



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Cálculo de la Densidad Equivalente de
Circulación en pozos Horizontales”**

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

CARLOS ALONSO GONZÁLEZ BARRERA

DIRECTOR
M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ



Ciudad Universitaria, México, D.F., Enero de 2009.

Agradecimientos

A Dios por brindarme la inteligencia para lograr tomar decisiones y enfrentar los problemas de la vida.

A mi padre, Raúl González Enciso, por ser un ejemplo de rectitud y profesionalismo además de ser un padre amoroso y un gran amigo.

A mi madre, Josefina Barrera Rojo, por brindarme un amor infinito e inculcarme valores fundamentales en mi vida.

A mi familia por estar siempre a mi lado y ser parte fundamental en mi formación como ser humano.

A mi novia Fernanda por brindarme apoyo, amistad y amor.

A mi director de tesis el M. C. Jaime Ortiz Ramírez por dirigirme este trabajo.

Al ingeniero Ángel Millán Tejeda por el apoyo y observaciones hechas en la realización de este trabajo.

A mi universidad y profesores por brindarme los conocimientos para ser una persona útil a mi país.

ÍNDICE

Capítulo 1

Introducción	1
---------------------	---

Capítulo 2

Definiciones de mecánica de fluidos

Hidráulica	5
Densidad	5
Densidad absoluta	5
Densidad relativa	6
Peso específico	6
Viscosidad	7
Viscosidad de los líquidos	7
Medidas de la viscosidad	9
Reología	9

Tipos de flujo	10
Fluidos newtonianos y no newtonianos	11
Punto de cedencia	13
La rugosidad (ϵ)	13
Tensión superficial	13
Presión hidrostática	14
Presión de sobrecarga	15
Presión de formación	15
Presión de fractura	17

Capítulo 3

Perforación horizontal

Limitaciones de los pozos horizontales.	22
Aplicaciones de pozos horizontales	23
Problemas de perforación horizontal	25
Daños a la estabilidad del pozo	25
Limpieza del pozo	26

Prevencción de los daños a la formación	27
Lubricación	28
Selección del tipo de fluido de control	29
Métodos de perforación horizontal	30
Pozo de radio largo	32
Pozos de radio medio	33
Pozos de radio corto	34
Pozos de radio ultra corto	34
Técnicas de terminación	35
Terminación con agujero descubierto	36
Terminación con liner ranurado	36
Terminación con liner con superficies aisladas	38
Terminación con liner cementado y disparado	38

Capítulo 4

Fundamento de cálculo de la densidad equivalente de circulación

Condiciones estáticas

41

Condiciones dinámicas.	41
Balance de masa	42
Balance de energía	44
Caídas de presión por fricción	49
Cálculo de caídas de presión por fricción empleando el modelo plástico de Bingham	50
Cálculo de caídas de presión por fricción, para fluidos newtonianos.	53
Caídas de presión en toberas (en la barrena)	55

Capítulo 5

Caso práctico

Plan direccional	61
Programa de fluidos perforación y de control de sólidos	66
Programa de Barrenas	66
Diagrama de la sarta	67
Análisis de resultados	68

Capítulo 6

Programa de Cálculo

Metodología del funcionamiento.	72
Diagrama de flujo correspondiente al modelo plástico de Bingham	75
Diagrama de flujo correspondiente al modelo Para fluidos Newtonianos	76

Capítulo 7

Conclusiones	81
---------------------	----

Bibliografía	84
---------------------	----

Anexo 1 (Código del programa de cálculo de la densidad equivalente de circulación empleando el modelo reológico de Bingham)	85
--	----

Anexo 2 (Código del programa de cálculo de la densidad equivalente de circulación para fluidos Newtonianos.)	93
---	----

Introducción:

En este trabajo se realiza el cálculo de la densidad equivalente de circulación en un pozo horizontal y se analizan los factores que tienen un mayor peso en el valor final de la densidad equivalente de circulación mediante dos programas de cálculo uno para fluidos newtonianos y uno empleando el modelo reológico de Bingham.

La densidad equivalente de circulación puede ser interpretada como la densidad de un fluido hipotético, el cual en estado estático y a cualquier profundidad produce una presión equivalente a la que produciría un fluido en condiciones dinámicas.

La importancia de tener un buen control de la densidad equivalente de circulación radica en tener un buen control de la presión a cada profundidad con la intención de crear el menor daño a la formación, así como una posible pérdida de fluido de control, esto último por estar inyectando el fluido de control a la formación.

Por otro lado, los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para mejorar la producción y la recuperación de hidrocarburos en yacimientos maduros, con baja permeabilidad de roca y un pobre mantenimiento de presión.

En la actualidad la perforación horizontal nos brinda la posibilidad de incrementar la producción primaria y secundaria de los pozos, de igual manera logramos obtener un mayor volumen de reservas y recuperación de las mismas, así como un menor número de pozos verticales (reduciendo el costo de producción de los campos en los que se empleen pozos horizontales).

Definiciones de mecánica de fluidos

Hidráulica.

Es la rama de la mecánica de fluidos que se ocupa de la interrelación de los efectos de viscosidad, densidad, velocidad de flujo y presión de circulación y las variaciones de las propiedades de un fluido de perforación y su grado de afectación al variar los parámetros antes mencionados.

Densidad.

En física el término densidad (ρ) es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, y puede utilizarse en términos absolutos o relativos.

Densidad absoluta.

La densidad absoluta o densidad normal, también llamada densidad real, expresa la masa por unidad de volumen. Cuando no se hace ninguna aclaración al respecto, el término densidad suele entenderse en el sentido de densidad absoluta. La densidad es una propiedad intensiva de la materia producto de dos propiedades extensivas:

$$Densidad = \frac{Masa}{Volumen} \quad 2.1$$

Unidades de medición de la densidad:

- kilogramo sobre metro cúbico (kg/m³)
- gramo sobre centímetro cúbico (g/cm³)
- Libra sobre galón (lb/gal)

Densidad relativa.

La densidad relativa es un número adimensional que se obtiene de la relación de la masa de un cuerpo a la masa de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia. Los sólidos y líquidos se refieren al agua pura a cuatro grados centígrados, y los gases al aire a condición de presión y temperatura estándar. Para sólidos y líquidos,

$$\gamma = \frac{\text{masa de la sustancia}}{\text{masa de agua pura a 4}^\circ} \quad 2.2$$

Peso específico.

El peso específico de una sustancia se define como el peso por unidad de volumen. Se calcula al dividir el peso de la sustancia entre el volumen que esta ocupa.

$$P_g = \frac{P}{V} \quad \text{ó} \quad P_g = \rho * g \quad 2.3$$

Donde:

P_g = peso específico [N/m^3].

P = peso de la sustancia [N].

V = volumen que la sustancia ocupa [m^3]

ρ = densidad de la sustancia [kg/m^3].

g = gravedad [m/s^2]

Viscosidad.

La viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad. El esfuerzo cortante de un fluido viscoso es directamente proporcional a la rapidez de deformación, el factor de proporcionalidad para un fluido viscoso es la viscosidad dinámica, o absoluta.

Viscosidad de los líquidos.

La viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales y en consecuencia los líquidos tienen coeficientes de viscosidad mucho más altos que los gases. Los coeficientes de viscosidad de los gases aumentan con la temperatura, en tanto que los de la mayoría de líquidos, disminuyen. Asimismo se ha visto que los coeficientes de viscosidad de gases a presiones moderadas son esencialmente independientes de la presión, pero en el caso de los líquidos el aumento en la presión produce un incremento de viscosidad. Estas diferencias en el comportamiento de gases y líquidos provienen de que en los líquidos el factor dominante para determinar la viscosidad, es la interacción molecular y no la transferencia de impulso.

La mayoría de los métodos empleados para la medición de la viscosidad de los líquidos se basa en las ecuaciones de Poiseuille o de Stokes. La ecuación de Poiseuille para el coeficiente de viscosidad de líquidos es:

$$\eta = \frac{\rho \Delta P r^4 \pi t}{8 L v} \quad 2.4$$

Donde:

v es el volumen del líquido [m^3]

η es la viscosidad del líquido que fluye [$Pa \cdot s$]

t es el tiempo en que fluye el fluido a través de un tubo capilar [s]

r es el radio del tubo capilar [m]

L es la longitud del tubo capilar [m]

P es la presión [Pa]

Medidas de la viscosidad.

La viscosidad de un fluido puede medirse a través de un parámetro dependiente de la temperatura llamada coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad.

Coeficiente de viscosidad dinámica, designado como η o μ .

En unidades en el SI: $[\mu] = [Pa \cdot s] = [kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-1}]$; otras unidades: 1 Poise (P) = $10^{-1} Pa \cdot s = [10^{-1} kg \cdot s^{-1} \cdot m^{-1}]$.

Coeficiente de viscosidad cinemática, designado como ν , y que resulta ser igual al cociente del coeficiente de viscosidad dinámica entre la densidad, $\nu = \mu / \rho$. (En unidades en el SI: $[\nu] = [m^2 \cdot s^{-1}]$. En el sistema cegesimal es el Stoke (St).

Reología.

Es la ciencia que estudia la deformación de los materiales, si estos son sólidos, o su flujo, si estos son líquidos cuando se les aplica un esfuerzo. Una fuerza, aplicada en un cuerpo produce una deformación en el mismo. En el caso de un sólido, ésta deformación puede ser elástica si el sólido regresa a su forma original cuando la fuerza aplicada es retirada, la deformación puede ser plástica, si regresa a su estado original solo por la acción de otras fuerzas. En el caso de los fluidos la aplicación de una fuerza produce flujo.

Tipos de flujo.

En el caso de los fluidos de perforación considerados plásticos o pseudo-plásticos al ser bombeados al pozo, e iniciar la circulación pasan por varias etapas de flujo. En la primera etapa no hay flujo, durante este periodo la presión es insuficiente para producir un esfuerzo de corte en las paredes de la tubería que exceda las fuerzas de fricción del sistema, el valor máximo de estas fuerzas es el verdadero valor de rendimiento (punto de cedencia).

La segunda etapa ocurre cuando excedemos el valor del punto de cedencia y la presión es suficiente para mover el fluido en forma de tapón.

La tercera etapa se genera cuando la presión aumenta lo suficiente para que el flujo empiece a moverse con una velocidad diferencial. Esta diferencial se debe a la fricción que ejerce el fluido que está cercano a las paredes de la

tubería, dando como resultado que la máxima velocidad se genere en la porción central del espacio. Esta etapa se conoce como inicio de flujo laminar o flujo incompleto.

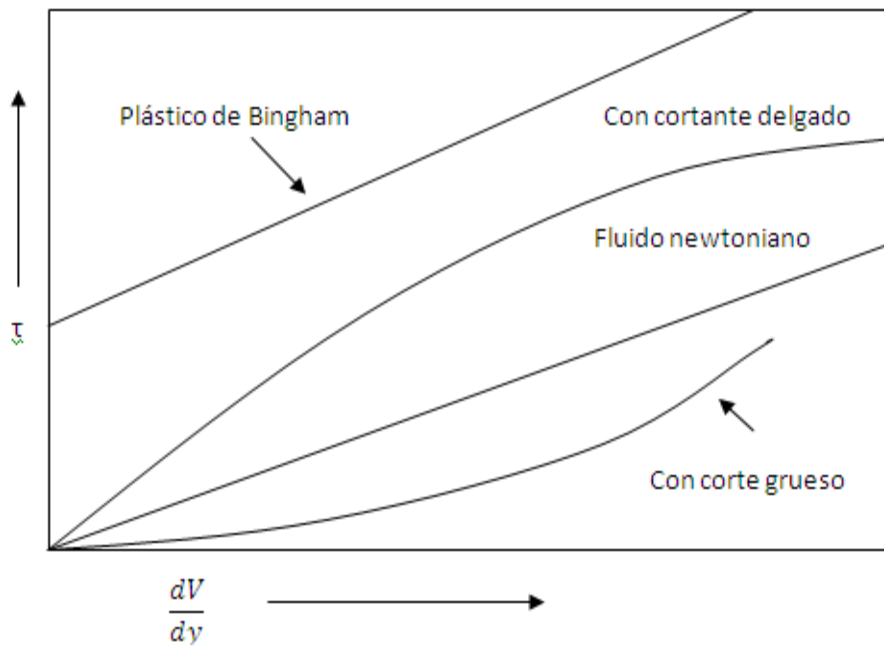
En la cuarta etapa al aplicar una mayor presión, el movimiento en la sección transversal del fluido se realiza más rápido en la parte central, así el frente de velocidad cambia de semi-plana hasta que toma la forma de una parábola, a ésta etapa se le conoce como flujo laminar.

Si continuamos aumentando aún más la velocidad de flujo del fluido y tomando en consideración su reología y geometría del pozo, las partículas empiezan a moverse en forma desordenada, que es donde se inicia el cambio de flujo, si continuamos aumentando la velocidad llega el momento en que las partículas se salen del movimiento paralelo y se entremezclan en forma completamente desordenada a esta etapa se le conoce como flujo turbulento.

Fluidos newtonianos y no newtonianos.

Se les denominan fluidos newtonianos a aquellos fluidos para los que el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la rapidez de su deformación. Debido a que el esfuerzo cortante es directamente

proporcional a la deformación de corte, $\frac{dV}{dy}$, una grafica que relaciona estas variables resulta en una recta que pasa por el origen. La pendiente de esta recta es la viscosidad dinámica. Para algunos líquidos el esfuerzo de corte puede no ser directamente proporcional a la rapidez de deformación; a estos fluidos se les llama fluidos no newtonianos. Una clase de fluidos no newtonianos, la de fluidos con cortante delgado, tiene la excepcional propiedad de que la razón entre el esfuerzo cortante y la deformación decrece a medida que aumenta la deformación de corte. Algunos fluidos comunes con cortante delgado son las pastas dentales, la salsa de tomate, pinturas, etc. Los fluidos para los cuales aumenta la viscosidad con la rapidez de corte se denominan fluidos con cortante grueso; algunos ejemplos de estos fluidos son mezclas de partículas de vidrio en agua y mezclas de agua y yeso. Otro tipo de fluido no newtoniano, es el llamado plástico de Bingham que actúa como sólido para pequeños valores de esfuerzo cortante y luego se comporta como fluido a esfuerzos de corte de valores mayores.



Punto de cedencia.

Es el valor del esfuerzo inicial al que los fluidos no newtonianos tienen que ser sometidos antes de empezar a fluir.

La rugosidad (ϵ).

La Rugosidad es una característica de la superficie de la tubería, misma que está formada por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción.

Es posible expresar la rugosidad por la altura media de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

Para el caso de tuberías de perforación y producción el valor de la rugosidad es de 0.0006 (μg).

Tensión superficial.

De acuerdo con la teoría de atracción molecular, las moléculas de un líquido que se encuentren considerablemente debajo de la superficie actúan una sobre otra por medio de fuerzas que son iguales en todas magnitudes. Sin embargo, las moléculas que se encuentren cerca de la superficie tienen una mayor atracción entre sí, que la presente entre moléculas que estén justo debajo de ellas. Esto produce una superficie de líquido que actúa como una membrana estirada. Debido a este efecto de membrana, cada porción de la superficie del líquido ejerce una tensión sobre porciones adyacentes sobre objetos que estén en la superficie del líquido, esta tensión actúa en el plano de la superficie, y su magnitud por unidad de longitud se define como tensión superficial, σ (sigma). La tensión superficial para una superficie entre aire y agua es de 0.073 N/m a temperatura ambiente.

