



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de software de apoyo
durante el control de un
pozo**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Orlando Mendoza Hernández

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Mario Rosas Rivero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Agradecimientos

A mi madre, por siempre luchar para que sus hijos salgan adelante y por poner nuestras necesidades por encima de las suyas, porque sin ti no sería ni la mitad de lo que hoy soy, te estaré eternamente agradecido. Espero algún día llegar a ser aunque sea la mitad de lo que tú eres. Te amo Lourdes.

A mi padre, porque siempre tuvo las palabras de aliento necesarias para levantarme cuando ya no podía más. Porque compartimos logros tanto de familia como deportivos. Por siempre inculcarme la filosofía del fútbol americano, deporte que tanto amamos y que nos une más. Gracias Jesús.

A mi hermano, por ser mi motor y mi inspiración y aunque a veces peleamos, todos mis logros son siempre dedicados a ti. Te amo Isra.

A mi tía Mildred, porque simplemente sin ti no habría podido llegar hasta aquí, desde que tengo uso de razón has estado conmigo y gracias a tu apoyo y cariño he podido alcanzar mis metas.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, porque fue mi segunda casa durante casi ocho años. Por el gran nivel académico que siempre me brindó pidiendo muy poco a cambio, No podría haber elegido un mejor lugar para cursar mi carrera y hoy puedo decir orgulloso que mis mejores años fueron en la Máxima Casa de Estudios del país

A mis primos, primas tíos, tías y a mis abuelos que ya no están con nosotros, porque bien dicen que la familia siempre es nuestro sostén y los éxitos personales no valen nada si no tienes con quien compartirlos, hoy estoy agradecido y feliz de poder compartir este logro con todos ustedes.

Al Ingeniero Omar Mendoza Ricardo, por todo el apoyo brindado en la realización de este trabajo, por la paciencia, las enseñanzas y los consejos, pero sobre todo por su amistad.

Al Ingeniero Mario Rosas por la ayuda brindada para la conclusión de este trabajo.

A mis amigos, por hacer este camino más ameno y divertido, por el apoyo y por todos los momentos vividos.

Contenido General

INTRODUCCIÓN	1
1 Conceptos de Fluidos de perforación.	3
1.1 Funciones de los fluidos de perforación.....	3
1.2 Propiedades de los fluidos de perforación.	7
2 Conceptos de Hidráulica de la Perforación	22
2.1 Reología.....	22
2.1.1 Fluidos Newtonianos y no Newtonianos	22
2.1.2 Modelos Reológicos.	23
2.1.3 Modelo de Ley de Potencias Modificado.....	35
2.1.4 Tixotropía y Esfuerzo de Gel	38
2.2 Caídas de presión por fricción.	40
2.2.1 Ecuación de conservación de la energía.	41
2.2.2 Ecuación de continuidad.....	42
2.2.3 Régimen de flujo.....	43
2.2.4 Caídas de presión por fricción en el sistema hidráulico.	45
2.3 Densidad equivalente de circulación (ECD).....	58
3 Conexiones superficiales de control.	60
3.1 Preventores	60
3.1.1 Preventor anular o esférico.....	62
3.1.2 Preventor de arietes	65
3.2 Múltiple de estrangulación (manifold).....	69
3.3 Línea de estrangular y de matar	71
3.4 Estranguladores ajustables.....	72
3.4.1 Consola de control remoto.....	75
3.5 Unidad para operar preventores (Bomba Koomey).....	76
3.5.1 Depósito almacenador de fluido	76
3.5.2 Acumuladores.....	77
3.5.3 Requerimiento de la bomba en la unidad.....	80
3.5.4 Requerimientos de las consolas de control remoto.....	81
3.6 Equipo de manejo del gas.	82
3.6.1 Separador gas-lodo	82

3.6.2	Desgasificadores	83
4	Técnicas de control de pozos.	84
4.1	Causas de los brotes	86
4.2	Indicadores que anticipan un brote	92
4.2.1	Incremento repentino de la tasa de penetración	93
4.2.2	Incremento en el nivel de las presas.....	93
4.2.3	Cambio en la presión de bombeo	94
4.2.4	Reducción en el peso de la sarta.....	94
4.2.5	Lodo contaminado por gas.	95
4.3	Procedimientos de cierre de un pozo.....	96
4.3.1	Procedimiento de cierre al estar perforando.	97
4.3.2	Procedimiento de cierre al viajar con TP.....	99
4.3.3	Procedimiento de cierre al sacar o meter herramienta.....	99
4.3.4	Procedimiento de cierre sin tubería dentro del pozo.	99
4.4	Técnicas de control de pozos.	100
4.4.1	Método del perforador	100
4.4.2	Método de esperar y densificar o del ingeniero.....	104
4.4.3	Método concurrente.....	108
5	Diseño de Software	110
5.1	Diagramas de flujo.....	110
5.2	Recomendaciones para operar el software.....	114
5.3	Ejemplo	118
	Conclusiones.	122
	Bibliografía.....	123

INTRODUCCIÓN

Podemos definir un brote como la entrada no intencional de fluidos provenientes de la formación tales como: aceite, gas, agua o una mezcla de estos. Si dicho brote no es detectado y tratado a tiempo, se produce un descontrol. El descontrol es un brote de fluidos que no se puede manejar a voluntad propia.

