1977

Q = Gasto volumétrico de flujo.

ρ = Densidad del fluido.

d_n = Diámetro equivalente de las toberas.

μ = Viscosidad del fluido.

Nótese en la expresión anterior que si el valor de la viscosidad aumenta el número de Reynolds disminuye, reduciendo así su nivel de turbulencia del fluido en el fondo del pozo. Consecuentemente se tiene una reducción en la limpieza del fondo del pozo por lo tanto de la velocidad de penetración.

Por otro lado, diversos trabajos de investigación a nivel experimental y de laboratorio han demostrado que la remoción de los recortes de la interfase roca – barrena es una función de la velocidad del fluido a lo largo del fondo del pozo; la cual a su vez es una función de la velocidad del fluido a través de las toberas de la barrena.

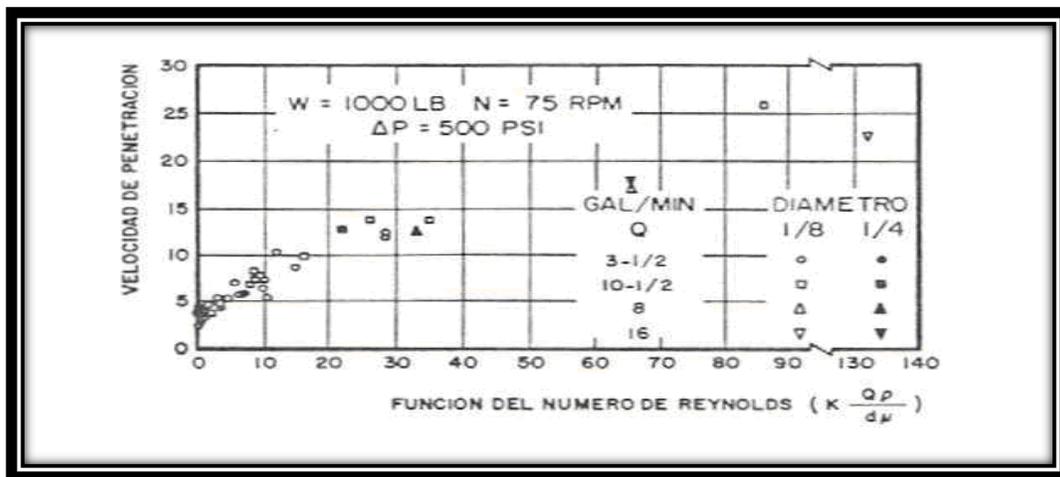


Fig. 9 ROP Vs NRe Barrena

Así, para una potencia hidráulica superficial disponible, la velocidad del fluido a través de las toberas y de aquí a lo largo del fondo del pozo será mayor cuanto menor sea la viscosidad.

Una probable y segunda causa de la reducción en la velocidad de penetración con la viscosidad se debe a la restricción en el flujo del fluido a través de las fracturas generadas por la barrena. La velocidad a la cual el fluido pueda fluir hacia las fracturas y reducir el efecto de la presión diferencial y de esta manera reducir el efecto de retención del recorte, depende principalmente de la viscosidad.

Debido a que la viscosidad del fluido está íntimamente ligada con el contenido de sólidos, se ha pensado que la reducción en la velocidad de penetración es causada por los sólidos presentes en el fluido. Sin embargo, pruebas de laboratorio realizadas empleando fluidos con sólidos (agua - bentonita) y sin sólidos (agua - glicerina) demostraron que esto no era correcto y que la viscosidad por si sola sí tiene un efecto perjudicial sobre la velocidad de penetración; esto se ilustra en la figura 10.

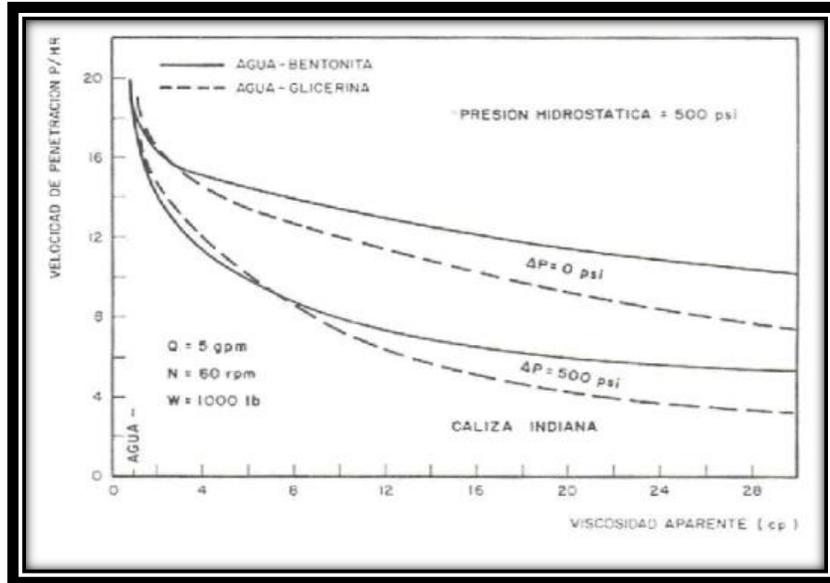


Fig. 10 Efecto de la Viscosidad sobre ROP

1.2.5 Filtrado

El efecto de la filtración sobre la velocidad de perforación ha sido extensivamente estudiado, sin embargo, los resultados obtenidos son inconclusos. Hay dos escuelas de pensamiento: (1) De acuerdo con Moore y otros, la velocidad de penetración puede o no puede ser afectada por los cambios en la filtración. Se observaron incrementos en la velocidad de perforación debido a otros factores, los cuales son también afectados cuando se incrementa el filtrado. Por ejemplo, un bajo valor de viscosidad es comúnmente asociado con una alta pérdida de filtrado, consecuentemente el incremento observado en la velocidad de perforación se debe en parte o completamente a una baja viscosidad. (2) Gatlin (1960), Tschirly (1979), y otros, sin embargo, atribuyen el incremento de la velocidad de perforación al espesor de la formación y a la formación de enjarre, el cual es generalmente asociado con una alta pérdida de filtrado.

Una alta pérdida de filtrado inicial tiende a minimizar la presión diferencial que existe en la pared del agujero, por lo tanto, decrece el esfuerzo compresivo de la roca. Pequeñas fracturas o fisuras formadas como resultado de la acción de la barrena sobre la formación, han hecho pensar que existe un vacío en estas, por un corto periodo de tiempo. La presión de sobrecarga y la presión de

la columna del fluido de perforación tienden a sanar estas fisuras casi instantáneamente. En el caso de una pérdida de filtrado alta, este llena inmediatamente dichas fisuras. Como resultado de un vacío inducido, grandes fuerzas provocan que: (1) la fractura se extienda, (2) mantengan la fractura abierta, (3) reduzcan la presión diferencial de la superficie y la pared del agujero, y (4) faciliten la remoción de recortes sueltos.

El hecho de que los fluidos de perforación base aceite, generalmente tienen menor pérdida de filtrado que los fluidos base agua, hasta ahora estos tienen una menor velocidad de penetración.

La viscosidad de filtrado depende de diferentes factores: (1) temperatura, y (2) química i.e., contenido de sales, de polímeros, químicos, etc.

La velocidad de penetración también es una función de la mojabilidad de la roca que afecta al filtrado, debido a la presencia de surfactantes. De acuerdo a Gatlin (1960,p.127), los electrolitos y surfactantes reducen la dureza de la roca resultando en un incremento del 30 al 60% en la velocidad de perforación, cuando se utilizan apropiadamente. Sin embargo se requieren estudios a futuro en esta área.

1.2.6 Contenido de sólidos

De manera similar a la velocidad del fluido, el contenido de sólidos es la propiedad que más efecto tiene sobre la velocidad de penetración y separar el contenido de sólidos del efecto de la densidad y otras propiedades del fluido es difícil, debido a que existe una relación muy estrecha entre el contenido de sólidos, densidad, viscosidad, pérdida de filtrado, formación del enjarre, etc., de tal manera que es casi imposible separar, de los datos obtenidos en pruebas de campo y laboratorio, el efecto de los sólidos para aislar completamente este factor. Para incrementar el peso del fluido es necesario agregar sólidos, así ambos efectos siempre estarán presentes, ver figura 11.

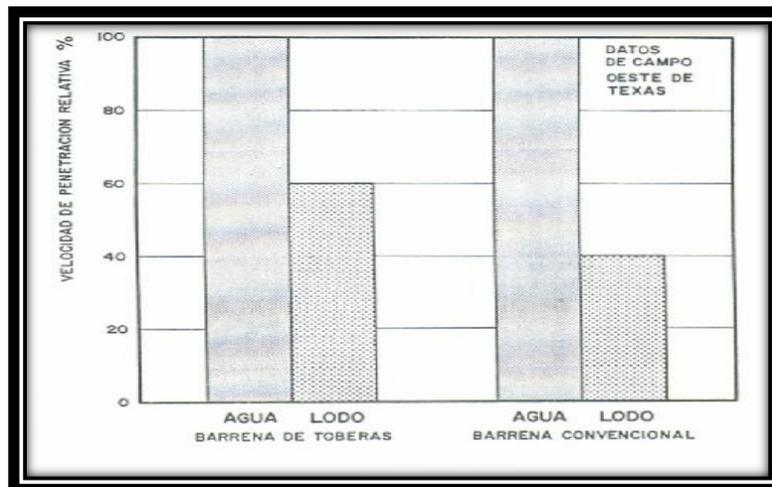


Fig. 11 Efecto del Lodo Sobre ROP

No obstante lo anterior, es un hecho ampliamente aceptado que un incremento en el contenido de sólidos por si solo reduce sustancialmente la velocidad de penetración, como se muestra en la figura 12.

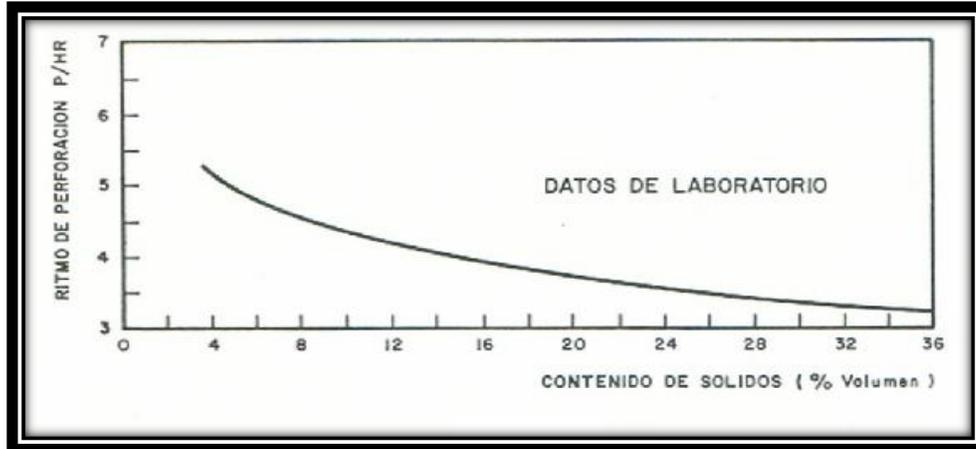


Fig. 12 Contenido de Sólidos Vs ROP

Además se ha comprobado, que no solo el contenido de sólidos reduce la velocidad de penetración, sino que también el tipo y estado de dispersión de los sólidos tienen un efecto significativo. Esto se puede observar en las figuras 1.13 y 1.14.

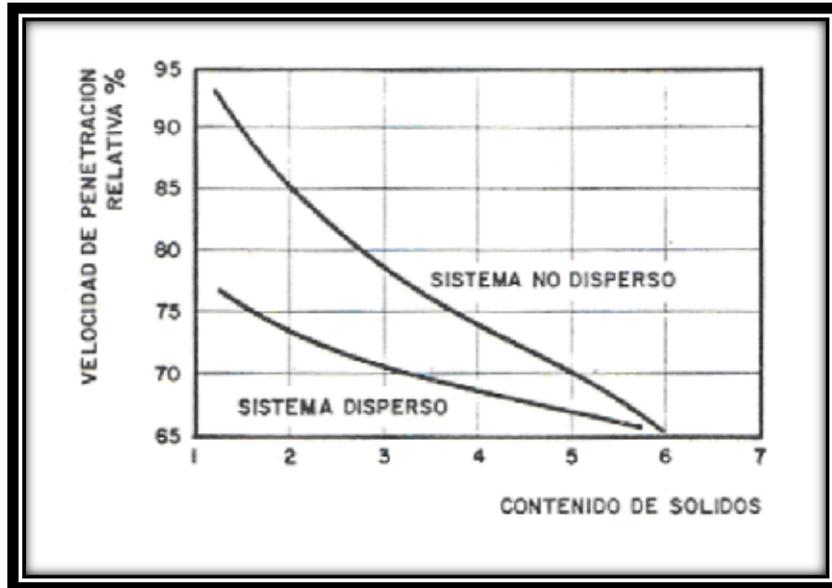


Fig. 13 Efecto De la dispersión de Sólidos sobre ROP

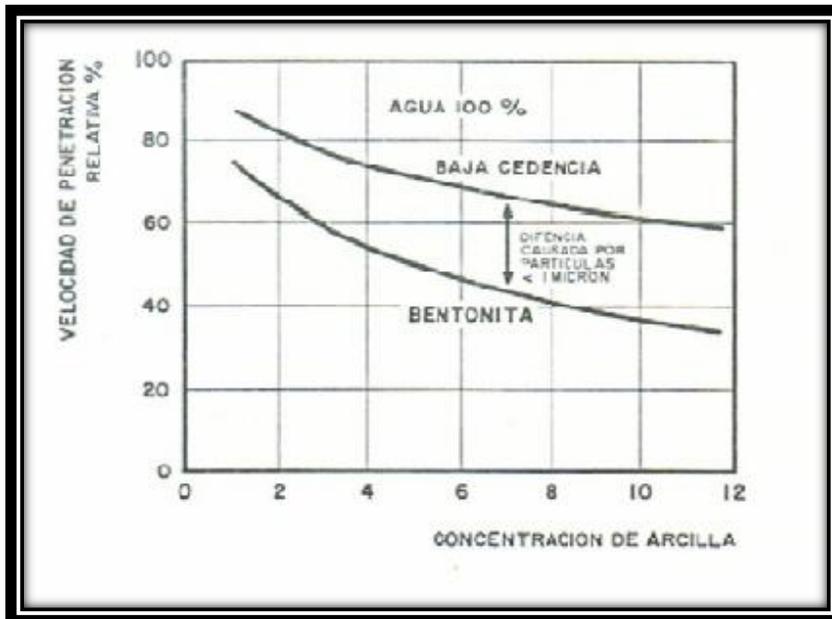


Fig. 14 Efecto del Tipo de Sólidos sobre ROP

Por lo tanto, a partir de observaciones de campo y resultados de laboratorio se ha determinado que para lograr una perforación eficiente, en cuanto a la velocidad de penetración se refiere, es necesario mantener el contenido de sólidos tan bajo como sea posible (valores menores del 6% en volumen).

Así mismo, sea comprobado que las partículas de tamaño submicrón (menores de 1 micrón), tienen un efecto adverso sobre la velocidad de penetración 12 veces mayor que las partículas de menor tamaño (ver figura 15). Por lo que una buena practica de perforación es mantener el tamaño de partículas lo más grande que sea posible.

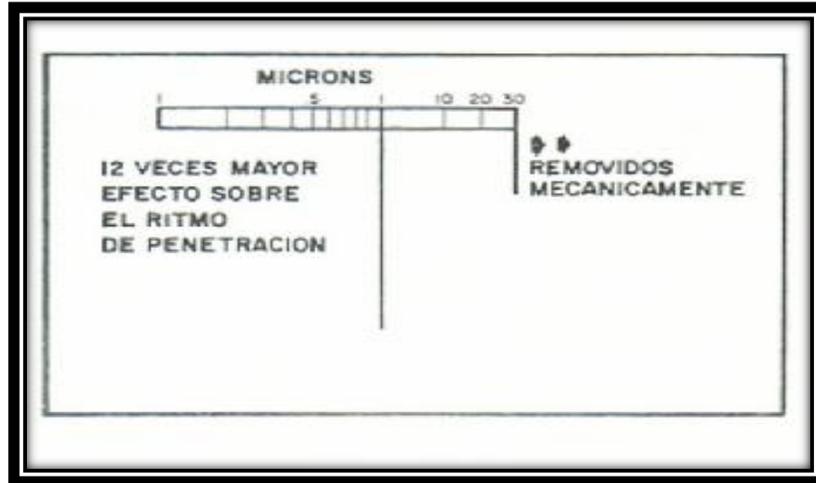


Fig. 15 Sólidos Coloidales

1.2.7 Contenido de aceite

Observaciones de campo indican que la adición de aceite, en fluidos base agua, tiende generalmente a incrementar la velocidad de penetración en casi todo tipo de formaciones, especialmente en formaciones con alto contenido de arcillas, en donde la hidratación de la lutita representa un serio problema para la estabilidad del agujero y embolamiento de la barrena.

En términos generales, el efecto del contenido de aceite es más notable en formaciones suaves, mientras que en formaciones duras el efecto es más reducido. Las razones por las cuales el contenido de aceite en el fluido incrementa la velocidad de penetración, se cree que son:

- Las características de lubricación del aceite reduce la tendencia de embolamiento, evitando que los recortes se adhieran a la estructura de corte de la barrena (dientes, insertos, etc.).
- La misma lubricación del aceite promueven la aplicación de un mayor peso sobre barrena en el fondo, para un peso sobre barrena aplicado en la superficie. Esto resulta debido a la disminución de la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del agujero.

Sin embargo, cuando el contenido de aceite se incrementa más allá de un 20% en volumen, su efecto sobre la velocidad de penetración se invierte reduciendo ésta última. Posiblemente esto

sea el resultado de un incremento de la viscosidad del fluido o bien por un bloqueo por emulsión de los poros de la formación.

El efecto del contenido de aceite sobre la velocidad de penetración se muestra en las figuras 16 y 17.

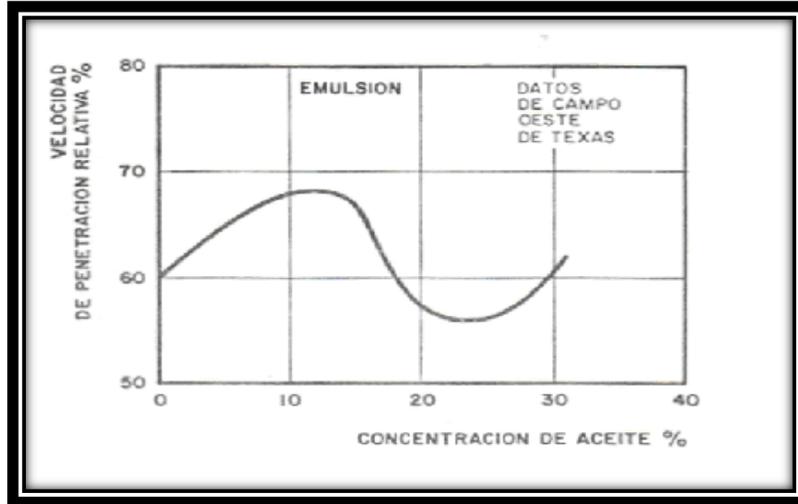


Fig. 16 Efecto de Aceite Emulsionado Sobre ROP

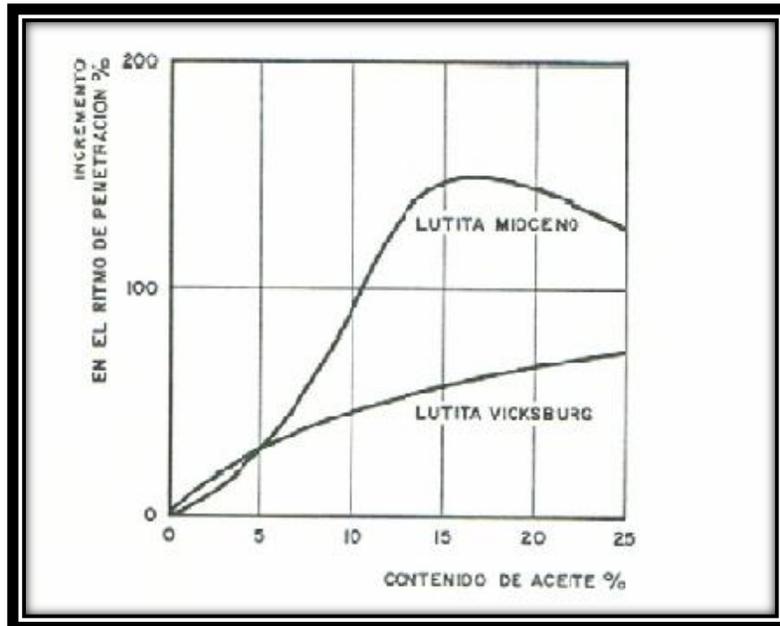


Fig. 17 Incremento en ROP con el Contenido de Aceite

1.3 Reología de los fluidos.

La reología se deriva de la palabra griega *rheo*, que significa flujo, y *logi*, que significa ciencia. Esta pueda ser definida como la ciencia de la deformación y el flujo de sólidos, líquidos y gases. La reología, en esencia, trata con la relación entre el esfuerzo, la tensión y el tiempo de cualquier material. Este capítulo se limita al estudio de fluidos en una sola fase e incompresibles.

La reología está interesada primordialmente en la relación entre la presión de flujo y la velocidad de flujo, y la influencia que estos parámetros tienen sobre las características de flujo del fluido.⁹

La principal aplicación de las propiedades reológicas para la evaluación del comportamiento de los fluidos de perforación está en la resolución de problemas como:

- a) Limpieza del agujero;
- b) Suspensión de recortes;
- c) Cálculos de la hidráulica;
- d) Tratamiento del lodo.

Además cada una de estas aplicaciones es igual de importante, porque los requerimientos en la perforación varían con el tiempo.

1.3.1 Relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte

Los conceptos involucrados en la velocidad de corte (γ), el esfuerzo cortante (τ) y su medición permiten una descripción matemática del flujo de los fluidos de perforación. La fuerza aplicada a un fluido determina la velocidad de corte, la cual en términos de campo es establecida por la velocidad de flujo del fluido a través de una configuración geométrica particular. La resistencia del fluido al aplicarle una fuerza es llamado esfuerzo cortante. Físicamente la velocidad de corte está relacionada con las partículas o planos del fluido en movimiento, como se muestra en la figura siguiente, el cual describe el flujo de fluido en una tubería.

⁹ H.C.H. Darley & George R. Gray. "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids" Gulf Publishing Company. Fifth Edition.

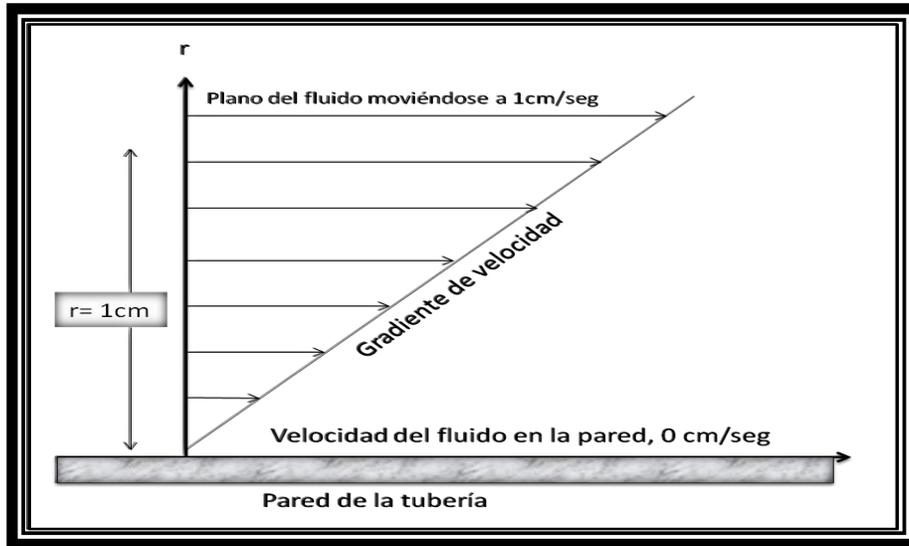


Fig. 18 Flujo de Fluido en una Tubería

Si consideramos un ejemplo en el cual el fluido se está moviendo a una velocidad de 1.0 cm/seg a una distancia de 1.0 cm de la pared de la tubería teóricamente en la pared de la tubería la velocidad será cero y las velocidades del fluido varían entre 0 y 1.0 cm/seg. La relación entre la velocidad – distancia de la pared de la tubería (gradiente de velocidad) se llama velocidad de corte. La magnitud de la velocidad de corte depende de la configuración geométrica de la tubería, de la velocidad total del fluido y de las propiedades viscosas del fluido.

La velocidad de corte (γ) es definida como sigue:

$$\gamma = dv/dr \quad 1.5$$

Donde:

v : velocidad

r : distancia de la pared de la tubería

El esfuerzo cortante (τ) es definido como sigue:

$$\tau = F/A \quad 1.6$$

Donde:

F : Fuerza aplicada

A : Superficie del área expuesta a la fuerza

Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente, esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura.¹⁰

Por lo tanto:

$$\tau = f(\dot{\gamma})$$

1.7

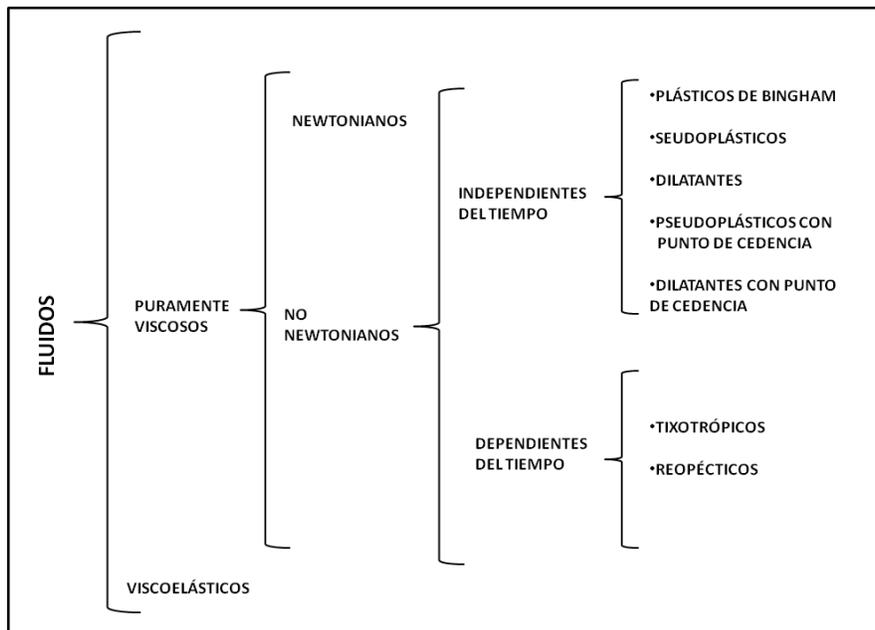
Esta relación funcional entre el esfuerzo y la velocidad de corte es conocida como la ecuación reológica o constitutiva del fluido. Sin embargo, en el caso general, esta relación no es tan simple, ya que depende de otros factores tales como:

- Interacciones químicas;
- Cambios de orientación;
- Alineamiento de las partículas o moléculas;
- Concentración de las fases, etc.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como:

- Fluidos Newtonianos.
- Fluidos no – Newtonianos.

Tabla 2 Clasificación Reológica de los fluidos



¹⁰ Walter F. Rogers. "Composition And Properties of Oil Well Drilling Fluids". Gulf Publishing Company, Houston Texas. Third Edition. 1963

1.3.2 Determinación De Las Constantes Reológicas.

Se debe tener en mente que el término velocidad es apropiado solamente para fluidos newtonianos. Para fluidos no newtonianos, este término no tiene sentido, al menos en sentido estricto.

Sin embargo, es común referirse a la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte como un término de viscosidad, esto es:

$$\eta = g_c \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad 1.8$$

De tal manera que para fluidos no newtonianos, el término viscosidad significa exactamente la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, cualquiera que sea la relación existente entre ambas, $\tau = f(\dot{\gamma})$. Por este motivo, la viscosidad deberá ser especificada a una velocidad de corte determinada.

En el campo, es necesario determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, en una forma rápida y sencilla de tal manera que los cálculos a realizar sean fáciles y los resultados prácticos y confiables.

Para la determinación de las constantes reológicas en el campo, se supone que la velocidad de corte depende únicamente de la geometría del viscosímetro y de la velocidad de rotación; es decir, no depende de las propiedades reológicas (esto es solamente cierto para fluidos newtonianos). Además, en algunos casos se supone que la lectura del aparato (θ), es igual al esfuerzo cortante.

En este apartado, se considerará el viscosímetro Fann 35 – VG, comúnmente empleado en la industria petrolera, equipado con la combinación estándar de bob – camisa y resorte de torsión No. 1, por ser estos los suministrados con cada aparato. Para combinaciones o aparatos diferentes, referirse a los manuales o catálogos del proveedor; no obstante, el procedimiento a seguir es similar, variando entonces los valores de las constantes y otros factores.