Presión hidrostática.

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$PH = \rho * D / 10 \text{ [kg/cm}^2\text{]} \qquad 2.5$$

Presión de sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes.

$$S = (\text{peso de la matriz} + \text{peso del fluido intersticial}) / \text{unidad de area}$$

Presión de formación.

Es la presión a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación., también se le conoce como la presión de poro, dichas presiones pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

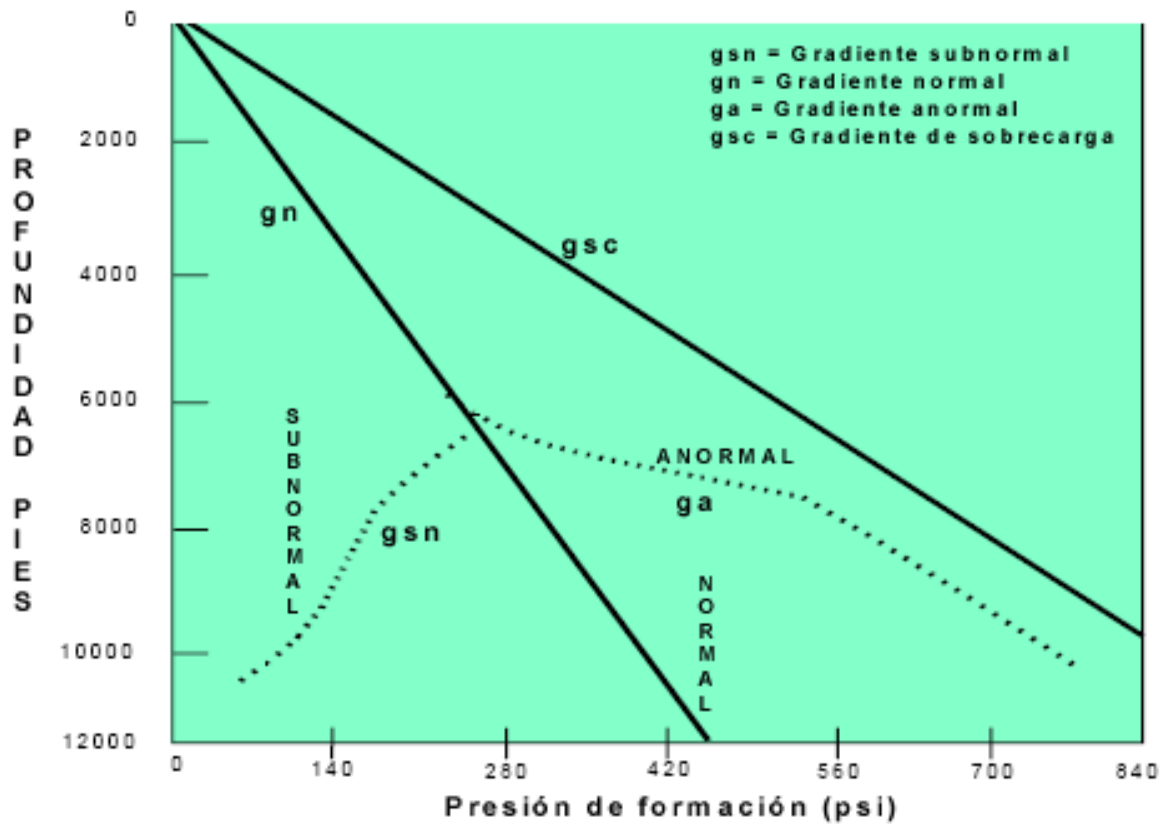
Presiones normales: cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación ejercida desde la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cm^3 en zonas costa afuera y 1 gr/cm^3 en áreas terrestres.

Presiones anormales cuando la presión que se tiene a cierta profundidad es mayor a la ejercida por una columna de fluidos de formación desde la superficie hasta la profundidad de interés. Esto trae consigo muchos problemas entre los que sobresalen:

- La selección del tipo y densidad del lodo.
- La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- La planeación de las cementaciones.

Además, debemos de considerar los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones.

- Brotes y reventones.
- Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos.
- Derrumbes de lutita.



Presión 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 presión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan resistencia originada por la cohesión de la roca, a medida que la profundidad aumenta se añaden a la cohesión fuerzas de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Debido a esto se puede afirmar que las fracturas formadas a profundidades someras son horizontales, mientras que las que se realizan a mayores profundidades tienden a ser verticales.

Perforación Horizontal

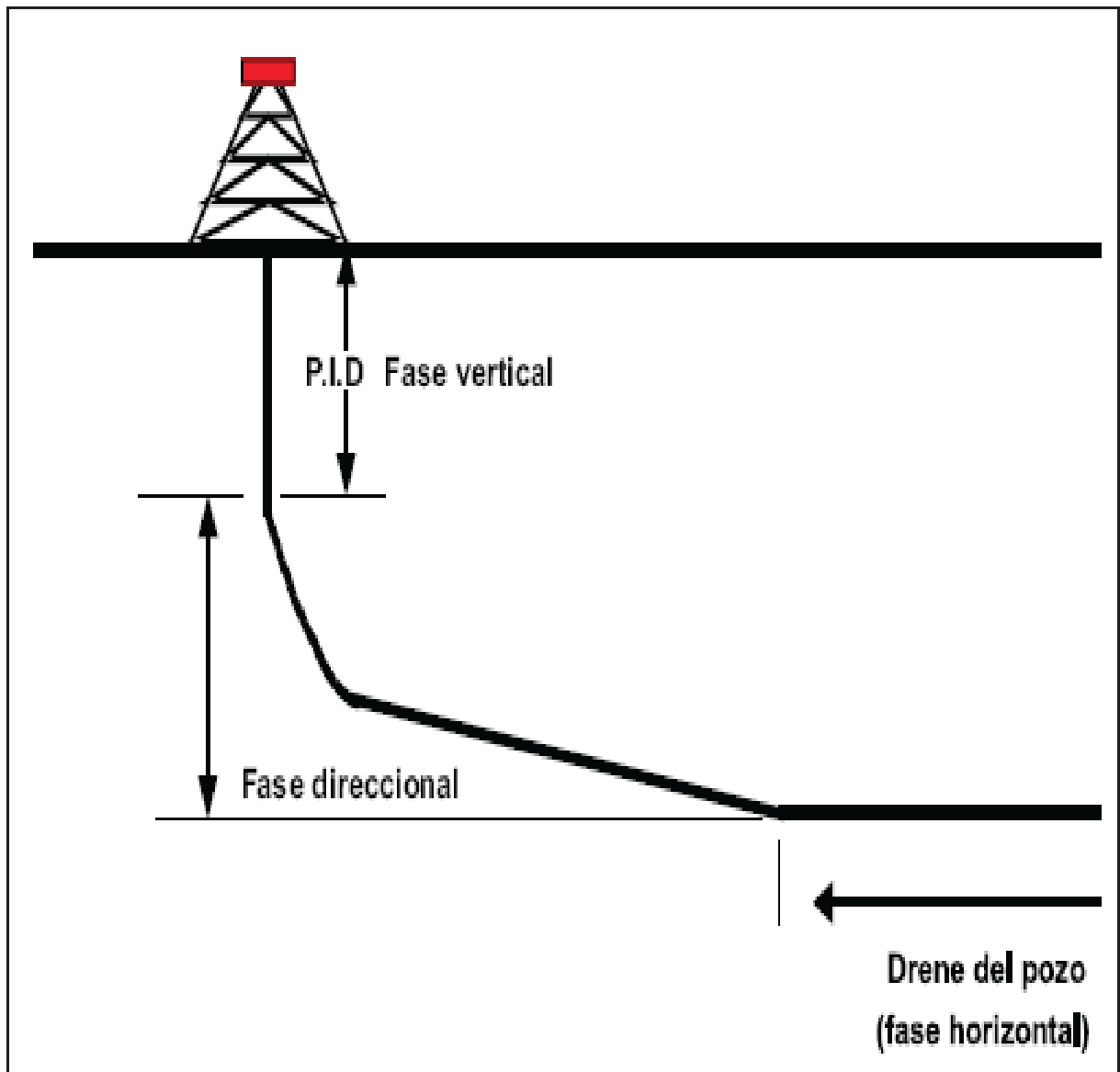
La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada a 90° con respecto a la vertical y lograr extenderse dentro del yacimiento varios cientos de metros, esto con el propósito de incrementar la producción y en el caso de pozos inyectores al tener una mayor área de contacto se obtiene una mayor capacidad de inyección.

En la actualidad la perforación horizontal nos brinda la posibilidad de incrementar la producción primaria y secundaria de los pozos, lograr obtener un mayor volumen de reservas y recuperación de las mismas, así como un menor número de pozos verticales (reduciendo el costo de producción en los campos en los que se empleen pozos horizontales).

La producción obtenida de los pozos horizontales depende en gran medida de la longitud de la sección horizontal y ésta a su vez depende de la técnica de perforación que se emplee. Por este motivo es indispensable que los ingenieros de yacimientos y los ingenieros de perforación trabajen de manera conjunta para lograr seleccionar la mejor técnica de perforación.

Otro aspecto de suma importancia es la terminación de los pozos horizontales, ya que los pozos pueden ser terminados con agujero descubierto, con un liner ranurado, colocando una tubería de revestimiento y posteriormente dispararla, etc. El tipo de terminación del pozo afectará en forma importante el comportamiento del mismo a lo largo de su vida útil;

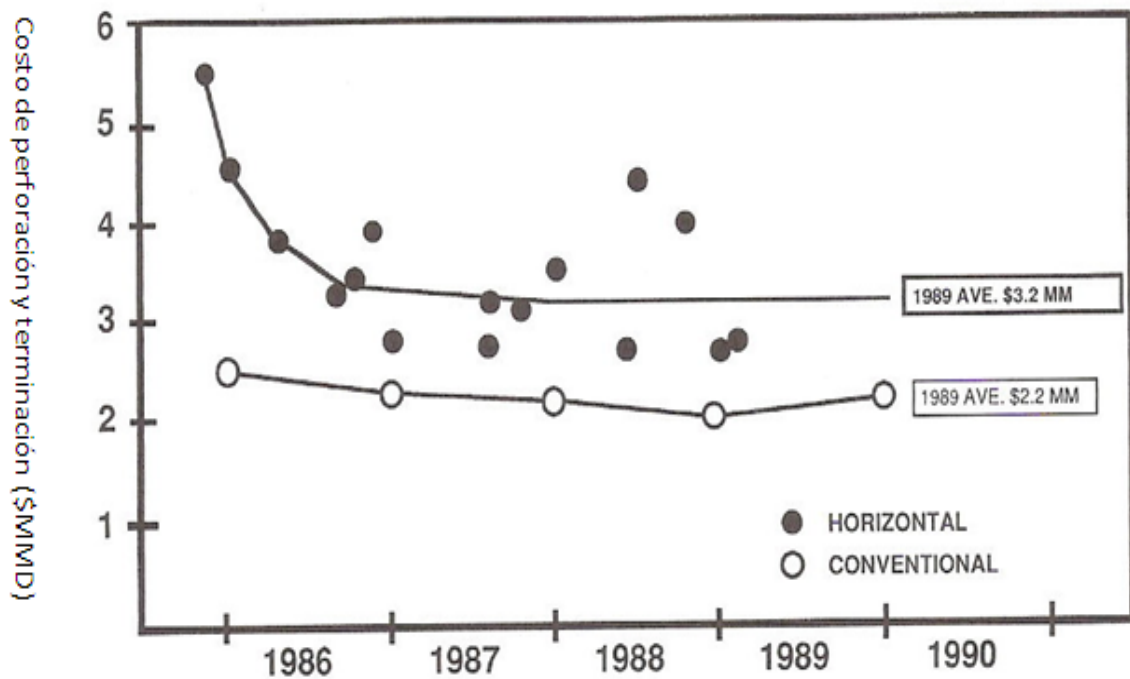
sin embargo, no todas las técnicas de terminación se pueden aplicar a todos los pozos, por esto es muy importante que los ingenieros de yacimientos conozcan las técnicas de terminación, así como sus ventajas y desventajas.



Limitaciones de los pozos horizontales.

Como se mencionó con anterioridad, una de las mayores ventajas de los pozos horizontales es el hecho de que el área de contacto es mucho mayor que la que se tiene en los pozos verticales; sin embargo, una de las mayores desventajas es que un pozo horizontal sólo puede perforar una zona productora.

Otra de las mayores desventajas de tener un pozo horizontal es el costo, ya que el costo de un pozo horizontal es de 1.4 a 3 veces el costo de un pozo vertical, lo cual depende de la terminación que se emplee. Sin embargo, mientras más pozos se perforan en un campo se obtendrá un menor costo, esto debido en gran medida a la experiencia que se adquiere sobre el manejo de esta tecnología.



En esta imagen podemos ver la diferencia de costos que existe entre los pozos verticales y horizontales en Prudhoe Bay, Alaska

Aplicaciones de pozos horizontales.

La perforación horizontal ha tenido mucho éxito en las siguientes aplicaciones:

- En yacimientos naturalmente fracturados, en los cuales los pozos horizontales se emplean para unir las fracturas y lograr drenar la mayor cantidad de hidrocarburos posibles.

- En yacimientos con problemas de conificación de gas y de agua, en este caso los pozos horizontales reducen notablemente los problemas de conificación y se logra incrementar la producción de aceite, esto debido a que tenemos una mayor área horizontal de contacto entre el pozo y la formación, lo cual provoca que el yacimiento este sufriendo una caída de presión a lo largo de un eje horizontal lo cual nos da un mayor volumen de producción sin sufrir problemas de conificación.
- En yacimientos de gas los pozos horizontales se pueden emplear con baja y alta permeabilidad. En yacimientos de baja permeabilidad los pozos horizontales pueden incrementar el drene del yacimiento y de esta manera reducir el número de pozos requeridos lo cual reduce los costos de producción. En yacimientos con alta permeabilidad la velocidad del gas cerca de los disparos en pozos verticales tiende a ser muy grande, y cuando empleamos pozos horizontales las velocidades de flujo del gas disminuyen notablemente debido al área expuesta al flujo, lo cual evita que tengamos flujo turbulento.
- En la recuperación mejorada de aceite, especialmente la recuperación por incremento de temperatura, ya que con los pozos horizontales tenemos una mayor área de contacto, lo cual incrementa la capacidad de inyección de los pozos.

Problemas en la perforación horizontal.

Por la gran utilidad y ventajas económicas que conlleva la perforación de pozos horizontales, debemos evitar que se provoquen daños a la formación productora con la finalidad de lograr el máximo aprovechamiento de la perforación de nuestro pozo horizontal.

Algunos de los problemas que queremos evitar son

- Daños a la estabilidad del pozo (en formaciones mal consolidadas).
- Deficiente limpieza del pozo.
- Daños a la formación.
- Evitar la incompatibilidad de los fluidos de la formación y los de control.
- El atascamiento de la barrena y sarta de perforación.

Daños a la estabilidad del pozo.

Uno de los mayores problemas a los que nos estaremos enfrentando al perforar pozos horizontales es lograr mantener una buena estabilidad en el pozo.

Cuando se perforan con un alto grado de inclinación las lutitas sensibles al agua o arcillas con alta actividad, se pueden presentar problemas de derrumbes o que la barrena se desvíe de la dirección deseada.