El descontrol de un pozo es un contratiempo que puede afectar cualquier instalación petrolera durante la perforación de un pozo. Entre los problemas que puede ocasionar están los siguientes:

- Accidente de algún miembro del personal.
- Daños al medio ambiente.
- Se pone en riesgo la integridad del pozo perforado.
- Tiempos excedentes de acuerdo al programa de tiempos de perforación
- Pagos excedentes por el personal que está laborando.
- Costos excedentes por la renta del equipo de perforación o plataforma.
- Equipo extra rentado (Por ejemplo unidades de alta presión).

La gran mayoría de los brotes de hidrocarburos son causa de errores humanos y, por tanto, pueden ser evitados. Es por esta razón que el personal que labora en las actividades de perforación de pozos debe de contar con los conocimientos adecuados, tener la capacitación necesaria y estar preparado para interpretar y aplicar los procedimientos necesarios para el control de un pozo.

Actualmente, es importante el manejo de las nuevas tecnologías en ingeniería petrolera para optimizar y facilitar el trabajo del personal. Además se sabe que el tener los datos del pozo a la mano y realizar las operaciones matemáticas con rapidez y exactitud, es de gran ayuda para evitar problemas mayores al estar controlando un pozo. Con base en esto, es necesario tener softwares sencillos que puedan ser utilizados por cualquier persona, que les permitan ahorrar tiempo y tener precisión en los cálculos utilizados durante el control de un pozo. Adicionalmente, el procedimiento es más sencillo si contamos con ayuda de

gráficas que permitan observar cómo deben ir variando las presiones en el control del pozo y así poder compararlas con el comportamiento real del mismo. Al hacer esta comparación, es de suma importancia observar las diferencias que existen entre lo teórico y lo real y, en caso de que la diferencia sea importante, tomar las medidas necesarias para corregir este problema.

Se presentan los tópicos básicos que se requiere conocer durante el control de un pozo:

- Fluidos de perforación
- Hidráulica de la perforación
- Conexiones superficiales de control
- Métodos para el control de pozos.

Al final se analiza el caso del control de un pozo con la ayuda del software desarrollado, el cual incluye los cálculos de la hoja de matar y de la hidráulica del espacio anular. Esto último nos permite, mediante el cálculo de las caídas de presión, obtener la densidad equivalente de circulación (ECD). Con la presión de cierre en la tubería de perforación obtenemos la densidad de control. Dicha densidad nos da la pauta para conocer el incremento que requiere la densidad del fluido para poder mantener la presión en el fondo constante y poder controlar el pozo. En muchas ocasiones no es necesario incrementar la densidad del fluido hasta alcanzar la densidad de control. Tener los cálculos de la ECD nos puede ayudar a llegar esta última con la ayuda de la dinámica del fluido. Esta práctica es importante de analizar, ya que puede tener mayores puntos a favor que en contra mantener la densidad del fluido lo más baja posible.

1 Conceptos de Fluidos de perforación.

El objetivo de la perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que produzca aceite y/o gas eficientemente. Un componente importante para el éxito de la perforación es el correcto desempeño del fluido de perforación. La responsabilidad del desempeño del fluido recae en conjunto en el ingeniero de lodos y las personas que dirigen la operación. El deber principal del ingeniero de lodos es asegurar que las propiedades del lodo son las correctas para el ambiente de perforación en el que se realiza la operación. Para medir el desempeño de un fluido se requiere la evaluación de todos los parámetros claves y su costo asociado. De forma sencilla, la efectividad de un fluido es juzgada por su influencia en el costo total del pozo.

Ahora se describirán las principales funciones que ejerce el fluido de perforación en la operación y su importancia para el correcto desempeño de la perforación. También se desarrollarán las principales propiedades del lodo que se toman en un programa de fluidos y las cuáles nos ayudarán a optimizar la perforación y evitar un descontrol del pozo.

1.1 Funciones de los fluidos de perforación

Aunque el orden de importancia es determinado por las condiciones de cada pozo y de la operación que se esté realizando, las funciones más comunes de los fluidos de perforación son:

- **Remover los recortes del pozo.**

Al circular el fluido de perforación dentro de la sarta y a través de la barrena, este acarrea y transporta los recortes a la superficie por el espacio anular. Mantener la capacidad del fluido de acarrear estos sólidos es clave para hacer más eficiente la perforación y minimizar la ocurrencia de una pegadura de la tubería. Para lograr esto, especialistas en fluidos trabajan junto con el perforador para mantener una correcta reología del fluido y tasa de flujo que nos permita obtener la capacidad de acarreamiento necesaria y a su vez evitar una alta densidad equivalente de circulación (ECD, densidad del lodo más la caída de presión en el espacio anular sobre un punto dado en el pozo). Si esto no se considera, una alta ECD nos puede llevar a tener pérdida de circulación.

- **Mantener la estabilidad del pozo.**

El fluido ayuda a mantener el pozo estable manteniendo un balance químico y/o mecánico. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento

La presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación es, generalmente, diseñada para exceder la presión de formación. El resultado es el control de las presiones de formación y un pozo mecánicamente estable. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo. La mejor estabilidad del agujero se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

- **Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.**

Un calor considerable es generado por la rotación de la barrena y de la sarta. A medida que el lodo pasa a través y alrededor del sistema, ayuda a enfriar la barrena. El fluido ayuda como un conductor, ya que el calor es transmitido de las herramientas al lodo y este lo acarrea a la superficie. Los pozos actualmente, al ser más profundos y por tanto con mayor temperatura hacen de esta una función más importante. En ambientes de perforación donde la temperatura es muy elevada, se pueden utilizar intercambiadores de calor en la superficie para enfriar el lodo.