Para el viscosímetro rotacional de campo y la combinación bob – camisa estándar y resorte de torsión No. 1, se tiene:

R_c	=	1.8420 cm	Radio de la Camisa
R_b	=	1.7250 cm	Radio del bob
h_e	=	4.0500 cm	Altura efectiva del bob
β	=	1.0678	Relación entre el radio de la camisa y el bob

$$K_R = 387.0 \frac{\text{dina-cm}}{\text{grado}} \quad \text{Constante del resorte de torsión del viscosímetro Fann}$$

35 – VG

Por lo que el esfuerzo de corte estará definido por la ecuación:

$$\tau_b = \frac{K_R \theta}{2\pi R_b^2 h_e} = \frac{387\theta}{2\pi(1.725)^2(4.050)}$$

$$\tau_b = 5.1109 \theta \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right] \quad 1.9$$

Y en unidades prácticas de campo:

$$\tau_b = 1.067 \theta \left[\frac{\text{lb}_f}{100\text{pies}^2} \right] \quad 1.10$$

Por otro lado, la velocidad de corte está definida por la ecuación:

$$\gamma_w = \frac{\pi N}{15} \left(\frac{\beta^2}{\beta^2 - 1} \right) = \frac{\pi N}{15} \left(\frac{1.06872^2}{1.06872^2 - 1} \right)$$

$$\gamma_w = 1.703N \text{ [seg}^{-1}\text{]} \quad 1.11$$

En tanto que la viscosidad del fluido, a cualquier velocidad de corte está definida por:

$$\eta = g_c \frac{\tau_b}{\gamma_w} = 32.17 \frac{1.067 \theta}{(100)(1.703 N)}$$

$$\eta = 0.2016 \frac{\theta}{N} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pies-seg}} \right] \quad 1.12$$

Y en unidades de campo:

$$\eta = 300 \frac{\theta}{N} \text{ [cp]} \quad 1.13$$

1.3.3 Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de la viscosidad de newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida.

1.3.4 Modelo de Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa los fluidos ideales, es decir, caracteriza aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo, como se muestra en la siguiente figura:

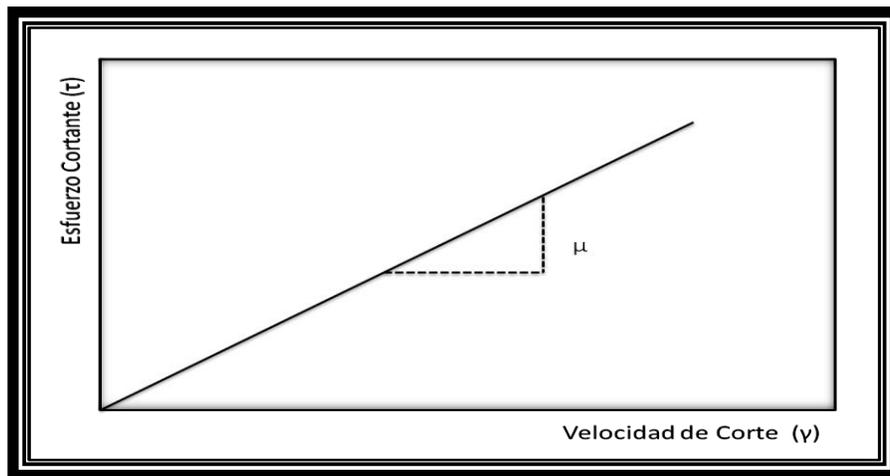


Fig. 19 Comportamiento de los Fluidos Ideales

Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma \tag{1.14}$$

Donde:

μ : viscosidad absoluta, viscosidad newtoniana o simplemente viscosidad

g_c : constante gravitacional

τ : esfuerzo cortante

γ : velocidad de corte

1.3.5 Fluidos No – Newtonianos

Los fluidos no – newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la ley de la viscosidad de newton. Por exclusión, en este grupo se incluyen a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, estos fluidos pueden ser subdivididos en dos grupos: **independientes del tiempo y dependientes del tiempo.**

1.3.6 Fluidos Seudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte, según se observa en la figura.

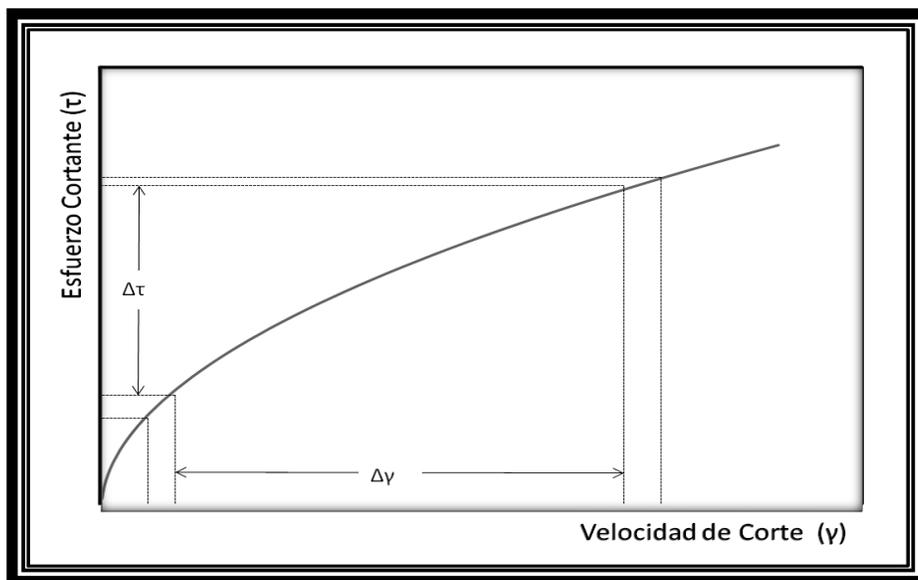


Fig. 20 Fluidos Seudoplásticos

1.3.7 Fluidos Dilatantes

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos seudoplásticos, con la diferencia de que en los fluidos dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, como se observa en la figura siguiente:

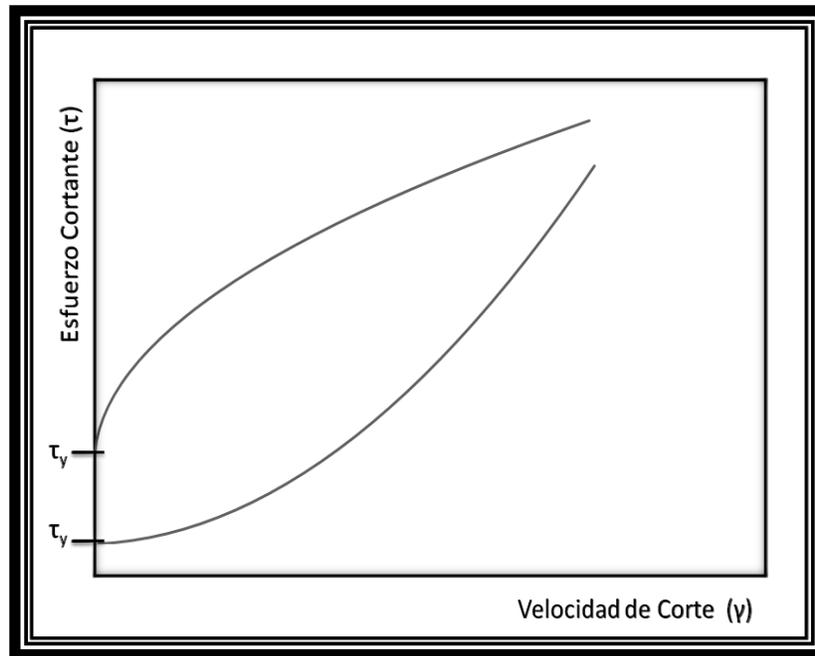


Fig. 22 Fluidos Seudoplásticos Y Dilatantes con punto de Cedencia

Sin embargo, los fluidos de perforación pueden ser estudiados como fluidos No-Newtonianos independientes del tiempo; es decir, pueden ser considerados como fluidos plásticos de Bingham y/o seudoplásticos con y sin punto de cedencia.

1.3.9 Modelo de Bingham

Son un caso idealizado de los fluidos no – newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se muestra en la figura:

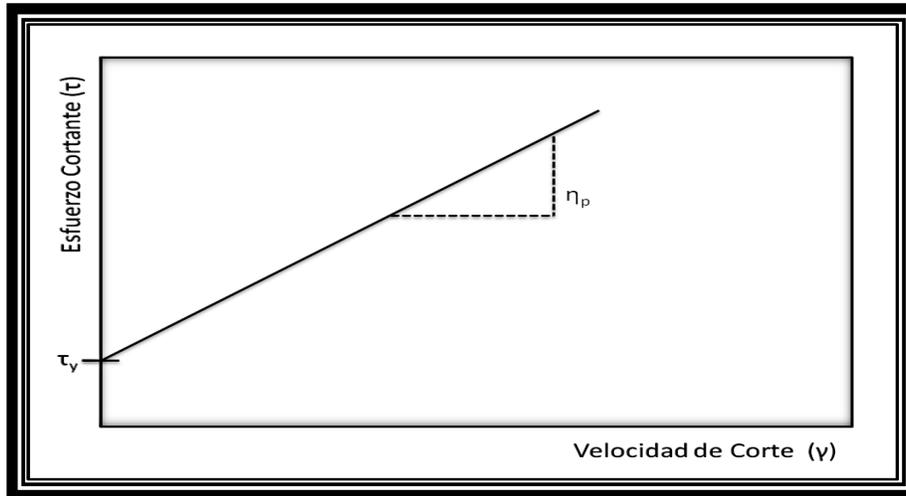


Fig. 23 Modelo de Bingham

Donde:

τ_y : Esfuerzo de Cedencia

η_p : Viscosidad plástica o coeficiente de rigidez

Así, el modelo de de Bingham está representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y \quad 1.15$$

Donde:

$$\gamma = 0 \quad \text{si} \quad \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \quad \text{si} \quad \tau > \tau_y$$

Aunque este modelo es un caso idealizado, las suspensiones de arcillas (20 a 60% de arcillas cálcicas en aguas) y el flujo de fluidos de perforación en espacios anulares, asemejan su comportamiento de flujo a este modelo.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aún cuando el comportamiento real del lodo de perforación no presentad una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

La determinación de la viscosidad plástica y el punto de cedencia se basan en las lecturas a 600 y 300 rpm. Evaluando el modelo de Bingham en estas lecturas:

$$\tau_{600} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{600} + \tau_y$$

$$\tau_{300} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{300} + \tau_y$$

Y resolviendo las dos ecuaciones anteriores para la viscosidad plástica, se tiene:

$$\eta_p = g_c \left(\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \quad 1.16$$

Sustituyendo en la ecuación 1.16 las expresiones 1.10 y 1.11:

$$\eta_p = \left(\frac{(32.17)(1.067)(\theta_{600} - \theta_{300})}{(100)(1.703)(300)} \right)$$

$$\eta_p = 0.000672(\theta_{600} - \theta_{300}) \left[\frac{lbm}{pie-seg} \right] \quad 1.17$$

Y en unidades prácticas:

$$\eta_p = (\theta_{600} - \theta_{300}) [cp] \quad 1.18$$

El punto de cedencia se obtiene del modelo de Bingham evaluando a 300 rpm, sustituyendo η_p de la expresión 1.12 y resolviendo para τ_y , así:

$$\tau_y = \tau_{300} - \left(\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \gamma_{300}$$

$$\tau_y = \gamma_{300} - (\tau_{600} - \tau_{300})$$

Suponiendo que $\tau = \theta$:

$$\tau_y = \theta_{300} - (\theta_{600} - \theta_{300})$$

Pero la ecuación 1.18, finalmente resulta:

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \left[\frac{lb_f}{100 \text{ pies}^2} \right] \quad 1.19$$

Nótese que el valor del punto de cedencia es una aproximación, pues de acuerdo con la expresión 1.10, $\tau \neq \theta$.

1.3.10 Modelo de Ley de Potencias

El modelo de Oswald 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 está caracterizada por dos constantes reológicas expresada como:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad 1.20$$

Donde:

K : *índice de consistencia*

n : *índice de comportamiento de flujo*

K 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; n es una medida de la no - Newtonianidad del fluido. Entre más cercano esté de la unidad el valor de n , más newtoniano es el comportamiento del fluido, si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa los fluidos seudoplásticos; en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa los fluidos dilatantes.

Nótese que este modelo se reduce a la ley de la viscosidad de Newton cuando n es igual a la unidad, con $K = \mu/g_c$.

No obstante que el modelo de ley de potencias es empírico ha sido ampliamente utilizado, debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos seudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de este modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee únicamente dos constantes reológicas (n y K); además, cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

A partir de la ecuación constitutiva del modelo evaluado a 600 y 300 rpm, resultan:

$$\tau_{600} = K\dot{\gamma}_{600}^n$$

$$\tau_{300} = K\dot{\gamma}_{300}^n$$

Las cuales pueden ser resueltas simultáneamente. Así, para el índice de comportamiento de flujo, se tiene:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)}$$

Y en base a las lecturas Fann y rpm (ecuaciones 1.10 y 1.11):

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log 2}$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad [adim] \quad 1.21$$

Ahora, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n}$$

De acuerdo con la ecuación 1.9 y suponiendo que $\tau = \theta$:

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad \left[\frac{lb\text{-}seg^n}{100 \text{ pies}^2} \right] \quad 1.22$$

1.3.11 Modelo de 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 seudoplásticos y dilatantes que presentan un punto de cedencia.

Entre los modelos propuestos que involucran el uso de tres constantes o parámetros ajustables, el modelo de Herschel – Bulkley es de los más simples y exactos. Este modelo está representado por:

$$\tau = K\gamma^n + \tau_y \quad 1.23$$

Con:

$$\gamma = 0 \quad \text{si} \quad \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \quad \text{si} \quad \tau > \tau_y$$

Donde τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia.

Las constantes n y K tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de ley de potencias.

Como se puede observar en la ecuación anterior, este modelo es más general que los anteriores. Es decir, los modelos de Newton, Bingham y Oswald de Waele son soluciones particulares de este; pues si n es igual a la unidad y τ_y es cero, el modelo se reduce a la ley de Newton; en tanto que τ_y es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham, con $K = \mu/g_c$.

Por otro lado, si n es diferente de la unidad y τ_y es cero, resulta el modelo de ley de potencias. Por este motivo, a este modelo se le ha denominado como modelo de ley de potencias modificado.

Este modelo presenta tres parámetros reológicos, lo cual hace difícil la evaluación de éstos. Por lo que, para su solución es necesario suponer:

$$\tau = \theta \quad \gamma \quad \tau_y = \theta_0$$

Donde:

θ_0 Es el valor de gelatinosidad (gel) inicial; considerado en este caso como una aproximación al verdadero valor de τ_y .

Mediante la evaluación del modelo a 600 y 300 rpm, se tiene:

$$\tau_{600} = K\gamma_{600}^n + \tau_y$$

$$\tau_{300} = K\gamma_{300}^n + \tau_y$$

Resolviendo simultáneamente ambas ecuaciones, resulta:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600} - \tau_y}{\tau_{300} - \tau_y}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)}$$

Y en función de las lecturas del viscosímetro y las revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}\right)}{\log(2)}$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}\right) \quad [adim] \quad 1.24$$

Así mismo, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau - \tau_y}{\gamma^n}$$

Y en función de las lecturas, suponiendo que $\tau = \theta$ y $\tau_y = \theta_0$:

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \quad \left[\frac{lb\text{-}seg^n}{100 \text{ pies}^2} \right] \quad 1.25$$

NOMENCLATURA

g_c	:	Constante gravitacional
h_e	:	Altura efectiva del bob
K	:	Indice de consistencia
K_R	:	Constante del resorte de torsión del viscosímetro FANN
N	:	Velocidad de rotación de la camisa
n	:	Indice de comportamiento de flujo
R_b	:	Radio del bob
R_c	:	Radio de la camisa
β	:	Relación entre el radio de la camisa y el bob
γ	:	Velocidad de corte
η	:	Viscosidad del fluido a una g determinada
η_p	:	Viscosidad plástica
θ	:	Lectura FANN, deflexión del resorte
μ	:	Viscosidad absoluta o Newtoniana
τ_{ao}	:	Esfuerzo cortante
τ_{ao_y}	:	Esfuerzo de cedencia

CAPÍTULO 2. CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES¹¹

2.1 Introducción

El transporte de recortes es un fenómeno que depende de diversos factores, los cuales se relacionan con las propiedades del fluido, propiedades de las partículas y con los parámetros operacionales durante la perforación.

La tendencia mundial de la perforación de pozos petroleros, está dirigida al incremento de la profundidad de perforación, con un subsecuente aumento en los requerimientos de potencia en el bombeo para la circulación del fluido, dificultad para incrementar los ritmos de penetración, problemas relacionados con la falta de limpieza, etc.

La problemática de la limpieza del pozo ha enfatizado la necesidad de examinar críticamente los factores que afectan la remoción de los recortes del pozo, tomando como punto principal la capacidad de acarreo, el cual es definido como “la capacidad del fluido de perforación para elevar los recortes a la superficie”.¹²

En forma general los factores que afectan la capacidad de acarreo de recortes son agrupados de la siguiente forma:

- Dimensiones del sistema (Geometría del pozo);
- Propiedades físicas de los recortes;
- Propiedades físicas del fluido de perforación;
- Velocidad Terminal de asentamiento;
- Condiciones de operación.

2.2 Geometría Del Pozo

Los factores referentes a las dimensiones del sistema que interactúan en la capacidad de acarreo son:

- ➔ Tamaño del pozo;
- ➔ Tamaño de la sarta de perforación;
- ➔ Capacidad de la bomba.

¹¹ Hopkin E.A. “Factor Affecting cutting Removal During rotary Drilling” SPE artículo 1967.

¹² Sifferman, T.R. Myers, G.M. Haden, E.L. y Wahl, H.A. “Drilling Cutting Transport inf Full – Scale vertical Annuli” JPT (Nov, 1976) 1295 -1302.

Los factores referentes a la dimensión del sistema contribuyen en los cálculos de la velocidad anular óptima del fluido de perforación. Sin embargo muchas veces las condiciones necesarias para lograr una adecuada limpieza incluyen condiciones de bombeo imposibles de suministrar, de acuerdo a las limitaciones del equipo, de ahí la importancia de estos factores.

2.3 Propiedades Físicas De Los Recortes

Las propiedades físicas de los recortes que afectan la capacidad de acarreo son:

- Densidad de los sólidos.
- Forma.
- Espesor.
- Diámetro.

2.3.1 Densidad de los sólidos

La densidad de los sólidos, dentro de la capacidad de acarreo, participa fundamentalmente en el fenómeno de flotación, es decir, al existir una diferencia de densidades entre el fluido de perforación y los recortes existirá una fuerza vertical ascendente conocida como fuerza de flotación.

2.3.2 Forma, espesor y diámetro de los sólidos

Los efectos de la forma y tamaño de los recortes generados dependen del diseño de la barrena y de la formación. Las dimensiones físicas de los recortes afectan enormemente la capacidad de acarreo del fluido de perforación. En su trabajo Williams y Bruce efectuaron estudios con partículas en forma de discos y establecieron que las partículas con una relación de espesor – diámetro menor a 0.3 tienden a girar hacia la pared del pozo y las partículas con una relación mayor a 0.8 permanecen continuamente cercanas a la pared del pozo mientras son transportadas.

2.4 Velocidad Terminal de Asentamiento

Cuando una partícula se asienta en el seno de un fluido; la partícula alcanza una velocidad constante, la cual se define como la Velocidad Terminal de Asentamiento.

Cuando la partícula alcanza el equilibrio entre las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales, la velocidad de asentamiento es constante y depende de la densidad y de la viscosidad del líquido, densidad, forma y rugosidad de la partícula y de la forma y área proyectada de la partícula.

Comúnmente, la velocidad de deslizamiento (asentamiento) de una partícula, cuando el fluido esta fluyendo, se supone igual a la Velocidad Terminal de Asentamiento de la partícula.

Debido a que el movimiento de los recortes en el espacio anular es complejo, la suposición de que la Velocidad Terminal de la partícula es la misma que la velocidad de asentamiento es cuestionable.

Una partícula puede caer en régimen laminar, transicional o turbulento.

- En régimen laminar la resistencia que se opone a la caída es causada por las fuerzas viscosas del líquido. Las fuerzas de momento son despreciables.
- En el régimen turbulento la única resistencia que retarda la caída de las partículas es causada por las fuerzas de momento del líquido. La viscosidad del fluido no tiene efecto alguno.
- Entre los dos regímenes se encuentra la transición donde ambas, las fuerzas viscosas y de momento retardan la caída de la partícula.

Si el fluido en el espacio anular está fluyendo en régimen turbulento, la partícula caerá en régimen turbulento; en tanto que si el flujo en el espacio anular es laminar, la partícula caerá en régimen laminar, transicional o turbulento, dependiendo de la geometría de la partícula y las propiedades viscosas del fluido.

La figura 24 muestra la relación entre la velocidad de asentamiento de una partícula (v_s) con respecto a su velocidad Terminal de asentamiento (v_t) y la velocidad del fluido (v_a).

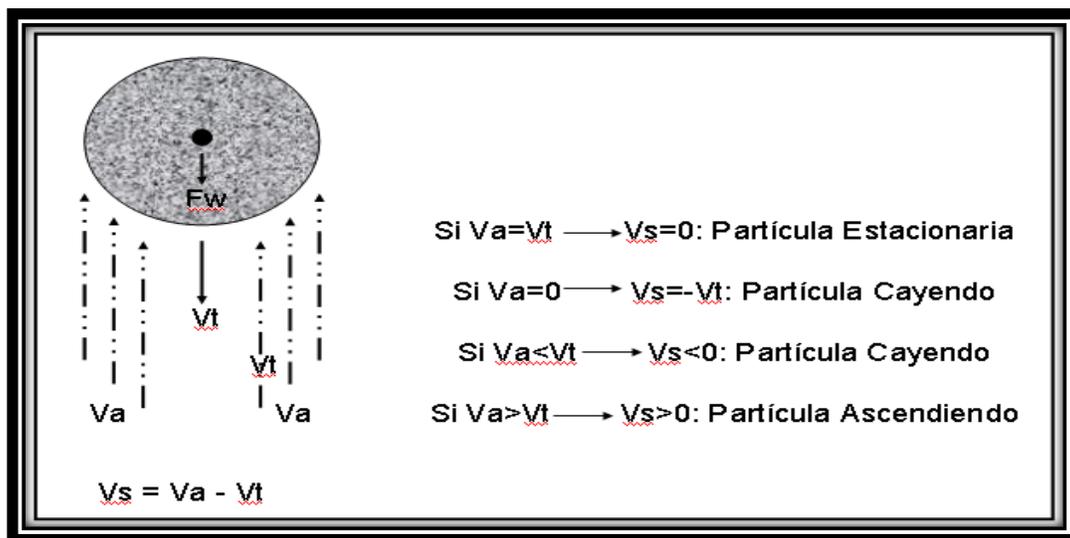


Fig. 24 Partícula Asentándose en el Seno de un Fluido

2.4.1 Fluido Newtoniano

Para una partícula cayendo a través de un fluido a su velocidad Terminal de asentamiento, las suma de las fuerzas verticales, como se indica en la figura 25, actuando sobre la partícula deberá ser cero.

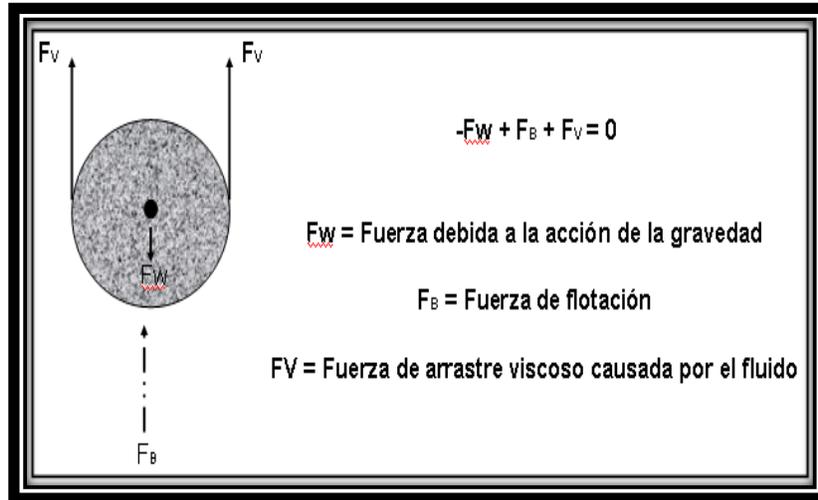


Fig. 25 Fuerzas Actuando sobre una Partícula

$$-F_w + F_b + F_v = 0 \tag{2.1}$$

Donde:

F_w : Fuerza debida a la gravedad.

F_b : Fuerza de flotación.

F_v : Fuerza debida al arrastre viscoso del fluido.

La fuerza gravitacional de una partícula de densidad ρ_p y volumen V_p puede ser expresada por:

$$F_w = \rho_p V_p g \tag{2.2}$$

La fuerza de flotación F_b puede ser expresada en términos del peso del líquido desplazado mediante:

$$F_b = \rho_f V_p g \tag{2.3}$$

Por lo que la suma de las fuerzas verticales se obtiene

$$F_V = F_B + F_W = \rho_p \dot{V}_p - \rho_f \dot{V}_p g \quad 2.4$$

Y para una partícula esférica, el volumen está definido por:

$$V_p = \frac{1}{6} \pi D_p^3 \quad 2.5$$

Por lo tanto, la fuerza viscosa se expresa por:

$$F_V = (\rho_p - \rho_f) g \left(\frac{\pi D_p^3}{6} \right) \quad 2.6$$

Por otro lado, Stokes demostró que para un flujo donde el fluido alrededor de la partícula pasa suavemente sin formar turbulencia (régimen laminar), el arrastre viscoso está relacionado a la velocidad de asentamiento de la esfera a través del fluido mediante:

$$F_V = 3\pi d_p \mu V_s \quad 2.7$$

Igualando ecuación 2.4 y 2.6 y resolviendo para V_s se tiene:

$$V_s = \frac{d_p^2}{8\mu} (\rho_p - \rho_f) g \quad 2.8$$

La ecuación 2.8 es conocida como Ley de Stokes.

La ley de Stokes puede ser empleada para determinar la velocidad de deslizamiento de una partícula esférica asentándose en un fluido estático-Newtoniano en régimen laminar.

Para iniciar el régimen turbulento, se requiere un cierto nivel del Número de Reynolds de la partícula definido por:

$$NRe_p = \frac{d_p V_s \rho_f}{\mu} \quad 2.9$$

La ley de Stokes proporciona una exactitud aceptable para NRe_p menores de 0.1. Para NRe_p mayores, se deberá emplear un factor empírico de arrastre definido por:

$$C_D = \frac{F_V}{AE_K} \quad 2.10$$

Donde:

C_D : Coeficiente de arrastre o factor de fricción.

A : Área de la partícula.

E_k : Energía cinética por unidad de volumen.

Con:

$$E_k = \frac{1}{2} \rho_f V_s^2$$

$$A = \frac{\pi D_p^2}{4}$$

Entonces, sustituyendo las dos ecuaciones anteriores y la ecuación 2.4 en la ecuación 2.9, resulta:

$$C_D = \frac{4}{3} g \frac{D_p}{V_s^2} \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \tag{2.11}$$

El coeficiente de arrastre es una función del Número de Reynolds y de la esfericidad de la partícula.

La expresión del coeficiente de arrastre (ecuación 2.10) puede ser expresado en términos de V_s :

$$V_s = \left[\frac{4}{3} g \frac{D_p}{C_D} \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \tag{2.12}$$

La cual proporciona la velocidad de deslizamiento de la partícula en régimen transicional o turbulento.

Para $NRe_p < 0.1$:

$$C_D = \frac{24}{NRe_p} \tag{2.13}$$

Para $NRe_p > 0.1$, se requiere emplear las correlaciones gráficas de NRe_p contra C_D disponibles en la literatura.

2.4.2 Fluidos no Newtonianos

En las operaciones de perforación, el fluido y los recortes se están moviendo simultáneamente. Además, debido al hecho de que la velocidad del fluido varía desde cero en las paredes de las tuberías hasta un máximo en el centro del espacio anular, la situación es más complicada.

En la práctica, esto ha conducido a incrementar la viscosidad del fluido, la velocidad del flujo o ambos, con los efectos adversos que esto representa en las operaciones de perforación.

Varios investigadores han propuesto correlaciones empíricas para estimar la velocidad de deslizamiento de los recortes. Estas correlaciones definitivamente no proporcionan resultados exactos debido a la complejidad del flujo, sin embargo permiten obtener información valiosa en la selección de las propiedades del fluido y las condiciones de operación de la bomba.

2.4.3 Correlaciones

2.4.3.1 Correlación de Chien

Para la determinación del Número de Reynolds de la partícula, Chien propuso el empleo de una viscosidad aparente dependiendo del tipo del fluido a través del cual se esta asentando la partícula. Así:

Fluidos poliméricos

$$\mu_a = \mu_p + 5 \frac{\tau_y D_p}{V_a} \quad 2.14$$

Fluidos bentoníticos:

$$\mu_a = \mu_p \quad 2.15$$

Por lo que el Número de Reynolds está definido por:

$$N Re_p = 7730 \frac{D_p V_s \rho_f}{\mu_a} \quad 2.16$$

Para Números de Reynolds de la partícula mayores que 100, Chien recomienda el uso del coeficiente de arrastre igual a 1.72, por lo que la ecuación 2.11 en unidades de campo se reduce a:

$$V_s = 1.44 \left[D_p \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad 2.17$$

En tanto que para Números de Reynolds iguales o menores que 100, la velocidad de asentamiento de la partícula está definido por:

$$V_s = 0.0009 \left(\frac{\mu_a}{\rho_f D_p} \right) \left[\left(\sqrt{\frac{2553512 D_p}{\left(\frac{\mu_a}{\rho_f D_p} \right)^{1/2} \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) + 1}} \right) - 1 \right]$$

2.18

Donde:

- D_p : Diámetro de la partícula [pg]
- V_a : Velocidad anular de flujo [pies/min]
- V_s : Velocidad de deslizamiento de la partícula [pies/seg]
- μ_a : Viscosidad aparente [cp]
- μ_p : Viscosidad plástica [cp]
- τ_y : Punto de cedencia [lbf/100pies²]
- ρ_p : Densidad de la partícula [gr/cm³]
- ρ_f : Densidad del fluido [gr/cm³]

2.4.3.2 Correlación de Moore

Moore propuso una correlación, basada en la determinación de una viscosidad basada en el método propuesto por Dodge y Metzner, igualando las ecuaciones para determinar las pérdidas por fricción para un fluido no-Newtoniano a las correspondientes de los fluidos Newtonianos y resolviendo para la viscosidad Newtoniana aparente. La viscosidad aparente obtenida se expresa entonces por:

$$\mu_a = \frac{k}{144} \left[60 \left(\frac{D_a - D_p}{V_a} \right) \right]^{1-n} \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208} \right)^n$$

2.19

El Número de Reynolds está definido por la ecuación 2.16

$$N Re_p = 7730 \frac{D_p V_s \rho_f}{\mu_a}$$

Moore desarrollo una correlación entre el coeficiente de arrastre y el Número de Reynolds de la partícula, empleando recortes de caliza y lutita.