La principal causa de la inestabilidad de los pozos es la hidratación que puede sufrir la formación. Por eso es de vital importancia acondicionar el fluido de control que vayamos a emplear y considerar los aspectos mecánicos que provocan su inestabilidad, por lo que debemos asegurarnos que la densidad del lodo de perforación sea la adecuada para cada etapa.

Limpieza del pozo.

Cuando los parámetros principales, como son el peso del lodo, la filtración, la salinidad, contenido de sólidos, etc., han sido definidos es muy importante adecuar la reología del lodo, con el propósito de tener una buena capacidad de acarreo de los recortes a través de los distintos espacios anulares y a lo largo de las distintas inclinaciones de su trayectoria direccional.

En los pozos horizontales, los recortes tienen que pasar de una inclinación de 90° a 0° en los cuales las características óptimas de limpieza pueden variar considerablemente de una sección a otra. No sólo en la parte

horizontal del pozo se tienen problemas de limpieza, de hecho cuando se tiene una inclinación de 25° a 65° se pueden tener condiciones muy críticas si no se toman en cuenta las condiciones reológicas y la velocidad del lodo. El acarreo de los sólidos es más difícil en pozos horizontales, o con alto grado de inclinación, que en pozos verticales, esto por la tendencia natural de los sólidos a depositarse por lo cual el lodo tiende a pasar por encima de dicho asentamiento. Para evitar esto, es posible incrementar la velocidad de circulación o alcanzar un régimen de flujo turbulento que evite los asentamientos; sin embargo el hacer esto se puede ocasionar daños a las paredes del pozo o de la formación, además de estar limitado por la capacidad de bombeo con la que cuente el equipo de perforación.

Para obtener un régimen de flujo turbulento es necesario mantener una baja viscosidad, sin embargo si empleamos una baja viscosidad, cuando paremos la circulación los sólidos dispersos en el fluido se depositarán de manera muy rápida, sin embargo este problema se puede resolver mediante el adecuado acondicionamiento del lodo con el fin de obtener un fluido plástico no Newtoniano con fuertes características plásticas.

Prevención de los daños a la formación.

En los pozos horizontales, los fluidos de control están en contacto con la formación por un periodo de tiempo igual al que están en pozos verticales o

en pozos con menor desviación, sin embargo los daños propios de los fluidos de perforación tienden a ser mayores en los pozos horizontales, por varias razones como son:

- El fluido de control está por mayor tiempo en contacto con la formación productora.
- Gran parte de los pozos horizontales son terminados en agujeros sin ademar.
- En los pozos horizontales es muy difícil corregir los daños creados por el fluido de control.
- La mecánica de flujo en los pozos horizontales es distinta a la de pozos verticales, así mismo son distintas las variaciones de permeabilidad en los pozos horizontales que en los verticales.

Lubricación.

En la parte horizontal y en las secciones con alto grado de desviación de los pozos horizontales, existen pérdidas de energía ocasionadas por el torque generado por la fricción existente entre la sarta y la formación o entre la sarta y la tubería de revestimiento (TR). Estas pérdidas son inaceptables y debemos tratar de evitarlas, una forma de hacerlo es empleando un fluido de control que nos brinde una buena lubricación.

Selección del tipo de fluido de control.

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación. Parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido. Entre otros se encuentran:

- Pérdidas de circulación.
- Brotes.
- Resistencias y estancamiento de la sarta por la inestabilidad de la formación.
- Pegaduras por presión diferencial.
- Bajos ritmos de penetración.
- Daño a la formación productora.

Los problemas registrados en pozos vecinos nos brindan un indicio de las áreas de oportunidad en las que debemos enfocarnos a fin de optimizar el programa de fluidos.

Con el fin de seleccionar el mejor fluido de control, es muy importante considerar las características del fluido existente en la formación

productora, y para ello es necesario realizar algunas pruebas de laboratorio pertinentes como son:

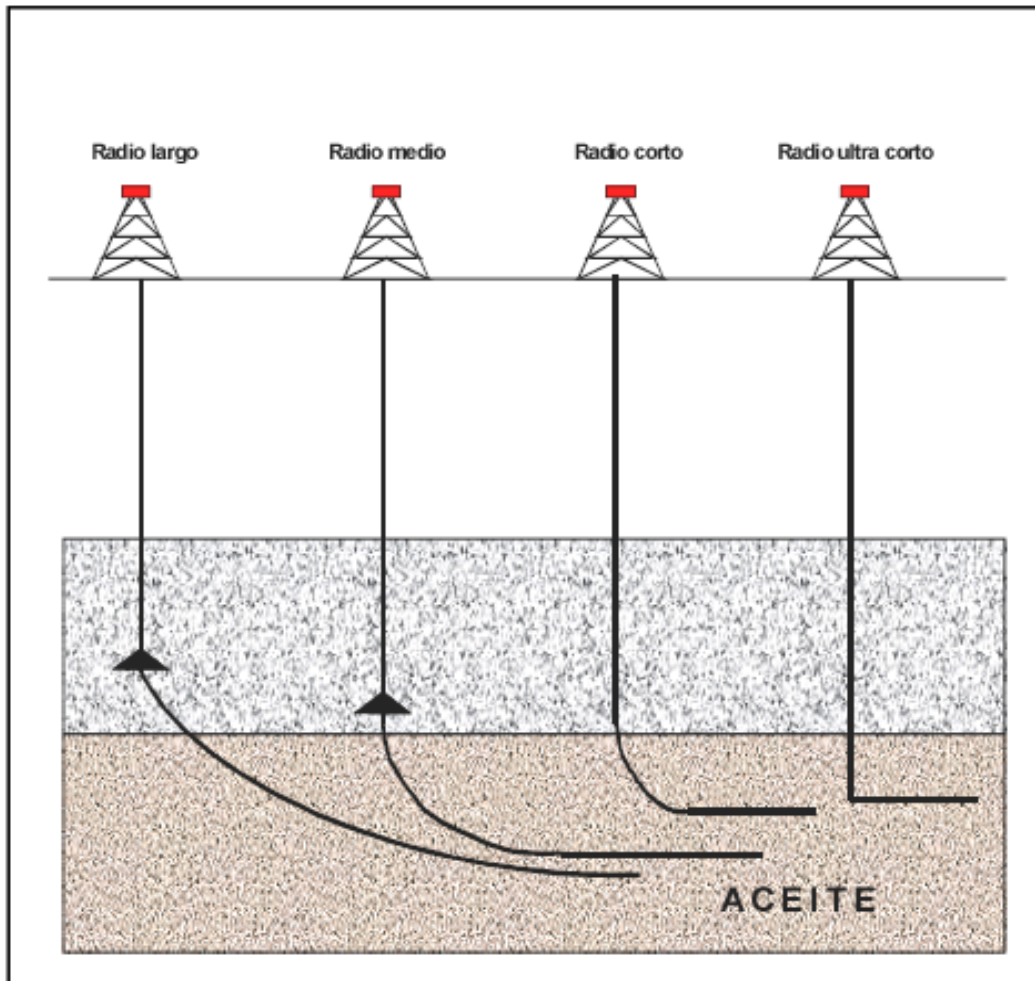
- Una caracterización del sistema roca-fluidos.
- Utilizar el mejor fluido de control para cada etapa de perforación.
- Examinar la distribución del tamaño efectivo de poro y la morfología de la formación.
- Hacer pruebas de flujo en el laboratorio para determinar los posibles daños que ocasionarían los distintos tipos de fluidos de control que sean candidatos a ser empleados en nuestro pozo.
- Hacer estudios geológicos de las muestras del yacimiento después de haber utilizado el fluido de perforación seleccionado.

Métodos de perforación horizontal

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con cierta orientación (equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto se logra con la aplicación de los siguientes métodos para el tipo de construcción de radio de curvatura.

1. Método del radio de curvatura largo.

2. Método del radio de curvatura medio.
3. Método del radio de curvatura corto.
4. Método del radio de curvatura ultra corto.



Pozo de radio largo.

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y complementar la longitud a perforar y por tanto terminar el pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como largo alcance o alcance extendido. Sin embargo, estos pozos son perforados de 70° a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos del campo de desarrollo.

Este tipo de pozos son de gran utilidad en localizaciones inaccesibles, operaciones internacionales, desarrollo de la sección horizontal a más de 1000 pies, entre otras.

Algunas de las ventajas que tienen este tipo de pozos son que la sarta de perforación puede ser rotada con el uso de herramientas convencionales, mínimas severidades y patas de perro.

Pozos de radio medio.

Esta técnica es de las más usadas en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con afallamientos y estratos muy pronunciados. Con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con las longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema en el trabajo de la tubería de perforación y tubería de revestimiento crea problemas de caídas de presión por fricción dentro de los límites aceptados. La técnica debe ser aplicada a yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como son fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos.

Este tipo de pozos tienen aplicación en yacimientos fracturados, yacimientos marinos; problemas de conificación de agua y gas; reentradas y yacimientos de poco espesor.

Pozos de radio corto.

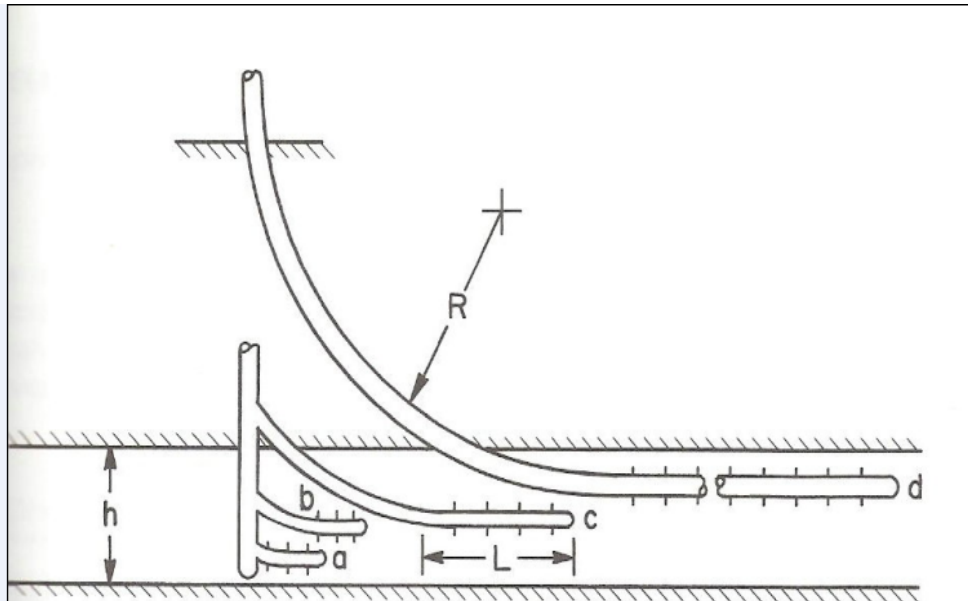
La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento o bien por razones económicas. De ésta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad o cambio de objetivo.

Pozos de radio ultra corto.

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía no natural.

Resumiendo:



1. Pozos de radio de curvatura largo (d) $R \geq 1000$ ft, $L = 1000 - 4000$ ft.
2. Pozos de radio de curvatura medio (c) $R = 300 - 800$ ft, $L = 1000 - 4000$ ft.
3. Pozos de radio de curvatura corto (b) $R = 20 - 40$ ft, $L = 100 - 800$ ft.
4. Pozos radio de curvatura ultra corto (a) $R = 1-2$ ft, $L = 100 - 200$ ft.

Técnicas de terminación.

En los pozos horizontales las técnicas de terminación son de suma importancia, ya que de éstas depende en gran medida la mayor o menor producción que se pueda lograr en cada pozo.

Las técnicas de terminación para pozos horizontales son las siguientes:

1. Agujero descubierto
2. Terminación con liner ranurado.
3. Terminación con liner con superficies aisladas.
4. Terminación con liner cementado y disparado.

A continuación se describe brevemente cada técnica:

Terminación con agujero descubierto.

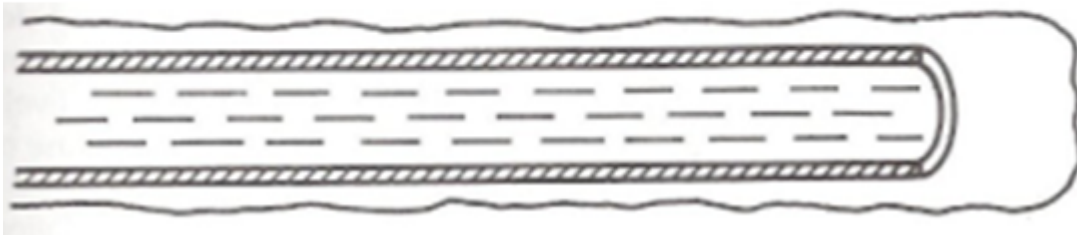
(1) Agujero descubierto



Esta terminación tiene un costo relativamente bajo; sin embargo, solo es aplicable a algunas formaciones, además de que estos pozos son difíciles de estimular, y también se dificulta controlar la inyección y producción a lo largo del agujero.

Terminación con liner ranurado.

(2) Terminación con liner ranurado



La razón por la cual se ocupa un liner ranurado es para prevenir un posible derrumbe de la formación, además de que el liner nos sirve para introducir varias herramientas, como puede ser la tubería flexible.

Los tres tipos de liners mas usados son los siguientes:

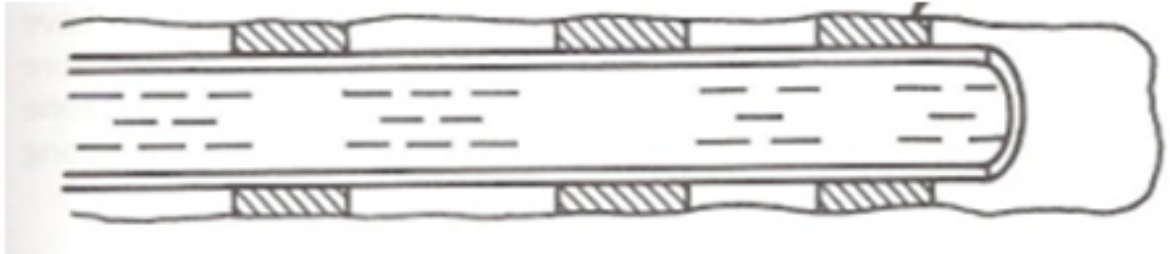
1. Liners perforados, los hoyos son perforados en el liner.
2. Liners ranurados.
3. Liner con empacadores integrados.

Los liner ranurados nos brindan un limitado control al paso de la arena, esto mediante la selección del tamaño de las ranuras; sin embargo, estos liners son susceptibles a quedar atorados en formaciones mal consolidadas.

Las principales desventajas de emplear el liner ranurado se presentan cuando se quiere realizar una estimulación, así como lograr tener un área de producción o inyección.

Terminación con liner con superficies aisladas.