Aunado a esto, hay que tomar en cuenta que el lodo al calentarse a altas temperaturas puede llegar a romper la emulsión (en fluidos base aceite) en un fluido y a disminuir su viscosidad y, por tanto, su capacidad de limpieza. Es por esto que hay que mantener un constante control de las propiedades del lodo.

El fluido de perforación también provee lubricación a la superficie de corte de la barrena extendiendo así su vida útil y mejorando el desempeño de la misma.

- **Controlar la presión subsuperficial.**

A medida que la perforación progresa posiblemente encontraremos aceite, agua o gas. La columna de fluido de perforación debe de ejercer la suficiente presión hidrostática para prevenir la entrada de estos fluidos al pozo. El valor de la presión hidrostática depende de la densidad del fluido y del peso de la columna de fluido, es decir, de la profundidad del pozo.

Mientras que las presiones estáticas son importantes para controlar la entrada de fluidos de la formación, las condiciones dinámicas del fluido también deben de ser consideradas. La circulación del fluido de perforación y el movimiento de la sarta adentro y afuera del agujero crea diferenciales de presión positivos y negativos. Estos diferenciales están directamente relacionados con las propiedades de flujo, la tasa de circulación y la velocidad del movimiento de la tubería de perforación.

- **Suspender los recortes cuando se detiene la circulación**

Cuando se detiene la circulación, el fluido de perforación debe suspender los recortes. Diversos factores afectan la capacidad de suspensión, como la densidad, la viscosidad, las propiedades tixotrópicas, el tamaño, peso y forma de los recortes y el peso de los materiales.

La circulación del material suspendido continúa cuando la perforación se reanuda. El fluido de perforación también debe tener propiedades que promuevan una eficiente remoción de los sólidos por el equipo superficial.

Algunas veces se ocupan los llamados baches viscosos, los cuales consisten en agregar material antipérdida al fluido también conocido como MLC (Mud Loss Control). Su función es hacer más eficiente la limpieza del pozo, ya que con un bache de este tipo se puede realizar un gran aumento sobre la viscosidad del lodo.

- **Soportar peso parcial de la sarta de perforación y la TR.**

El efecto de flotación de los fluidos de perforación se va haciendo más importante conforme la perforación avanza hacia profundidades mayores. El equipo superficial se verá sobrecargado si tiene que soportar todo el peso de la tubería de perforación y revestimiento en agujeros muy profundos. Como el fluido puede soportar un peso igual al peso del volumen de fluidos desplazados, un mejor efecto de flotación ocurre cuando la densidad del fluido es mayor.

- **Minimizar el daño en las formaciones productoras.**

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo. Por tanto es importante evaluar la reacción que tendrá el fluido cuando la formación potencialmente productiva será penetrada. Cuando una formación permeable es perforada, el enjarre se deposita en la pared del pozo. Las propiedades de este enjarre se pueden alterar para minimizar la invasión del fluido en las zonas permeables. También, las características químicas del filtrado del fluido pueden controlarse para reducir el daño a la formación. Las interacciones fluido-fluido son igual de importantes que las interacciones fluido-formación. En muchos casos, se preparan fluidos especiales para perforar en zonas especialmente sensibles.

- **Transmitir potencia hidráulica a la barrena y a las herramientas de fondo.**

El fluido de perforación es descargado a través de las toberas en la cara de la barrena. La potencia hidráulica liberada contra la formación libera y levanta los recortes afuera de esta.

Los factores que afectan la potencia hidráulica de la barrena son:

- Densidad del fluido
- Viscosidad del fluido
- Tamaño de las toberas.
- Tasa de flujo

La potencia hidráulica de la barrena puede ser mejorada reduciendo el tamaño de las toberas o incrementando la tasa de flujo. Esta energía también le da potencia a los motores de fondo y otras herramientas que dirigen la barrena y obtienen datos de la operación de perforación o de la formación en tiempo real. Un ejemplo de las herramientas es el MWD que determina la trayectoria y la posición en 3 dimensiones. Puede establecer la profundidad vertical verdadera, la localización del fondo del pozo y la orientación de un sistema de perforación direccional.

La información que se obtiene en el fondo del pozo se transmite frecuentemente a la superficie usando Pulsos de Telemetría del Lodo, un

método que se basa en pulsos de presión a través de la columna del lodo para enviar información a la superficie.

- **Minimizar la corrosión de la sarta, TR y de las tuberías en general.**

La corrosión en los fluidos de perforación es el resultado de la contaminación por dióxido de carbono, oxígeno, sulfuro de hidrógeno o, en el caso de fluidos estáticos, la acción bacteriana. Fluidos con bajos pH, contaminados por sales y no dispersos son más corrosivos que los sistemas de agua orgánica tratada. Los fluidos base aceite son considerados no corrosivos. Un apropiado programa de control de corrosión de los fluidos de perforación, puede minimizar la contaminación y convertir el fluido en no corrosivo.