Para Números de Reynolds mayores que 300, el flujo alrededor de la partícula es totalmente turbulento y el coeficiente de arrastre adquiere un valor constante de igual a 1.5, por lo que la ecuación 2.11 en unidades de campo se reduce a:

$$V_s = 1.54 \left[D_p \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad 2.20$$

Para Números de Reynolds menores que 3, el patrón de flujo es considerado laminar y el coeficiente de arrastre es una línea recta definido por:

$$C_D = \frac{40}{N Re_p} \quad 2.21$$

Para está condición, la combinación de las ecuaciones 2.20, 2.8 y 2.11 conducen a:

$$V_s = 691 \frac{D_p^2}{\mu_a} (\rho_p - \rho_f) \quad 2.22$$

En tanto que para Número de Reynolds iguales o mayores que 3 o iguales o menores que 300, el patrón de flujo es transicional y la relación entre el coeficiente de arrastre y el Número de Reynolds puede ser aproximado por:

$$C_D = \frac{22}{N Re_p^{1/2}} \quad 2.23$$

Por lo tanto, la velocidad de asentamiento de la partícula puede estar definida por:

$$V_s = \frac{5.889 D_p (\rho_p - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_a^{0.333}} \quad 2.24$$

Donde:

D_a : Diámetro del agujero (TR) [pg]

D_e : Diámetro exterior de la TP [pg]

- D_p : Diámetro de la partícula [pg]
 V_a : Velocidad anular de flujo [pies/min]
 V_s : Velocidad de deslizamiento de la partícula [pies/ seg]
 n : Índice de comportamiento de flujo, adimensional; definido por

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad 2.25$$

- μ_a : Viscosidad efectiva [cp]
 ρ_p : Densidad de la partícula [gr/cm³]
 ρ_f : Densidad del fluido [gr/cm³]
 k : Índice de consistencia de flujo [cp]equivalentes; definido por:

$$k = \frac{510\theta_{300}}{511^n} \quad 2.26$$

- θ_{300} : Lectura Fann a 300 rpm
 θ_{600} : Lectura Fann a 600 rpm

2.4.3.3 Correlación de Metzner & Reed

Metzner & Reed proporcionaron una ecuación para determinar la velocidad de deslizamiento de las partículas, la cual no es otra que la ley de Stokes. Sin embargo, sí proporcionan correlaciones para determinar el coeficiente de arrastre en función del número de Reynolds de la partícula. Así, la velocidad de asentamiento de la partícula está definida por la ecuación 2.11.

$$V_s = 1.891 \left[\frac{D_p}{C_D} \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad 2.27$$

Metzner & Reed desarrollaron una ecuación para el coeficiente de arrastre en función del número de Reynolds de la partícula, para el régimen laminar (NRep menores o iguales a uno), régimen turbulento (NRep mayores a 100) y para el régimen de transición. Así:

Si $NRep \leq 1$

$$C_D = \frac{24}{NRep} \quad 2.28$$

Si $N_{Rep} > 100$

$$C_D = \frac{1.75}{N_{Rep}^{0.1}} \quad 2.29$$

Si $1 > N_{Rep} \leq 100$

$$C_D = \frac{18.5}{N_{Rep}^{0.6}} \quad 2.30$$

Donde el número de Reynolds está definido por:

$$N_{Rep} = 581.91 \frac{\rho_f V_s^2}{K} \left(\frac{D_p}{36V_s} \right)^n \quad 2.31$$

Donde:

- D_p : Diámetro de la partícula [µg]
- K : Índice de consistencia [(lbf – segⁿ)/100 pies²]
- n : Índice de comportamiento de flujo [adimensional]
- V_s : Velocidad de deslizamiento de la partícula [pies / seg]
- ρ_p : Densidad de la partícula [gr / cm³]
- ρ_f : Densidad del fluido [gr / cm³]

2.4.3.4 Correlación de Walker & Mayes

La correlación propuesta por Walker & Mayes considera un coeficiente de arrastre definido para una partícula en forma de disco cayendo con la cara horizontal en la dirección opuesta al flujo, en lugar de considerar partículas esféricas.

Para este caso, definieron que una partícula se asienta en régimen turbulento cuando el número de Reynolds es mayor que 100 y el coeficiente de arrastre es constante e igual 1.12.

Para régimen turbulento:

$$V_s = \frac{0.096 \tau_p}{\rho_p^{1/2}} \quad 2.32$$

Para régimen laminar o transicional:

$$V_s = 0.01195 \tau_p \left(\frac{D_p \gamma_p}{\rho_p^{1/2}} \right)^{1/2} \quad 2.33$$

Con:

$$\tau_p = 22.8 [h_c (\rho_p - \rho_f)]^{1/2} \quad 2.34$$

2.4.3.4.1 Determinación del régimen de caída de la partícula

Para determinar el régimen de caída de la partícula se requiere determinar la velocidad de corte desarrollado por la partícula (γ_p):

$$\gamma_p = \left(\frac{\tau_p}{K} \right)^{1/n} \quad 2.35$$

Y la velocidad de corte crítica (γ_c):

$$\gamma_c = \frac{64.65}{D_p (\rho_p)^{1/2}} \quad 2.36$$

Y compararlas una vez que ambas velocidades de corte han sido determinadas, así:

Si	$\gamma_p > \gamma_c$	El régimen es turbulento.
Si	$\gamma_p < \gamma_c$	El régimen es laminar o transicional.

Donde:

D_p	:	Diámetro de la partícula [pg]
K	:	Índice de consistencia [(lbf – seg ⁿ)/100 pies ²]
n	:	Índice de comportamiento de flujo [adimensional]
V_s	:	Velocidad de deslizamiento de la partícula [pies / seg]
τ_p	:	Punto de cedencia [lbf / 100 pies ²]
γ_p	:	Velocidad de corte desarrollada por la partícula [1 /seg]
γ_c	:	Velocidad de corte crítica [1 /seg]

ρ_p : Densidad de la partícula [gr / cm³]

ρ_f : Densidad del fluido [gr / cm³]

K y n deberán ser determinadas en el rango de τ_p , mediante:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_1}{\theta_2}\right)}{\log\left(\frac{N_1}{N_2}\right)}$$

$$K = \frac{\theta_1}{(1.703N_1)^n} = \frac{\theta_2}{(1.703N_2)^n}$$

Con:

θ_1 y θ_2 : Lectura Fann a la velocidad de corte N_1 y N_2 respectivamente [°]

N_1 y N_2 : Revoluciones por minuto del viscosímetro Fann

2.5 Relación de Transporte

El avance de los recortes hacia la superficie a una velocidad igual a la diferencia entre la velocidad del fluido y la velocidad de deslizamiento de la partícula se conoce como la velocidad de transporte, definida por:

$$v_T = v_a - v_s \tag{2.37}$$

Y la relación de transporte es entonces definido como la velocidad de transporte entre la velocidad anular, por lo tanto:

$$R_T = \frac{v_T}{v_a} = \frac{v_a - v_s}{v_a} = 1 - \frac{v_s}{v_a} \tag{2.38}$$

Para relaciones de transporte positivo, los recortes serán transportados hacia la superficie. De la ecuación 2.37 se observa que para una velocidad de asentamiento de la partícula igual a cero, la velocidad media del recorte será igual a la velocidad anular y la relación de transporte será igual a uno. Conforme la velocidad de deslizamiento se incrementa, la relación de transporte decrece y la concentración de recortes en el espacio anular hacia la superficie se incrementa. Por lo tanto, se puede establecer que la relación de transporte es una medida excelente de la capacidad de acarreo de un fluido de perforación en particular.

En operaciones prácticas de campo, una relación de transporte de 50% es adecuado para tener una buena limpieza del agujero, así:

$$\text{Si } R_T = 0.5 \quad \rightarrow \quad V_{a \text{ min}} = 2 V_s \quad \rightarrow \quad Q_{a \text{ min}}$$

Cualquier cosa que incremente la relación de transporte, incrementa la eficiencia de la limpieza de agujeros en pozos verticales. Una reducción en la velocidad de asentamiento es una forma de incrementar la relación de transporte. La velocidad de asentamiento es influenciada tanto por la densidad y el tamaño de los recortes, como por la viscosidad y densidad de los fluidos. Mientras más grande, más pesado será el recorte; y mientras más ligero, menos viscoso será el fluido.

CAPÍTULO 3. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN

3.1 Introducción

La energía hidráulica proporcionada por la circulación del fluido de control a través del sistema circulatorio del pozo, tiene como principal función la limpieza del fondo del pozo y del agujero, así como el transporte de los recortes hacia la superficie.

Sin embargo, el empleo de la energía hidráulica durante las operaciones de perforación incluye otros aspectos tales como el comportamiento de flujo de los fluidos (reología), las pérdidas de presión por fricción, las presiones generadas por el movimiento de las tuberías dentro del pozo, el transporte de recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie (capacidad de acarreo de recortes) y la utilización eficiente de la energía (optimización de la perforación).

Es pertinente aclarar que el fluido de perforación, independientemente de la velocidad de éste a través de las toberas de la barrena, no destruye la roca consolidada en un grado significativo.

La remoción instantánea de los recortes debajo de la barrena es prácticamente imposible; sin embargo, la utilización apropiada de la energía hidráulica disponible puede minimizar la permanencia de los recortes en el fondo del pozo y evitar que sean removidos por la barrena y de esta manera, incrementa la velocidad de penetración. Por lo tanto, se puede establecer que la aplicación de la hidráulica no tiene como función perforar el agujero, sino acelerar la remoción de los recortes.

Generalmente se ha aceptado el hecho de que se requiere de un gasto de flujo suficiente para limpiar la barrena y que la velocidad del fluido a través de las toberas sea la necesaria a fin de liberar los recortes debajo de la barrena, que son retenidos contra el fondo del pozo por efectos de la presión diferencial.

La determinación de las caídas de presión por fricción en las diferentes secciones del pozo se basa principalmente en las leyes que rigen la mecánica de los fluidos y la aplicación de las siguientes leyes físicas de la dinámica de fluidos:

- Ecuación de Energía o Ley de la Conservación de Energía
- Ecuación de Continuidad o Ley de la Conservación de Masa
- Ecuación de Momento o la aplicación de la Segunda Ley de Newton

Por lo tanto, las ecuaciones que describen el comportamiento de flujo del fluido de perforación son obtenidas a partir de la aplicación de las leyes anteriores, en combinación con el modelo reológico o de flujo del fluido y la correspondiente ecuación de estado.

En la rama de la perforación de pozos, los modelos reológicos comúnmente empleados son:

- Modelo Plástico de Bingham
- Modelo de Ley de Potencias
- Modelo de Ley de Potencias Modificado

En tanto que las ecuaciones de estado más utilizadas son:

- Fluido Incompresible
- Fluido Compresible
- Ecuación de los gases ideales
- Ecuación de los gases reales

3.2 Ecuación de Balance de Energía

La ecuación de balance de energía es un postulado que establece el balance entre el contenido de energía inicial en un sistema, la energía externa la cual puede ser adicionada o removida del sistema y el contenido final de energía en el sistema mismo.

El principio de la conservación de la energía establece que el cambio de energía en un sistema es igual a la energía que entra al sistema, menos la energía que sale del sistema, más o menos el trabajo y calor adicionado o extraído del sistema.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema (ver figura 26).

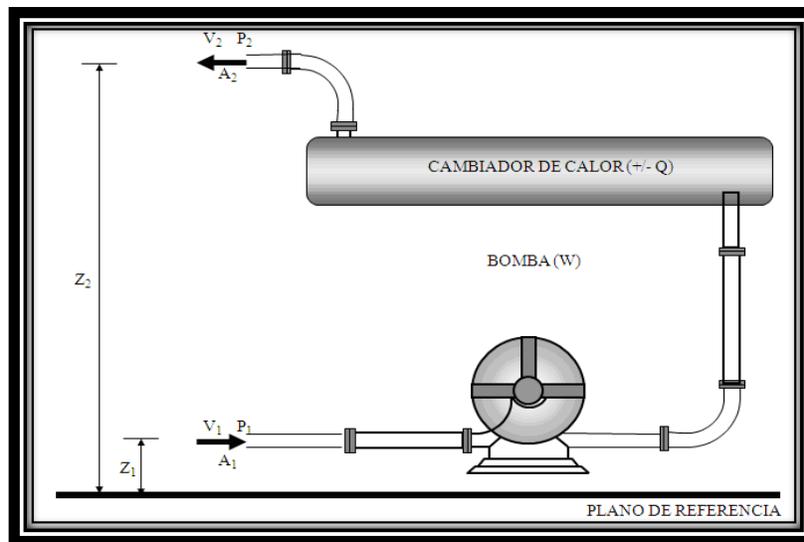


Fig. 1 Tipos de Energías en un Sistema

De acuerdo con la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad 3.1$$

Donde:

ΔW_f : Pérdidas de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s : Pérdidas de Energía por trabajo externo.

E_1 : Energía por unidad de masa, en la posición uno $\left[\frac{lb_f - pie}{lbm} \right]$.

E_2 : Energía por unidad de masa, en la posición dos $\left[\frac{lb_f - pie}{lbm} \right]$.

3.2.1 Energía Interna (Ee)

La energía de expansión está dada por:

$$E_e \left[\frac{lb_f - pie}{lbm} \right] = p \left[\frac{lb_f}{pie^2} \right] V \left[\frac{pie^3}{lbm} \right] = pV \quad 3.2$$

Donde:

V : Volumen específico $\left[\frac{pie^3}{lbm} \right]$.

3.2.2 Energía Potencial (E_p)

La energía potencial está dada por la expresión siguiente:

$$E_p \left[\frac{lb_f - pie}{lbm} \right] = g \left[\frac{pie}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lbm - pie} \right] h[pie] = \frac{g}{g_c} h \quad 3.3$$

3.2.3 Energía Cinética (E_c)

La energía cinética se expresa:

$$E_c \left[\frac{lb_f - pie}{lbm} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{pie^2}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lbm - pie} \right] = \frac{v^2}{2g_c} \quad 3.4$$

Donde:

V : velocidad $\left[\frac{pie}{seg}\right]$.

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2 en la ecuación 3.1 se obtiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c}$$

$$V \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad 3.5$$

Multiplicando la ecuación 3.5 por $\rho/\Delta L$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad 3.6$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad 3.7$$

A ésta ecuación se le acostumbra escribir en la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad 3.8$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$: Gradiente de presión total.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$: Gradiente de presión debido a la elevación.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$: Gradiente de presión debido a la aceleración.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$: Gradiente de presión debido a la fricción.

3.3 Pérdidas De Presión Por Fricción En El Sistema Hidráulico Del Pozo

Debido a que el fluido entra al pozo y sale de él a la misma altura, la velocidad del fluido a la entrada y a la salida del pozo es la misma, entonces:

$$\Delta p = \Delta p_f \quad 3.9$$

La expresión anterior indica que la presión superficial de la bomba (presión de bombeo), necesaria para circular el fluido a través del sistema hidráulico del pozo (ver figura 27), es únicamente la suma de las caídas de presión por fricción en cada una de las secciones que lo componen; es decir:

$$\Delta p_s = \Delta p_{cs} + \Delta p_{TP} + \Delta p_{LB} + \Delta p_b + \Delta p_{TPa} + \Delta p_{LBa} \quad 3.10$$

Donde:

Δp_s : Presión superficial de Bombeo

Δp_{cs} : Caída de presión por fricción a través de las conexiones superficiales

Δp_{TP} : Caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación

Δp_{LB} : Caída de presión por fricción a través del interior de los lastrabarrenas

Δp_b : Caída de presión por fricción a través de las toberas de la barrena

Δp_{TPa} : Caída de presión por fricción en el espacio anular, alrededor de la tubería de perforación

Δp_{LBa} : Caída de presión por fricción a través del espacio anular alrededor de los lastrabarrenas

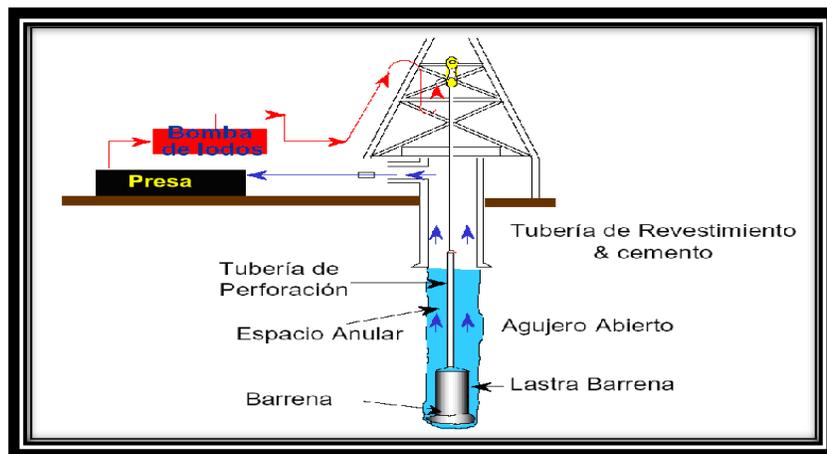


Fig. 2 Sistema Circulatorio del Pozo

Con el objeto de poder determinar la presión superficial de bombeo para circular el fluido de perforación a través del sistema circulatorio del pozo, es necesario determinar las caídas de presión en cada una de las secciones.

3.3.1 Determinación de las pérdidas de presión a través de las conexiones superficiales

Debido a que los equipos de perforación rara vez están equipados con el mismo equipo superficial (conexiones superficiales), estas caídas de presión son variables.

Las conexiones superficiales consideradas en el análisis de las caídas de presión son la tubería de pie, la manguera, el tubo lavador de la unión giratoria (swivel), el cuello de ganso y la flecha.

La estimación analítica de las caídas de presión en las conexiones superficiales es compleja por los cambios de dirección del flujo y geometría de sus componentes.

Una forma para la determinación de las caídas de presión sería medirlas, circulando el lodo de perforación, solamente a través de las conexiones superficiales, a diferentes gastos. Sin embargo, ésta no es una práctica recomendable.

En la práctica, únicamente hay solo cuatro tipos de Equipos de Superficie. Cada tipo se caracteriza por las dimensiones del Stand Pipe, Nelly, Manguera Rotatoria y la Unión Giratoria. La tabla III resume los cuatro tipos de Equipos de Superficie y su equivalente en longitud con una tubería de 3.28 pulgadas de ID.

Tabla 1 Conexiones Superficiales

Componentes de las Conexiones superficiales			Combinaciones Típicas (Casos)					
			Caso 1		Caso 2		Caso 3	
			Di (pg)	L (m)	Di (pg)	L (m)	Di (pg)	L (m)
Tubería de pie			3.50	12.20	4.00	13.70	4.00	13.70
Manguera			2.50	16.80	3.00	16.80	3.00	16.80
Tubo lavador de la union giratoria y cuello de ganso			2.50	1.50	2.50	1.50	3.00	1.80
Flecha			3.25	12.20	3.25	12.20	4.00	12.20
Tubería de perforación			Longitud equivalente de las conexiones superficiales, en metros de tubería de perforación					
De (pg)	Peso (lb/pie)	Di (pg)						
3.5	13.3	2.764	49.10	/////		/////		
4.5	16.6	3.826	232.00	146.00		103.70		
5.5	19.5	4.276	/////	248.80		176.50		

Por lo tanto, para determinar las caídas de presión a través de las conexiones superficiales de un quipo, se selecciona el caso de conexiones, de acuerdo con las dimensiones de las conexiones superficiales, y de la tabla anterior se determina la longitud equivalente de tuberías de perforación y su diámetro interior.

Una vez determinada tanto la longitud equivalente de tubería de perforación como el diámetro interior, la caída de presión por fricción se determina en forma similar a las caídas de presión a través del interior de tuberías.

La siguiente ecuación determina las pérdidas de presión superficiales equivalentes. C es un factor que depende del tipo de equipo superficial. Los valores de C se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2 Tipo de Equipo Superficial

<i>Tipo de equipo de superficie</i>	C
I	1.00
II	0.36
III	0.22
IV	0.15

$$\Delta p_{cs} = \Delta p_{eq} = 8.3454C\rho_f \left(\frac{Q}{100}\right)^{1.86}$$

3.11

Donde:

- C : Factor del equipo superficial [adimensional]
- ρ_f : Densidad del fluido [gr/cc]
- Q : Gasto de flujo de Operación [gpm]
- Δp_{eq} : Pérdida de presión por fricción en el equipo superficial [Psi]

3.3.2 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través del interior de tuberías y espacios anulares

La caída de presión en una sección interior o anular es únicamente debida a la fricción, basados en las siguientes suposiciones:

- La sarta de perforación está colocada concéntricamente dentro del agujero o de la tubería de revestimiento.
- No existe rotación de la sarta de perforación.
- Las secciones de agujero descubierto son circulares y de diámetro conocido.
- El flujo de perforación es incompresible.
- El flujo es isotérmico

En realidad, ninguna de las suposiciones anteriores es totalmente válida, además de que los modelos reológicos del fluido no toman en cuenta la naturaleza tixotrópica del mismo. Sin embargo en la práctica se ha demostrado que las suposiciones realizadas no afectan en gran medida los resultados.

El procedimiento de cálculo de las caídas de presión por fricción se efectúa mediante la determinación de los parámetros reológicos del modelo, que mejor caracteriza el comportamiento del fluido, determinar la velocidad media del lodo y el régimen de flujo, a fin de poder determinar la caída de presión por fricción ya sea en régimen de flujo laminar, transicional o turbulento.

Las pérdidas de presión por fricción, de conductos circulares de diámetro constante, han sido determinadas experimentalmente por varios investigadores. Los resultados de estos experimentos, utilizando tuberías de diversos materiales, constituyen la base de las formulas que actualmente se usan.

3.3.3 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de tuberías.

Una parte de la circulación del lodo será a través del interior de un diámetro circular uniforme (TP o DC) el resto de la circulación será a través de un espacio anular alrededor de los Drill Collars y la tubería de perforación.

El tipo de flujo de un lodo dentro de un tubo circular uniforme, tales como la TP o DC puede determinarse por comparación entre la velocidad de flujo (V) y la velocidad crítica del lodo (V_c), esta velocidad es a la cual hay una transición de un tipo de flujo a otro; si la velocidad promedio del lodo es mayor que la velocidad crítica el lodo está en flujo turbulento y si dicha velocidad (promedio) es menor o igual que la crítica el tipo de flujo es laminar, es decir:

Si	$V \leq V_c$	Flujo Laminar
Si	$V > V_c$	Flujo Turbulento

Como se ha descrito previamente, el comportamiento de los fluidos de perforación pueden ser ajustados a diferentes modelos reológicos.

MODELO DE BINGHAM¹

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA TUBERÍA

Viscosidad plástica

$$\eta_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad 3.12$$

Punto de cedencia

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \quad 3.13$$

Velocidad de flujo:

$$V = 24.51 \frac{Q}{D_i} \quad 3.14$$

Velocidad crítica

$$V_c = \frac{7.75\eta_p + 7.75 \left(\eta_p^2 + 109.83\rho D_i^2 \tau_y \right)^{1/2}}{\rho D_i} \quad 3.15$$

Número de Reynolds del flujo

$$NRe = 129 \left(\frac{D_i V \rho}{\eta_p} \right) \quad 3.16$$

¹ Hidráulica de la Perforación. M.C. Juan Gilberto León Loya. Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Pemex. 2001.

Sí

$NRe < 2100$ se tiene flujo laminar

$NRe \geq 2100$ se tiene flujo turbulento

Para determinar la caída de presión por fricción en régimen laminar se emplea la siguiente expresión.

$$\Delta P_f = \frac{V \eta \rho L}{389081 D_i^2} + \frac{\tau_y L}{913 D_i} \quad 3.17$$

Para determinar la caída de presión por fricción en régimen turbulento se emplea la siguiente expresión.

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 D_i} \quad 3.18$$

Donde:

Factor de fricción
(Régimen turbulento)

$$f = \frac{0.079}{NRe^{0.25}} \quad 3.19$$

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

Velocidad de flujo

$$V = 24.51 \frac{Q}{D_a^2 - D_e^2} \quad 3.20$$

Velocidad crítica

$$V_c = \frac{7.75 \eta \rho + 7.75 \left[\rho^2 + 82.37 \rho (D_a^2 - D_e^2) \tau_y \right]^{1/2}}{\rho (D_a - D_e)} \quad 3.21$$

Número de Reynolds del flujo

$$NRe = 129 \left[\frac{\rho_a - \rho_e}{\eta_p} V \rho \right] \quad 3.22$$

Si

$NRe < 2100$ se tiene flujo laminar

$NRe \geq 2100$ se tiene flujo turbulento

Para determinar la caída de presión por fricción en régimen laminar se emplea la siguiente expresión.

$$\Delta P_f = \frac{V \eta_p L}{259387 (\rho_a - \rho_e)^2} + \frac{\tau_y L}{812.6 (\rho_a - \rho_e)} \quad 3.23$$

Para determinar la caída de presión por fricción en régimen turbulento se emplea la siguiente expresión.