(3) terminación con liner con superficies aisladas

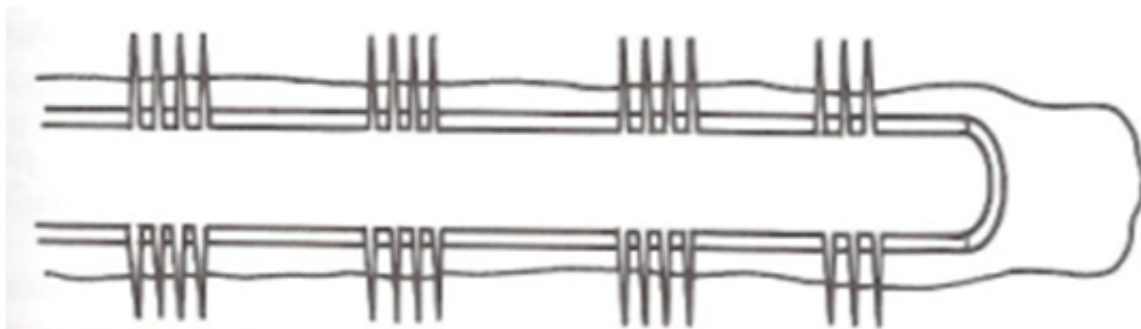


Mediante la colocación de empaques externos a un liner ranurado se logra dividir al liner en varias secciones, y con ello se logra tener un mejor control de producción e inyección.

Una de las desventajas de este método es la dificultad para colocar los empaques externos.

Terminación con liner cementado y disparado.

(4) Terminación con liner cementado y disparado.



Realizar cementaciones de los liners y posteriormente disparar los mismos, se acepta para pozos de radio mediano y largo; sin embargo, no es económicamente rentable cementar un pozo de radio corto. Un cemento diseñado para pozos horizontales debe contener menos cantidad de agua libre que un cemento diseñado para pozos verticales, esto debido a que en los pozos horizontales se corre el riesgo de que el agua libre sufra los efectos de la gravedad con lo cual no se lograría un buen trabajo de cementación.

Fundamentos de cálculo de la densidad equivalente de circulación.

Condiciones estáticas.

La densidad equivalente nos ayuda a saber cual es la presión que está sufriendo la formación a una profundidad determinada. Esto se logra mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$\rho_e = \frac{P}{0.052 D} \quad 4.1$$

Donde:

P, es la presión que está sufriendo la formación a una profundidad D, la presión se mide en psia.

D, es la profundidad a la que se desea saber la densidad equivalente y es medida en ft.

ρ_e , es la densidad equivalente medida en lbm/gal.

Condiciones dinámicas.

Cuando un sistema tiene condiciones dinámicas como la circulación del fluido de control, el movimiento de la sarta de perforación ó una combinación de ambos, los cálculos se complican, dado que las fuerzas de fricción influyen en los cálculos, mismas que son matemáticamente difíciles de describir.

Las reglas de la física que son comúnmente aplicadas en el análisis del movimiento de fluidos son la conservación de masa, la conservación de energía y la conservación de momento.

Balance de masa.

La ley de conservación de masa nos dice que la masa total de todos los materiales que intervienen en el proceso debe ser igual a la de todos los materiales que salen del mismo, más la masa de los materiales que se acumulan o permanecen en el proceso.

$$\text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Acumulación}$$

4.2

En la mayoría de los casos no se presenta acumulación de materiales en el proceso, por lo que las Entradas son iguales a las Salidas. A este tipo de sistema se le llama proceso en estado estacionario.

Entradas = Salidas

Para cálculos de ingeniería de perforación emplearemos el estado estacionario, en el cual consideraremos que la concentración de masa o la densidad del fluido permanece constante en cualquier punto del pozo. Por otro lado tenemos que el fluido de perforación se considera incompresible, con excepción de cuando se emplea algún gas como fluido de perforación; al considerar el fluido de control como incompresible tenemos que la densidad del fluido es la misma en cualquier punto dentro del pozo, considerando que el volumen que tenemos de fluido de perforación permanece constante durante todo el recorrido del lodo, ó sea no tenemos acumulación o fuga alguna de nuestro fluido de perforación, podemos decir que el ritmo de flujo de nuestro fluido de control es el mismo en cualquier punto del pozo.

La velocidad del fluido en cada punto está definida por el flujo por unidad de área en dicho punto, dado que el pozo presenta varias geometrías tenemos que las velocidades de flujo son distintas, a pesar de que el flujo en todos los puntos del pozo es el mismo.

A continuación se presentan las ecuaciones para obtener la velocidad de flujo dentro de la tubería de perforación y en la de revestimiento.

Tubería de perforación

$$v = \frac{q \text{ (gal/min)}}{2.448 * d^2}$$

Espacio anular

$$v = \frac{q \text{ (gal/min)}}{2.448 * (d_2^2 - d_1^2)}$$

Donde:

q= gasto [gal/min]

v= la velocidad promedio del fluido de perforación, ft/s.

d= diámetro interno de la tubería de perforación, pg.

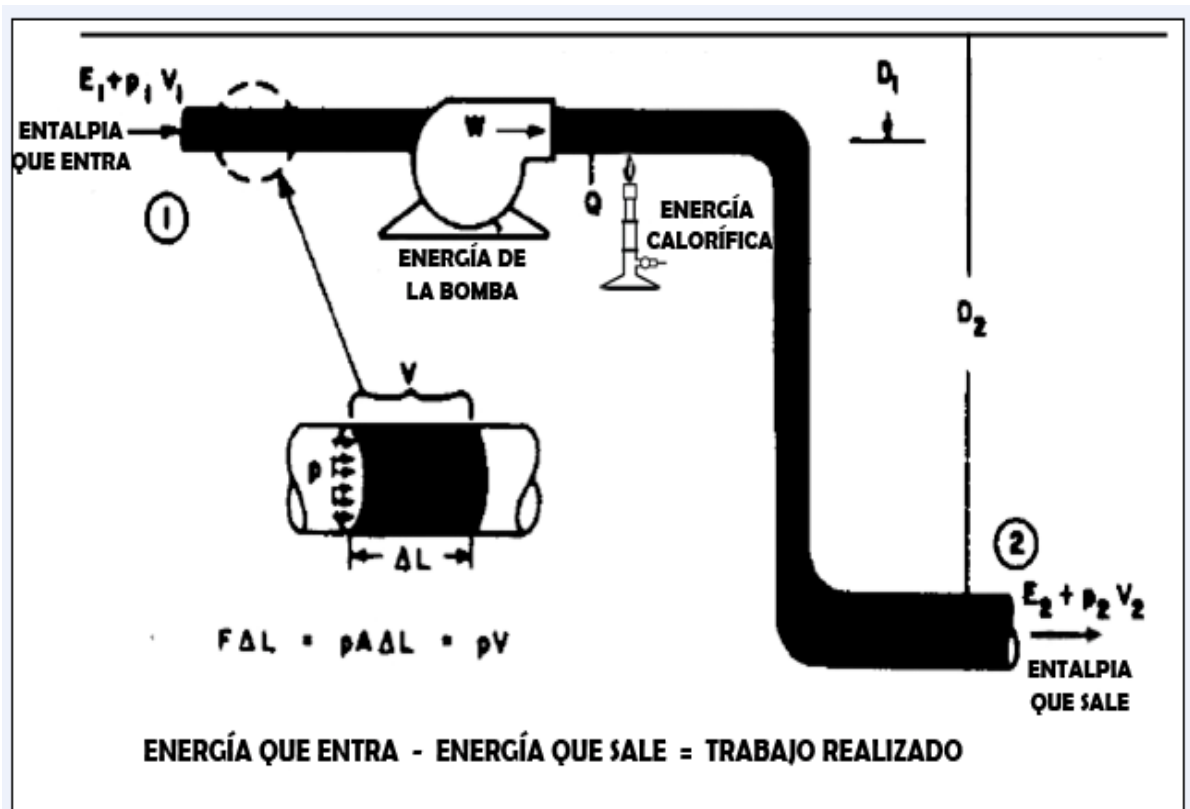
d_1 = diámetro externo de la tubería de perforación, pg.

d_2 = diámetro interno de la tubería de revestimiento, pg.

Balance de energía.

La ley de conservación de energía nos dice que la cantidad de energía que sale del sistema es igual a la cantidad de energía que entra al sistema menos las pérdidas de energía por fricción, trabajo y calor cedido al ambiente.

Considerando este sistema:



La energía que entra al sistema es:

$E_1 + p_1V_1$ = Entalpía del fluido por unidad de masa que entra al sistema en el punto 1.

$-gD_1$ = Energía potencial del fluido por unidad de masa que entra al sistema en el punto 1.

$v_1^2/2$ = Energía cinética del fluido por unidad de masa que entra al sistema en el punto 1.

Q = Calor del fluido por unidad de masa que entra al sistema en el punto 1.

La energía que deja el sistema es la suma de:

$E_2 + p_2V_2$ = Entalpía del fluido por unidad de masa que sale del sistema en el punto 2.

$-gD_2$ = Energía potencial del fluido por unidad de masa que sale del sistema en el punto 2.

$v_2^2/2$ ■ Energía cinética del fluido por unidad de masa que sale del sistema en el punto 2.

El trabajo realizado por el fluido es igual a la energía del fluido por unidad de masa dada por el fluido al fluido motor (o igual a menos el trabajo hecho por la bomba sobre el fluido).

Con esto la ley de conservación de energía queda de la siguiente forma:

$$(E_2 - E_1) + (p_2V_2 - p_1V_1) - g(D_2 - D_1) + \frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2) = W + Q \quad 4.3$$

Simplificando esta ecuación, empleando notación diferencial, nos queda de la siguiente manera:

$$\Delta E - g\Delta D + \frac{\Delta v^2}{2} + \Delta(pV) = W + Q \quad 4.4$$

El cambio en la energía interna del fluido y el calor ganado por el mismo usualmente considerado mediante el uso del término *pérdidas por fricción*, f , mismo que puede ser definido mediante:

$$F = \Delta E + \int_1^2 p dV - Q \quad 4.5$$

Las pérdidas por fricción nos sirven para poder cuantificar las pérdidas por el flujo de un fluido viscoso a través de superficies rugosas. Substituyendo la ecuación número 4.5 en la 4.4, tenemos que:

$$\int_1^2 V dp - g \Delta D + \frac{\Delta v^2}{2} = W - F \quad 4.6$$

A esta ecuación se le conoce como la ecuación de balance de energía mecánica. El primer término de esta ecuación:

$$\int_1^2 V dp$$

Puede ser difícil de evaluar si el fluido es incompresible a menos que los valores de expansión y compresión sean conocidos. Sin embargo, dado que el volumen específico (V) es constante se tiene que:

$$\int_1^2 V dp = \frac{\Delta p}{\rho}$$

Con esto podemos escribir la ecuación número 4.6 como:

$$\Delta p - \rho g \Delta D + \rho \frac{\Delta v^2}{2} = \rho W - \rho F \quad 4.7$$

Expresando esta ecuación en unidades de campo queda:

$$p_1 + 0.052\rho(D_2 - D_1) - 8.074 \times 10^{-4} \rho(v_2^2 - v_1^2) + \Delta p_b - \Delta p_f = p_2 \quad 4.8$$

Δp en lb/pg^2 .

ρ en lb/gal .

v en ft/seg .

D en ft .

Caídas de presión por fricción.

Cálculo de caídas de presión por fricción empleando el modelo plástico de Bingham.

A continuación se enumeran los pasos a seguir para el cálculo de la caída de presión por fricción empleando el modelo plástico de Bingham. (se dan por conocidas las ecuaciones de la 4.9 a la 4.19)

1. Calcular los valores de viscosidad plástica μ_p y punto de cedencia τ_0 .

$$\mu_p = l_{600} - l_{300} \quad 4.9$$

$$\tau_0 = l_{300} \quad \mu_p \quad 4.10$$

2. Calcular la velocidad de flujo dentro de la T.P.

$$v = \frac{q}{2.448 \cdot d^2} \quad 4.11$$

3. Calcular la viscosidad efectiva μ_e en el interior de la tubería.

$$\mu_g = \frac{398.94 \cdot \mu_p \cdot d}{v} + \mu_p \quad 4.12$$

4. Calcular el número de Reynolds en el interior de la tubería.

$$RE = \frac{7738.08 \cdot d \cdot v \cdot \rho}{\mu_g} \quad 4.13$$

5. Determinar el tipo de flujo.

6. Si se tiene flujo laminar calcular la caída de presión por fricción.

$$\Delta p_f = \frac{0.231 \cdot \mu_p \cdot L \cdot v}{1500 \cdot d^2} + \frac{.23066 \cdot \tau_0 \cdot L}{225 \cdot d} \quad 4.14$$

7. Si se tiene flujo turbulento, calcular el número de Reynolds modificado.

$$RE_m = \frac{RE \cdot \mu_g}{\mu_p} \quad 4.15$$

8. Con los valores obtenidos, determinar el tipo de flujo.

- Flujo turbulento
- Flujo de transición

9. Si se tiene flujo turbulento calcular el factor de fricción con la ecuación de Colebrook y White (también se puede calcular con el diagrama de Moody).

$$f = \left[-4 \log \left(\frac{\epsilon}{3.718d} + \frac{1.258}{\sqrt{f} \cdot RE} \right) \right]^{-2} \quad 4.16$$

10. Calcular la caída de presión por fricción.

$$\Delta p_f = 0.2649 \frac{f \rho v^3 l}{d} \quad 4.17$$

11. Si se tiene flujo de transición calcular el factor de fricción.

$$f = 0.5675 RE_m^{-0.3192} \quad 4.18$$

12. Calcular la caída de presión por fricción.

$$\Delta p_f = 0.2649 \frac{f \rho v^3 l}{d} \quad 4.19$$

De esta manera logramos calcular la caída de presión por fricción a lo largo de una tubería, por la cual circula un fluido no newtoniano.

Calculo de caídas de presión por fricción, para fluidos newtonianos.

Primero calculamos el valor del factor de fricción (f) el cual es función del número de Reynolds (N_{Re}) y de la rugosidad, la cual es una característica de la tubería.

El número de Reynolds en unidades prácticas es:

$$N_{Re} = 7738.08 \frac{\rho v d}{\mu} \quad 4.20$$

Donde:

v es la velocidad del fluido en ft/seg .

ρ es la densidad relativa del líquido en gr/cc

d es el diámetro interno de la tubería en pulgadas.

μ es la viscosidad del fluido en cp.

Para determinar el valor del factor de fricción es importante determinar primero el régimen de flujo, existen dos tipos de regímenes de flujo: laminar y turbulento. El flujo laminar ocurre cuando las partículas del fluido se

mueven en línea recta paralelas al eje del conducto, por otro lado cuando la velocidad de flujo aumenta las partículas se mueven de manera caótica, formando vórtices y remolinos; en este caso el flujo es turbulento.

De manera empírica Osborne Reynolds estableció un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías el cual es conocido como el número de Reynolds.

El flujo laminar se presenta cuando $N_{Re} < 2300$ y el flujo turbulento cuando $N_{Re} > 3100$

Para flujo laminar de una sola fase el factor de fricción depende únicamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad 4.21$$

Para flujo turbulento ($N_{Re} > 3100$) el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook y White, (también es posible calcular el valor del factor de fricción empleando el diagrama de Moody).

$$f = \left[-4 \log \left(\frac{\epsilon}{3.713d} + \frac{1.255}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2} \quad 4.22$$

Cuando tenemos valores del número de Reynolds entre 2300 y 3100 tenemos flujo crítico ($2300 < N_{Re} < 3100$) el factor de fricción se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2800} \times \left[\frac{1.9821}{\left(2.8026 \log \left(\frac{\epsilon}{3.713d} + \frac{2.814}{3100 \sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \quad 4.23$$

Una vez que se tiene el factor de fricción procedemos a calcular la caída de presión por fricción con la siguiente ecuación:

$$\Delta p_f = 0.2649 \frac{\rho v^2 l}{d} \quad 4.24$$

Caídas de presión en toberas (en la barrena).