- **Minimizar el impacto ambiental**

La perforación crea grandes volúmenes de fluido usado, recortes y desperdicios asociados. El incremento de la conciencia ambiental ha resultado en una legislación que regula el uso, manejo y disposición de los productos generados durante la perforación y después que el pozo es terminado. La atención cuidadosa en la composición del fluido y el manejo de los materiales residuales reduce el potencial impacto ambiental de la operación de perforación.

1.2 Propiedades de los fluidos de perforación.

Las propiedades de un fluido de perforación tienen un rol importante en el éxito de una operación de perforación. Algunas de estas propiedades son, quizás, las únicas variables de todo el proceso de la perforación que se pueden alterar rápidamente para solucionar un problema o mejorar la eficiencia durante la operación. No obstante, alterar estas propiedades puede llegar a ser contraproducente para el desarrollo de la operación y por lo tanto hay que tener un estricto monitoreo sobre las propiedades del lodo y tener en cuenta los pros y contras que se pueden llegar a presentar con la modificación de alguna de estas, para así tomar la decisión correcta. Las principales propiedades que se toman en cuenta en el programa de lodos de un programa de perforación son las siguientes:

- **Contenido de sólidos**

El tipo y la cantidad de sólidos presentes en el lodo de perforación determinan su densidad, viscosidad, esfuerzo gel, su calidad de enjarre y su control de filtrado, así como otras propiedades químicas y mecánicas. El volumen de sólidos también tiene influencia en el costo del lodo y por ende, del total del pozo. También afecta diversos factores como la tasa de penetración, la hidráulica, las presiones de suaveo y surgencia, situaciones como pegas diferenciales, pérdida de circulación, la estabilidad del agujero y también en la vida útil de la barrena, las bombas y otros equipos mecánicos. La remoción de sólidos es uno de los aspectos más importantes en el control del sistema de lodos, ya que tiene un efecto directo en la eficiencia de perforación. Debido a su importancia, el dinero que se invierte en el control de sólidos representa una parte significativa en los costos totales de la operación. El control de sólidos es un problema constante, cada día en cada pozo.

El control de sólidos se realiza usando varios de los diferentes métodos de separación de sólidos que son:

- Asentamiento
- Temblorinas
- Hidrociclones
- Centrifugadoras rotacionales.

- **Densidad (ρ)**

La densidad o peso del lodo es la propiedad más crítica de cualquier fluido de perforación ya que con ella se provee el control primario del pozo. Está directamente relacionada con el valor y el promedio de la densidad específica de los sólidos en el sistema. El control de la densidad es muy importante, ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es requerida para contener las presiones de la formación y para ayudar a mantener el agujero abierto. La densidad en unidades inglesas es comúnmente expresada en lb/gal (lb/ft^3 en algunas regiones) y como densidad específica o gr/cc en países que utilizan el sistema métrico.

El control de la densidad de cualquier fluido es importante, debe estar determinada por las presiones de la formación y debe ser suficiente para mantener la estabilidad del pozo. Si se está realizando una perforación convencional la presión ejercida por la columna de fluido idealmente debe ser solamente un poco mayor que la de formación para asegurar la máxima tasa de penetración con el mínimo daño de los fluidos de la formación que entran

pozo. En caso de que esto no suceda se considera que se está realizando una perforación bajo balance.

Sin embargo, si la densidad es mayor de la necesaria, puede ocurrir una pega diferencial, daño a la formación o una fractura hidráulica lo que originaría pérdida de fluido. Altas densidades provocarán altas presiones hidrostáticas lo cual tiene una gran influencia en la tasa de penetración la cual se ve reducida.

La densidad necesitará ajustarse durante las operaciones en el pozo, de acuerdo a lo que se observe en la operación. Para incrementar la densidad se agrega algún agente densificante como la barita, dolomita y algunas sales individuales como cloruro de potasio o cloruro de sodio. Por el contrario, si se desea reducir la densidad se necesitar diluir el agente (lo cual es difícil ya que puede modificar otras propiedades del fluido) o removerlo mecánicamente con el uso de un equipo de control de sólido. El método más común para obtener la densidad de cualquier fluido de perforación es la balanza de lodos. Por otro lado, se ha vuelto muy común en muchos lugares usar la balanza presurizada ya que se considera más exacta.

- **Exceso de cal**

La cal tiene como función primaria en un lodo base aceite hacer más efectiva la acción del emulsificante y como función alterna actuar como secuestrador de H_2S y CO_2 , se ocupa para contrarrestar el efecto del gas, ya que al tener un exceso del mismo, se puede llegar a romper la emulsión.

Siempre que se agregue emulsificante se debe agregar cal de una proporción de 2:1. Se debe evitar el exceso de cal en un sistema ya que, al ser la cal un sólido, causa aumento indeseable en la viscosidad del lodo. El exceso de cal en los sistemas calados es una función de la alcalinidad del filtrado, de la alcalinidad del lodo y de la fracción de agua obtenida en la retorta.

El contenido de cal para una operación de rutina debe ser de 3 a 5 lb/bbl esto como protección para posibles arremetidas de H_2S .