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 (\rho_a - \rho_e)} \quad 3.24$$

MODELO DE LEY DE POTENCIAS

Índice de comportamiento de flujo

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad 3.25$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{2 \eta_p + \tau_y}{\eta_p + \tau_y} \right) \quad 3.26$$

Índice de consistencia

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad 3.27$$

$$K = \frac{2 \eta_p + \tau_y}{1022^n} = \frac{\eta_p + \tau_y}{511^n} \quad 3.28$$

Número de Reynolds crítico
(Laminar-transición)

$$NRe_{CL} = 3470 - 1370 n \quad 3.29$$

Número de Reynolds crítico
(Transición-turbulento)

$$X NRe_{CT} = 4270 - 1370 n \quad 3.30$$

Factor de fricción
(Régimen turbulento)

$$f = \frac{a}{NRe^b} \quad 3.31$$

con:

$$a = \frac{\log(n) + 3.93}{50} \quad 3.32$$

$$b = \frac{1.75 - \log(n)}{7} \quad 3.33$$

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA TUBERÍA

Velocidad de flujo

$$V = 24.51 \frac{Q}{Di^2} \quad 3.34$$

Número de Reynolds del flujo

$$NRe = \frac{\rho V^2}{2.319 K} \left[\frac{2.5 Di n}{V^{n+1}} \right]^n \quad 3.35$$

Factor de fricción
(Régimen de transición)

$$f = \frac{16}{NRe_{CL}} + \left[\frac{NRe - NRe_{CL}}{800} \right] \left[\frac{a}{NRe_{CT}^b} - \frac{16}{NRe_{CL}} \right] \quad 3.36$$

Caída de presión por fricción
(Régimen laminar)

$$\Delta P_f = \frac{K L}{1300.5 D_i} \left[\frac{\rho V^{n+1}}{2.5 D_i^n} \right]^n \quad 3.37$$

Caída de presión por fricción
(Régimen turbulento o transición)

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 D_i} \quad 3.38$$

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

Velocidad de flujo

$$V = 24.51 \frac{Q}{D_a^2 - D_e^2} \quad 3.39$$

Número de Reynolds del flujo

$$NRe = \frac{\rho V^2}{1.65 K} \left[\frac{1.25 (D_a - D_e)^n}{V \rho^{n+1}} \right]^n \quad 3.40$$

Factor de fricción
(Régimen de transición)

$$f = \frac{24}{NRe_{CL}} + \left[\frac{NRe - NRe_{CL}}{800} \right] \left[\frac{a}{NRe_{CT}^b} - \frac{24}{NRe_{CL}} \right] \quad 3.41$$

Caída de presión por fricción
(Régimen laminar)

$$\Delta P_f = \frac{K L}{1300.5 (D_a - D_e)} \left[\frac{\rho V^{n+1}}{1.25 (D_a - D_e)^n} \right]^n \quad 3.42$$

Caída de presión por fricción
(Régimen turbulento o transición)

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 \left(\frac{Q_a}{De} \right)^{1.75}} \quad 3.43$$

MODELO DEL LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA

Índice de comportamiento de flujo

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right) \quad 3.44$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{2\eta_p + \tau_y - \theta_0}{\eta_p + \tau_y - \theta_0} \right) \quad 3.45$$

Índice de consistencia

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \quad 3.46$$

$$K = \frac{2\eta_p + \tau_y - \theta_0}{600^n} = \frac{\eta_p + \tau_y - \theta_0}{300^n} \quad 3.47$$

Lectura Fann equivalente

$$\theta = \theta_0 + K R^n \quad 3.48$$

Número de Reynolds del flujo

$$NRe = \frac{\rho V^2}{2.474 \theta} \quad 3.49$$

Número de Reynolds crítico
(Laminar-transición)

$$NRe_{CL} = 3470 - 1370 n \quad 3.50$$

Número de Reynolds crítico
(Transición-turbulento)

$$NRe_{CT} = 4270 - 1370 n \quad 3.51$$

Factor de fricción
(Régimen turbulento)

$$f = \frac{a}{NRe} \quad 3.52$$

con:

$$a = \frac{\log \left(\frac{1}{\epsilon} \right) + 3.93}{50} \quad 3.53$$

$$b = \frac{1.75 - \log \left(\frac{1}{\epsilon} \right)}{7} \quad 3.54$$

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA TUBERÍA

Velocidad de flujo

$$V = 24.51 \frac{Q}{D_i^2} \quad 3.55$$

Velocidad de rotación equivalente

$$R = 0.939 \left(\frac{G V}{D_i} \right) \quad 3.56$$

Factor geométrico

$$G = \left[\frac{3n+1}{4n} \right] 8.13 n 0.123^{1/n} \quad 3.57$$

Factor de fricción
(Régimen de transición)

$$f = \frac{16}{NRe_{CL}} + \left[\frac{NRe - NRe_{CL}}{800} \right] \left[\frac{a}{NRe_{CT}} - \frac{16}{NRe_{CL}} \right] \quad 3.58$$

Caída de presión por fricción
(Régimen laminar)

$$\Delta P_f = \frac{\theta L}{1218.8 D_i} \quad 3.59$$

Caída de presión por fricción
(Régimen turbulento o transición)

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 D_i} \quad 3.60$$

CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

Velocidad de flujo

$$V = 24.51 \frac{Q}{Da^2 - De^2} \quad 3.61$$

Velocidad de rotación equivalente

$$R = 0.939 \left(\frac{G V}{Da - De} \right) \quad 3.62$$

Factor geométrico

$$G = \left[\frac{(c - \alpha)^n + 1}{(c - \alpha)^n} \right] \left[1 + \frac{c}{2} \right] 8.13 n 0.123^{1/n} \quad 3.63$$

con:

$$\alpha = \frac{De}{Da} \quad 3.64$$

$$x = 0.37 n^{-0.14} \quad 3.65$$

$$c = 1 - \left(1 - \alpha^x \right)^{1/x} \quad 3.66$$

Factor de fricción
(Régimen de transición)

$$f = \frac{24}{NRe_{CL}} + \left[\frac{NRe - NRe_{CL}}{800} \right] \left[\frac{a}{NRe_{CT}} - \frac{24}{NRe_{CL}} \right] \quad 3.67$$

Caída de presión por fricción
(Régimen laminar)

$$\Delta P_f = \frac{\theta L}{1218.8 \left(\frac{Q_a - De}{\dots} \right)} \quad 3.68$$

Caída de presión por fricción
(Régimen turbulento o transición)

$$\Delta P_f = \frac{f \rho V^2 L}{48251 \left(\frac{Q_a - De}{\dots} \right)} \quad 3.69$$

Donde:

- a : Parámetro del factor de fricción para los modelos de Ley de Potencias y Ley de Potencias con Punto de Cedencia, adim.
- At : Area de flujo de las toberas, pg.
- b : Parámetro del factor de fricción para los modelos de Ley de Potencias y Ley de Potencias con Punto de Cedencia, adim.
- c : Parámetro del factor geométrico para el modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, adim.
- d : Diámetro de toberas, 1/32 pg.
- Da : Diámetro del agujero o diámetro interior de tubería de revestimiento, pg.
- De : Diámetro exterior de la tubería, pg.
- Di : Diámetro interior de la tubería, pg.
- f : Factor de fricción, adim.
- f_l : Factor de fricción laminar, adim.
- f_t : Factor de fricción turbulento, adim.
- G : Factor geométrico para el modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, adim.
- K : Índice de consistencia del fluido, modelo de Ley de Potencias y modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, lb_f-segn/100-pies² y lb_f-rpmn/100-pies², respectivamente.

- Constante que depende de la geometría del pozo y las características del fluido (pérdida de presión por fricción por gasto unitario), $\text{Kg}/\text{cm}^2/\text{gpm}$.
- L : Longitud, m.
- m : Exponente en el factor de fricción para cualquier régimen de flujo, para el criterio del número de Hedstrom, adim.
Exponente del gasto que depende del régimen de flujo y características del fluido, adim.
- n : Índice de comportamiento de flujo, adim.
- NHe : Número de Hedstrom, adim.
- NRe : Número de Reynolds, adim.
- NRec_L : Número de Reynolds crítico laminar, adim.
- NRec_T : Número de Reynolds crítico turbulento, adim.
- Ps : Presión superficial de bombeo, Kg/cm^2 .
- Q : Gasto de flujo, gal/min.
- R : Velocidad de rotación equivalente, rpm.
- V : Velocidad del flujo, pies/min.
- Vc : Velocidad crítica, pies/min.
- X : Parámetro para el factor geométrico para el modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, adim.
- α : Relación de diámetros, adim.
- ΔP_f : Pérdida de presión por fricción en cualquier sección del sistema hidráulico del pozo, Kg/cm^2 .
- ΔP_b : Pérdida de presión por fricción a través de las toberas de la barrena, Kg/cm^2 .
- ΔP_p : Pérdida de presión por fricción en el sistema circulatorio excluyendo a la barrena (pérdida de presión parásita) al gasto Q, Kg/cm^2 .
- ρ : Densidad del fluido, gr/cm^3 .
- τ_y : Punto de cedencia del fluido, $\text{lb}_f/100\text{-pies}^2$.
- θ : Lectura Fann equivalente, $\text{lb}_f/100\text{-pies}^2$.
- θ_o : Gelatinosidad inicial (Punto de cedencia para el modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia), $\text{lb}_f/100\text{-pies}^2$.
- θ_{300} : Lectura Fann @ 300 rpm, $\text{lb}_f/100\text{-pies}^2$.
- θ_{600} : Lectura Fann @ 600 rpm, $\text{lb}_f/100\text{-pies}^2$.
- η_p : Viscosidad plástica, cp.

3.3.4 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas de la barrena

La caída de presión por fricción a través de las toberas de la barrena, comúnmente referida como caída de presión en la barrena, está basada principalmente en el cambio de la energía cinética de un fluido fluyendo a través de una restricción corta, como una tobera y las siguientes suposiciones:

- El fluido es incompresible;
- Flujo isotérmico;
- El cambio en la presión debido a un cambio de elevación es despreciable ($g/gc \, dZ = 0$);
- La velocidad a la entrada de las toberas es despreciable con respecto a la velocidad de salida (V_n);
- Las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas son despreciables ($dP_f/\rho=0$).

Un balance de energía (Ecuación 3.70), resulta:

$$\Delta p = \Delta p_b = \frac{\rho}{2g_c} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho V_n^2}{2g_c} \quad 3.70$$

Y despejando la velocidad en las toberas, se tiene:

$$V_n = \left(\frac{2g_c \Delta p_b}{\rho} \right)^{1/2} \quad 3.71$$

Sin embargo, para una caída de presión a través de las toberas de la barrena la velocidad del fluido, determinada con la expresión anterior, nunca es obtenida. Esto se debe a la inevitable pérdida de energía mecánica causada por la fricción.

Para compensar esta diferencia entre los valores de velocidad calculados y medidos se introduce un factor de corrección, denominado coeficiente de descarga (C_D); de tal manera que la expresión anterior resulta:

$$V_n = C_D \left(\frac{2g_c \Delta p_b}{\rho} \right)^{1/2} \quad 3.72$$

Por otro lado, la velocidad del flujo a través de las toberas de la barrena se puede expresar mediante:

$$V_n = \frac{Q}{A_t} \quad 3.73$$

Combinando esta expresión con la anterior resolviendo para la caída de presión resulta:

$$\Delta p_b = \frac{\rho Q^2}{2g_c A t^2 C_D^2} \quad 3.74$$

Eckel y Bielstein mostraron que un valor del coeficiente de descarga igual a 0.95 produce resultados satisfactorios, por lo que introduciendo este valor en la ecuación 10 y expresándola en unidades prácticas de campo, se tiene:

$$\Delta p_b = \frac{\rho Q^2}{18511.7 A t^2} \quad 3.75$$

Donde:

- ρ : Densidad del fluido de perforación [gr/cm³]
- Q : Gasto volumétrico de flujo [gpm]
- $A t$: Área total de flujo (área de toberas) [pg²]
- Δp_b : Caída de presión a través de la barrena [kgf/cm²]

Debido a que en la derivación de la expresión 3.74 los efectos viscosos (fricción) del fluido se consideran despreciables, la expresión 3.75 es aplicable a cualquier tipo de fluido incomprensible fluyendo a través de las toberas de la barrena, lo que la convierte en una ecuación muy precisa.

Por otro lado, las barrenas tienen más de una tobera, cuyo diámetro se expresa generalmente en 1/32 de pulgada; por lo que el área total del flujo se expresa como:

$$A t = \frac{\pi}{4096} (d_1^2 + d_2^2 + d_3^2 + \dots) \quad 3.76$$

Donde:

- d_1^2, d_2^2, d_3^2 : diámetro de las toberas [1/32 pulgada]

3.4 Densidad equivalente de circulación

Uno de los aspectos más importantes en el cálculo de las caídas de presión por fricción es la determinación de la presión total ejercida en el fondo del pozo.

La presión total en el fondo del pozo se origina por el efecto combinado de la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo y la presión ejercida por la circulación.

La presión ejercida en cualquier punto del pozo, cuando se esta circulando un fluido, es igual a la suma de la presión hidrostática en ese punto más las pérdidas de presión por fricción desde ese punto hasta el final del circuito hidráulico.

Así, en el fondo del pozo se tiene:

$$p_{fondo} = p_h + \Delta p_{anular} \quad 3.76$$

Es común expresar la presión total en cualquier punto del sistema (fondo del pozo, etc.) en términos de una densidad de lodo equivalente de circulación. Por lo tanto la expresión II.8, la densidad equivalente de circulación se define como:

$$\rho_{ec} = \rho + \frac{10\Delta p_{anular}}{L} \quad 3.77$$

Donde:

ρ_{ec}	:	Densidad equivalente de circulación [gr/cm ³]
ρ	:	Densidad del lodo de perforación [gr/cm ³]
Δp_{anular}	:	Caída de presión en el espacio anular desde un punto hasta la superficie [kg/cm ²]
L	:	Profundidad total [m]

CAPÍTULO 4. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FORMACIÓN

4.1 Introducción

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel importante en las operaciones de perforación. Ya que están constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo a utilizar durante la perforación.

El método más efectivo para planear la perforación y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura y el peso de lodo a utilizar durante la perforación.

Problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas surgen generalmente por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuyo conocimiento es básico para planear la perforación. Consecuentemente es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y segundo, predecirles con la mayor exactitud posible.

Durante el proceso de deposición normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad, como se ilustra en la figura 28:

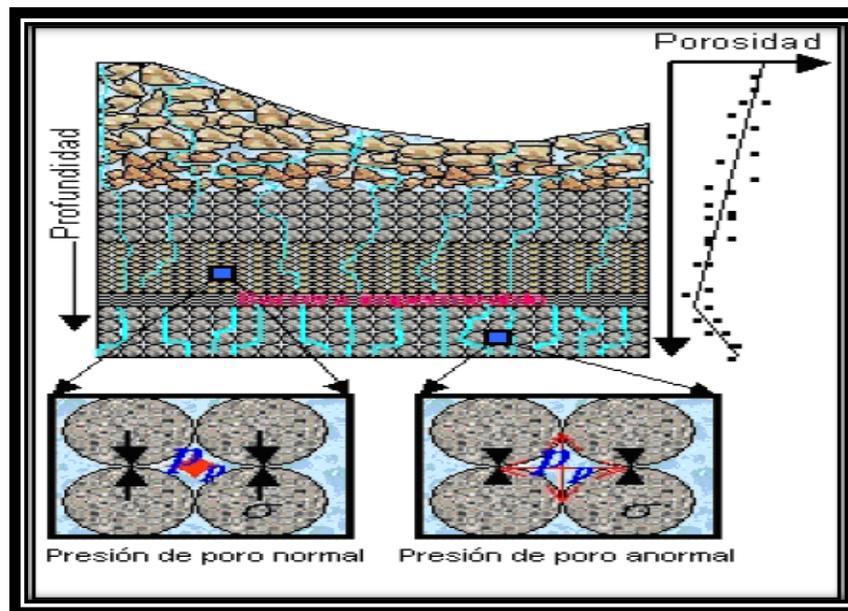


Fig. 1 Procedimiento de Cementación y Compactación

El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal (ver figura 28).

Todos los métodos de predicción de presión de sobrecarga, poro y fractura están basados en el principio de Terzaghi (ver figura 29), el cual define que la presión de sobrecarga S , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ más la presión de poro P_p definido como:

$$S = P_p + \sigma$$

4.1

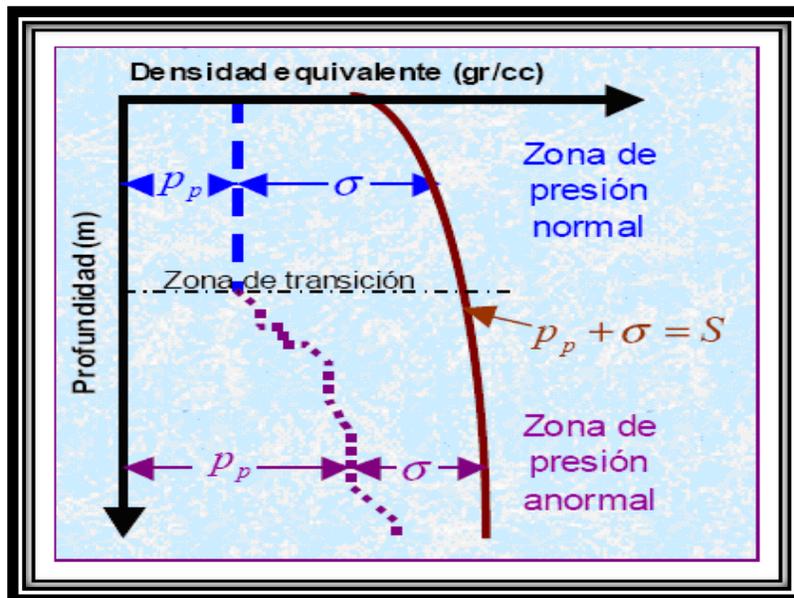


Fig. 2 Principio de Terzaghi

En la literatura existe un gran número de métodos para determinar las tres incógnitas de la ecuación de Terzaghi.

4.2 Presión Hidrostática

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Esta en función de la altura de la columna del fluido y del peso específico del mismo. Las dimensiones y geometría de la columna no tienen efecto en la presión hidrostática. La altura de la columna de fluido es la distancia entre el punto de medición y la proyección de la ubicación del pozo, perpendicular a este punto.

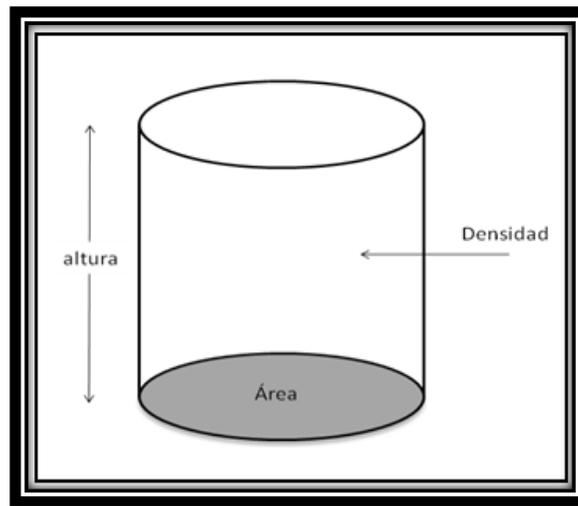


Fig. 3 Presión Hidrostática

No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$P_H = \rho g h \quad 4.2$$

Donde:

- P_H : Presión hidrostática [kg/cm²], [Pascuales]
- ρ : Densidad promedio del fluido [gr/cm³], [kg/ m³]
- g : Aceleración de la gravedad [m/seg²]
- h : Altura vertical de la columna de fluido [m]

En la práctica se utiliza:

$$P_H = \frac{\rho g}{10} \quad 4.3$$

Donde:

P_H : Presión hidrostática [kg/cm²], [Pascales]

ρ : Densidad promedio del fluido [gr/cm³]

h : Altura vertical de la columna de fluido [m]

El coeficiente 10 toma en consideración las unidades métricas de campo y la aceleración de la gravedad (9.81 [m/s²])

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido por la profundidad de la columna.

La siguiente figura muestra la presión hidrostática de la columna de fluidos en un pozo de aguas profundas.

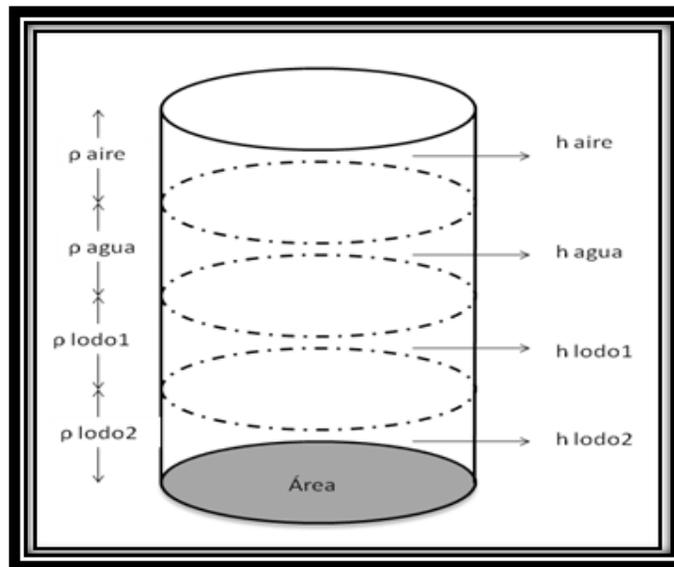


Fig. 4 Presión Hidrostática de una Columna de Fluidos

$$P_H = g(\rho_{\text{aire}}h_{\text{aire}} + \rho_{\text{agua}}h_{\text{agua}} + \rho_{\text{lodo1}}h_{\text{lodo1}} + \rho_{\text{lodo2}}h_{\text{lodo2}}) \quad 4.4$$

La presión hidrostática es afectada por:

- Contenido de sólidos

- Gases disueltos
- La diferencia de gradientes de temperatura del fluido

4.3 Sobrecarga

La estimación del esfuerzo de sobrecarga es fundamental tanto para la estimación de la presión de poro como para la estimación del gradiente de fractura. La precisión de estas estimaciones, crítica para el diseño del pozo, será afectada por la exactitud en la estimación de la sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos superiores. Desafortunadamente, la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el agujero y registrados. Esto conduce a la siguiente paradoja: en general para el adecuado diseño de un pozo, es necesario perforarlo primero. Dado que esto es una imposibilidad física, el diseño de pozos exploratorios dependerá de estimaciones de sobrecarga basadas en métodos indirectos o empíricos.

4.3.1 Unidades para el gradiente de sobrecarga

La sobrecarga es el esfuerzo creado por el peso de los materiales sobre la profundidad de interés. El gradiente de sobrecarga es este esfuerzo dividido por la profundidad vertical. Las dimensiones del esfuerzo son fuerza por unidad de área, F/L^2 . Las dimensiones de profundidad son, por supuesto, simplemente la longitud, o L . Sin embargo, la medición de alguna unidad consistente con unidades F/L^3 puede ser apropiada para el gradiente de sobrecarga. Unidades típicas de esta forma son: [psi/pie] y [kPa/m]. Con la suposición de un valor constante para la aceleración debida a la gravedad, unidades de densidad de masa tales como libras por galón US (ppg), gramos por centímetro cúbico (g/cc) y kilogramos por litro (kg./l) son también apropiadas para el gradiente de sobrecarga como para el pozo. La gravedad específica (SG), tomando la densidad del agua como 1 [g/cc], es con frecuencia usada como una unidad para el gradiente de sobrecarga.

4.3.2 Métodos para la estimación de la densidad y la sobrecarga

El cálculo del gradiente de sobrecarga a una determinada profundidad es, para una primera aproximación, un poco directo. Por suma de la contribución de los esfuerzos verticales para cada capa del material sobre la profundidad de interés, se obtiene el esfuerzo total. El esfuerzo vertical debido a alguna capa esta dado por:

$$\sigma_{wi} = \rho_i h_i$$

4.5

Donde:

- σ_{wi} : Contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa
- ρ_i : Densidad promedio de la i-ésima capa
- h_i : espesor de la i-ésima capa

El gradiente de sobrecarga es derivado dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical.

$$GS = \sum_{i=1}^n \sigma_{wi}/Z$$

Donde:

- σ_{wi} : Contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa
- i : Índice de la capa del material
- n : Número de capas del material
- Z : Profundidad vertical (por ejemplo, referido a la mesa rotatoria)

La estimación de la densidad de la formación o del gradiente de sobrecarga basado solamente sobre un criterio de la profundidad ha sido popular por varias décadas. La primera razón para esto es la simplicidad: los algoritmos son generalmente simples expresiones algebraicas y estas no requieren otra información tal como la velocidad sísmica de intervalos para mejorar los cálculos.

Otra razón de la popularidad del método que considera sólo la profundidad es el advenimiento de las herramientas MWD/LWD Rayos Gamma/Resistividad. Sin mediciones de densidad para integrar directamente el esfuerzo de sobrecarga, estos métodos pueden dar un estimado que puede ser usado como una parte de las técnicas de monitoreo de la presión de poro en tiempo real.

Quizás el primer método para determinar gradientes de sobrecarga fue el uso simple de un gradiente constante de 1 [psi/pies]. Esto corresponde a una densidad de 2.31 [g/cc]. En areniscas esto será equivalente a una porosidad promedio del 21%. Sin embargo, también se reconoció que un valor constante de sobrecarga puede conducir a una gran imprecisión en la estimación de la presión de poro y del gradiente de fractura.

La presión de sobrecarga es la presión originada por el peso de las rocas suprayacentes a una cierta profundidad de interés así como la presión hidrostática ejercida por el aire y el tirante de

agua y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos (agua, hidrocarburos, etc.)

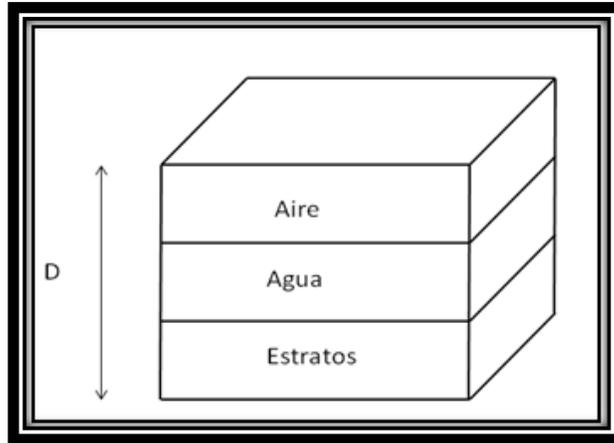


Fig. 5 Presión de Sobrecarga a Cierta Profundidad

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_{Fi}(D_i - D_{i-1})}{10} \quad 4.6$$

Donde:

S : Presión de sobrecarga [kg/cm²]

Donde ρ_{Fi} es la densidad promedio de la formación [gr/cm³] comprendida entre las profundidades D_i y D_{i-1} [m] (ver la siguiente figura). ρ_{Fi} se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación o con la siguiente correlación empírica, si únicamente se cuenta con el registro sísmico o información sísmica:

$$\rho_S = 0.0701 * V^{0.25} \quad 4.7$$

Donde V es la velocidad del intervalo [m/seg].

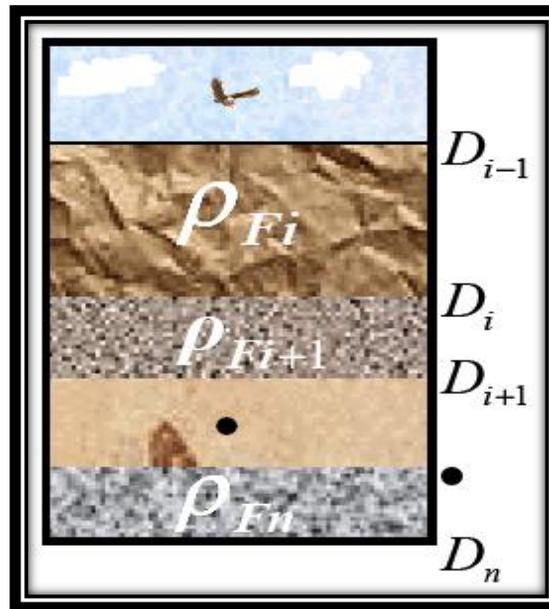


Fig. 6 Profundidades y Densidades de Formaciones Atravesadas

Ben A. Eaton y Travis L. Eaton proponen las siguientes ecuaciones para obtener el gradiente de presión de sobrecarga a cualquier profundidad:

$$\rho_s = 0.23 * V^{0.25} \quad 4.8$$

$$\Delta P_f = \rho_s(PV)(0.433) \quad 4.9$$

$$\frac{P_s}{D} = \frac{\sum \Delta P_f}{PV} \quad 4.10$$

Donde:

- ρ_s : Densidad de los sedimentos [gr/cm^3]
- V : Velocidad sísmica del intervalo [pies/seg]
- ΔP_f : Presión ejercida por la formación [Psi]
- PV : Profundidad vertical del intervalo [pies]
- $\frac{P_s}{D}$: Gradiente de presión de sobrecarga [Psi/pie]

Dado que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal.

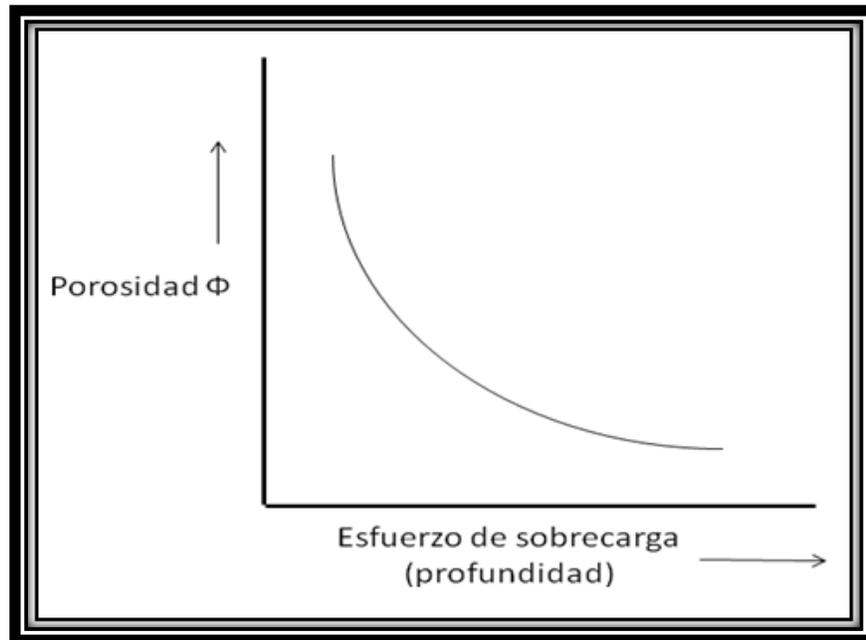


Fig. 7 Esfuerzo de Sobrecarga Vs Porosidad

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe de calcularse para cada zona en especial.

4.4 Presión De Formación

La **presión de poro (P_p)** es la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación, como se ilustra en la siguiente figura.

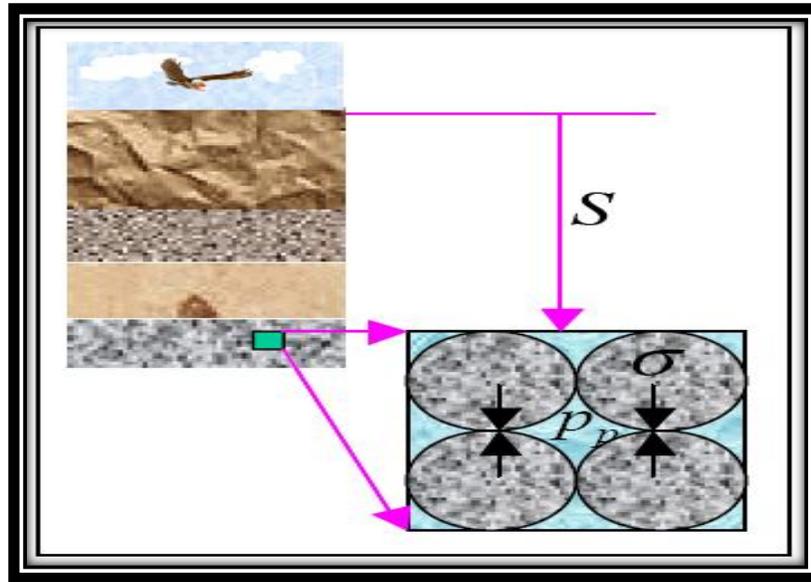


Fig. 8 Presión de Sobrecarga, Presión de Poro y Esfuerzo Efectivo

La literatura sobre la estimación de la presión de poro ha crecido extensamente desde que Hottman y Johnson (1965) la iniciaron con su artículo. Las propiedades de las lutitas medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad (figura 36), la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de poro.

Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un Indicador de la Presión de Poro.