Para calcular la caída de presión en las toberas de la barrena es importante hacer las siguientes consideraciones:

1. Los cambios de presión por elevación son despreciables.
2. La velocidad del fluido antes de entrar a la tobera se desprecia, ya que es mínima comparada con la velocidad del fluido cuando sale de la misma.
3. Las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas son despreciables.

Partiendo de la ecuación 4.8 y aplicando las consideraciones antes mencionadas tenemos que

$$p_1 - 8.074 \times 10^{-4} \rho (v_n^2) = p_2 \quad 4.25$$

Sustituyendo $(p_1 - p_2)$ por Δp_b y despejando el término de la velocidad a la salida de la tobera v_n , tenemos:

$$v_n = \sqrt{\frac{\Delta p_b}{8.074 \times 10^{-4} \rho}} \quad 4.26$$

La velocidad que se obtiene a la salida de la tobera con la ecuación anterior nos arroja valores mayores a los reales, esto debido a las consideraciones que se realizan en el desarrollo de la ecuación, motivo por el cual se introduce a la ecuación el término de coeficiente de descarga (C_d) cuya finalidad es compensar la diferencia existente entre la velocidad calculada y la velocidad real, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$v_n = C_d \sqrt{\frac{\Delta p_b}{2.074 \times 10^{-4} \rho}} \quad 4.27$$

Con esta ecuación obtendremos la velocidad de flujo en la tobera. El valor del coeficiente de descarga fue calculado de manera experimental por Eckel y Bielstein. Estos autores nos dicen que el valor del coeficiente de descarga puede ser tan alto como 0.98, pero recomienda un valor de 0.95 dado que es un valor más práctico.

Las barrenas tienen más de una tobera, por lo general presentan tantas toberas como conos, cuando se tiene más de una tobera la caída de presión es la misma en todas las toberas, de acuerdo a la ecuación 4.27 observamos que en el caso de tener la misma caída de presión en las toberas las velocidades a través de las toberas serán las mismas.

En el caso de tener toberas con diferentes áreas, el gasto que pasa por cada tobera se debe de ajustar de tal forma que el valor del gasto entre área (q/A) sea el mismo en cada tobera, en el caso de tener tres toberas se debe de cumplir la siguiente igualdad.

$$v = \frac{q_1}{A_1} = \frac{q_2}{A_2} = \frac{q_3}{A_3}$$

Tomando en cuenta que el gasto total de la bomba está dado por:

$$q = q_1 + q_2 + q_3 = v_n A_1 + v_n A_2 + v_n A_3$$

Simplificando la ecuación tenemos que:

$$q = v_n (A_1 + A_2 + A_3) = v_n A_t$$

Dado que la velocidad de flujo a través de cada tobera es igual al gasto total entre el área total tenemos que:

$$\frac{q}{A_f} = \frac{q_1}{A_1} = \frac{q_2}{A_2} = \dots = \frac{q_i}{A_i} \quad 4.28$$

En unidades de campo la velocidad a través de las toberas está dado por:

$$v_n = \frac{q}{8.117 A_t} \quad 4.29$$

Donde:

v_n está dada en *pies/seg.*

q está dado en *galones/minuto*

A_t está dada en *pulgadas cuadradas*

Combinando las ecuaciones 4.27 y 4.29 y resolviéndolas para las caídas de presión a través de la barrena, Δp_b queda de la siguiente manera:

$$\Delta p_b = \frac{8.311 \times 10^{-8} \rho q^2}{\sigma^2 A_t^2} \quad 4.30$$

q está dado en *galones/minuto*

A_t está dada en *pulgadas cuadradas*

ρ está dada en *lb/gal*

Δp_b Está dada en *lb/γg²*

Caso práctico

En este capítulo analizaremos un pozo perteneciente a la Sonda de Campeche, el cual es un pozo horizontal que está siendo perforado sin circulación y una de las posibles causas de la pérdida de circulación podría ser un mal manejo de la densidad del fluido de control, lo cual afecta grandemente a la densidad equivalente de circulación.

El pozo en cuestión tiene el siguiente plan direccional.

MD (m)	Incl (deg)	Azim (deg)	TVD (m)	N-S (m)	E-W (m)	VS (m)	DLS (deg/30m)	Norte (m)	Este (m)
0	0	31	0	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
30	0	31	30	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
60	0	31	60	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
90	0	31	90	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
120	0	31	120	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
150	0	31	150	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
180	0	31	180	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
200	0	31	200	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
210	0	31	210	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
220	0	31	220	0	0	0	0	2166865.97	579739.29
240	1	31	240	0.15	0.09	0.17	1.5	2166866.12	579739.38
270	2.5	31	269.98	0.93	0.56	1.09	1.5	2166866.91	579739.85
300	4	31	299.94	2.39	1.44	2.79	1.5	2166868.37	579740.72
330	5.5	31	329.83	4.52	2.72	5.27	1.5	2166870.5	579741.99
340	6	31	339.78	5.38	3.23	6.28	1.5	2166871.37	579742.5
360	6	31	359.67	7.17	4.31	8.37	0	2166873.16	579743.57
390	6	31	389.51	9.86	5.92	11.5	0	2166875.86	579745.17
420	6	31	419.34	12.55	7.54	14.64	0	2166878.55	579746.77
450	6	31	449.18	15.24	9.16	17.77	0	2166881.25	579748.38
480	6	31	479.01	17.92	10.77	20.91	0	2166883.94	579749.98
510	6	31	508.85	20.61	12.39	24.05	0	2166886.64	579751.58
540	6	31	538.69	23.3	14	27.18	0	2166889.33	579753.19
570	6	31	568.52	25.99	15.62	30.32	0	2166892.03	579754.79
600	6	31	598.36	28.68	17.23	33.45	0	2166894.72	579756.39
630	6	31	628.19	31.36	18.85	36.59	0	2166897.42	579757.98
650	6	31	648.08	33.16	19.92	38.68	0	2166899.21	579759.06
660	6	31	658.03	34.05	20.46	39.73	0	2166900.11	579759.6
690	6	31	687.86	36.74	22.08	42.86	0	2166902.81	579761.2
700	6	31	697.81	37.64	22.61	43.91	0	2166903.71	579761.74
720	5	31	717.72	39.28	23.6	45.82	1.5	2166905.35	579762.72
750	3.5	31	747.63	41.18	24.75	48.05	1.5	2166907.26	579763.85
780	2	31	777.6	42.42	25.49	49.49	1.5	2166908.5	579764.59
810	0.5	31	807.59	42.98	25.82	50.14	1.5	2166909.06	579764.92
820	0	31	817.59	43.02	25.85	50.18	1.5	2166909.1	579764.95
840	0	31	837.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
870	0	31	867.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
900	0	31	897.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
930	0	31	927.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
960	0	31	957.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95

MD	Incl	Azim	TVD	N-S	E-W	VS	DLS	Norte	Este
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30m)	(m)	(m)
990	0	31	987.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1020	0	31	1017.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1050	0	31	1047.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1080	0	31	1077.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1110	0	31	1107.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1140	0	31	1137.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1170	0	31	1167.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1200	0	31	1197.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1230	0	31	1227.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1260	0	31	1257.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1290	0	31	1287.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1320	0	31	1317.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1350	0	31	1347.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1380	0	31	1377.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1410	0	31	1407.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1440	0	31	1437.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1470	0	31	1467.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1500	0	31	1497.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1530	0	31	1527.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1560	0	31	1557.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1590	0	31	1587.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1620	0	31	1617.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1650	0	31	1647.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1680	0	31	1677.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1710	0	31	1707.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1740	0	31	1737.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1770	0	31	1767.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1800	0	31	1797.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1830	0	31	1827.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1860	0	31	1857.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1890	0	31	1887.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1920	0	31	1917.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1950	0	31	1947.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
1980	0	31	1977.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2010	0	31	2007.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2040	0	31	2037.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2070	0	31	2067.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2100	0	31	2097.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2130	0	31	2127.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2160	0	31	2157.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2190	0	31	2187.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2220	0	31	2217.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95

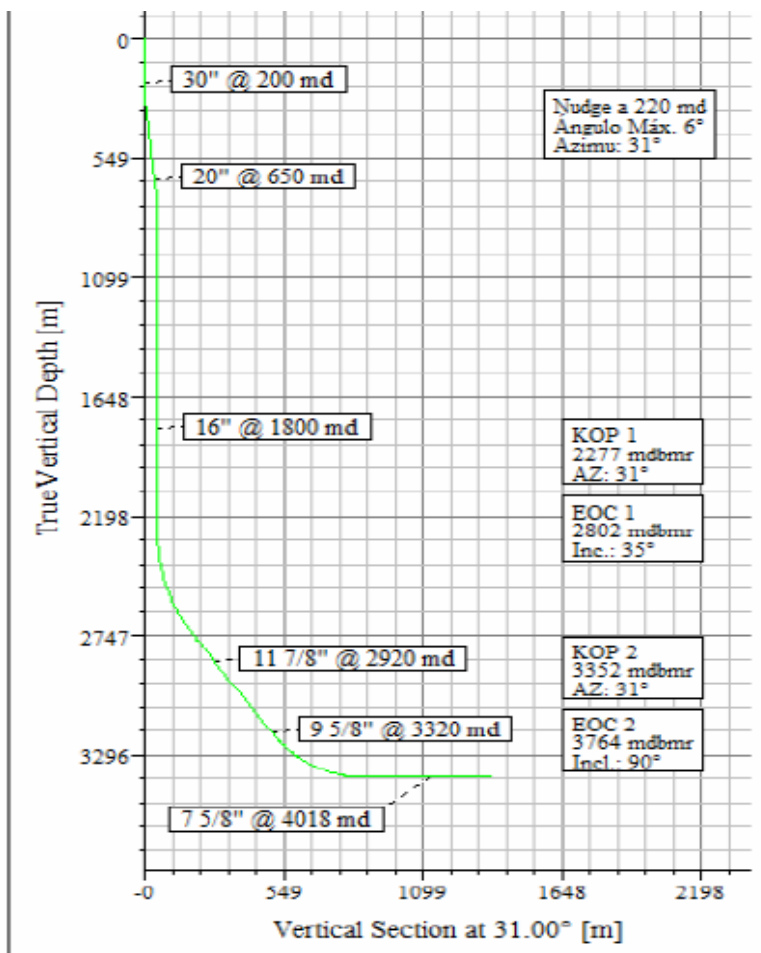
MD	Incl	Azim	TVD	N-S	E-W	VS	DLS	Norte	Este
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30m)	(m)	(m)
2250	0	31	2247.59	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2277.19	0	31	2274.78	43.02	25.85	50.18	0	2166909.1	579764.95
2280	0.19	31	2277.59	43.02	25.85	50.19	2	2166909.11	579764.95
2310	2.19	31	2307.58	43.55	26.17	50.81	2	2166909.64	579765.27
2340	4.19	31	2337.53	44.98	27.03	52.48	2	2166911.07	579766.12
2370	6.19	31	2367.41	47.31	28.43	55.19	2	2166913.4	579767.5
2400	8.19	31	2397.17	50.53	30.36	58.94	2	2166916.63	579769.42
2430	10.19	31	2426.79	54.63	32.83	63.73	2	2166920.75	579771.87
2460	12.19	31	2456.21	59.62	35.82	69.55	2	2166925.75	579774.85
2490	14.19	31	2485.42	65.49	39.35	76.4	2	2166931.63	579778.35
2520	16.19	31	2514.37	72.22	43.4	84.26	2	2166938.38	579782.36
2550	18.19	31	2543.03	79.82	47.96	93.12	2	2166946	579786.9
2580	20.19	31	2571.36	88.27	53.04	102.98	2	2166954.48	579791.94
2610	22.19	31	2599.33	97.57	58.62	113.82	2	2166963.8	579797.48
2640	24.19	31	2626.91	107.69	64.71	125.63	2	2166973.95	579803.52
2670	26.19	31	2654.06	118.63	71.28	138.4	2	2166984.92	579810.04
2700	28.19	31	2680.74	130.38	78.34	152.11	2	2166996.7	579817.05
2730	30.19	31	2706.93	142.92	85.88	166.74	2	2167009.27	579824.53
2760	32.19	31	2732.59	156.24	93.88	182.27	2	2167022.62	579832.47
2790	34.19	31	2757.7	170.31	102.33	198.69	2	2167036.74	579840.86
2802.19	35	31	2767.73	176.24	105.9	205.61	2	2167042.68	579844.4
2820	35	31	2782.32	185	111.16	215.83	0	2167051.46	579849.62
2850	35	31	2806.9	199.75	120.02	233.03	0	2167066.25	579858.42
2880	35	31	2831.47	214.5	128.88	250.24	0	2167081.04	579867.22
2910	35	31	2856.04	229.25	137.75	267.45	0	2167095.83	579876.01
2920	35	31	2864.24	234.17	140.7	273.18	0	2167100.76	579878.95
2940	35	31	2880.62	244	146.61	284.66	0	2167110.62	579884.81
2970	35	31	2905.19	258.75	155.47	301.86	0	2167125.41	579893.61
3000	35	31	2929.77	273.5	164.33	319.07	0	2167140.2	579902.4
3030	35	31	2954.34	288.25	173.2	336.28	0	2167154.99	579911.2
3060	35	31	2978.92	303	182.06	353.49	0	2167169.77	579920
3090	35	31	3003.49	317.75	190.92	370.69	0	2167184.56	579928.79
3120	35	31	3028.07	332.5	199.78	387.9	0	2167199.35	579937.59
3150	35	31	3052.64	347.25	208.65	405.11	0	2167214.14	579946.39
3180	35	31	3077.22	361.99	217.51	422.31	0	2167228.93	579955.18
3210	35	31	3101.79	376.74	226.37	439.52	0	2167243.72	579963.98
3240	35	31	3126.37	391.49	235.23	456.73	0	2167258.51	579972.78
3270	35	31	3150.94	406.24	244.1	473.94	0	2167273.3	579981.57
3280	35	31	3159.13	411.16	247.05	479.67	0	2167278.23	579984.51
3300	35	31	3175.51	420.99	252.96	491.14	0	2167288.08	579990.37
3320	35	31	3191.9	430.83	258.87	502.62	0	2167297.94	579996.24
3330	35	31	3200.09	435.74	261.82	508.35	0	2167302.87	579999.17