- **Filtrado**

Cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de poro, el fluido invade la formación. Los sólidos suspendidos intentan fluir con la fracción de líquido, pero partículas del tamaño apropiado cierran los

poros y empiezan a formar un enjarre. Al mismo tiempo, partículas finas empiezan a tapar los espacios intersticiales que dejan las partículas del enjarre y finalmente forman una red hermética que solo el líquido (filtrado) es capaz de penetrar. Una vez que este enjarre está establecido, la tasa de flujo del fluido a la formación es determinada por la permeabilidad del enjarre. Cuando el lodo no está siendo circulado, el enjarre crece sin algún disturbio (pérdida de fluido estática) y la tasa de filtración después de que el enjarre es establecido es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. Cuando el lodo se comienza a circular, el enjarre crece a un punto en el cual la tasa de corte ejercida por el lodo equilibra el esfuerzo de corte del enjarre (pérdida de fluido dinámica). Bajo esta condición, el enjarre tiene un espesor límite y la tasa de filtración después de que el enjarre se forma es proporcional al tiempo. Algunos de los factores que se deben de controlar durante el filtrado son los siguientes:

- Permeabilidad del enjarre: Es uno de los factores más importantes. El tamaño, forma y concentración de sólidos que constituyen el enjarre determinan la permeabilidad. Si el enjarre está compuesto en su mayoría por partículas gruesas, los poros serán más grandes, por lo tanto, la tasa de filtrado será mayor. Por esta razón, la bentonita con sus plaquetas pequeñas e irregulares forman un enjarre de baja permeabilidad. Las plaquetas de bentonita como la mayoría de los polímeros se compactan bajo presión a una menor permeabilidad, de ahí el término, compresibilidad del enjarre.
- Presión: Si el enjarre no se comprime bajo presión, la pérdida de fluido será proporcional a la raíz cuadrada de la presión. Esto normalmente no aplica a los fluidos de perforación por que la porosidad y la permeabilidad del enjarre generalmente es afectada por la presión.
- Temperatura: Un incremento de temperatura usualmente resultará en un incremento en la tasa de filtración debido a los efectos adversos de esta en los agentes de control de filtrado y a un decremento en la viscosidad de la fase líquida. Una mayor temperatura podrá también incrementar la solubilidad de los contaminantes y, por lo tanto, disminuir la efectividad de los químicos para el control de la pérdida de filtrado. Además, la fracción coloidal tenderá a flocularse e incrementar la filtración a elevadas temperaturas.
- Viscosidad: La viscosidad de la fase líquida del lodo de perforación y del filtrado, tiene una influencia directa sobre la tasa de filtración.

Sabemos que la viscosidad del filtrado es directamente afectada por la temperatura. A medida que esta decrece, la tasa de filtración y el volumen total medido del filtrado aumenta. A su vez, también es afectada por materiales solubles en agua, como los polímeros (Cuando se añade un polímero al sistema del lodo, la viscosidad de la fase líquida así como la de todo el lodo incrementa, reduciendo así la tasa de filtración).

Resumiendo, la tasa de filtración es, regularmente, la propiedad más importante de un fluido de perforación, especialmente en la perforación de formaciones permeables donde la presión hidrostática excede la presión de la formación. Un control apropiado de la filtración puede prevenir una pega por presión diferencial y en algunas áreas mejorar la estabilidad del pozo.

- **Prueba de azul de metileno (MBT)**

La prueba de azul de metileno (MBT por sus siglas en inglés, Methylene Blue Test) es utilizada para determinar la cantidad de arcillas reactivas en un lodo base agua. Para esta prueba se utiliza un colorante de azul de metileno ya que este magnetiza los iones negativos en la arcilla. Comúnmente, la prueba se reporta en términos de la concentración de arcillas reactivas en libras por barril de bentonita equivalente. Como con las demás propiedades, se necesita mantener un control del MBT y observar sus cambios. Si se observa un incremento, eso indica que la concentración de sólidos debido a la perforación (recortes) en el lodo ha aumentado. Para una buena operación, la MBT se debe mantener en 15 lb/bbl o menos.

- **pH y alcalinidad**

El pH se puede definir como el logaritmo negativo de la concentración de iones de hidrógeno. A cierta concentración de iones de hidrógeno, hay una correspondiente concentración de iones de hidroxilo, lo que resultará en un equilibrio. El ion hidrógeno representa la porción ácida y el ion hidroxilo la porción básica de la solución. Dicho de otro modo el pH es el coeficiente que indica el grado de acidez o basicidad de una solución. El agua pura normalmente tiene la misma concentración de iones de hidroxilo y de hidrógeno y un pH muy cercano a 7. Si se le agrega material básico como cal incrementará la concentración de ácido y el pH, por otro lado si agregamos un ácido incrementarán los iones de hidrógeno y el pH decrecerá. La escala de pH se mide del número uno al catorce. Si el fluido tiene la máxima concentración

de iones de hidroxilo el pH resultará de 14, mientras que la máxima concentración de iones de hidrógeno resultará en un pH de 1 o incluso menor. Así que podemos concluir que a menor pH el fluido será más ácido y viceversa.

El pH de un fluido de perforación se puede medir mediante el método colorimétrico, que utiliza tiras de papel pH. Este papel se coloca en la superficie del fluido hasta que se note un cambio de color en la tira. Este se compara con una tabla de colores que sirve de base para determinar su pH. Si la salinidad es mayor a 16,000 mg/l, éste método no es recomendable.

Otro método es el electrométrico, que se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales colocados en el mismo tubo vertical de vidrio. Aunque éste método es más preciso que el colorimétrico, es muy sensible y difícil de mantener bajo las condiciones de campo.