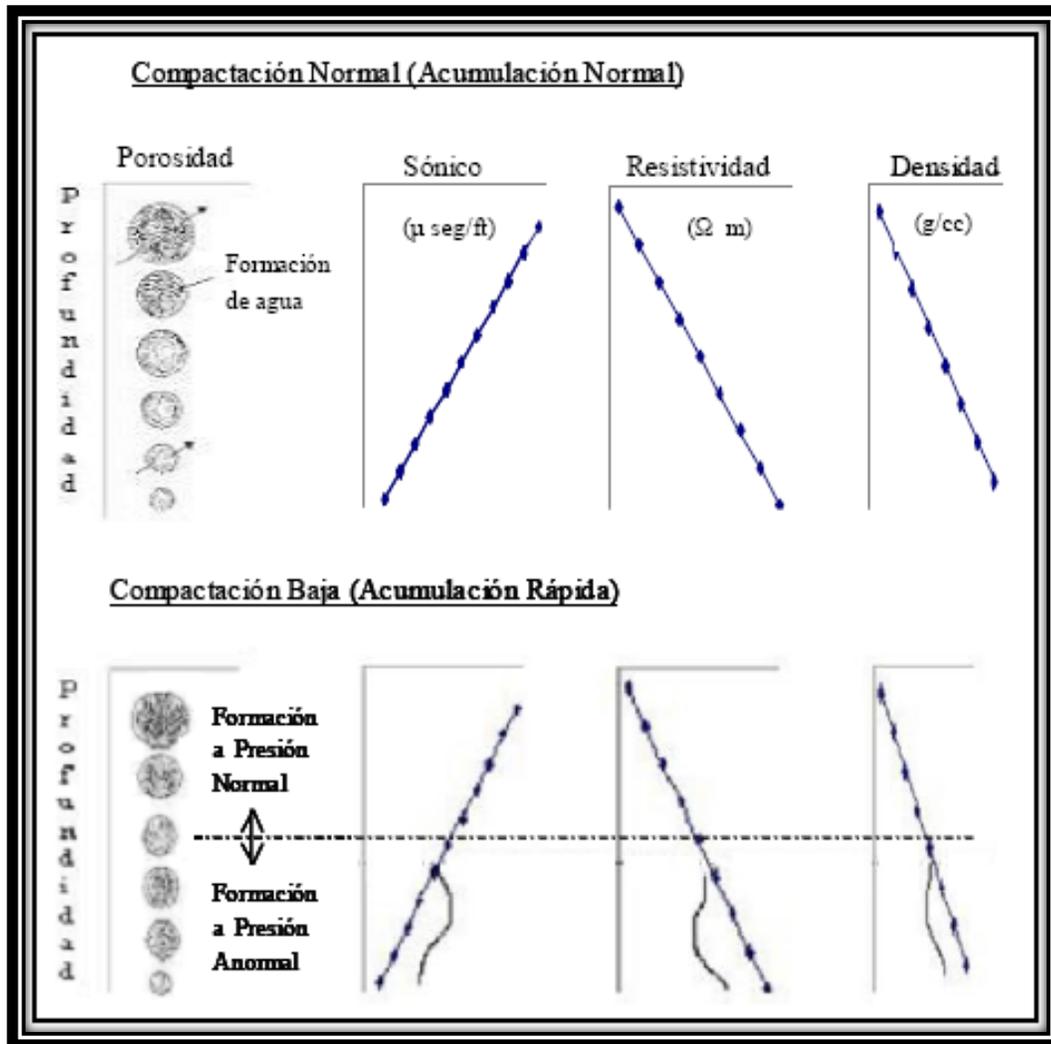


Fig. 9 Comportamiento de los Indicadores de Presión Vs Profundidad

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser:

- Normales
- Anormales (altas)
- Subnormales (bajas)

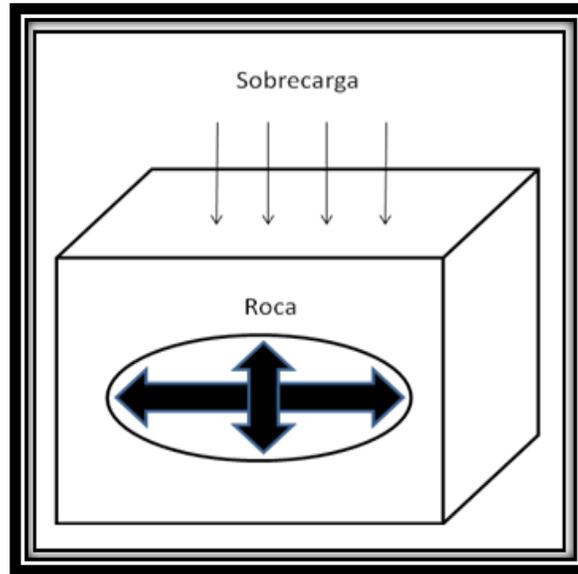


Fig. 10 Efectos de Sobrecarga en la Roca

Normales: Es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, desde la superficie hasta la profundidad de interés. A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es, ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán $[\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}]$ o $[\text{lb}/\text{pg}^2/\text{pie}]$. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradientes.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones.

Subnormales: Cuando son menores a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

4.4.1 Presiones Anormales

Existen varios mecanismos que dan origen a las presiones anormales, el fenómeno está relacionado a procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. A menudo es difícil, si no es que imposible, especular sobre la importancia que toma cada proceso en un ambiente geológico sobrepresionado de un área específica ya que frecuentemente los procesos que originan las presiones anormales no se presentan en forma aislada. A continuación se describen los procesos más importantes.

Nivel Piezométrico del fluido

El efecto de una superficie piezométrica regional alta puede causar presiones anormales, un ejemplo clásico para demostrar este efecto es que al perforar un pozo artesiano, fluye agua con gran presión. Generalmente las presiones artesianas se presentan bajo las siguientes condiciones:

1. Acuíferos porosos y permeables que se encuentran confinados entre formaciones impermeables como las lutitas.
2. Que estos acuíferos son plegados.
3. Que la formación del acuífero aflora en superficie generando una elevación en el nivel piezométrico del fluido y por ende una presión hidráulica mayor que la normal.

Estructura de las formaciones

En yacimientos cerrados, tal es el caso de las formaciones con grandes echados y anticlinales, siendo estos porosos y permeables, la presencia de las presiones anormales pueden ser originadas por una acumulación de hidrocarburos provenientes de zonas más someras. El agua por diferencia de densidad desplaza a los hidrocarburos. La sobrepresión en la cima de una columna de hidrocarburos y agua puede ser estimada como la diferencia entre el gradiente de presión del agua (0.465 [Psi/pie]) y el gradiente de presión promedio de los hidrocarburos (aceite y agua) multiplicada por la altura de la columna de los hidrocarburos.

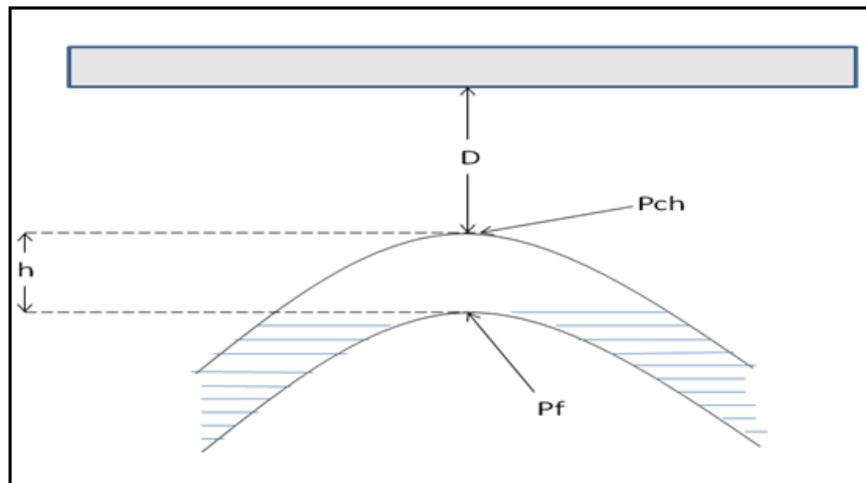


Fig. 11 Presión Anormal Originada por Estructura de la Formación

$$\Delta P_{ch} = \left[\left(\frac{P_w}{D} \right) \left(\frac{P_{hc}}{D} \right) \right] h$$

Donde:

ΔP_{ch} : Presión en la cima de una columna de hidrocarburos y agua

$\frac{P_w}{D}$: Gradiente de presión del agua de formación

$\frac{P_{hc}}{D}$: Gradiente de presión promedio de los hidrocarburos

h : Altura de la columna de hidrocarburos

D : Profundidades

P_f : Presión del fluido en los poros de la roca

P_{ch} : Presión hidrostática en la cima

Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito

Durante el proceso de sedimentación y compactación se tiene flujo de fluidos intersticiales a través de zonas porosas y permeables hacia zonas de baja presión, hasta que se restablece el equilibrio que permanecía antes del depósito de nuevos sedimentos.

Los estratos sobre presionados pueden estar relacionados con periodos de rápida depositación, donde la tendencia de equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida, debido a una restricción que impide la expulsión de fluidos del espacio poroso. Generalmente esta restricción se debe a la cementación de arenas y lutitas con sal, calcita, anhidrita, dolomita u otros minerales solubles en agua, dando como resultado el taponamiento de los poros.

Bredehoeft y Hanshaw, Magara y Smith, proponen que la creación y mantenimiento de las presiones anormales dependen en gran medida de la conductividad hidráulica de las formaciones. Probablemente, el ritmo de sedimentación es el factor que mas influye en el desarrollo de presiones anormales.

Actividad Tectónica

Las presiones anormales pueden ser el resultado de afallamientos locales o regionales, plegamientos, deslizamientos laterales, represionamientos causados por caídas de bloques afallados, movimientos diapíricos de sal (domos salinos) y/o lutitas, movimientos telúricos, etc.

Fenómeno de Diagénesis

Este fenómeno es una alteración posterior a la depositación de los sedimentos y los minerales que los constituyen. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribuidos y recristalización de los minerales existentes en los sedimentos y la litificación.

Represionamiento o Recarga

Las presiones anormales también pueden deberse a la recarga de los fluidos de la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable, el conducto puede ser una falla, una fisura o un agujero y la energía potencial que se genera puede ser transferida por:

1. Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.
2. A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

Si se encuentra involucrado aceite o gas en el mecanismo de recarga debe tomarse en cuenta el efecto de contraste de densidades para estimar la presión en la zona represionada. La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora de fluido anormalmente presionada, disminuida por la energía necesaria para levantarla de una zona a otra en contra de la gravedad y la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción

Fenómenos Osmóticos de Filtración

Básicamente, una presión osmótica puede generarse cuando dos soluciones de diferente concentración están separadas por una membrana semi-impermeable produciéndose flujo osmótico a través de ella. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico sea el mismo en ambos lados de la barrera.

Evidencias de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas semi-permeables. Para una solución dada, a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y para un incremento en la temperatura la presión osmótica aumenta.

Efectos Termodinámicos

La creación de presiones anormales, también puede deberse a los procesos termodinámicos, ya que el fenómeno incrementa el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos, generando una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

Considerando un incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua tiende a expandirse debido al incremento de temperatura en un ritmo mayor que a comprimirse, en

respuesta al incremento de presión. Dos efectos son claramente evidentes para el caso mencionado: primero, la densidad del fluido disminuye y el segundo, el aumento en volumen involucra un aumento de presión. A medida que la formación va siendo sepultada debido al depósito de nuevos estratos y la compactación continua, el exceso de fluido dentro de los poros soporta cada vez una mayor parte de la sobrecarga, si el escape de fluidos está limitado.

Como se indicó, si los fluidos son confinados dentro de la roca, se origina una zona de presión anormal.

Teoría de Compactación

El proceso de sedimentación involucra la depositación de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose, se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo para permitir mayor depositación en la superficie. En condiciones normales de perforación, la presión de formación es la única que interesa ya que es capaz de producir flujo de fluidos hacia el agujero bajo ciertas condiciones geológicas. La manera en que la matriz rocosa absorbe, el aumento de la presión de sobrecarga, servirá para explicar la generación de presiones anormales en este ambiente.

Si el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo que los fluidos en los espacios porosos se escapen; la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. O sea, su capacidad para soportar presión de sobrecarga. Producirá presiones de fluido mayores que las normales.

Las propiedades de la lutitas medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de poro.

4.4.2 Métodos para la estimación de poro

Existen dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro, estos son:

- Métodos directos
- Métodos del esfuerzo efectivo

Los métodos directos relacionan cuando diverge un indicador de presión de poro desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de poro con la profundidad. Existen básicamente dos métodos directos: Diagramas Cruzados (Crossplots), iniciado por Hottman y Johnson (1965) y Gráficas de Sobreposición (Overlays), propuestas por Pennebaker (1968).

El **esfuerzo efectivo o de matriz (σ)** es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés (figura 4.11).

Los métodos del esfuerzo efectivo, están basados en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1943), el cual establece que la compactación de material geológico es gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como Esfuerzo Efectivo, representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos.

La mayoría de los métodos de esfuerzo efectivo consisten de tres pasos:

1. El esfuerzo vertical efectivo (σ_v) es estimado con una medición de un indicador de presión de poro.
2. El esfuerzo de sobrecarga (S) es determinado midiendo o estimando la densidad de la formación.
3. La presión del fluido en los poros (P_p) se obtiene con la diferencia de los puntos anteriores.

$$P_p = S - \sigma$$

4.11

Los nuevos métodos publicados desde finales de los 60's han sido enfocados al esfuerzo efectivo.

Estos difieren únicamente en la forma de determinar el esfuerzo efectivo. Estas técnicas pueden ser subdivididas en tres categorías:

1. Métodos Verticales.
2. Métodos Horizontales.
3. Otros.

En un estudio del estado del arte de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente dc. A diferencia de los otros métodos, estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

Los métodos verticales, como el método de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen (1966), calculan el esfuerzo efectivo a partir de datos de la tendencia normal al mismo valor del indicador de presión de poro respecto a la profundidad de interés. Los métodos horizontales, como el

método de Eaton (1975), calculan el esfuerzo efectivo de datos de la tendencia normal a la misma profundidad respecto a la profundidad de interés. Los otros métodos hacen algo parecido. Lane y Macpherson (1976) fueron los primeros en sugerir técnicas de categorización de presión como los métodos horizontales y verticales. Al tiempo que ellos escribían su artículo, no existían métodos publicados en la categoría de otros. La tabla 5 categoriza varios métodos de estimación de la presión de poro que han sido publicados utilizando la velocidad sónica, tiempo de tránsito y resistividad.

Tabla 1

Clasificación de los Métodos Publicados para la Estimación de la Presión de Poro

Directos	Esfuerzo Efectivo		
	Verticales	Horizontales	Otros
RESISTIVIDAD/SÓNICO <ul style="list-style-type: none"> • Hottman & Johnson. • Pennebaker y McClure. 	RESISTIVIDAD/SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad Equivalente. • Profundidad Equivalente del Esfuerzo Medio. SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Bellotti & Giacca. • Hart & Flemings. SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Bryant. • Alixant & Desbrandes. 	RESISTIVIDAD/SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Eaton. SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Weakley. RESISTIVIDAD <ul style="list-style-type: none"> • Rasmus & Gray. • Stephens. 	SONICO <ul style="list-style-type: none"> • Bowers. • Wilhelm. RESISTIVIDAD <ul style="list-style-type: none"> • Holbrook.

4.4.3 Definir intervalos limpios de lutitas

Todos los métodos para evaluar la presión de poro *emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas* para definir la tendencia normal de compactación. Para esto, es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias, como se indica a continuación:

Línea base de lutitas

A partir de un registro de litología, como rayos gamma (RG) o potencial espontáneo (SP), trazar la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del registro. Al trazar esta línea considerar los valores máximos de resistividad y, en el registro sónico, tomar en cuenta los valores mínimos.

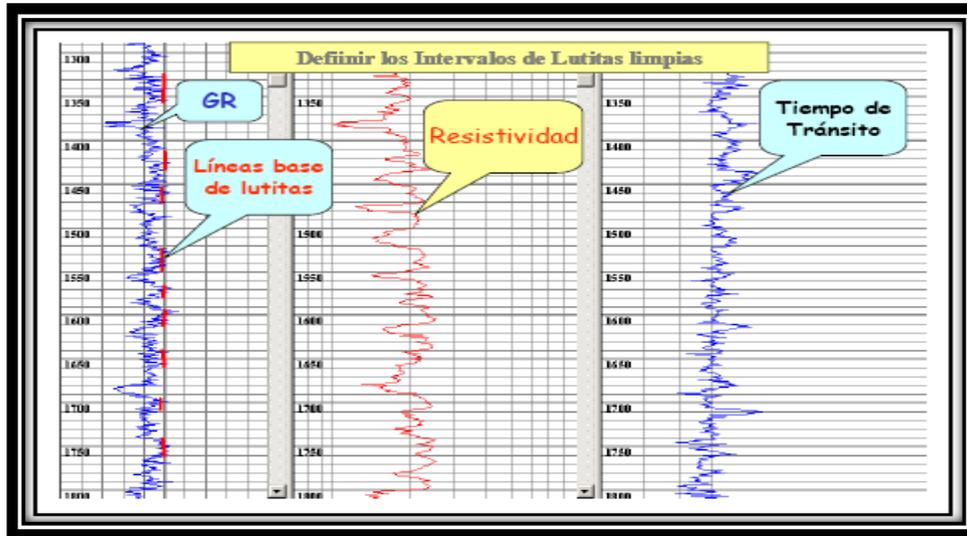


Fig. 12 Línea Base de Lutitas

Selección de puntos de lutitas

Para cada lectura en el registro RG o SP, igual o mayor que la línea base de lutitas, marcar la lectura de tiempo de tránsito o de resistividad a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutitas en el (los) registro(s) a utilizar para el análisis de la tendencia normal de compactación.

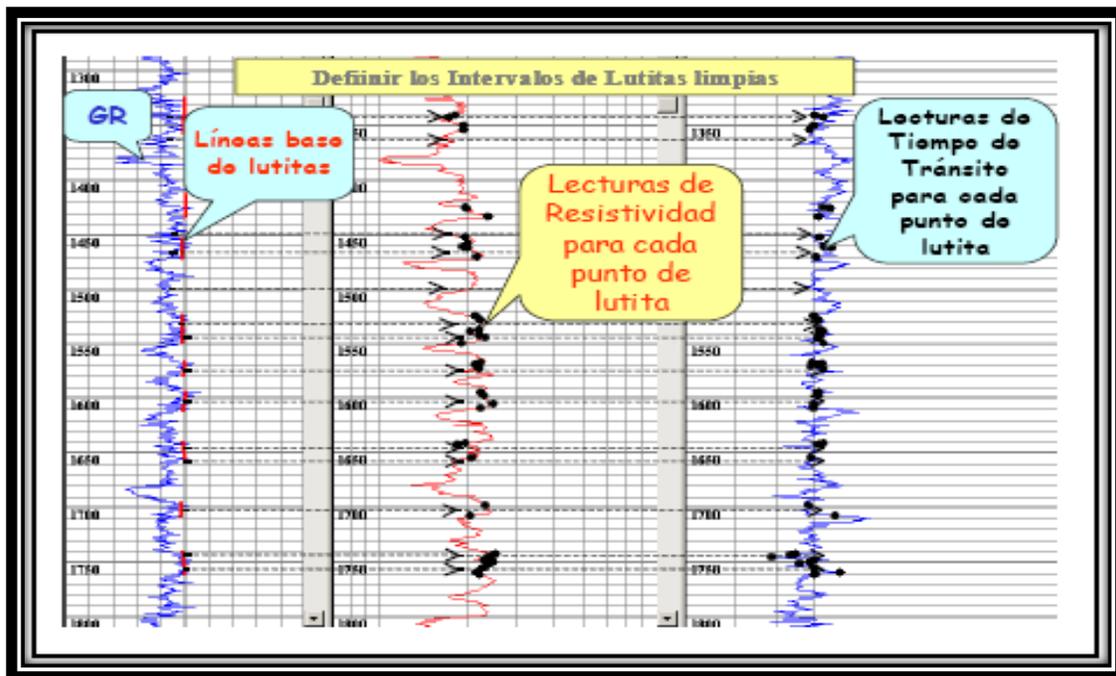


Fig. 13 Selección de Puntos de Lutitas

Unión de puntos de lutitas

Con los puntos de lutitas seleccionados, se procede a unir éstos para definir el comportamiento de la porosidad en el (los) registro(s) utilizado(s). Precisamente, sobre la línea que une los puntos de lutitas se trazará la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de poro (ver siguiente figura).

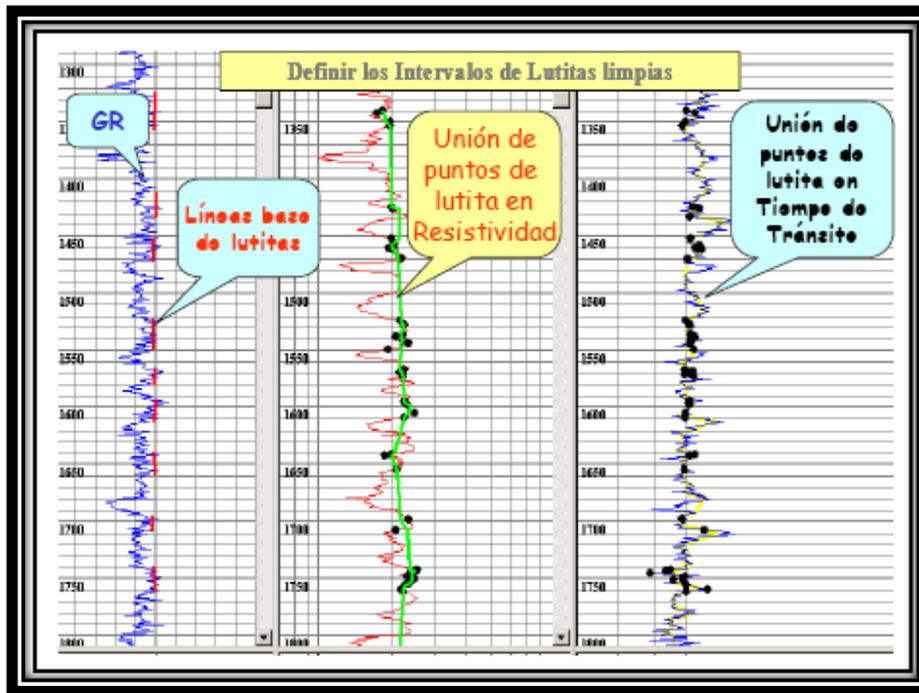


Fig. 14 Unión de Puntos de Lutitas

4.4.4 Método de Hottman y Johnson (H&J)

Usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro, como se indica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias (tema anterior), graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul en la siguiente figura).

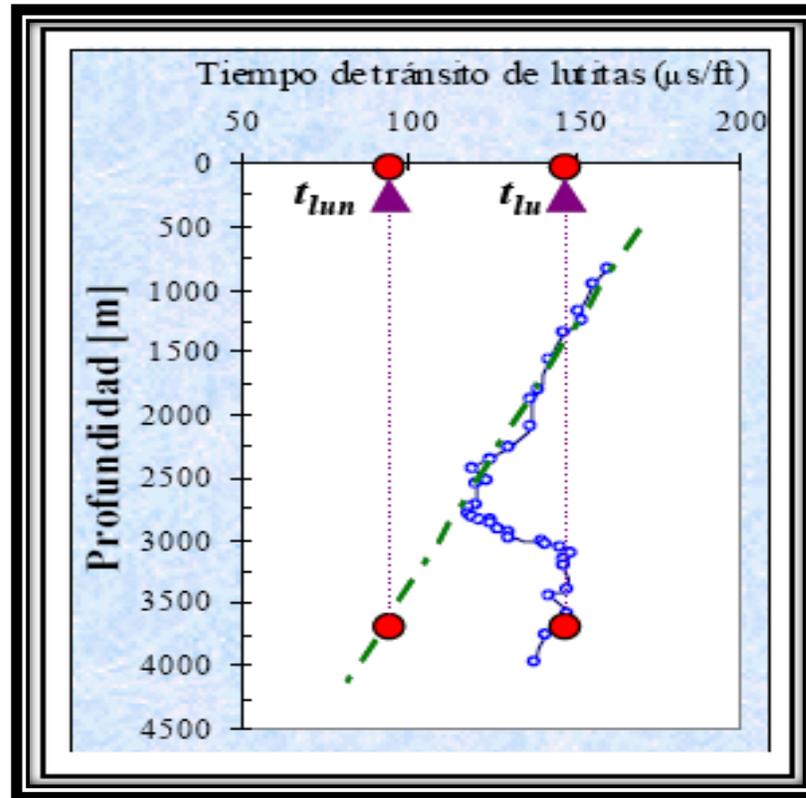


Fig. 15 Tendencia Real Vs Tendencia Normal

- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en la figura 42).
- A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
- Se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_{lu} - t_{lun}$) o la relación de resistividades $(R_{on}/R_o)_{lu}$ entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.
- Con el valor obtenido en el punto se entra a la correlación de H&J (figura 43) y se determina el gradiente de presión de poro.

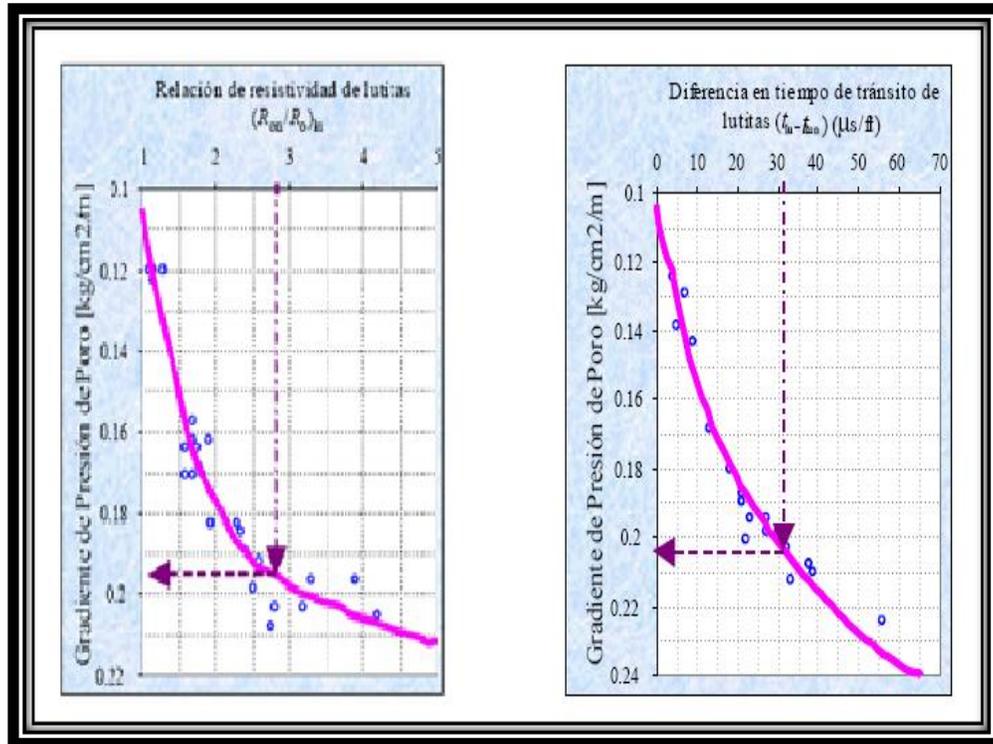


Fig. 16 Correlación de H&J para Tiempo de Tránsito y Resistividad de Lutitas

Finalmente, el gradiente de presión de poro obtenido en el punto anterior se multiplica por la profundidad para obtener la presión de poro buscada. Mathews & Kelly y Fertl desarrollaron correlaciones similares usando un mayor número de datos de otras áreas geológicas, utilizando el mismo principio de H&J.

4.4.5 Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ . El método se explica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul de la figura 44).

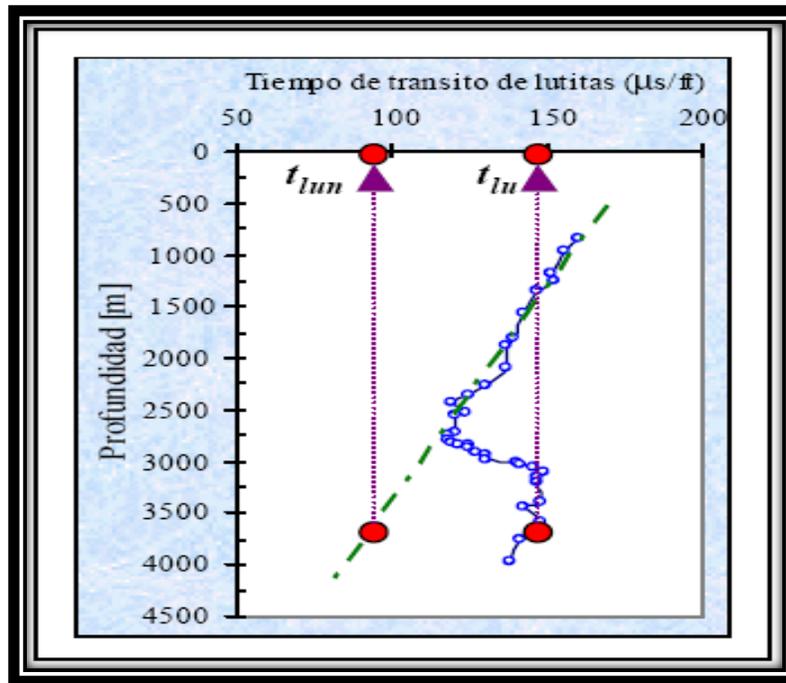


Fig. 17 Tendencia Real Vs Tendencia Normal

- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde de la figura 44).
- A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado t_{lun} y observados t_{lu} . Posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .
- Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_{(D)} = \sigma_{(D_n)} = S_{(D_n)} - P_{p(D_n)} \quad 4.12$$

$$P_{p(D_n)} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10} \quad 4.13$$

Donde:

ρ_{FF} :Es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 [gr/cm³], cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación.

- Finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \quad 4.14$$

4.4.6 Método de Eaton

Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada. El método se explica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas “limpias” (línea azul, figura 45).

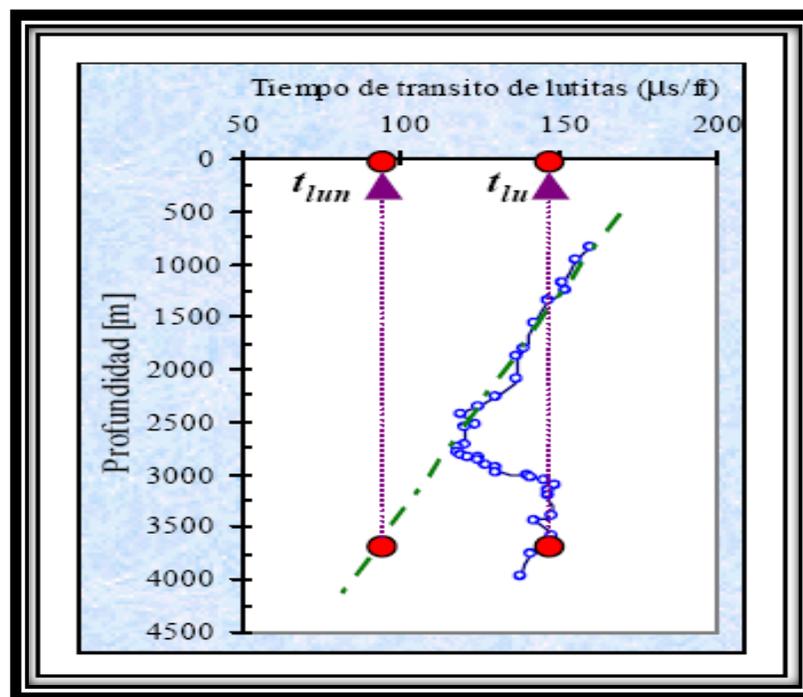


Fig. 18 Tendencia Real Vs Tendencia Normal

- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde, figura 45).
- A la profundidad de interés **D**, leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{lun} y de la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado **Dn**.
- Calcular la presión de poro a la profundidad de interés **D**, según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Sónico

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{t_{lun}}{t_{lu}}\right)^{3.0} \quad 4.15$$

Resistivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{on}}\right)^{1.2} \quad 4.16$$

Conductivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o}\right)^{1.2} \quad 4.17$$

Aun cuando el método de Eaton esta basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

4.5 Gradiente De Fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores sólo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión producto de la sobrecarga a las formaciones subyacentes.

Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales, es decir la presión de fractura es mayor que el esfuerzo de sobrecarga y en el caso de

las fracturas creadas en formaciones profundas, son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

Se localizaron en la literatura 20 diferentes métodos para estimar el gradiente de fractura, además de un impresionante número de artículos. Esas técnicas fueron agrupadas en cuatro categorías, basadas en sus principios de solución:

- ❖ Métodos del esfuerzo mínimo (fracturas largas)
- ❖ Métodos del esfuerzo tangencial (fracturas cortas)
- ❖ Métodos de la mecánica de la fractura (fracturas muy largas)
- ❖ Métodos directos

La tabla 5 muestra como fueron clasificados cada uno de los métodos revisados en este estudio.

Tabla 2

Clasificación de los Métodos Publicados para la Estimación del Gradiente de Fractura

Esfuerzo Mínimo	Esfuerzo Tangencial	Mecánica de la Fractura	Directos
<ul style="list-style-type: none"> • Hubbert & Willis • Matthews & Kelly • Pennebaker • Eaton; Eaton & Eaton • Christman • Pilkington • Daget & Parigot • Daines • Brennan & Annis • Simmons & Rau • Zamora • Holbrook, Maggiori & Hensley • Singh & Emery 	<p>Fracturas Impermeables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hubbert & Willis • Anderson, Ingram & Zanier • Aadnoy & Larsen <p>Fracturas Permeables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Haimson & Fairhurst • Belloti & Giacca 	<p>Fracturas Completamente Presionadas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abou-Sayed, Brechtel & Clifton <p>Cualquier Perfil de Presión de Fractura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rummel 	<p>Profundidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Belloti & Giacca • Rocha & Bourgoyne • Barker & Wood <p>Profundidad & Presión de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Breckels & van Eekelen <p>Presión de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Salz

Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que ocurrirán altas pérdidas de fluido de perforación cuando la presión iguale el esfuerzo insitu mínimo.

Los métodos del esfuerzo tangencial están basados en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero. Estos métodos predicen altas perdidas de circulación cuando la presión en el agujero causa que el esfuerzo tangencial mínimo a lo largo de la pared del agujero (el esfuerzo tangencial al agujero) sea igual a la resistencia a la tensión de la roca. Normalmente se supone que el agujero tiene fracturas y el término de la resistencia a la tensión es despreciado. Esto tiene dos beneficios. El primero, elimina tener que suponer una resistencia a la tensión y el segundo, es que esto hace mas realista al modelo de gradiente de fractura (de acuerdo con la teoría de mecánica de la fractura, el gradiente de fractura para un agujero sin fracturas es infinito). Además, los

métodos del esfuerzo tangencial pueden ser divididos en dos categorías, basados en si se considera que las fracturas son permeables o impermeables cuando se cierran.

El método teórico más sólido para predecir gradientes de fractura es la mecánica de fractura, la cual determina las condiciones bajo las cuales una fractura iniciará y terminará su propagación. Esta teoría ha sido utilizada por años para diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. No hay solución exacta en la mecánica de fractura para determinar la propagación de fracturas desde la pared del pozo. Sin embargo, Abou-Sayed, et. al. (1978) publicó una tabla de parámetros, desarrollados por Paris & Sih, que pueden ser usados para estimar la longitud de la fractura vs la presión en el agujero, para el caso de una fractura completamente presurizada. Rummel (1987) desarrolló una relación analítica para aproximar la solución con cualquier tipo de distribución de presión. La principal desventaja con el método de mecánica de la fractura, es que requiere de información generalmente no conocida: firmeza de la fractura, longitud inicial de la fractura y la distribución del fluido a lo largo de la fractura. Los simuladores de fracturamiento hidráulico pueden numéricamente modelar la evolución de la presión a lo largo de una fractura en propagación, sin embargo, correr un simulador para predecir gradientes de fractura no es factible. Por lo anterior, la mecánica de la fractura no es una alternativa viable para estimar gradientes de fractura para propósitos de planeación del pozo, por lo que estos métodos no serán tratados.

El último grupo de métodos de predicción del gradiente de fractura clasificados como "directos" no están basados en ningún modelo teórico. Ellos correlacionan directamente el gradiente de fractura con algún otro parámetro, tal como la profundidad o el gradiente de presión de poro.

4.5.1 Teorías de Fracturas

Suposiciones básicas

Las suposiciones básicas detrás de los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo pueden ser explicadas considerando el comportamiento de una prueba de goteo. Para referencias futuras, la figura 46 muestra la terminología que será utilizada para describir los puntos clave a lo largo de la curva de la prueba de goteo.

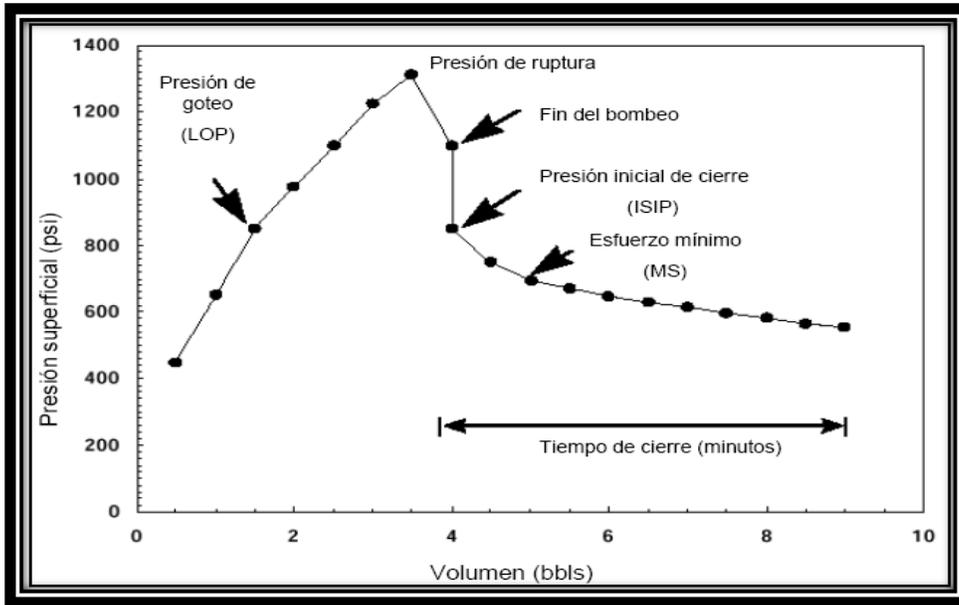


Fig. 19 Terminología de la Prueba de Goteo

Las pruebas de goteo pueden hacerse de dos maneras, como se ilustra en la siguiente figura. En la figura 47 a, la prueba se hace sin fracturar, mientras que en la figura 47 b, la admisión y el fracturamiento ocurren simultáneamente.

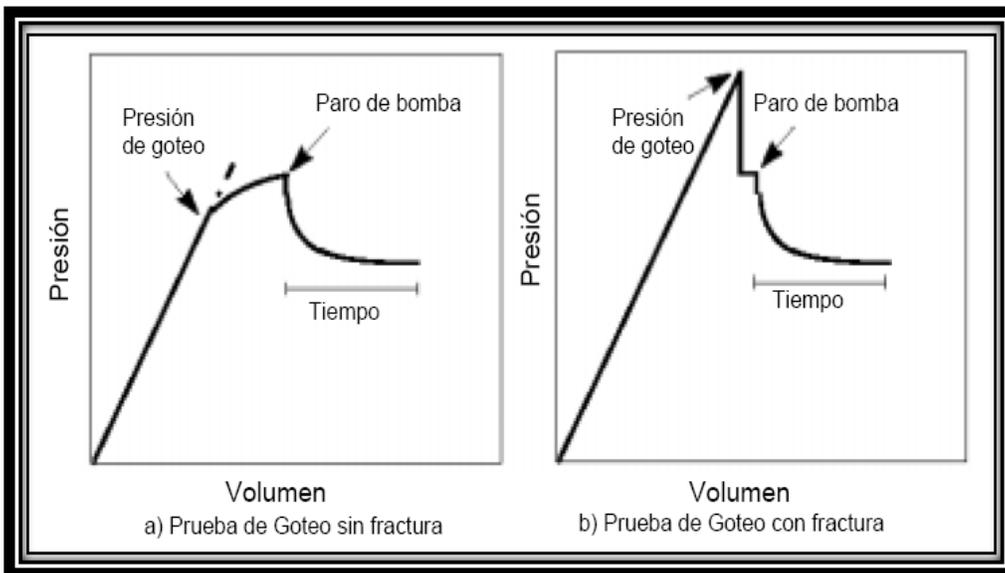


Fig. 20 Tipos de Pruebas de Goteo

Predicción del gradiente de fractura

Una de las etapas más críticas en la planeación de la perforación de un pozo es en los intervalos geopresionados, ya que estos afectan a otras etapas del diseño como son: la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, la densidad del fluido de perforación necesaria para atravesar estos intervalos sin fracturar la formación, etc. De aquí, que la predicción del gradiente de fractura juega un papel importante en la planeación de los pozos petroleros. Sin embargo, ninguno de los métodos que existe actualmente para predecir el gradiente de fractura, se ajusta o es totalmente valido para todas las áreas petroleras del mundo.

Todos los métodos para calcular la presión de fractura de las rocas están basados en que, a la presión de formación se le aplica un factor adicional que determina el punto en donde la roca falla, algunos están basados en cálculos empíricos y otros como el de Eaton mediante pruebas de laboratorio, el obtuvo un modelo matemático para la determinación del punto de falla, apoyado en la mecánica de rocas.

4.5.2 Método de Hubbert y Willis

En el año de 1957, estos autores realizaron experimentos en donde deducen que al aplicar una presión en el subsuelo, las rocas se sujetan a tres esfuerzos fundamentales, perpendiculares y diferentes entre sí y que el plano de fractura es ortogonal al plano del mínimo esfuerzo; es decir, en aquellas zonas en donde el menor esfuerzo es horizontal, la fractura producida será vertical y si el esfuerzo de sobrecarga es menor que el esfuerzo horizontal la fractura será horizontal.

Basándonos en un diagrama de fuerzas y en la definición de presión de sobrecarga, se deduce que está es igual en magnitud y de sentido contrario a la suma de la presión de formación y el esfuerzo vertical soportado por la roca:

$$S = P_f + \sigma_v \quad 4.18$$

Donde:

S : Presión de sobrecarga
 P_f : Presión de formación
 σ_v : Esfuerzo matricial vertical

De acuerdo a lo anterior y a la definición de la presión de fractura, para que una fractura sea producida verticalmente, la presión deberá vencer la presión de formación y el esfuerzo efectivo horizontal de la matriz rocosa, es decir:

$$P_{fr} = P_f + \sigma_h \quad 4.19$$

Donde:

- P_{fr} : Presión de fractura
 P_f : Presión de formación
 σ_h : Esfuerzo matricial horizontal

Hubbert y Willis, establecieron que el esfuerzo mínimo horizontal varías de $\frac{1}{3}$ a $\frac{1}{2}$ del esfuerzo matricial vertical, esto es:

$$\sigma_h = \left(\frac{1}{3} \rightarrow \frac{1}{2}\right) \sigma_v \quad 4.20$$

Resolviendo la ecuación 4.18 para σ_v y sustituyendo en ecuación 4.20.

$$\sigma_h = \left(\frac{1}{3} \rightarrow \frac{1}{2}\right) (S - P_f) \quad 4.21$$

Reemplazando la ecuación anterior en la expresión 4.19 y dividiendo entre la profundidad para obtener el gradiente de fractura, tenemos:

$$\frac{P_{fr}}{D} = \frac{P_f}{D} + \left(\frac{1}{3} \rightarrow \frac{1}{2}\right) \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}\right) \quad 4.22$$

Por lo que, se puede estimar el gradiente mínimo y máximo de presión de fractura de acuerdo a la teoría de Hubbert y Willis a través de las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$GP_{fr_{max}} = \frac{\left[\left(\frac{S}{D}\right) + \left(\frac{2P_f}{D}\right)\right]}{3} \quad 4.23$$

$$GP_{fr_{min}} = \frac{\left[\left(\frac{S}{D}\right) + \left(\frac{P_f}{D}\right)\right]}{2} \quad 4.24$$

Donde:

$GP_{fr_{max}}$: Gradiente de fractura máximo

$GP_{fr_{min}}$: Gradiente de fractura mínimo

$\frac{P_f}{D}$: Gradiente de presión de formación [masa/volumen]

$\frac{S}{D}$: Gradiente de sobrecarga [masa/volumen]

Esta correlación ha sido usada con gradientes de presión de sobrecarga variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menores a los reales.

4.5.3 Método de Matthews y Kelly

Matthews y Kelly (1967) supusieron K (que ellos llamaron “el coeficiente de esfuerzos de la matriz”) como una función del esfuerzo vertical efectivo. Este punto es frecuentemente pasado por alto, ya que en su artículo mostraron el coeficiente de esfuerzos de la matriz graficado como una función de la profundidad. Sin embargo, Matthews y Kelly (M&K) quisieron decir que esas curvas podrían ser utilizadas como líneas de “tendencia normal” para K. El esfuerzo efectivo correspondiente al valor de K a una profundidad dada es calculado suponiendo un gradiente de sobrecarga de 1 [psi/pie] y un gradiente de presión de formación normal de 0.465 [psi/pie], lo cual significa:

$$\sigma = S_V - P_{PN} = (1 * TVD) - (0.465 * TVD) = 0.535 * TVD \quad 4.25$$

Donde:

σ : Esfuerzo de sobrecarga efectivo [Psi/pies]
 S_V : Esfuerzo de sobrecarga total
 P_{PN} : Presión normal de poro a esa profundidad
 TVD : Profundidad

El procedimiento de M&K para encontrar K a cualquier profundidad y a cualquier presión de poro es como se indica a continuación:

- ❖ Calcule la presión de poro a la profundidad de interés.
- ❖ Utilice un gradiente de esfuerzo de sobrecarga de 1 psi/pie para encontrar el esfuerzo efectivo, σ .
- ❖ Utilice la ecuación 4.25 para encontrar la profundidad TVD_N donde ese esfuerzo efectivo ocurriría a la presión normal (la profundidad equivalente):

$$TVD_N = \frac{\sigma}{0.535} \quad 4.26$$

- ❖ Escoja la relación de esfuerzo a esa profundidad a partir de la curva de tendencia normal apropiada.

En la figura 4.21 se muestra gráficamente cómo se determina K.

Los gradientes de sobrecarga locales se pueden tomar en cuenta fácilmente utilizando el esfuerzo de sobrecarga correcto para calcular σ en el paso 2. La ecuación 4.26 todavía sería utilizada para encontrar TVD_N , porque es la conexión que liga σ de acuerdo con K vs relación del esfuerzo efectivo que es lo oculto detrás de la K de M&K vs la curva de profundidad equivalente. Sin embargo, debe ser puntualizado que M&K nunca intentaron que sus curvas de relación de esfuerzos se utilizarán genéricamente. Ellos enfatizaron que: "Se necesitan datos de fractura reales de un área en particular, antes de que una curva de profundidad vs K se pueda trazar para esa área".

Cuando se desarrollan calibraciones locales de la relación de esfuerzo efectivo, se recomienda que la parte de la profundidad equivalente del método de M&K se ignore. Es decir, desarrolle una razón de esfuerzos vs una relación de esfuerzo efectivo, en lugar de trabajar a través de la razón de esfuerzos vs las curvas de tendencia normal.

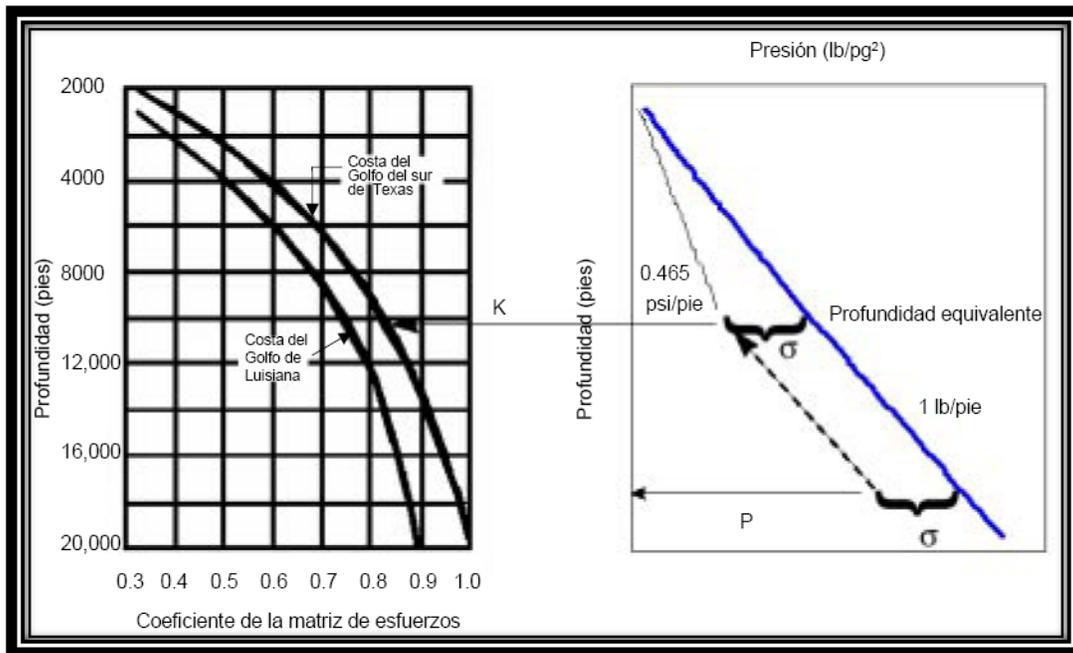


Fig. 21 Método de Matthews y Kelly

4.5.4 Método de Eaton

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (P_{FR}) está en función de la presión de poro (P_p) y de la sobrecarga(S), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson (ν).

$$P_{FR(D)} = P_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) [S_{(D)} - P_{p(D)}] \quad 4.27$$

Donde:

ν : Relación de Poisson (adimensional)

La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla, tenemos dos opciones:

- a. A partir del registro sísmico dipolar de pozos de correlación.

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{ts}{tc} \right)^2}{\left(\frac{ts}{tc} \right)^2 - 1} \quad 4.28$$

Donde:

ts : Tiempo de tránsito de corte [microseg/pie]
 tc : Tiempo de tránsito compresional [microseg/pie]

- b. A partir del nomograma de Eaton, el cual se expresa en la siguiente ecuación para cada profundidad de interés:

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad 4.29$$

Finalmente, se sustituye en la ecuación 4.27 y se obtiene la presión de fractura.

CAPITULO 5. EJEMPLO DE APLICACIÓN

El objetivo de este capítulo, es aplicar la teoría tratada en este trabajo en un programa de computó, el cual nos permita determinar las caídas de presión, así como diferentes parámetros del fluido de perforación, en función de su comportamiento a través de todo el sistema de circulación. Este programa de computó está basado en tres modelos reológicos.

- ✓ Modelo de Bingham
- ✓ Modelo de Ley de Potencias
- ✓ Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cadencia

El comportamiento real del sistema fluido-partícula durante el transporte, a través del espacio anular, es complejo, y difícil de monitorear durante la operación de campo. Una solución completa para este problema es muy costosa e incluso puede ser inalcanzable. En este capítulo se aplican correlaciones para determinar la eficiencia de recortes transportados, las cuales se aproximan bastante bien a problemas de campo. Las correlaciones ocupadas en el programa de computó son:

- ✓ Correlación de Chien
- ✓ Correlación de Moore
- ✓ Correlación de Metzner & Reed

Finalmente se muestra la ventana operacional en la perforación de pozos petroleros, a partir de datos de Presión de Formación y Presión de Fractura, los cuales fueron graficados con respecto a su profundidad. Se hace una comparación con los valores de la densidad equivalente de circulación (ρ_c) obtenidos en cada modelo reológico.

A partir de esta grafica se puede determinar en qué momento el fluido de perforación que se está trabajando en ese momento, puede ocasionar que se fracture la formación, ya que la densidad del fluido puede ser tal que la columna hidrostática puede ejercer una presión mayor que la de la formación; o en qué momento se nos puede presentar un brote, ya que la densidad del fluido, no puede generar la presión suficiente para que impida el paso de fluidos de la formación al espacio anular y la presencia de estos fluidos en el fluido de perforación ocasionen un aligeramiento en la columna del fluido de perforación.

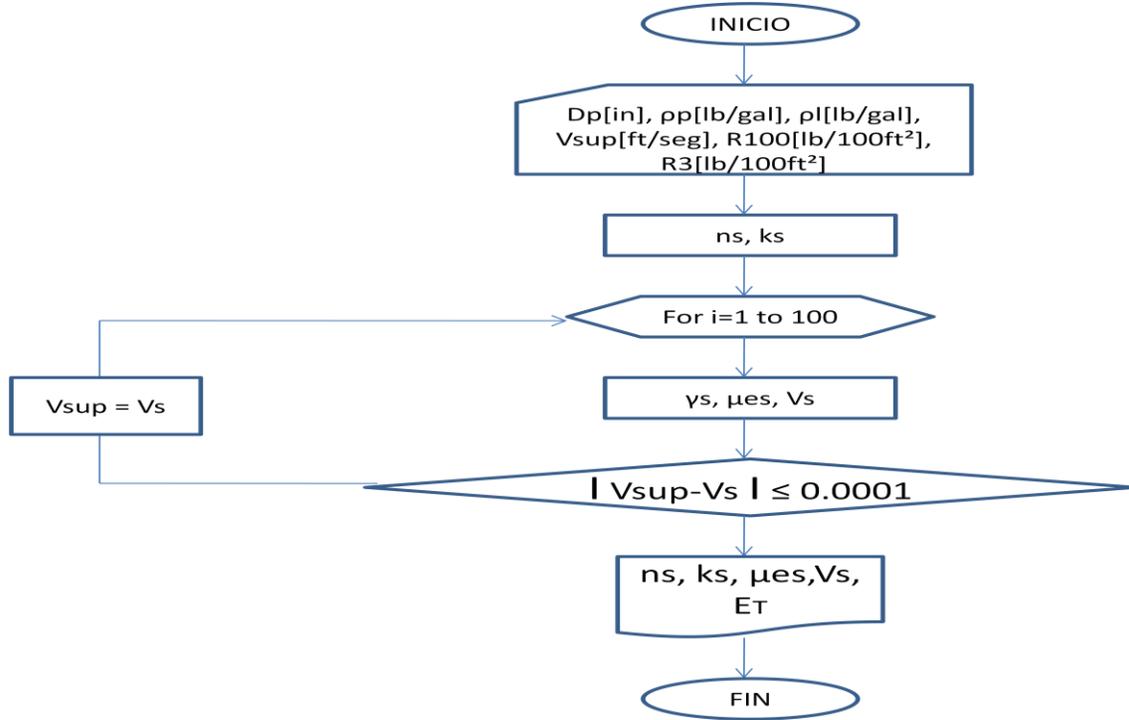
Los cálculos mostrados en esta sección han sido simplificados.

Nota: El significado de las variables, unidades y ecuaciones ocupadas en los diagramas de flujo, fueron tratadas en capítulos anteriores.

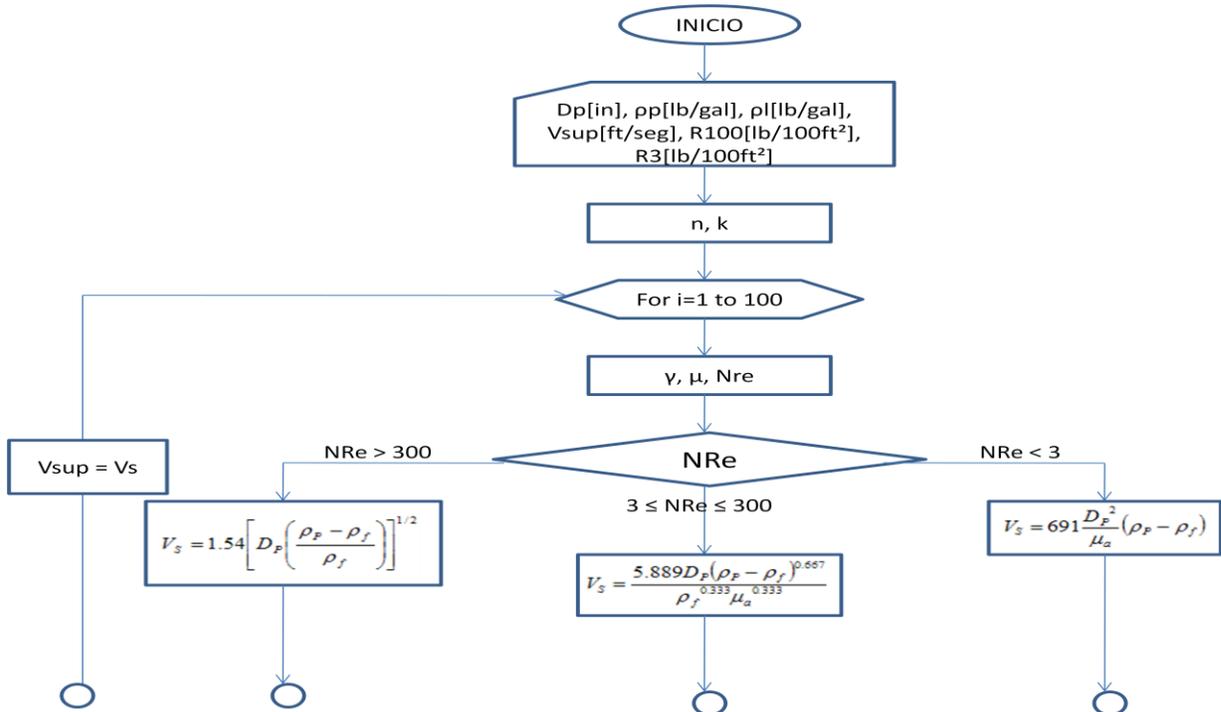
El programa de computó se desarrollo en Visual Basic. Este puede ser utilizado como material de apoyo por los ingenieros y el personal técnico de perforación, ya que los resultados obtenidos son lo suficientemente precisos para operaciones de campo.