MD	Incl	Azim	TVD	N-S	E-W	VS	DLS	Norte	Este
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30m)	(m)	(m)
3351.87	35	31	3218	446.5	268.28	520.89	0	2167313.65	580005.58
3360	36.08	31	3224.62	450.55	270.72	525.62	4	2167317.72	580008
3390	40.08	31	3248.23	466.4	280.24	544.12	4	2167333.62	580017.45
3420	44.08	31	3270.49	483.64	290.6	564.22	4	2167350.89	580027.73
3450	48.08	31	3291.29	502.16	301.73	585.83	4	2167369.46	580038.78
3480	52.08	31	3310.54	521.87	313.57	608.84	4	2167389.24	580050.54
3510	56.08	31	3328.13	542.7	326.09	633.13	4	2167410.11	580062.96
3540	60.08	31	3343.99	564.52	339.2	658.59	4	2167431.99	580075.97
3570	64.08	31	3358.03	587.24	352.85	685.09	4	2167454.77	580089.52
3600	68.09	31	3370.19	610.74	366.97	712.51	4	2167478.34	580103.54
3630	72.09	31	3380.41	634.91	381.49	740.71	4	2167502.58	580117.95
3660	76.09	31	3388.63	659.64	396.35	769.55	4	2167527.37	580132.7
3690	80.09	31	3394.82	684.79	411.47	798.9	4	2167552.59	580147.7
3720	84.09	31	3398.95	710.26	426.77	828.61	4	2167578.12	580162.89
3750	88.09	31	3401	735.91	442.18	858.53	4	2167603.84	580178.19
3764.36	90	31	3401.24	748.21	449.57	872.89	4	2167616.18	580185.53
3780	90	31	3401.24	761.62	457.63	888.53	0	2167629.62	580193.52
3810	90	31	3401.24	787.34	473.08	918.53	0	2167655.4	580208.86
3840	90	31	3401.24	813.05	488.53	948.53	0	2167681.19	580224.2
3870	90	31	3401.24	838.77	503.98	978.53	0	2167706.97	580239.53
3900	90	31	3401.24	864.48	519.43	1008.53	0	2167732.75	580254.87
3930	90	31	3401.24	890.2	534.88	1038.53	0	2167758.54	580270.21
3960	90	31	3401.24	915.91	550.33	1068.53	0	2167784.32	580285.54
3990	90	31	3401.24	941.63	565.79	1098.53	0	2167810.11	580300.88
4015	90	31	3401.24	963.06	578.66	1123.53	0	2167831.59	580313.66
4020	90	31	3401.24	967.34	581.24	1128.53	0	2167835.89	580316.22
4050	90	31	3401.24	993.06	596.69	1158.53	0	2167861.67	580331.55
4055	90	31	3401.24	997.34	599.26	1163.53	0	2167865.97	580334.11
4080	90	31	3401.24	1018.77	612.14	1188.53	0	2167887.46	580346.89
4110	90	31	3401.24	1044.49	627.59	1218.53	0	2167913.24	580362.22
4140	90	31	3401.24	1070.2	643.04	1248.53	0	2167939.02	580377.56
4170	90	31	3401.24	1095.92	658.49	1278.53	0	2167964.81	580392.9
4195	90	31	3401.24	1117.35	671.37	1303.53	0	2167986.29	580405.68
4200	90	31	3401.24	1121.63	673.94	1308.53	0	2167990.59	580408.23
4230	90	31	3401.24	1147.35	689.4	1338.53	0	2168016.37	580423.57
4260	90	31	3401.24	1173.06	704.85	1368.53	0	2168042.16	580438.91
4264	90	31	3401.24	1176.49	706.91	1372.53	0	2168045.59	580440.95

Como podemos ver el pozo se puede dividir en tres secciones: la zona vertical, la zona desviada y la zona horizontal. En este trabajo se analizará la última etapa en la cual se perfora la zona horizontal; sin embargo, para el cálculo de la densidad equivalente de circulación tomaremos en cuenta las distintas longitudes de cada zona.

- Longitud de tubería en la zona vertical es de 2277.19 metros
- La longitud de tubería desarrollada en la zona desviada es de 1486.8 metros.
- La longitud vertical de la zona desviada es de 1126.46 metros.
- La longitud de tubería que se tiene en la zona horizontal es de 499.64 metros.

La grafica del plan direccional es la siguiente:



Programa de fluidos perforación y de control de sólidos.

Propiedades del fluido													
Intervalo (md)		Tipo Fluido	Densidad gr/cc	Visc. seg	Filtr. ml.	MBT Mg/lt	RAA Ac/Ag	Sólidos %	Vp cps	Yp lb/100p ²	Salinidad ppm	pH	Emulsión volts
200	650	BENT. SAL.	1.06-1.08	55-90	< 12	60	-	4-8	10-16	18-24	13000	9.5 - 10.5	-
650	1800	EMULSION INVERSA	1.30	70 - 90	< 8	-	70/30	6 - 10	21-26	14-20	190000 200000	-	> 500
1800	2920	EMULSION INVERSA	1.80	80 - 110	< 8	-	75/25	17 - 20	32-45	18-30	190000 200000	-	> 500
2920	3320	BAJA DENSIDAD	0.90	70-180	2 - 6	-	NA	5 - 8	17-21	28-38	-	9.5-10.5	-
3320	4018	BAJA DENSIDAD	0.90	70-180	2 - 6	15	NA	5 - 9	17-21	27-41	-	9.5-10.5	-
4018	4264	BAJA DENSIDAD	0.90	70-180	2 - 6	15	NA	5 - 9	17-21	27-41	-	9.5-10.5	-

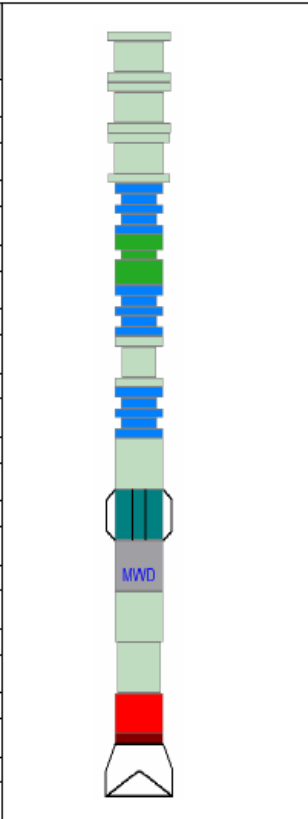
Para nuestro análisis emplearemos una densidad de 0.9 [gr/cc] y una viscosidad de 19 [cp], cuando se considera al lodo como un fluido newtoniano, en el caso del modelo reológico de Bingham tenemos una viscosidad plástica de 22 y un punto de cedencia de 16.

Programa de Barrenas.

Programa de barrenas												
Etapa	Bna. No.	Intervalo (m.)		Diam. (Pulg.)	Tipo (IADC)	Toberas 1/32"	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)
1	1	200	650	26	115	3 x 20	20	22.7	2 - 4	100 - 150	2701	950
2	2	650	1800	18 ¼	M323	8 x 11 2 x 10	90	14.3	2 - 4	100 - 150	3271	750
3	3	1800	2920	14 ½	M323	9 x 11	75	20.4	2 - 8	100 - 150	3646	540
4	4	2920	3320	10 5/8	M424	8 x 9	36	7.9	4 - 8	100 - 120	2268	470
5	5-6	3320	4018	8 ½	517	3 x 12	36	7.9	4 - 8	100 - 120	2803	380
6	7-8	4018	4264	6 ½	447	3 x 13	36	7.9	4 - 8	100 - 120	2703	240

En la sexta etapa estamos empleando una barrena con tres toberas de 13/32 de pulgada la cual nos brinda un área total de flujo de 0.38 pg^2

Diagrama de la sarta

Longitud acum.	Longitud Herramienta	Herramienta		Diám. Int [pg]	Diám. Ext [pg]
998.1	142.5	15) TP 3 1/2" HW		3.5	2.063
855.6	5.3	MARTILLO 4 3/4"	2.5	4.75	
850.3	171	18) TP 3 1/2" HW	2.25	2.063	
679.3	570	60) TP 3 1/2" 15.5 #, G-105	3.5	2.602	
109.3	85.5	9) TP 3 1/2" HW	3.5	2.063	
23.8	0.9	VALVULA DE CONTRAPRESION 4 3/4"	2.125	4.75	
22.9	1.3	ESTABILIZADOR 4 3/4 x 6 3/8"	2.25	6.375	
21.6	8.2	MWD 4 3/4 "	1.92	4.75	
13.4	3.1	LWD 4 3/4"	1.92	4.75	
10.3	3.5	FLEX COLLAR 4 3/4"	1.92	4.25	
6.8	6.5	POWER DRIVE	2.794	4.75	
0.3	0.3	BARRENA TRICONICA 6 1/2"	2	6.5	

Para calcular la caída de presión por fricción a través de la herramienta, se consideró un promedio 2 pulgadas de diámetro interno y una longitud de 30 metros.

Análisis de resultados.

Resultados obtenidos. Con el programa de cálculo que emplea el modelo reológico de Bingham obtenemos los siguientes resultados:

Presión al final de la sarta: 5683 psia

Densidad equivalente de circulación: 1.1133

Empleando el programa de cálculo para fluidos newtonianos tenemos los siguientes resultados:

Presión al final de la sarta: 5711.459 psia

Densidad equivalente de circulación: 1.11913

A continuación se muestran las dos hojas de resultados obtenidas, la primera corresponde al caso en el que se emplea el modelo reológico de Bingham y la segunda es para el caso de fluidos newtonianos.

Como se puede ver, en ambos casos los resultados son muy parecidos, por lo cual se considera que los modelos son aceptables para un lodo polimérico de baja densidad.

ZONA VERTICAL

Diametro interno de TP [pg]
 Longitud de la Tuberia [m]

ZONA DESVIA

Longitud de la tuberia [m]
 longitud vertical de la zona desviada

ZONA HORIZONTAL

Longitud de la tuberia [m]

DATOS GENERALES

Gasto [gal/min]
 densidad del lodo [gr/cm³]
 Punto de Cedencia
 Presion de Bombeo [psi]
 Area total de las Toberas [pg]
 Viscosidad plastica [cp]
 Rugosidad de la Tuberia [pg]

DATOS DE LOS DRILES

Diametro interno de los driles [pg]
 Longitud de los Driles [m]

LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION ES:

CALCULAR

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA VERTICAL

Nre
 F
 Caída de Presion por Fricción
 Presión en el Fondo de la Zona Vertical es:

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA HORIZONTAL

F
 Caída de Presión por Fricción
 Presión en el Fondo de la Zona Horizontal

Caída de Presión en la Barrera

Presión al Final de la Sarta

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA DESVIADA

F
 Caída de Presión por Fricción
 Presión en el Fondo de la Zona Desviada

RESULTADO DEL ANALISIS EN LOS DRILES

Nre
 F
 Caída de Presión en los Driles

Presión al Final de los Driles

ZONA VERTICAL

Diametro interno de TP [pg]

Longitud de la Tuberia [m]

ZONA DESVIA

Longitud de la tubería [m]

longitud vertical de la zona desviada

ZONA HORIZONTAL

Longitud de la tubería [m]

DATOS GENERALES

Gasto [gall/min]

densidad del lodo [gr/cm³]

Presion de Bombeo [psi]

Area total de las Toberas [pg]

Viscosidad del lodo [cp]

Rugosidad de la Tuberia [pg]

DATOS DE LOS DRILES

Diametro interno de los driles [pg]

Longitud de los Driles [m]

LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN ES:

CALCULAR

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA VERTICAL

Nre

F

Caída de Presión por Fricción[psi]

La Presión en el Fondo de la Zona Vertical es:

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA HORIZONTAL

Caída de presión por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Horizontal

Caída de Presión en la Barrrena

Presión al Final de la Sarta

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA DESVIADA

Caída de presión por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Desviada

RESULTADO DEL ANALISIS EN LOS DRILES

Nred

Fd

Caída de Presión en los Driles

Presión al Final de los Driles

Programa de cálculo

En este capítulo se muestran los aspectos más importantes de los dos programas que se emplean en este trabajo para el cálculo de la densidad equivalente de circulación. Cabe destacar que la diferencia entre un programa y el otro es el modelo reológico que se emplea para calcular la caída de presión por fricción dentro de la tubería de perforación.

Metodología del funcionamiento.

Estos programas funcionan de la siguiente manera:

Primero se calcula la presión ejercida al final de la zona vertical, la cual se obtiene considerando la presión ejercida por la columna hidrostática dentro de la TP (PHZV), la caída de presión por fricción dentro de la TP (PFZV), la presión de bombeo (P. Bomba) y la caída de presión por aceleración (CPAZV).

$$P1 = PHZV + P. Bomba + CPAZV - PFZV$$

El valor que se obtenga de esta ecuación representa la presión que se tiene al final de la zona vertical (p1).

Posteriormente se procede a calcular la presión al final de la zona desviada (P2), lo cual se obtiene considerando la presión al final de la zona vertical (P1), la caída de presión por fricción dentro de la TP (CPFZD), y la caída de presión por aceleración (CPAZD) y la presión ejercida por la columna hidrostática (PHZD).

$$P2 = P1 + PHZD + CPAZD - CPFZD$$

Ya que se tiene la presión al final de la zona desviada se calcula la presión al final de la zona horizontal, para lo cual se toma la presión al final de la zona desviada (P2), la caída de presión por fricción dentro de la TP (CPFZH) y la caída de presión por aceleración (CPAZH)

$$P3 = P2 + CPAZH - CPFZH$$

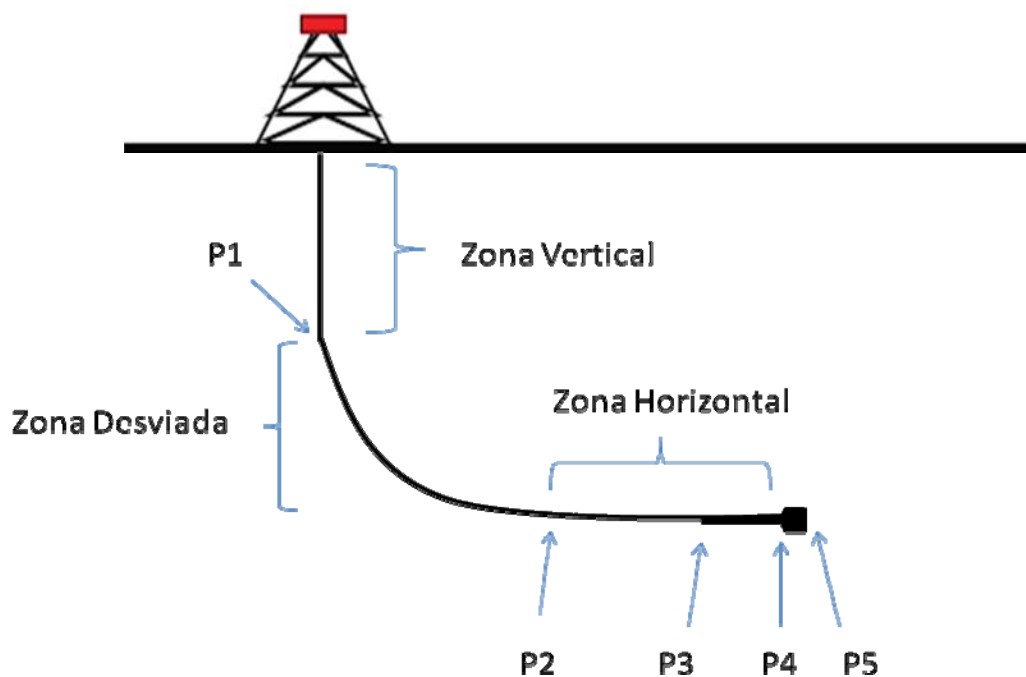
Una vez que se tiene la presión al final de la zona horizontal (P3), se calcula la presión al final de la herramienta de perforación, para la cual se calcula la caída de presión en la herramienta que se emplea para realizar la perforación, para lo cual se hace la consideración de tomar toda la herramienta y hacer un promedio de diámetro interno y se le considera como si se tuvieran driles, con este diámetro interno y una longitud dada se obtiene la caída de presión por fricción a través de los driles (CPFD) y la caída de presión por aceleración en los driles (CPAD)