Por lo general los lodos de perforación son alcalinos, con un rango de pH entre 9 y 9.5, no obstante, en ocasiones encontramos lodos con pH mayor entre 12.5 y 13. Esto es debido a las siguientes razones:

- Los dispersantes orgánicos y los agentes para el control de filtrado adquieren su máxima efectividad en un ambiente alcalino.
- Efectos adversos de la contaminación de electrolitos se minimizan a altos niveles de pH.
- Las tasas de corrosión pueden ser reducidas a altos pH y la acción bacteriana en materiales orgánicos es retardada a elevados niveles de alcalinidad

La alcalinidad de una solución puede definirse como la concentración de los iones solubles en agua que pueden neutralizar ácido. Las dos alcalinidades del filtrado que son utilizadas en el análisis de fluido son la Pf y la Mf. La Pf son los centímetros cúbicos (cc) de ácido sulfúrico requeridos para reducir el pH de 1 cc de filtrado a 8.3. El Mf es la cantidad de ácido sulfúrico necesaria para reducir el pH de 1 cc de filtrado a 4.3. La otra medida de alcalinidad es denominada Pm, y esta se realiza con todo el fluido en lugar de con el filtrado. Esta prueba se utiliza para determinar las concentraciones de cal y de cemento acarreadas como sólidos en el sistema.

- **Potasio libre**

El ion potasio se usa en los fluidos de perforación para ayudar en la estabilización de las lutitas y en el hinchamiento de las arcillas. Se necesita una determinación precisa del contenido de potasio para controlar las

propiedades del lodo. Principalmente se utiliza como inhibidor de lutitas, ya que el ion potasio se mezcla con iones de calcio y sodio en el espacio interlaminar, convirtiéndolas en estructuras más estables que no se hidratan y se hinchan.

Los lodos con potasio son el sistema de lodo base agua más utilizado para la perforación de lutitas sensibles al agua. El cloruro de potasio (KCl) es la fuente de potasio más utilizada. Los iones se adhieren a las superficies de arcilla y dan estabilidad a la lutita expuesta a los fluidos de perforación por la barrena. Los iones también ayudan a mantener juntos los recortes de perforación, minimizando la dispersión de las partículas más finas. La presencia de iones de sodio (Na^+) contrarresta el beneficio de los iones de potasio (K^+) y deben reducirse al máximo con el uso de agua dulce en lugar de agua de mar.

Aunque existen 3 métodos API para determinar la cantidad de iones K^+ , el método de centrifugación es el método de campo más aceptado y es esencial para el seguimiento diario de potasio de un lodo. Las adiciones regulares de cloruro de potasio mantienen la estabilidad de la lutita. El ion K^+ se consume con rapidez durante la perforación a poca profundidad en lutitas gruesas, blandas y muy dispersivas por lo que mantenerlo en un nivel óptimo para estabilizar la lutita puede ser costoso cuando se perforan agujeros grandes.

- **Punto de cedencia (YP)**

Es la resistencia que presenta el lodo a fluir a causa de las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. De esta forma, el punto de cedencia es una medida de estas fuerzas de atracción bajo condiciones de flujo.

Bajo condiciones de flujo, el punto de cedencia depende las propiedades de los sólidos en el lodo en superficie, de la concentración de sólidos en el volumen de lodo y de los tipos de iones en la fase líquida. Valores altos en el punto de cedencia pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o anhidrita. Todo aquello que produzca floculación en un lodo determinará un incremento en el punto cedente. El punto de cedencia es considerado una medida de la hidratación y floculación de las arcillas.

El punto de cedencia se incrementa de forma natural cuando se presenta la floculación o a través de la contaminación por sólidos, ya que, un incremento en la concentración de estos creará un aumento de atracciones entre las

partículas. Finalmente el punto cedente se puede incrementar mediante tratamiento químico añadiendo aditivos viscosificantes, lo que se realiza con frecuencia para mantener las especificaciones del YP.

Por otro lado, el YP puede reducirse por medio de un tratamiento químico o mecánico. Por tratamiento químico se realiza una dispersión lo que neutralizará las fuerzas de atracción. Por tratamiento mecánico es el uso de un adecuado equipo de control de sólidos. También se puede lograr por dilución, pero es complicado ya que puede afectar el resto de las propiedades del fluido (a menos que su concentración de sólidos sea alta).

El punto de cedencia se calcula con ayuda del viscosímetro rotacional y es igual a la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica, es decir:

$$YP = \theta_{300} - VP \dots \dots \dots (1.1)$$

Donde,

YP = Punto de cedencia, [lb/100 ft²]

θ_{300} = Lectura a 300 rpm, [rpm]

VP = Viscosidad plástica, [cP]

- **Relación agua/aceite (OWR)**

Se define como la relación entre el volumen porcentual de aceite y el volumen porcentual de agua en un lodo de emulsión inversa. LA OWR se calcula directamente con el análisis de la retorta del lodo base aceite. Se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$\% \text{ aceite} = 100 * \left(\frac{\% \text{ del vol. de aceite}}{\% \text{ del vol. de aceite} + \% \text{ del vol. de agua}} \right) \dots \dots (1.2)$$

$$\% \text{ agua} = 100 * \left(\frac{\% \text{ del vol. de agua}}{\% \text{ del vol. de aceite} + \% \text{ del vol. de agua}} \right) \dots \dots (1.3)$$