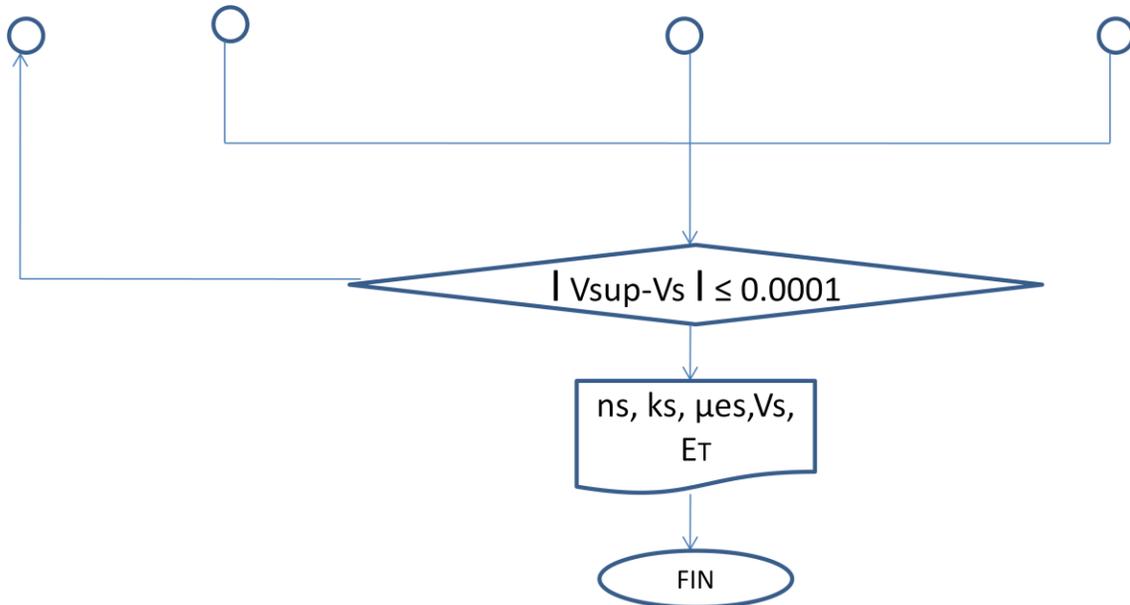
5.1 Diagramas de Flujo para el Cálculo de la Capacidad de Acarreo de Recortes.

❖ Correlación de Chien

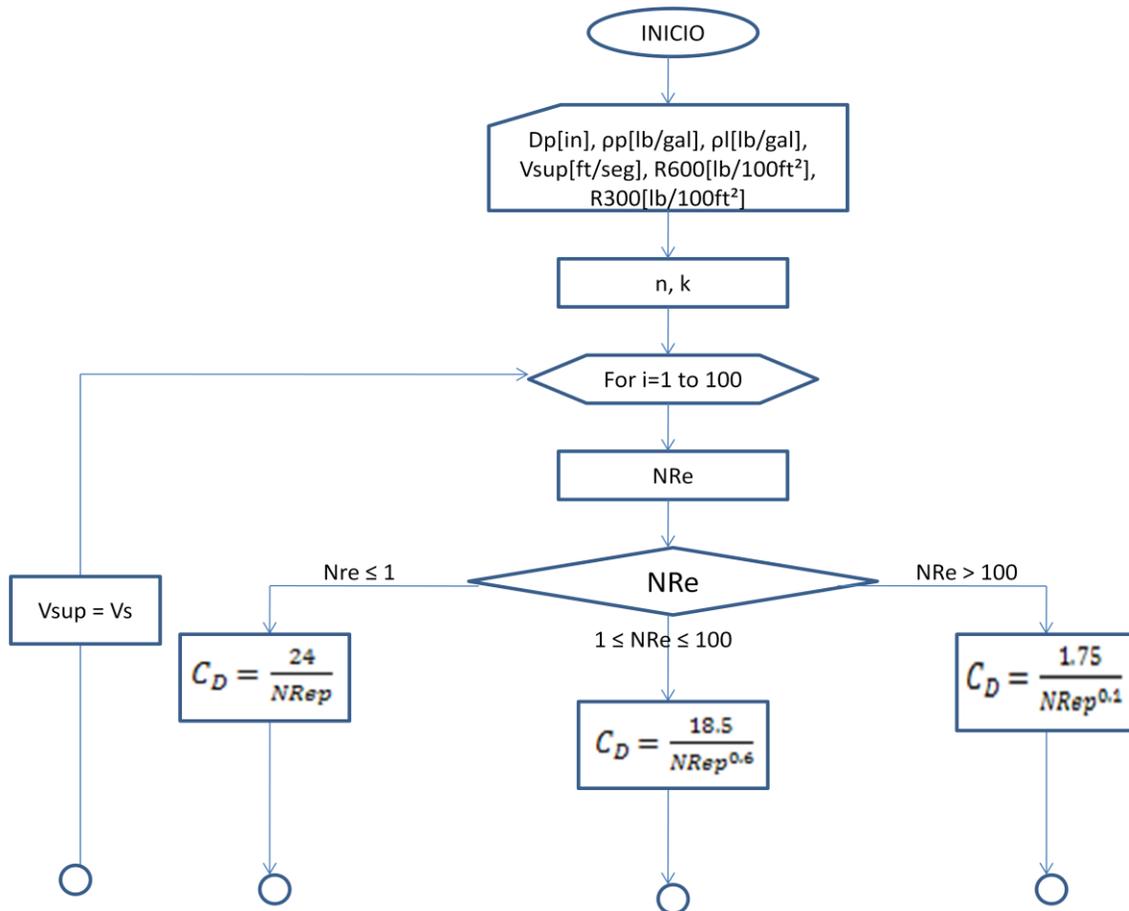


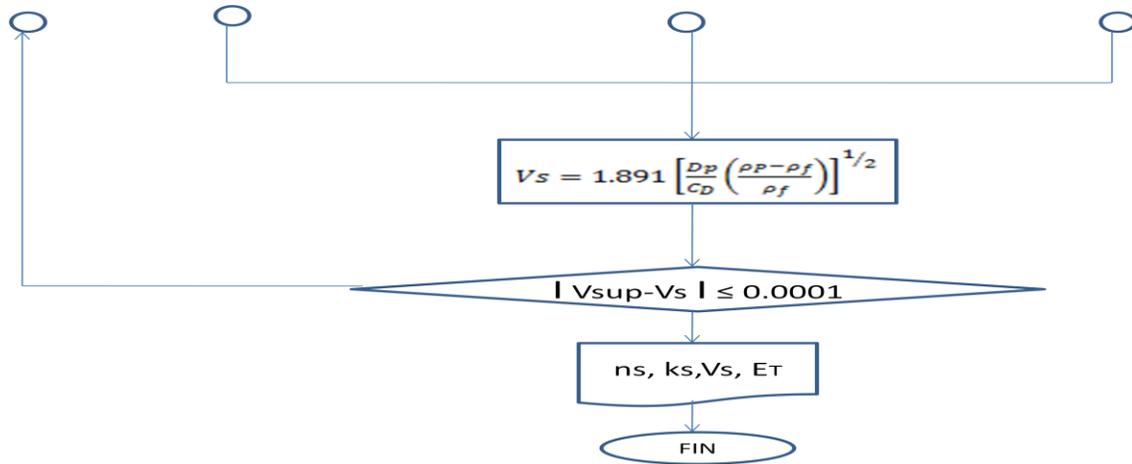
❖ Correlación de Moore





❖ Correlación de Metzner & Reed





5.1.1 Ejercicio de Aplicación

Para poder utilizar el programa se deben tener presente los datos a requerir, de los cuales se debe de saber de donde provienen o si se pueden obtener de una manera sencilla y sobre todo saber en qué unidades se necesitan.

	A	B	C	D	E
1		VISCOCIDAD EFECTIVA μ_s [cp]	VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO V_s [ft/seg]	LIMPIEZA DEL POZO (%) E_t	CONSTANTES DE LEY DE POTENCIAS n_s
2	CHIEN				
3	MOORE				
4	METZNER AND REED				
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

Al darle al botón gris, la pantalla que se nos va a desplegar va a ser la siguiente.

LIMPIEZA DEL POZO ✖

<p><i>Diámetro de la partícula</i> DP= <input type="text"/> [in]</p> <p><i>Densidad de la partícula</i> DENS_P= <input type="text"/> [lb/gal]</p>	<p><i>Densidad del lodo</i> DENS_L= <input type="text"/> [lb/gal]</p> <p><i>Velocidad Supuesta</i> VSUP= <input type="text"/> [ft/seg]</p>
---	--

<p>CORRELACIÓN DE METZNER & REED</p>	<p>CORRELACIÓN DE CHIEN</p>
---	------------------------------------

<p><i>Reología del Fluido de Perforación</i> <i>Lectura del Viscosímetro Fann a 600 rpm</i> Esfuerzo cortante= <input type="text"/> [lb/100ft²]</p> <p><i>Lectura del Viscosímetro Fann a 300 rpm</i> Esfuerzo cortante= <input type="text"/> [lb/100ft²]</p>	<p style="text-align: center;">CORRELACIÓN DE MOORE</p> <p><i>Reología del Fluido de Perforación</i> <i>Lectura del Viscosímetro Fann a 100 rpm</i> Esfuerzo cortante= <input type="text"/> [lb/100ft²]</p> <p><i>Lectura del Viscosímetro Fann a 3 rpm</i> Esfuerzo cortante= <input type="text"/> [lb/100ft²]</p>
---	--

SALIR

Al meter valores, en las casillas blancas, tendrá la opción de sólo probar con una correlación o las tres correlaciones. Como se puede apreciar, hay cuatro valores que las tres correlaciones necesitan, pero los valores de las propiedades reológicas que necesita cada correlación son diferentes.

A continuación se muestra el programa ya ejecutado con valores de campo.

LIMPIEZA DEL POZO

Diámetro de la partícula
DP= 0.5 [in]

Densidad de la partícula
DEPS_P= 22.5 [lb/gal]

Densidad del lodo
DEPS_L= 12.5 [lb/gal]

Velocidad Supuesta
VSUP= 10 [ft/seg]

CORRELACIÓN DE METZNER & REED

Reología del Fluido de Perforación
 Lectura del Viscosímetro Fann a 600 rpm
 Esfuerzo cortante= **65** [lb/100ft²]
 Lectura del Viscosímetro Fann a 300 rpm
 Esfuerzo cortante= **39** [lb/100ft²]

CORRELACIÓN DE CHIEN

CORRELACIÓN DE MOORE

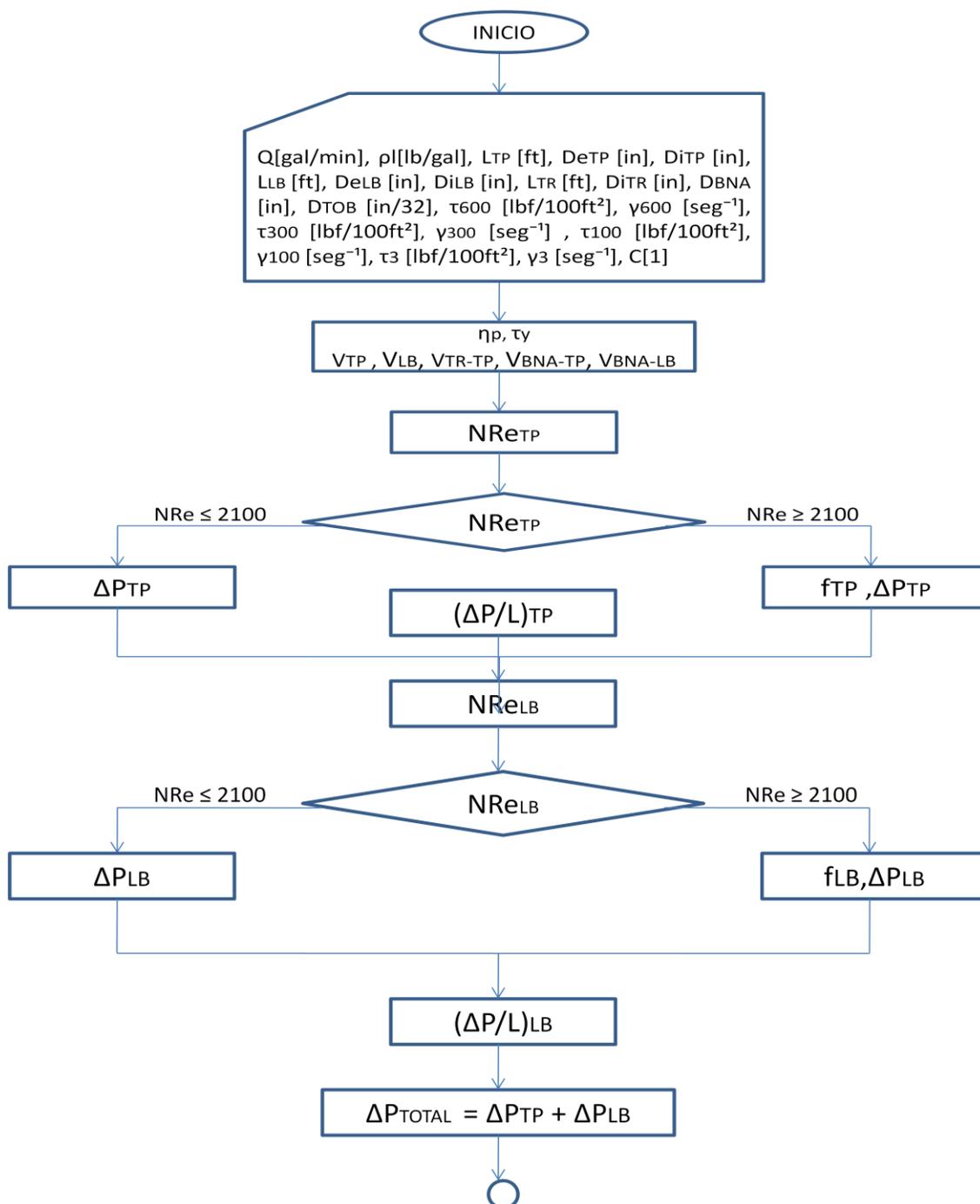
Reología del Fluido de Perforación
 Lectura del Viscosímetro Fann a 100 rpm
 Esfuerzo cortante= **20** [lb/100ft²]
 Lectura del Viscosímetro Fann a 3 rpm
 Esfuerzo cortante= **3** [lb/100ft²]

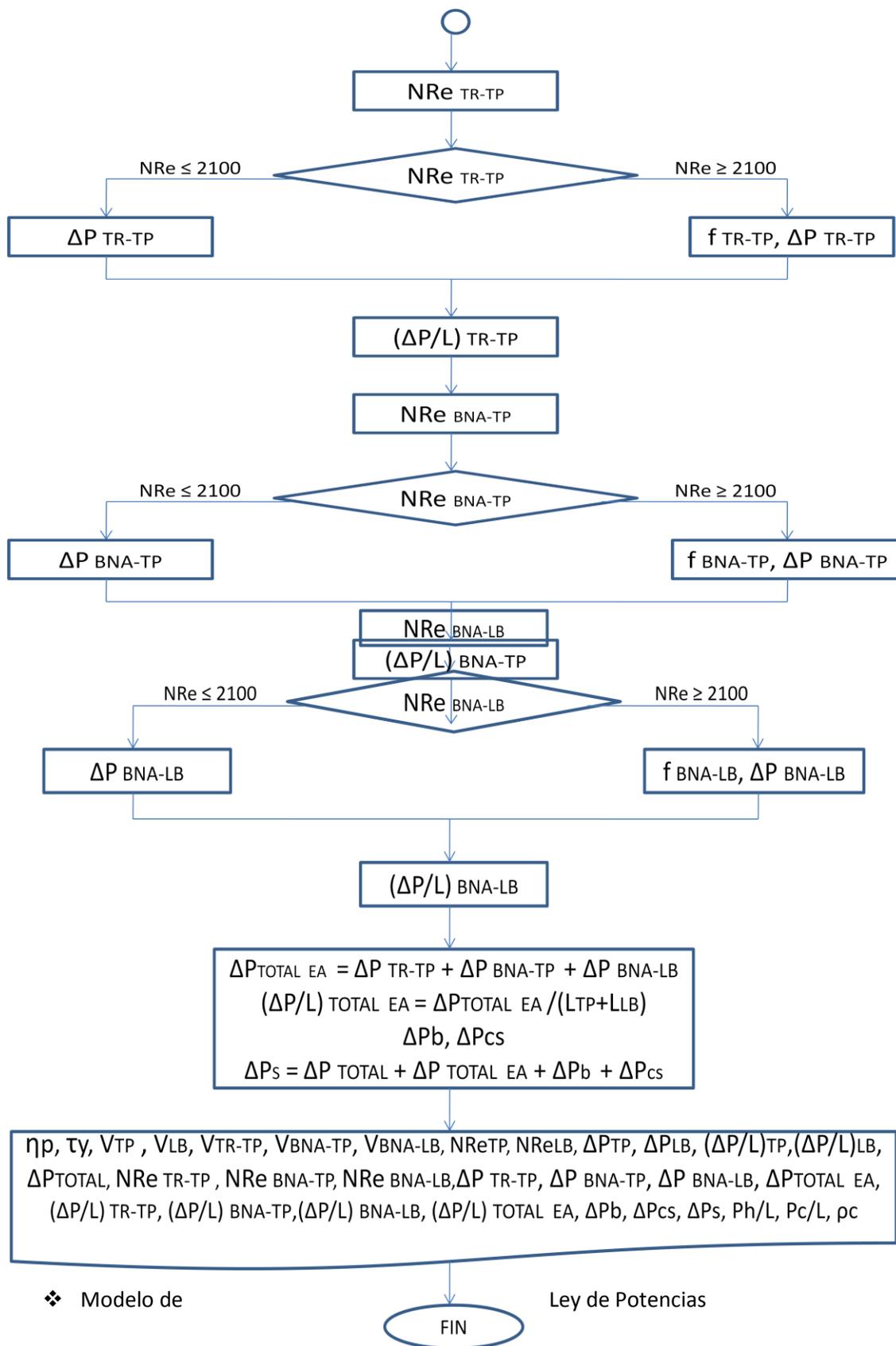
SALIR

	A	B	C	D
1		VISCOCIDAD EFECTIVA μ_s [cp]	VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO v_s [ft/seg]	LIMPIEZA DEL POZO (%) Et
2	CHIEN	290.609	0.228	89.626
3	MOORE	203.696	0.495	77.489
4	METZNER AND REED		1.145	47.890
	E	F	G	
	CONSTANTES DE LEY DE POTENCIAS n_s	INDICE DE CONSISTENCIA DEL FLUIDO k_s		
	0.541	6.336	[dina seg ⁻¹ /cm ²]	
	0.737	0.395	[lbf seg ⁿ /100 ft ²]	

5.2 Diagramas de Flujo para el Cálculo de las Caídas de Presión en todo el sistema de circulación.

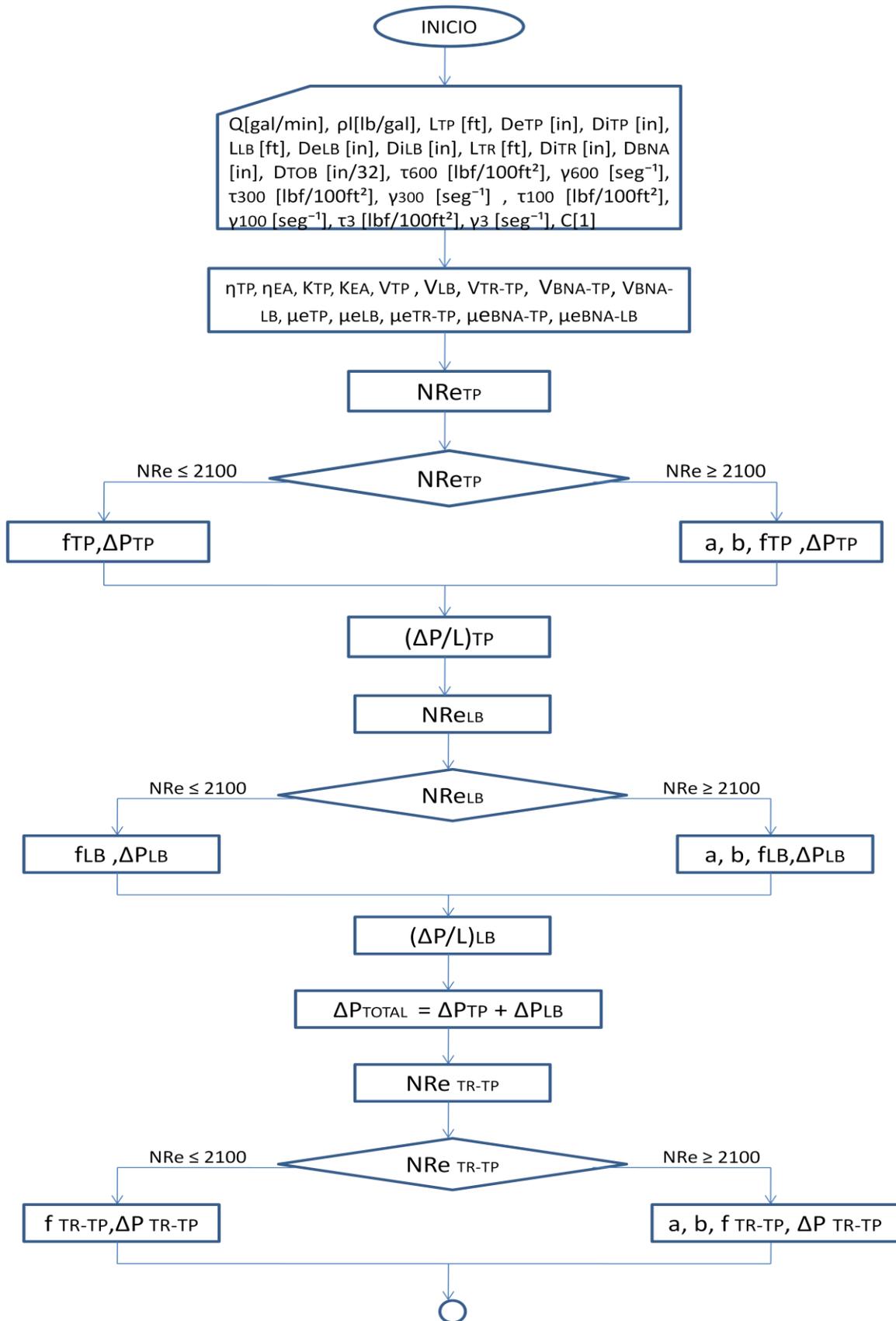
❖ Modelo de Bingham

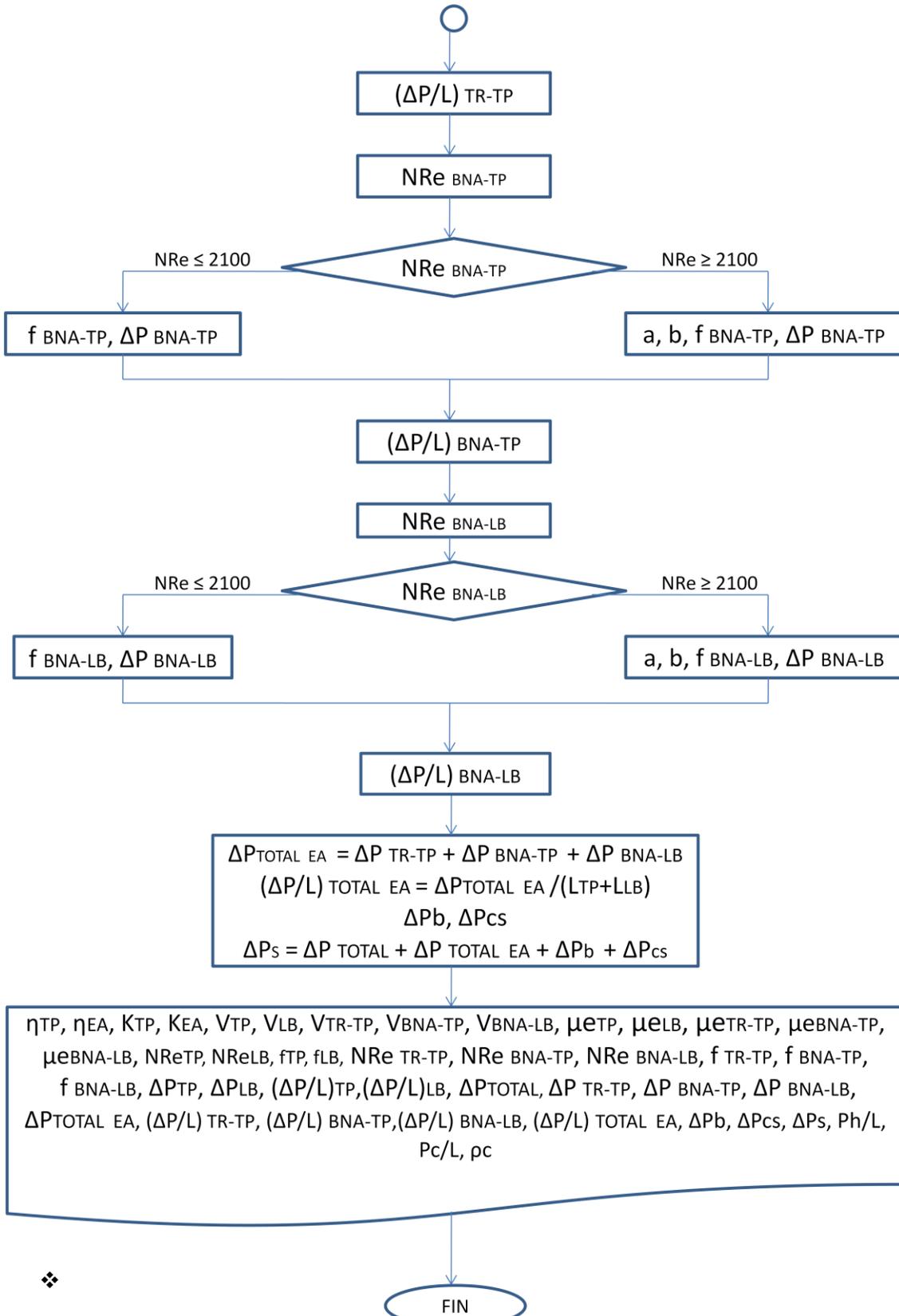




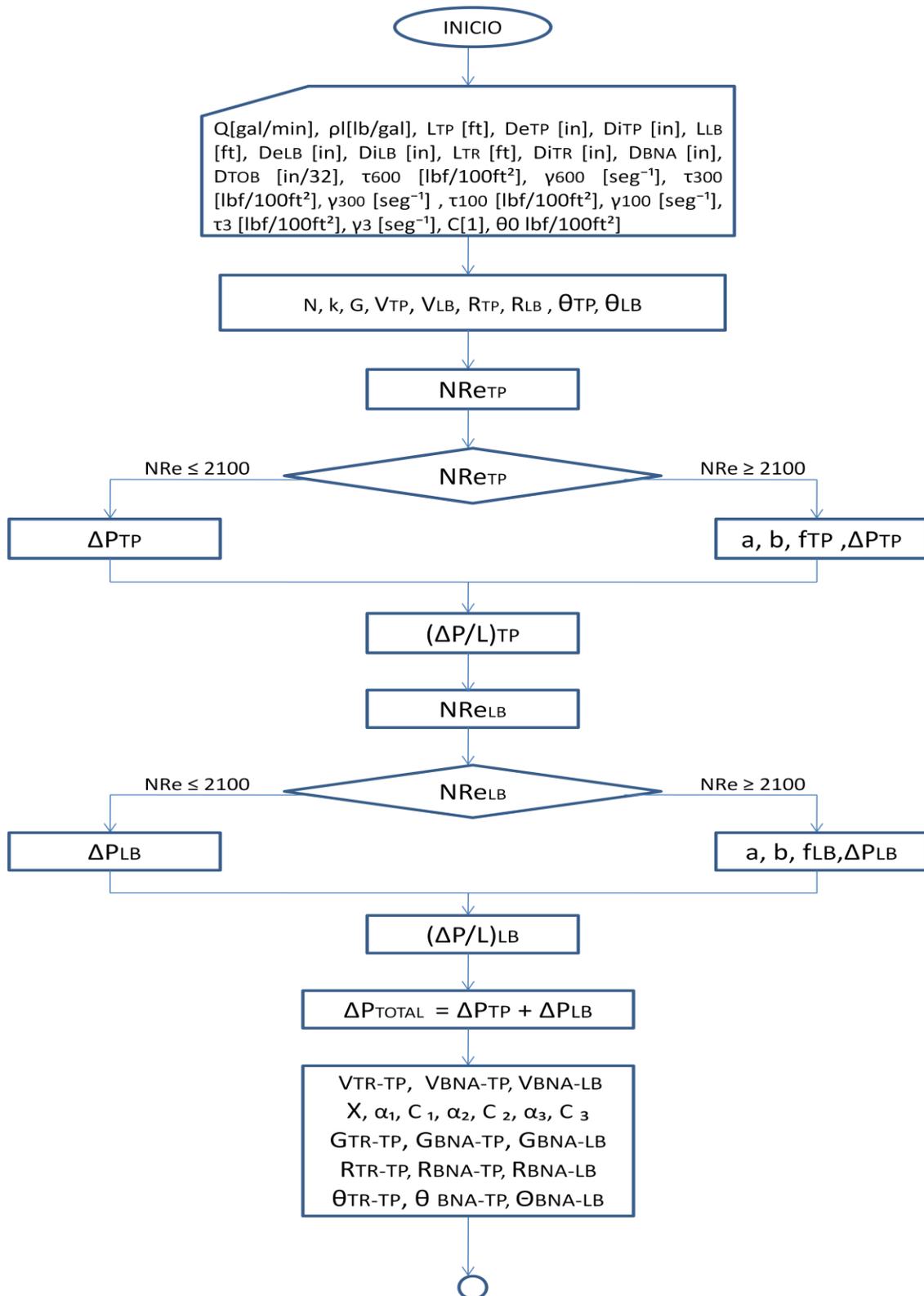
❖ Modelo de

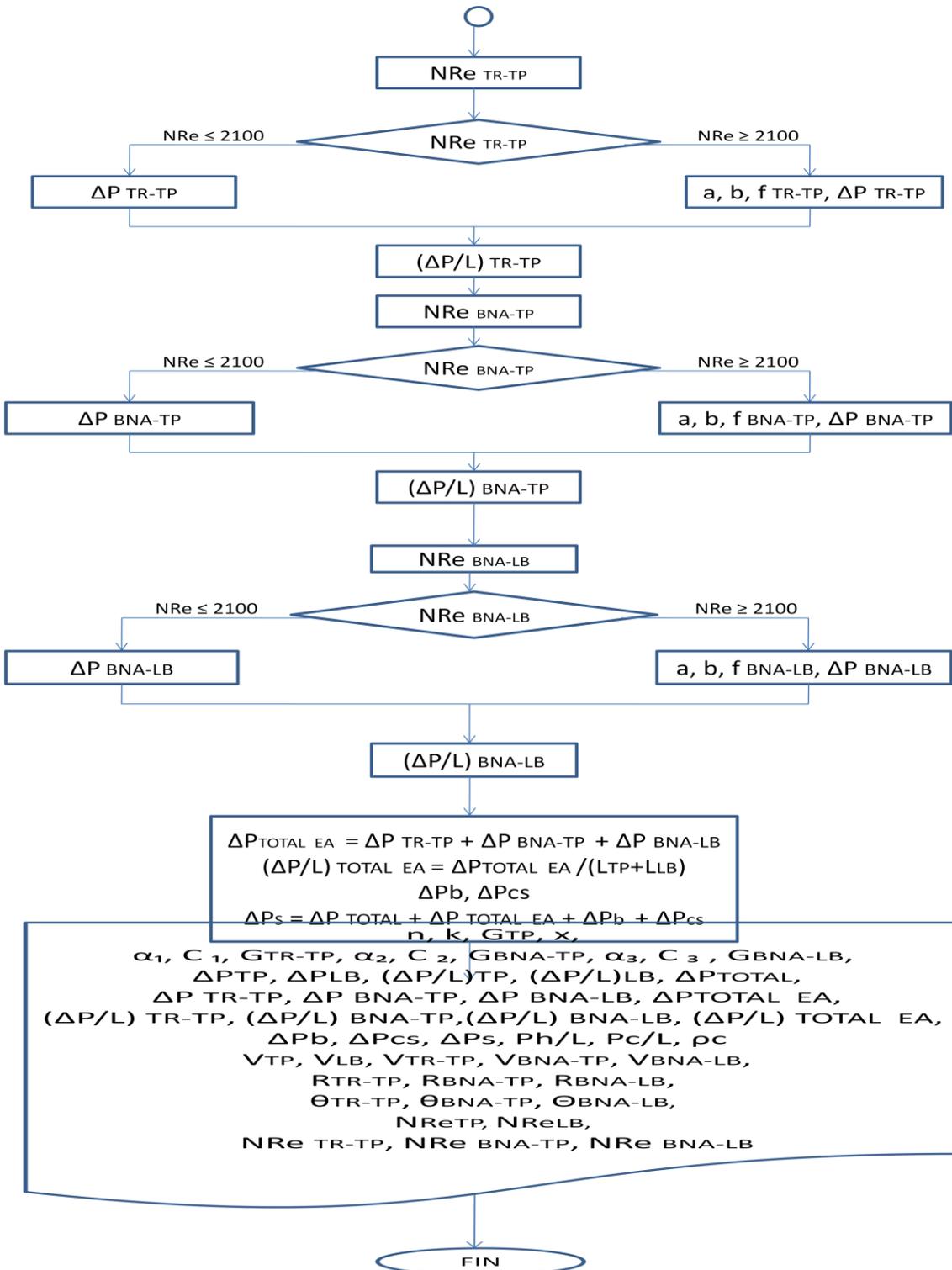
Ley de Potencias





❖ Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia.