$$P4 = P3 + CPAD - CPT$$

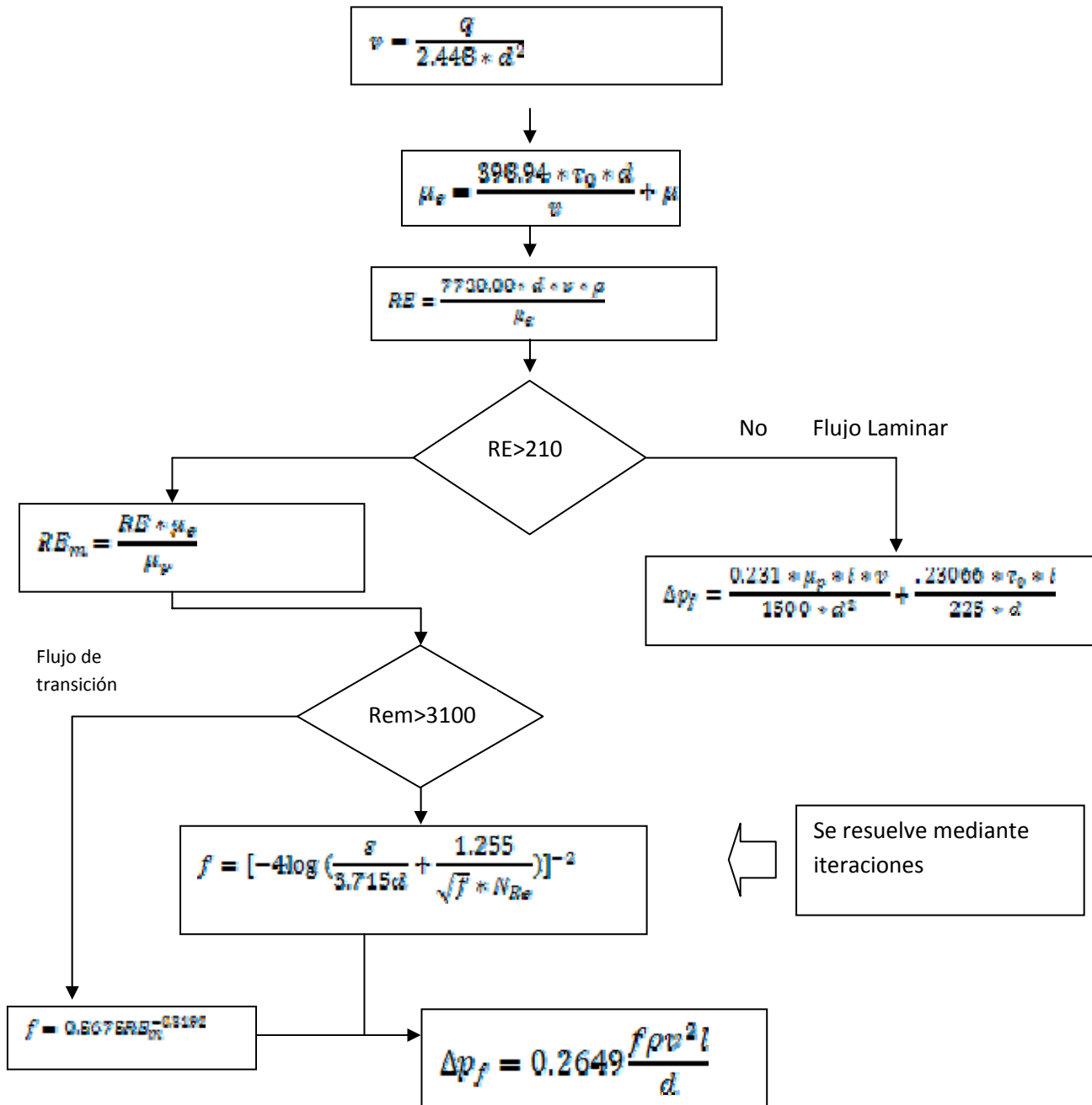
Por último ya que tenemos la presión al final de la herramienta (p4) calculamos la caída de presión ocasionada por las toberas de la barrena (CPT) y con esto obtenemos la presión al final de la barrena, la cual es la presión que estamos ejerciendo al fondo de nuestro pozo.

$$P5 = P4 - CPT$$

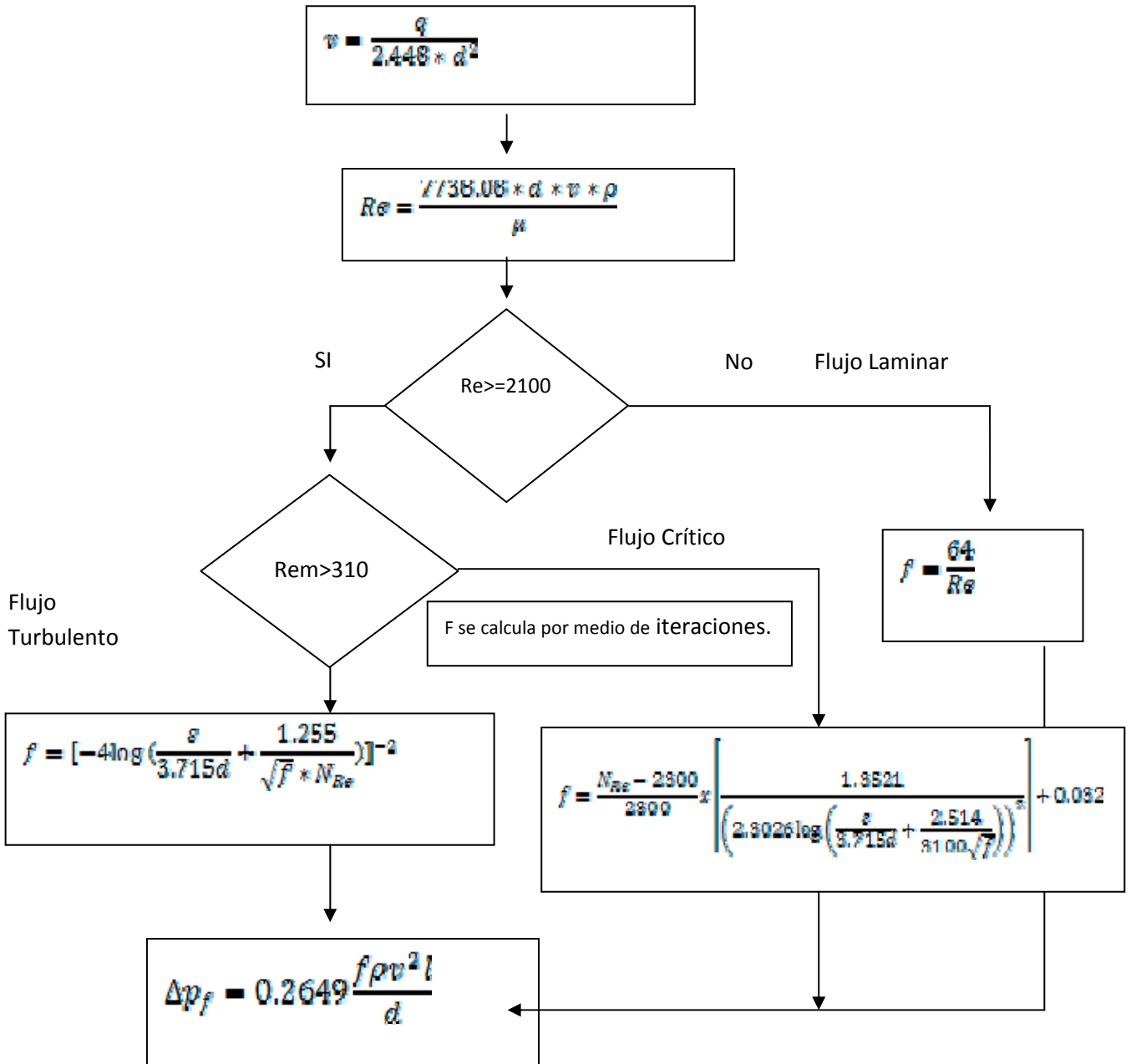
Ya con el valor de la presión de fondo se calcula la densidad equivalente de circulación, a continuación se muestra un esquema en el cual se señalan los puntos en los que se va calculando las distintas presiones, así como las distintas zonas en las que se divide el pozo para su análisis.



El Diagrama de flujo que se presenta a continuación corresponde al modelo plástico de Bingham, el motivo por el cual se escogió este modelo es debido a que la mayoría de los fluidos de control (bentoníticos, salmueras con polímeros y emulsiones inversas) se comportan como fluidos no newtonianos.



El siguiente diagrama de flujo corresponde al empleado para fluidos newtonianos. El valor del factor de fricción para flujo turbulento y crítico se obtiene mediante iteraciones.



A continuación se muestran las ventanas que el programa despliega al estar corriendo, la primera ventana corresponde al caso en el que se emplea el modelo reológico de Bingham y la segunda es para el caso de fluidos newtonianos.

ZONA VERTICAL

Diametro interno de TP [pg]

Longitud de la Tuberia [m]

ZONA DESVIJA

Longitud de la tuberia [m]

longitud vertical de la zona desviada

ZONA HORIZONTAL

Longitud de la tuberia [m]

DATOS GENERALES

Gasto [gal/min]

densidad del lodo [gr/cm³]

Punto de Cedencia

Presion de Bombeo [psi]

Area total de las Toberas [pg]

Viscosidad plastica [cp]

Rugosidad de la Tuberia [pg]

LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION ES:

CALCULAR

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA VERTICAL

Nre

F

Caída de Presion por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Vertical es:

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA HORIZONTAL

Caída de Presión en la Barrera

Presión al Final de la Sarta

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA DESVIADA

F

Caída de Presión por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Desviada

RESULTADO DEL ANALISIS EN LOS DRILES

Nre

F

Caída de Presión en los Driles

Presión al Final de los Driles

ZONA VERTICAL

Diametro interno de TP [pg]

Longitud de la Tuberia [m]

ZONA DESVIÁ

Longitud de la tubería [m]

longitud vertical de la zona desviada

ZONA HORIZONTAL

Longitud de la tubería [m]

DATOS GENERALES

Gasto [gal/min]

densidad del lodo [gr/cm³]

Presion de Bombeo [psi]

Area total de las Toberas [pg]

Viscosidad del lodo [cp]

Rugosidad de la Tuberia [pg]

DATOS DE LOS DRILES

Diametro interno de los driles [pg]

Longitud de los Driles [m]

LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN ES:

CALCULAR

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA VERTICAL

Nre

F

Caída de Presión por Fricción[psi]

La Presión en el Fondo de la Zona Vertical es:

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA HORIZONTAL

Caída de presión por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Horizontal

Caída de Presión en la Barrena

Presión al Final de la Sarta

RESULTADO DEL ANALISIS EN LA ZONA DESVIADA

Caída de presión por Fricción

Presión en el Fondo de la Zona Desviada

RESULTADO DEL ANALISIS EN LOS DRILES

Nred

Fd

Caída de Presión en los Driles

Presión al Final de los Driles

Conclusiones

El valor de la densidad equivalente de circulación es de suma importancia ya que con base a este valor es cómo podemos saber de una manera rápida la presión que estamos teniendo a la profundidad de interés, lo cual nos ayuda a evitar que tengamos mayor presión que la de fractura ó menor presión a la de formación, así como para prevenir que tengamos problemas con nuestra tubería.

Empleando el programa de cálculo se observa el comportamiento que tiene el valor de la densidad equivalente de circulación y de lo susceptible que es ante el cambio de la densidad del lodo.

Las caídas de presión por fricción son importantes, sin embargo la caída de presión más grande es la que tiene en las toberas de la barrena las cuales aportan una caída de presión equivalente a la caída de presión por fricción proporcionada por 1900 metros de tubería.

En este trabajo se aportan ecuaciones que se encuentran en unidades de campo las cuales agilizan los cálculos y nos brindan resultados acertados y confiables.

Los resultados obtenidos con el modelo reológico de Bingham y de fluidos newtonianos son muy parecidos, por lo que se considera que ambos modelos son aceptables para un lodo polimérico de baja densidad.

Bibliografía

- HORIZONTAL WELL DRILL-IN FLUIDS, Nediljka Gaurina Medimurec Facultad de minería, geología e ingeniería petrolera, universidad Zagreb, Croacia.
- Sada D. Joshi, Ph.D.: “Horizontal Well Technology”, Penn Well Books.
- DRILLING FLUIDS OPTIMIZATION, a Practical Field Approach, James L. Lummus, J. J. Azar.
- Burgoyne, A.T. y asociados: “Applied Drilling Engineering”, Society of Petroleum Engineers, Textbooks Series, second printing, Texas 1991.
- Drilling Fluids Design and Management for Extended Reach Drilling, C Cameron, SPE, Halliburton Energy services.
- Apuntes de hidráulica, Pemex Exploración y Producción.
- “An Overview of Horizontal Well Completion Technology” por R.E. Cooper, PT. Dowell Schlumberger Indonesia y J.C. Troncoso, Atlantic Richfield Indonesia inc.

Anexo 1

Código del programa de cálculo de la densidad equivalente de circulación empleando el modelo reológico de Bingham.

```
Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click

    'cálculo de la presión de fondo en la parte vertical del pozo

    Dim v, vd As Double

    'calculamos la velocidad con la que fluye el lodo dentro de la
tp
    'v es velocidad, vd es la velocidad del lodo dentro de los
driles

    v = Val(TextBox5.Text) / (2.448 * (Val(TextBox3.Text)) ^ 2)
    vd = Val(TextBox5.Text) / (2.448 * (Val(TextBox27.Text)) ^ 2)

    'calculando las pérdidas de presión por fricción

    Dim PF As Double

    'calculando la viscosidad efectiva ve
    Dim ve As Double
    ve = ((6.649 * Val(TextBox7.Text) * Val(TextBox3.Text)) / v) +
Val(TextBox22.Text)
    'primero se calcula el numero de Reynolds
    Dim Nre As Double
    Nre = (7738.08 * v * Val(TextBox6.Text) * (Val(TextBox3.Text)))
/ ve
    TextBox23.Text = CStr(Nre)
    'con el numero de Reynolds calculamos el tipo de flujo que se
tiene
    Dim f, cpf As Double
    Dim f1, f2, f3 As Double

    'f es el factor de fricción

    If Nre < 2100 Then

        'tenemos flujo laminar
        cpf = (0.230658 * (TextBox22.Text) * (TextBox9.Text) * v) /
(1500 * (TextBox3.Text) ^ 2) + ((0.23066 * (TextBox22.Text) *
(TextBox9.Text)) / (225 * (TextBox3.Text)))
        Label130.Text = CStr(cpf)
```

```

ElseIf Nre > 2100 Then
    Dim NREM As Double
    NREM = Nre * ve / (TextBox22.Text)

    If NREM > 3100 Then
        'tenemos flujo turbulento

        f2 = 0.005
        f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nrem)))) ^ -2
        f3 = 0

        Do While Abs(f1 - f2) > 0.0000001
            f2 = f1
            f3 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nrem)))) ^ -2

            f2 = f3

            If Abs(f1 - f3) <= 0.00001 Then

                f = f2
                TextBox24.Text = CStr(f)
                'ya que tenemos el valor de f procedemos a
cuantificar la caída de presión por fricción.

                'CPF es la caída de presión por fricción
                cpf = ((0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^
2)) / (Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox9.Text)
                Label30.Text = CStr(cpf)

                Exit Do
            Else
                f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nrem)))) ^ -2

                End If
            Loop
        ElseIf NREM < 3100 Then
            'tenemos flujo de transición

            f = 0.5675 * NREM ^ -0.3192

            TextBox24.Text = CStr(f)
            'Ya que tenemos el valor de f procedemos a cuantificar
la caída de presión por fricción.

            'CPF es la caída de presión por fricción
            cpf = ((0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2)) /
(Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox9.Text)

            Label30.Text = CStr(cpf)

            End If

        End If
    End If

```

```

'*****
'cpe caída de presión por elevación tp
'cpa caída de presión por aceleración tp

Dim p2, cpe, cpa As Double
cpe = 1.4207 * Val(TextBox6.Text) * Val(TextBox9.Text)
cpa = 0.006724 * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2

p2 = cpe + cpa + Val(TextBox8.Text) - cpf

Label31.Text = CStr(p2)

'*****
'+++++
'calculando la caída de presión en la zona desviada
'+++++
'*****

Dim CPFZD As Double

If Nre < 2100 Then

    'tenemos flujo laminar
    CPFZD = (0.230658 * (TextBox22.Text) * (TextBox16.Text) * v)
/ (1500 * (TextBox3.Text) ^ 2) + ((0.23066 * (TextBox22.Text) *
(TextBox16.Text)) / (225 * (TextBox3.Text)))
    Label43.Text = CStr(CPFZD)

ElseIf Nre > 2100 Then
    Dim NREM As Double
    NREM = Nre * ve / (TextBox22.Text)

    If NREM > 3100 Then
        'tenemos flujo turbulento

        f2 = 0.005
        f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2
        f3 = 0

        Do While Abs(f1 - f2) > 0.0000001
            f2 = f1
            f3 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2

            f2 = f3

            If Abs(f1 - f3) <= 0.00001 Then

                f = f2
                TextBox32.Text = CStr(f)
                'ya que tenemos el valor de f procedemos a
cuantificar la caída de presión por fricción.