Por ejemplo, si un lodo tiene un 60% de volumen de aceite y 18% de volumen de agua, el porcentaje de aceite y agua es:

$$\% \text{ aceite} = \frac{60}{60 + 18} * 100 = 77\%$$

$$\%agua = \frac{18}{60 + 18} * 100 = 23\%$$

Finalmente la OWR es:

$$OWR = \frac{77}{23}$$

Obtener este dato es de vital importancia ya que nos indica cuánta agua hay en el lodo. Si se tiene una cantidad excesiva de agua se pueden tener algunos problemas como una alta viscosidad plástica, alto punto de cedencia, alta presión de bombeo, pérdida de fluido, entre otras, ya que el agua en lodo base aceite actúa como un sólido. Además, como se sabe, el agua y el aceite no son compatibles el uno con el otro (son inmiscibles), así que cuando se tiene mucha agua en el lodo hay que agregar emulsificantes para mantener una emulsión estable en el mismo.

- **Salinidad**

La contaminación por sal se da por su contenido de iones de magnesio y de calcio, ambos perjudiciales para los lodos base agua. Este tipo de contaminación puede provenir del agua que se usa para mezclar el lodo y durante la perforación, de domos salinos o en flujos de agua salada. Existen tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante la perforación de domos salinos, siendo la halita (NaCl, sal común), la que se perfora con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. Su efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causadas por la acción del ion sodio.

El flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial en las propiedades de lodo que en la perforación de domos salinos porque las sales contenidas están solubilizadas y reaccionan más rápidamente que las arcillas. La base de estas sales está directamente relacionada con su origen de sedimentos marinos depositados en agua salada, que al ser expulsada de los sedimentos durante el proceso de compactación, su concentración de sales se vuelve considerablemente alta.

En general una alta salinidad en un lodo base agua causa un incremento en la viscosidad Marsh, en la viscosidad plástica y aparente, en el punto de cedencia, esfuerzo gel, filtrado, alcalinidad y contenido de cloruros; también ocasiona una disminución de la densidad y del pH. Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen de lodo en temblorinas y

en presas de lodo, el aumento del contenido de cloruros, el incremento de las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de la bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada, la densidad del primero disminuye.

Como los efectos por contaminación de sal o de flujo de agua salada en un lodo base agua no se puede precipitar por medios químicos, la concentración solo se puede reducir por medio de una dilución con agua dulce, y a través del aumento de la densidad del lodo para tratar de contener el flujo, utilizando dispersante para reducir las propiedades reológicas, así como sosa cáustica para aumentar el pH y de un reductor de filtrado. Para determinar la salinidad que existe en el lodo base agua, se utiliza el filtro prensa que además de servir para ver el grosor del enjarre que se forma en el papel filtro, mide también la cantidad de filtrado del lodo, el cual, con una pequeña cantidad de filtrado combinado con una solución de nitrato de plata, determina las ppm de sal que hay en el lodo.

- **Viscosidad**

Viscosidad en su término más amplio puede ser descrita como la resistencia al flujo de una sustancia. Para un fluido Newtoniano la relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte define la viscosidad de un fluido (μ), entonces tenemos que:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \dots \dots \dots (1.4)$$

Donde,

γ = Velocidad de corte [seg⁻¹]

τ = Esfuerzo de corte [dinas/cm²]

μ = Viscosidad [Poise o centipoises]

- **Velocidad de corte (γ)**

La velocidad de corte es la velocidad de un fluido a la cual se mueve a través de sus capas vecinas. Se puede entender como la diferencia de velocidades entre 2 capas de fluido divididas por la distancia entre éstas, es llamada velocidad de corte (γ)

La fuerza (F) 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. En forma de ecuación:

$$\gamma = \frac{\text{Diferencia de velocidades}}{\text{distancia}} \dots \dots \dots (1.5)$$

Cuyas unidades son los segundos recíprocos (seg⁻¹)

Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte. Es decir entre mayor energía tengamos las caídas de presión serán mayores y viceversa (son directamente proporcionales).

○ **Esfuerzo de corte (τ)**

La deformación de un fluido puede representarse sencillamente con dos placas paralelas separadas por cierta distancia como se muestra en la figura 1.1

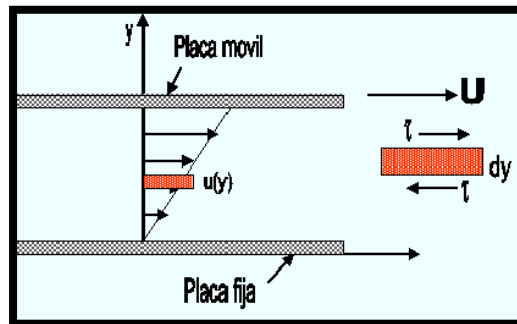


Figura 1.1 Deformación de un fluido

Cuando un fluido está fluyendo, existe una fuerza en el fluido que se opone al flujo, a esta fuerza se le conoce como esfuerzo de corte.