5.2.1 Ejercicio de Aplicación

Para poder utilizar el programa se debe de tener presente que datos se van a requerir, de los cuales se debe de saber de donde provienen o si se pueden obtener de una manera sencilla y sobre todo saber en qué unidades se necesitan.

La presentación de cada modelo es distinta, estas se muestran a continuación:

✓ Modelo de Bingham

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	VISCOSIDAD PLÁSTICA (η_p)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS					GRADIENTE DE PRESIÓN		
2	$\eta_p =$		[cp]		$\Delta P_b =$		[lb/in ²]			$P_h/L =$		[lb/in ² /ft]
3												
4												
5	PUNTO DE CEDENCIA (τ_y)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN A TRAVÉS DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES					GRADIENTE DE PRESIÓN DE CIRCULACIÓN		
6	$\tau_y =$		[lbf/100ft ²]		$\Delta P_{cs} =$		[lb/in ²]			$P_c/L =$		[lb/in ² /ft]
7												
8												
9	VELOCIDAD PROMEDIO DE LA TUBERÍA (V_p)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA HIDRAULICO					DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN		
10	a) Tubería de Perforación				$\Delta P_s =$		[lb/in ²]			$\rho_c =$		[lb/gal]
11	VTP =		[ft/seg]									
12	b) Lastrabarrena											
13	VLB =		[ft/seg]									
14												
15	VELOCIDAD PROMEDIO EN EL ESPACIO ANULAR				BINGHAM							

✓ Modelo de Ley de Potencias

	A	B	C	D	E	F	G
1	<i>CONSTANTES DE LEY DE POTENCIAS (η)</i>						
2	a) Tubería de Perforación						
3		$\eta_{TP} =$					
4	b) Espacio Anular						
5		$\eta_{EA} =$					
6							
7	<i>INDICE DE CONSISTENCIA (k)</i>						
8	a) Tubería de Perforación						
9		$k_{TP} =$					[dina seg-1/cm ²]
10	b) Espacio Anular						
11		$k_{EA} =$					[dina seg-1/cm ²]
12							
13	<i>VELOCIDAD PROMEDIO DE LA TUBERÍA (V_p)</i>						
14	a) Tubería de Perforación						
15		$V_{TP} =$					[ft/seg]
16	b) Lastrabarrena						
17		$V_{LB} =$					[ft/seg]
18							
19	<i>VELOCIDAD PROMEDIO EN EL ESPACIO ANULAR</i>						
20	a) Espacio Anular Sección TR-TP						
21		$VEA1 =$					[ft/seg]
22	b) Espacio Anular Sección BNA-TP						
23		$VEA2 =$					[ft/seg]
24	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA						
25		$VEA3 =$					[ft/seg]

LEY DE POTENCIAS

✓ Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
	INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO (n)					VELOCIDAD PROMEDIO (v_p)		VELOCIDAD DE ROTACIÓN EQUIVALENTE		LECTURA FANN EQUIVALENTE (θ)		NUMERO DE REYNOLDS				
1																
2	n=		LEY DE POT. C/PUNTO DE CEDENCIA					[ft/seg]		R [rpm]		[lbf/100ft ²]				
3						TP										
4						LB										
5	INDICE DE CONSISTENCIA (k)					a) Espacio Anular Sección TR-TP (VEA1)										
6	k=					b) Espacio Anular Sección BNA-TP (VEA2)										
7						c) Espacio Anular Sección BNA-LB (VEA3)										
8																
9	FACTOR GEOMÉTRICO (G)															
10	GTP=															
11																
12	X=															
13			a		c		G									
14	Sección TR-TP															
15	Sección BNA-TP															
16	Sección BNA-LB															

Al darle al botón gris de cada modelo reológico, la pantalla que se nos va a desplegar va a ser la siguiente:

INFORMACIÓN DEL POZO

Velocidad de Flujo
Q= [gal/min]

Densidad del fluido de Perforación
DEFS= [lb/gal]

Tubería de Perforación
LTP= [ft]
DETP= [in]
DITP= [in]

Tubo Lastrabarrera
LLB= [ft]
DELB= [in]
DILB= [in]

Tubería Superficial de Revestimiento
LREY= [ft]
DIREV= [in]

Barrena
DIBNA= [in]
DTOB= (1/32)[in]

Factor del Equipo Superficial
C=

Viscosidad del Fluido de Perforación

Lectura del Viscosímetro Fann a 600 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 300 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 100 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 3 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Punto de Cedencia= [lb/100ft²]

CALCULAR

SALIR

Esta es la misma para los tres modelos reológicos, la diferencia que tiene el modelo reológico de Ley de Potencias con Punto de Cedencia es que pide el valor de Punto de Cedencia, los otros dos modelos reológicos no lo piden. Los demás datos son los mismos para los tres modelos.

A continuación se muestra el programa ya ejecutado con valores de campo.

INFORMACIÓN DEL POZO

Velocidad de Flujo
Q= [gal/min]

Densidad del fluido de Perforación
DEFS= [lb/gal]

Tubería de Perforación
LTP= [ft]
DETP= [in]
DITP= [in]

Tubo Lastrabarrera
LLB= [ft]
DELB= [in]
DILB= [in]

Tubería Superficial de Revestimiento
LREY= [ft]
DIREV= [in]

Barrena
DIBNA= [in]
DTOB= (1/32)[in]

Factor del Equipo Superficial
C=

Viscosidad del Fluido de Perforación

Lectura del Viscosímetro Fann a 600 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 300 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 100 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Lectura del Viscosímetro Fann a 3 rpm
Esfuerzo cortante= [lb/100ft²]
Velocidad de Corte= [seg⁻¹]

Punto de Cedencia= [lb/100ft²]

CALCULAR

SALIR

Los valores que arroja cada modelo son los siguientes:

✓ Modelo de Bingham

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	VISCOSIDAD PLASTICA (η_p)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS					GRADIENTE DE PRESIÓN HÍDROSTÁTICA		
2	$\eta_p =$	26	[cp]		$\Delta P_b =$	1026	[lb/in ²]			$P_h/L =$	0.650	[lb/in ² /ft]
3												
4												
5	PUNTO DE CEDENCIA (τ_s)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN A TRAVÉS DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES					GRADIENTE DE PRESIÓN DE CIRCULACIÓN		
6	$\tau_s =$	13	[lb/100ft ²]		$\Delta P_{cs} =$	85	[lb/in ²]			$P_c/L =$	0.6570	[lb/in ² /ft]
7												
8												
9	VELOCIDAD PROMEDIO DE LA TUBERÍA (v_p)				PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA HÍDRAULICO					DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN		
10	a) Tubería de Perforación				$\Delta P_s =$	2137	[lb/in ²]			$\rho_c =$	12.89	[lb/gal]
11	VTP =	8.00	[ft/seg]									
12	b) Lastrabarrena				BINGHAM							
13	VLB =	18.28	[ft/seg]									
14												
15	VELOCIDAD PROMEDIO EN EL ESPACIO ANULAR											
16	a) Espacio Anular Sección TR-TP											
17	VEA1 =	1.98	[ft/seg]									
18	b) Espacio Anular Sección BNA-TP											
19	VEA2 =	2.20	[ft/seg]									
20	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA											
21	VEA3 =	3.81	[ft/seg]									
22												
23	TUBERÍA DE PERFORACIÓN											
24		Número de Reynolds (Re)	Caída de presión (ΔP) [lb/in ²]	Gradiente de pérdida por fricción ($\Delta P/L$) [lb/in ² /ft]								
25	a) Tubería de Perforación (TP)	13484	685	0.0601								
26	b) Lastrabarrena (LB)	20387	257	0.4281								
27												
28		$(\Delta P)_{total} =$	942									
29												
30	ESPACIO ANULAR											
31		Número de Reynolds (Re)	Caída de presión (ΔP) [lb/in ²]	Gradiente de pérdida por fricción ($\Delta P/L$) [lb/in ² /ft]								
32	a) Espacio Anular Sección TR-TP	3822	13	0.0044								
33	b) Espacio Anular Sección BNA-TP	3921	49	0.0058								
34	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA	3398	22	0.0363								

✓ Modelo de Ley de Potencias

	A	B	C	D	E	F
1	<i>CONSTANTES DE LEY DE POTENCIAS (η)</i>					
2	a) Tubería de Perforación					
3		$\eta_{TP}= 0.737$				
4	b) Espacio Anular					
5		$\eta_{EA}= 0.541$				
6						
7	<i>INDICE DE CONSISTENCIA (k)</i>					
8	a) Tubería de Perforación					
9		$k_{TP}= 2.017$	[dina seg-1/cm ²]			
10	b) Espacio Anular					
11		$k_{EA}= 6.336$	[dina seg-1/cm ²]			
12						
13	<i>VELOCIDAD PROMEDIO DE LA TUBERÍA (v_p)</i>					
14	a) Tubería de Perforación					
15		$v_{TP}= 8.00$	[ft/seg]			
16	b) Lastrabarrena					
17		$v_{LB}= 18.28$	[ft/seg]			
18						
19	<i>VELOCIDAD PROMEDIO EN EL ESPACIO ANULAR</i>					
20	a) Espacio Anular Sección TR-TP					
21		$v_{EA1}= 1.98$	[ft/seg]			
22	b) Espacio Anular Sección BNA-TP					
23		$v_{EA2}= 2.20$	[ft/seg]			
24	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA					
25		$v_{EA3}= 3.81$	[ft/seg]			
26						
27	<i>VISCOSIDAD EFECTIVA EN LA TUBERÍA (μ_e)</i>					
28	a) Tubería de Perforación					
29		$\mu_{eTP}= 53.0$	[cp]			
30	b) Lastrabarrena					
31		$\mu_{eLB}= 38.2$	[cp]			
32						
33	<i>VISCOSIDAD EFECTIVA EN EL ESPACIO ANULAR (μ_{eEA})</i>					
34	a) Espacio Anular Sección TR-TP					
35		$\mu_{eEA}= 106.4$	[cp]			
36	b) Espacio Anular Sección BNA-TP					
37		$\mu_{eEA}= 97.6$	[cp]			
38	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA					
39		$\mu_{eEA}= 55.2$	[cp]			
40						
41	<i>NUMERO DE REYNOLDS EN LA TUBERÍA</i>					
42	a) Tubería de Perforación					
43		$Re_{TP}= 6616$				
44	b) Lastrabarrena					
45		$Re_{LB}= 13870$				
46						
47	<i>NUMERO DE REYNOLDS EN EL ESPACIO ANULAR</i>					
48	a) Espacio Anular Sección TR-TP					
49		$Re_{EA1}= 934$				
50	b) Espacio Anular Sección BNA-TP					
51		$Re_{EA2}= 1044$				
52	c) Espacio Anular Sección BNA-LBA					
53		$Re_{EA3}= 1600$				

LEY DE POTENCIAS

Factor de Fricción
 $f_{TP}= 0.00713$
 $f_{LB}= 0.00584$

Factor de Fricción
 $f_{TR-TP}= 0.02569$
 $f_{BNA-TP}= 0.02299$
 $f_{BNA-LNA}= 0.01500$

<i>GRADIENTE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN TUBERÍA</i>			
a) Tubería de Perforación			
	$(\Delta P/L)_{TP} =$	0.0584	[lb/in ² /ft]
	$[(\Delta P/L)*L]_{TP} =$	665	[lb/in ²]
b) Lastrabarrena			
	$(\Delta P/L)_{LB} =$	0.3780	[lb/in ² /ft]
	$[(\Delta P/L)*L]_{LB} =$	227	[lb/in ²]
Pérdida de Presión por Fricción Total			
	$[(\Delta P/L)*L]_{Tot} =$	892	[lb/in ²]
<i>GRADIENTE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN ESPACIO ANULAR</i>			
a) Espacio Anular Sección TR-TP			
	$(\Delta P/L)_{EA1} =$	0.0112	[lb/in ² /ft]
	$[(\Delta P/L)*L]_{EA1} =$	34	[lb/in ²]
b) Espacio Anular Sección BNA-TP			
	$(\Delta P/L)_{EA2} =$	0.0134	[lb/in ² /ft]
	$[(\Delta P/L)*L]_{EA2} =$	113	[lb/in ²]
c) Espacio Anular Sección BNA-LBA			
	$(\Delta P/L)_{EA3} =$	0.0527	[lb/in ² /ft]
	$[(\Delta P/L)*L]_{EA3} =$	32	[lb/in ²]
Pérdida de Presión por Fricción Total			
	$[(\Delta P/L)*L]_{EA} =$	178	[lb/in ²]
Gradiente de Pérdida de Presión por Fricción Total			
	$[(\Delta P/L)*L]_{EA/LTot} =$	0.0148	[lb/in ² /ft]
<i>PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS</i>			
	$\Delta P_b =$	1026	[lb/in ²]
<i>PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN A TRÁVES DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES</i>			
	$\Delta P_{cs} =$	85	[lb/in ²]
<i>PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA HÍDRAULICO</i>			
	$\Delta P_s =$	2003	[lb/in ²]
<i>GRADIENTE DE PRESIÓN HÍDROSTÁTICA</i>			
	$P_h/L =$	0.650	[lb/in ² /ft]
<i>GRADIENTE DE PRESIÓN DE CIRCULACIÓN</i>			
	$P_c/L =$	0.6648	[lb/in ² /ft]
<i>DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN</i>			
	$\rho_c =$	13.05	[lb/gal]

✓ Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO (n)					VELOCIDAD PROMEDIO (Vp)		VELOCIDAD DE ROTACION EQUIVALENTE (R)		LECTURA FANN EQUIVALENTE (θ)		NUMERO DE REYNOLDS				
2	n=		0.9228				[ft/seg]	R [rpm]		[bf/100ft ²]						
3	LEY DE POT. C/PUNTO DE CEDENCIA					TP		8.00		94.23		16.09		8654		
4						LB		18.28		325.71		29.15		24977		
5	INDICE DE CONSISTENCIA (k)					a) Espacio Anular Sección TR-TP (VEA1)		1.98		30.48		12.15		700		
6	k=		0.0919		b) Espacio Anular Sección BNA-TP (VEA2)		2.20		36.75		12.56		838			
7					c) Espacio Anular Sección BNA-LB (VEA3)		3.81		128.02		18.09		1747			
8																
9	FACTOR GEOMÉTRICO (G)															
10	GTP=		0.7907													
11																
12	x=		0.3742													
13			α		c		G									
14	Sección TR-TP		0.509		0.982		1.187									
15	Sección BNA-TP		0.529		0.984		1.188									
16	Sección BNA-LB		0.765		0.998		1.193									
17																
18	PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN															
19			ΔP [lb/in ²]		ΔP/L [lb/in ² /ft]											
20	TP=		721		0.063											
21	LB=		229		0.382											
22	total=		950													
23																
24			ΔP [lb/in ²]		ΔP/L [lb/in ² /ft]											
25	Sección TR-TP		30		0.010											
26	Sección BNA-TP		94		0.011											
27	Sección BNA-LB		19		0.032											
28	total=		143													
29																
30	GRADIENTE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN ESPACIO ANULAR															
31	(ΔP/L)total=		0.0119		ΔP/L [lb/in ² /ft]											
32																
33	PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS															
34	ΔPb=		1026		[lb/in ²]											
35																
36	PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN A TRAVÉS DE LAS CONEXIONES															
37	ΔPcs=		85		[lb/in ²]											
38																
39	PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA HÍDRAULICO															
40	ΔPs=		2204		[lb/in ²]											
41																
42	GRADIENTE DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA															
43	Ph/L=		0.650		[lb/in ² /ft]											
44																
45	GRADIENTE DE PRESIÓN DE															
46	Pc/L=		0.662		[lb/in ² /ft]											
47																
48	DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN															
49	pc=		12.99		[lb/gal]											

5.3 Ventana Operacional en la Perforación de Pozos Petroleros

El mantenimiento de un agujero estable es una de las tareas de perforación principales de la industria petrolera y gasífera, ya que los problemas inestabilidad asociados al pozo resultarán en altos costos de perforación y tendrán un impacto severo en el programa de perforación. El análisis de la Estabilidad de Hoyo debe considerarse en la etapa de planeamiento del pozo en cualquier compañía operadora. La inestabilidad de hoyo de los pozos sigue siendo una preocupación importante para las compañías porque además de ser potencialmente costosa, puede poner en peligro al personal asociado a las tareas de perforación.

La resistencia a la fractura de las formaciones, es un factor dominante en la construcción de un pozo petrolífero. Las profundidades a las cuales deben colocarse los revestimientos están gobernadas por la presión de poro (PP) y la presión de fractura (PF), dando una ventana operacional para el peso de lodo (ρ_c) admisible durante la perforación. Usualmente la presión de fractura está relacionada a la fractura inicial del agujero. Durante la perforación eventos indeseados pueden ocurrir tales como pérdidas de circulación (PCL), pega de la tubería, etc. Las pérdidas de circulación es uno de los factores más costosos en la industria debido a que la perforación debe detenerse hasta que sea solventado este problema. Las pérdidas de circulación ocurren en la mayoría de los pozos perforados en mayor o menor grado. Este problema es generalmente atacado adhiriendo partículas grandes al fluido de perforación o en casos severos, cementando las zonas de pérdidas. No existe una cura simple para este problema.

Para prevenir estos problemas indeseables es bastante recomendable realizar un análisis geomecánico antes de perforar un pozo.

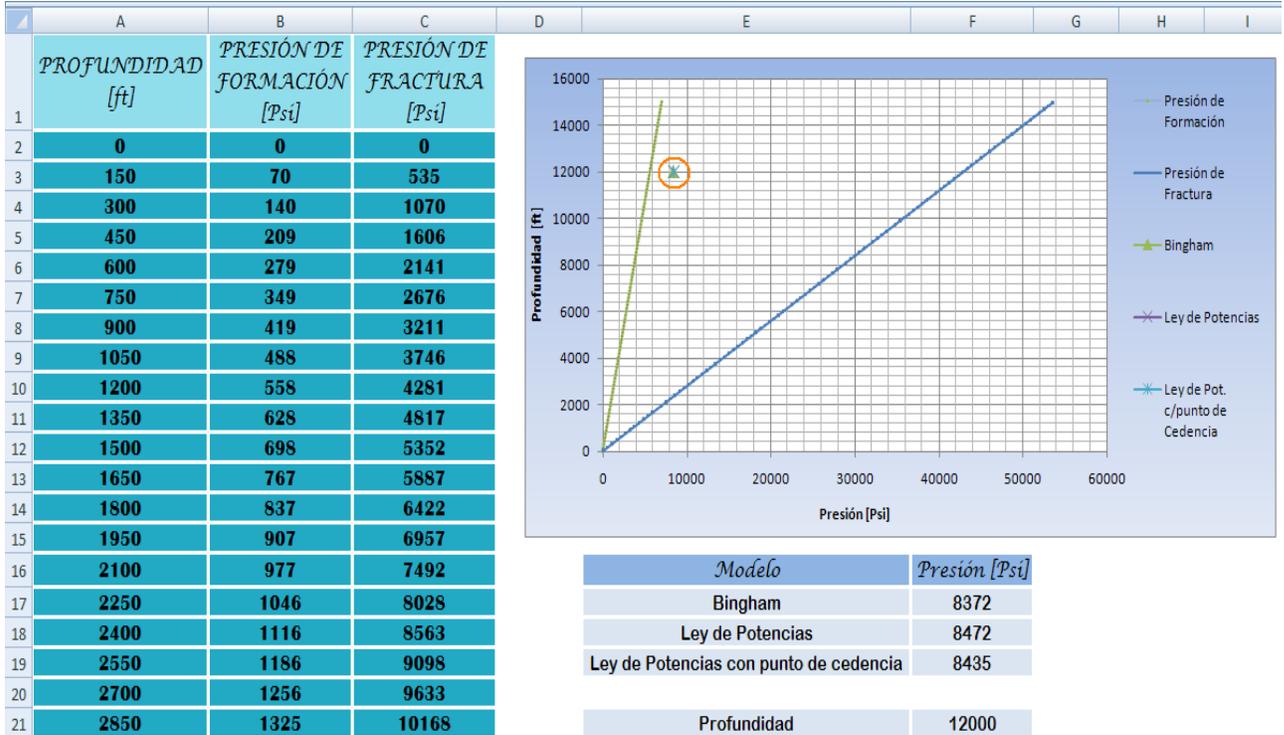
Para poder determinar la ventana operacional, es necesario introducir los valores de la profundidad, así como sus respectivos valores de presión de formación y de fractura a dichas profundidades.

	A	B	C
	<i>PROFUNDIDAD</i> [ft]	<i>PRESIÓN DE</i> <i>FORMACIÓN</i> [Psi]	<i>PRESIÓN DE</i> <i>FRACTURA</i> [Psi]
1			
2			
3			
4			
5			
6			
	•	•	•
	•	•	•
	•	•	•

La gráfica automáticamente considera valores de densidad de circulación de cada modelo reológico (tratado anteriormente). Los valores que presentamos son puntuales a una presión y una profundidad dada.

<i>Modelo</i>	<i>Presión [Psi]</i>
Bingham	
Ley de Potencias	
Ley de Potencias con punto de cedencia	
Profundidad	

A continuación se muestra el programa ya ejecutado.



Como se puede observar, el valor del ejemplo se encuentra dentro de la ventana operacional, con una tendencia hacia la línea de presión de formación, si el valor puntual rebasa esta línea, se corre el riesgo de un brote. Sí, el valor puntual, rebasa la línea de presión de fractura, la formación se va a fracturar y por lo tanto va a ver pérdida de fluido.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La perforación de pozos petroleros es un conjunto de actividades que permiten hacer un agujero controlando su diámetro y dirección hasta alcanzar la profundidad deseada, bajo condiciones de seguridad y sin contaminación del medio ambiente.
- Requiere un plan detallado (Plan de perforación) de los objetivos y requerimientos del tipo de pozo, tales como: su ubicación geográfica, su profundidad, la columna geológica esperada, características de la formación, posibles presiones y temperaturas (gradiente de fractura y gradiente de formación), tipo de fluido de control, programa de barrenas y tuberías, etc.
- Es importante conocer cómo afectan las características de la formación a la Velocidad de Perforación pues su pleno entendimiento (como se observó a lo largo de este trabajo) afecta sensiblemente los costos totales del pozo.
- Conocer las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación permitirá tener un control adecuado del flujo de fluidos del fondo del pozo hacia la superficie, así como una adecuada limpieza del agujero, lo cual se traducirá en velocidades de perforación más altas y consecuentemente reducirán los costos de perforación del pozo.
- El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juega un papel importante en las operaciones de perforación que constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo a utilizar durante la perforación, control y estabilidad del agujero, fuerza e impacto sobre la formación, etc.

BIBLIOGRAFÍA

- i. Optimización de la Perforación. Factores que afectan a la velocidad de perforación. M. C. Juan Gilberto León Loyola. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1993.
- ii. Guía de Diseño para la Hidráulica en la Perforación de Pozos Petroleros. 100 años de la perforación en México.
- iii. Matthew, W.R. And Kelly, John, "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient", Oil & Gas Journal (July, 1965) Vol. 63
- iv. "Drilling and drilling fluids". G.V. Chilingarian. Elsevier scientific publishing company, 1981.
- v. "La deformación de los materiales de la corteza terrestre". Maurice Mattauer. Ed. Omega S.A. Barcelona 1976.
- vi. "PETROLEUM RESERVOIR ROCK AND FLUID PROPERTIES", Abhijit Y. Dandekar. Ed. Taylor & Francis
- vii. "Tecnología de la perforación de pozos petroleros" Arthur W. McCray & Frank W. Cole. Compañía Editorial continental. S.A. 1963
- viii. Allen, J.H.; "Determining Parameters that Affect Rate of Penetration"; Oil and Gas Journal. 1977
- ix. H.C.H. Darley & George R. Gray. "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids" Gulf Publishing Company. Fifth Edition.
- x. Walter F. Rogers. "Composition And Properties of Oil Well Drilling Fluids". Gulf Publishing Company, Houston Texas. Third Edition. 1963

- xi. Hopkin E.A. "Factor Affecting cutting Removal During rotary Drilling" SPE artículo 1967.
- xii. Sifferman, T.R. Myers, G.M. Haden, E.L. y Wahl, H.A. "Drilling Cutting Transport in Full – Scale vertical Annuli" JPT (Nov, 1976) 1295 -1302.
- xiii. "OIL WELL DRILLING TECHNOLOGY " Arthur W. McCray and Frank W. Cole. Ed. University of Oklahoma.
- xiv. "Drilling Mud and Cement Slurry Rheology manual", Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Ed. Gulf Publishing company. 1982.
- xv. "Drilling Practices Manual", Preston L. Moore. Ed. The petroleum publishing company, Tulsa 1974.
- xvi. Sample, K.J. Bourgoyne, A.T. "Development of Improved Laboratory and Field Procedures for Determining the Carrying Capacity of Drilling Fluids", SPE Paper No. 7497; año: 1978.
- xvii. Estimation of Formation Pressures From Log-Derived Shale Properties, by C.E. Hottman and R.K. Johnson, JPT (June 1965) 717-22; Trans., AIME.
- xviii. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. By Ben A. Eaton, JPT (Oct. 1969) 1353 – 60.
- xix. Prediction of Fracture Pressure for Wildcat Wells by Stephen R. Daines, JPT (April 1982) 863 – 72.
- xx. Hottman, C.E., and Johnson, R.K.: Estimation of Formation Pressure from Log- Derived Shale Properties, Journal of Petroleum Technology, August, 1965.
- xxi. Foster, J.B. and H.E. Whalen.: Estimation of Formation Pressures from Electric Surveys-Offshore Louisiana" Journal of Petroleum Technology, (2/66),165-171.

- xxii. Eaton, Ben A. Graphical Method Predicts Geopressures Worwide. World Oil (7/76).

- xxiii. Matthews, W. R., and Kelly, J.: How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient, The Oil and Gas Journal, Feb.,1967.

- xxiv. “Estado del Arte en la Estimación del Gradiente de Fractura”. Glenn Bowers, Applied Mechanics Technologies. Houston, Texas. 20 de Agosto de 1999.

- xxv. “Estado del Arte en la Estimación de la Presión de Poro”. Glenn Bowers. Applied Mechanics Technologies. Houston, Texas. 20 de Mayo de 1999