```

```

'CPFZD es la caída de presión por fricción en la
zona desviada
CPFZD = ((0.2649* (f * Val(TextBox6.Text) * v ^
2)) / (Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox16.Text)
Label43.Text = CStr(CPFZD)

Exit Do
Else
f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2

End If
Loop
ElseIf NREM < 3100 Then
'tenemos flujo de transición

f = 0.5675 * NREM ^ -0.3192

TextBox32.Text = CStr(f)
'ya que tenemos el valor de f procedemos a cuantificar
la caída de presión por fricción.

'CPFZD es la caída de presión por fricción en la zona
desviada

CPFZD = ((0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2)) /
(Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox9.Text)

Label43.Text = CStr(CPFZD)

End If

End If

'*****

'cpezd es la caída de presión por elevación en la zona desviada

'cpazd es la caída de presión por aceleración en la zona
desviada

Dim p3, cpezd, cpazd As Double
cpezd = 1.4207 * Val(TextBox6.Text) * Val(TextBox33.Text)
cpazd = 0.006724 * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2

p3 = p2 + cpezd + cpazd - CPFZD

Label39.Text = CStr(p3)
'*****
'*****
'CALCULANDO LA PRESION EJERCIDA EL LA ZONA HORIZONTAL
'*****
'*****

```



```

' en la zona horizontal tan solo interviene la caída de presión
por fricción
' calculando la caída de presión por fricción

Dim CPFZH As Double

If Nre < 2100 Then

'tenemos flujo laminar
CPFZH = (0.230658 * (TextBox22.Text) * (TextBox9.Text) * v)
/ (1500 * (TextBox3.Text) ^ 2) + ((0.23066 * (TextBox22.Text) *
(TextBox9.Text)) / (225 * (TextBox3.Text)))
Label49.Text = CStr(CPFZH)

ElseIf Nre > 2100 Then
Dim NREM As Double
NREM = Nre * ve / (TextBox22.Text)

If NREM > 3100 Then
'tenemos flujo turbulento

f2 = 0.005
f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2
f3 = 0

Do While Abs(f1 - f2) > 0.0000001
f2 = f1
f3 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2

f2 = f3

If Abs(f1 - f3) <= 0.00001 Then

f = f2
TextBox34.Text = CStr(f)
'ya que tenemos el valor de f procedemos a
cuantificar la caída de presión por fricción.

'CPFZH es la caída de presión por fricción en la
zona horizontal

CPFZH = ((0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^
2)) / (Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox21.Text)

Label49.Text = CStr(CPFZH)

Exit Do
Else
f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * NREM)))) ^ -2

End If
Loop
ElseIf NREM < 3100 Then

```



```

'fd es el factor de fricción en los driles
Dim CPFDD As Double

'*****
'*****
If Nred < 2100 Then

    'tenemos flujo laminar
    CPFDD = (0.230658 * (TextBox22.Text) * (TextBox26.Text) * vd)
/ (1500 * (TextBox27.Text) ^ 2) + ((0.23066 * (TextBox22.Text) *
(TextBox26.Text)) / (225 * (TextBox27.Text)))
    TextBox31.Text = CStr(CPFDD)

ElseIf Nred > 2100 Then
    Dim NREMD As Double
    NREMD = Nred * ve / (TextBox22.Text)

    If NREMD > 3100 Then
        'tenemos flujo turbulento

        f2d = 0.005
        f1d = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox27.Text)) + 1.255 / ((f2d ^ 0.5) * NREMD)))) ^ -2
        f3d = 0

        Do While Abs(f1d - f2d) > 0.0000001
            f2d = f1d
            f3d = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox27.Text)) + 1.255 / ((f2d ^ 0.5) * NREMD)))) ^ -2

            f2d = f3d

            If Abs(f1d - f3d) <= 0.00001 Then

                fd = f2d
                TextBox30.Text = CStr(fd)
                'ya que tenemos el valor de f procedemos a
cuantificar la caída de presión por fricción.

                'CPFDD es la caída de presión por fricción en los
driles

                CPFDD = ((0.2649 * (fd * Val(TextBox6.Text) * vd
^ 2)) / (Val(TextBox27.Text))) * Val(TextBox26.Text)
                TextBox31.Text = CStr(CPFDD)

                Exit Do
            Else
                f1d = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715
* Val(TextBox27.Text)) + 1.255 / ((f2d ^ 0.5) * NREMD)))) ^ -2

```

```

        End If
    Loop
ElseIf NREMD < 3100 Then
    'tenemos flujo de transicion

    f = 0.5675 * NREMD ^ -0.3192

    TextBox30.Text = CStr(fd)
    'ya que tenemos el valor de f procedemos a cuantificar
la caída de presión por fricción.

    'CPFD es la caída de presión por fricción en los Driles
    CPFD = ((0.2649 * (fd * Val(TextBox6.Text) * vd ^ 2)) /
(Val(TextBox27.Text))) * Val(TextBox26.Text)

    TextBox31.Text = CStr(CPFD)

End If

End If

'*****

'CPFD es la caída de presión por fricción en los driles
'cpad caída de presión por aceleración en driles

Dim cped, cpad As Double

'voy a calcular la caída de presión en los driles
cpad = 0.006724 * Val(TextBox6.Text) * (vd ^ 2 - v ^ 2)

Dim p5 As Double

p5 = p4 + cpad - CPFD
TextBox1.Text = CStr(p5)

'*****
'*****
'vamos a calcular la caída de presión a través de la barrena
(CPB).
'*****
'*****

Dim cpb, cd As Double
cd = 0.95
cpb = (0.000692 * Val(TextBox6.Text) * Val(TextBox5.Text) ^ 2) /
(cd ^ 2 * Val(TextBox11.Text) ^ 2)
Label35.Text = CStr(cpb)

```

```

'*****
'*****
'calculando la presión final al fondo de toda la sarta
'*****
'*****

'pfs presión al final de la sarta
Dim PFS As Double

PFS = p5 - cpb
Label52.Text = CStr(PFS)

'+++++

'DEC1 ES LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION en lbm/gal
'DEC ES LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION en gr/cm^3
'lv longitud vertical en metros
Dim dec1, dec, lv As Double
lv = Val(TextBox9.Text) + Val(TextBox33.Text)

dec = 5.8615 * (PFS / lv)
dec1 = dec / 8.3278
TextBox2.Text = CStr(dec1)

End Sub

End Class

```

Anexo 2

Código del programa de cálculo de la densidad equivalente de circulación para fluidos Newtonianos.

```

Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click
    'cálculo de la presión de fondo en la parte vertical del pozo

    Dim v, vd As Double
    'calculamos la velocidad con la que fluye el lodo dentro de la
tp
    'v es velocidad dentro de la tp y Vd velocidad en los driles

```

```

v = Val(TextBox5.Text) / (2.448 * (Val(TextBox3.Text)) ^ 2)
vd = Val(TextBox5.Text) / (2.448 * (Val(TextBox27.Text)) ^ 2)
'calculando las pérdidas de presión por fricción
Dim PF As Double
'primero se calcula el numero de Reynolds
Dim Nre As Double
Nre = (7738.08 * v * Val(TextBox6.Text) * (Val(TextBox3.Text)))
/ Val(TextBox22.Text)
TextBox23.Text = CStr(Nre)
'con el numero de Reynolds calculamos el tipo de flujo que se
tiene y con este vamos a calcular el valor de f
Dim f As Double
Dim f1, f2, f3 As Double

'f es el factor de fricción

If Nre < 2300 Then

    f1 = 64 / Nre

    TextBox24.Text = CStr(f1)

ElseIf Nre > 3100 Then

    ' Dim f1, f2, f3 As Double
    f2 = 0.5
    f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nre)))) ^ -2
    f3 = 0

    Do While Abs(f1 - f3) > 0.0000001
        f2 = f1
        f3 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nre)))) ^ -2

        f2 = f3
        If Abs(f1 - f3) <= 0.00001 Then

            f = f1
            TextBox24.Text = CStr(f)

            Exit Do
        Else
            f1 = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox3.Text)) + 1.255 / ((f2 ^ 0.5) * Nre)))) ^ -2
        End If
        'TextBox24.Text = CStr(f1)
    Loop

    '+++++++

```

```

ElseIf Nre > 2300 And Nre < 3100 Then

    f2 = 0.5
    f1 = (((Nre - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox3.Text)) + 2.514 /
((f2 ^ 0.5) * 3100)))))) ^ 2)) + 0.032)
    f3 = 0

    Do While Abs(f1 - f3) > 0.000001

        f2 = f1
        f3 = (((Nre - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox3.Text)) + 2.514 /
((f2 ^ 0.5) * 3100)))))) ^ 2)) + 0.032)

        f2 = f3
        If Abs(f1 - f3) <= 0.000001 Then
            f = f1
            TextBox24.Text = CStr(f)

            Exit Do
        Else
            f1 = (((Nre - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox3.Text)) + 2.514 /
((f2 ^ 0.5) * 3100)))))) ^ 2)) + 0.032)

            End If
        Loop
        TextBox24.Text = CStr(f1)

    End If

'*****
'ya que tenemos el valor de f procedemos a cuantificar la caída
de presión por fricción.

    f = f1

    Dim CPF As Double

    'CPF es la caída de presión por fricción
    CPF = ((0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2)) /
(Val(TextBox3.Text))) * Val(TextBox9.Text)

    TextBox4.Text = CStr(CPF)

'+++++++
'cpe caída de presión por elevación tp
'cpa caída de presión por aceleración tp

    Dim p2, cpe, cpa As Double

```

```
cpe = 1.4207 * Val(TextBox6.Text) * Val(TextBox9.Text)
cpa = 0.006724 * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2
```

```
p2 = cpe + cpa + Val(TextBox8.Text) - CPF
```

```
TextBox10.Text = CStr(p2)
```

```
'*****
'+-----+
'calculando la caída de presión en la zona desviada
'+-----+
'*****
```

```
Dim CPFZD As Double
```

```
'CPFZD es la caída de presión por fricción en la zona desviada
CPFZD = (0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2 *
Val(TextBox16.Text))) / (Val(TextBox3.Text))
```

```
TextBox12.Text = CStr(CPFZD)
```

```
'cpezd es la caída de presión por elevación en la zona desviada
'cpazd es la caída de presión por aceleración en la zona
desviada
```

```
Dim p3, cpezd, cpazd As Double
```

```
cpezd = 1.4207 * Val(TextBox6.Text) * Val(TextBox33.Text)
cpazd = 0.006724 * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2
```

```
p3 = p2 + cpezd + cpazd - CPFZD
```

```
TextBox13.Text = CStr(p3)
```

```
'*****
'+-----+
'CALCULANDO LA PRESION EJERCIDA EL LA ZONA HORIZONTAL
'+-----+
'*****
```

```
'en la zona horizontal tan solo interviene la caída de presión
por fricción
'calculando la caída de presión por fricción
```

```
Dim CPFZH As Double
```

```
'CPFZH es la caída de presión por fricción en la zona horizontal
CPFZH = (0.2649 * (f * Val(TextBox6.Text) * v ^ 2 *
Val(TextBox21.Text))) / (Val(TextBox3.Text))
```



```

Do While Abs(f1 - f3) > 0.0000001
    f2d = f1d
    f3d = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox27.Text)) + 1.255 / ((f2d ^ 0.5) * Nred)))) ^ -2

    f2d = f3d
    'If f1d = f3d Then
    If Abs(f1 - f3) <= 0.00001 Then

        fd = f1d
        TextBox30.Text = CStr(fd)

    Exit Do
Else
    f1d = (-4 * Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 *
Val(TextBox27.Text)) + 1.255 / ((f2d ^ 0.5) * Nred)))) ^ -2

    End If
    'TextBox30.Text = CStr(f1d)
Loop
'+++++++

ElseIf Nred > 2300 And Nred < 3100 Then

    f2d = 0.5
    f1d = (((Nred - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox27.Text)) + 2.514 /
((f2d ^ 0.5) * 3100)))) ^ 2)) + 0.032)
    f3d = 0

Do While Abs(f1d - f3d) > 0.0000001
    f2d = f1d
    f3d = (((Nred - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox27.Text)) + 2.514 /
((f2d ^ 0.5) * 3100)))) ^ 2)) + 0.032)

    f2d = f3d
    If Abs(f1d - f3d) <= 0.0 Then
        fd = f1d
        TextBox30.Text = CStr(fd)

    Exit Do
Else
    f1d = (((Nred - 2300) / 2300) * (1.3521 / (2.3026 *
(Log10((Val(TextBox25.Text) / (3.715 * Val(TextBox27.Text)) + 2.514 /
((f2d ^ 0.5) * 3100)))) ^ 2)) + 0.032)

    End If
    '
    TextBox30.Text = CStr(f1d)
Loop

```



```
PFZ = p5 - cpb
TextBox18.Text = CStr(PFZ)

'+++++
'DEC1 ES LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN en lbm/gal
'DEC ES LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN en gr/cm^3
'lv longitud vertical en metros
Dim dec1, dec, lv As Double
lv = Val(TextBox9.Text) + Val(TextBox33.Text)

dec = 0.7036 * (PFZ / lv)
dec1 = dec / 8.3278
TextBox2.Text = CStr(dec)
```

End Sub

End Class