Una fuerza (F) aplicada sobre un área (A), causa que las placas se deslicen una sobre otra. No obstante, hay una resistencia de fricción que se opone al movimiento de estas placas. Esta resistencia es llamada *esfuerzo de corte* (τ). Es decir es la resistencia que se opone al movimiento entre capas de fluidos. En forma de ecuación el esfuerzo de corte está representado por:

$$\tau = \frac{F}{A} \dots \dots \dots (1.6)$$

Y sus unidades son $\text{lb}/100\text{ft}^2$. Además, las capas del fluido se mueven entre sí más fácilmente que entre la pared de la tubería y una capa de fluido. Por lo tanto, podemos considerar como estacionaria a una capa delgada de fluido cercana a la pared de la tubería.

El total de las pérdidas de presión a través del sistema de circulación (presión de bombeo) está frecuentemente asociado con el esfuerzo de corte.

Como se describió previamente, la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte es directamente proporcional para un fluido Newtoniano. La viscosidad permanece constante y es el único parámetro que se necesita para caracterizar las propiedades de flujo. La unidad típicamente utilizada para la viscosidad es el *poise*, definido como la fuerza en dinas por centímetro cuadrado necesaria para producir una diferencia de velocidad de un centímetro por segundo entre dos capas separadas un centímetro.

Para fluidos no Newtonianos, la relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte está definida como Viscosidad Efectiva (μ_e). No obstante, la viscosidad efectiva de un fluido no Newtoniano no es constante. Para la mayoría de los fluidos de perforación, la viscosidad efectiva será relativamente más alta a una baja velocidad de corte y viceversa. Cuando un fluido se comporta de esta forma se dice que hay un adelgazamiento por esfuerzo cortante. Está es una característica muy deseable en los fluidos de perforación. Los fluidos Newtonianos se diferencian de los no Newtonianos porque requieren de un determinado esfuerzo para comenzar a fluir.

Se mide rutinariamente en el campo utilizando el embudo Marsh y se mide el tiempo en segundo que tarda un cuarto de galón (945 ml) del fluido pasar a través del embudo.

Conforme aumenta la penetración, los sólidos inertes y los contaminantes entran al sistema de lodo y pueden hacer que la viscosidad aumente.

Los siguientes términos se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación:

- Viscosidad del embudo (seg/l)
- Viscosidad aparente (cP)
- Viscosidad efectiva (cP)
- Viscosidad plástica (cP)
- Punto de cedencia ($\text{lb}/100 \text{ft}^2$)
- Esfuerzo gel. ($\text{lb}/100 \text{ft}^2$)

○ **Viscosidad efectiva (μ_e)**

La viscosidad de un fluido no Newtoniano cambia con el corte. La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de este fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, presión y temperatura.

○ **Viscosidad aparente (VA)**

Algunas veces la viscosidad efectiva es relacionada con la viscosidad aparente. La viscosidad aparente es reportada como la lectura del viscosímetro a 300 RPM o la mitad de la lectura a 600 RPM. Debemos notar que ambos valores son consistentes con la fórmula que es la siguiente:

$$VA = \frac{300 * \theta}{\omega} \dots \dots \dots (1.7)$$

Donde,

VA = Viscosidad aparente, [cP]

θ = Lectura del viscosímetro. [adim]

ω = RPM del lodo en el viscosímetro, [RPM]

○ **Viscosidad plástica.**

La viscosidad plástica (VP) es usualmente descrita como la resistencia al flujo causada por fricción mecánica. Es afectada principalmente por:

- Concentración de sólidos
- Tamaño y forma de los sólidos
- Viscosidad de la fase líquida
- Presencia de polímeros de cadena larga
- La relación agua/aceite o sintético/agua en fluidos de emulsión inversa
- El tipo de emulsificantes (fluidos de emulsión inversa)

La concentración de sólidos es el trabajo principal del ingeniero de fluidos. Un incremento en la viscosidad plástica puede significar un incremento en el porcentaje del volumen de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las partículas o alguna combinación de estas.

Cualquier incremento en el área superficial total de los sólidos se verá reflejado como un incremento de la viscosidad plástica. Si una partícula se parte a la mitad, por ende, resultará en dos piezas con un área superficial combinada mayor que la partícula original. Una partícula plana tiene mayor área superficial que una esférica del mismo volumen. La mayoría de la veces, un incremento en la viscosidad plástica es el resultado de un incremento en el porcentaje de sólidos. Esto puede ser verificado por algún cambio de densidad y/o análisis de la retorta.

Algunos de los sólidos en el fluido son agregados deliberadamente. Una buena regla es que la viscosidad del fluido no debe ser mayor que la requerida para la limpieza del agujero y la suspensión de la barita. Cuando un fluido está fallando al desempeñar estas funciones, se busca aumentar el punto de cedencia para contrarrestar este problema.

Los sólidos que se originan al perforar, afectan también las propiedades reológicas del lodo. Estos son continuamente agregados al lodo y causan el incremento en la concentración de sólidos. Si estos sólidos no se remueven rápidamente, se siguen rompiendo en partículas cada vez más pequeñas al ir circulando y recirculando a través del sistema. Habrá problemas en la viscosidad si no se tiene un eficiente control de sólidos. Como se mencionó anteriormente, hay diferentes métodos para el control de sólidos como el uso de equipo mecánico, asentamiento o dilución.

La viscosidad plástica también es función de la viscosidad de la fase líquida. A medida que la viscosidad del agua disminuye, la viscosidad plástica aumentará de forma proporcional. El aceite que se ocupa en un lodo de emulsión inversa también actúa como un sólido y afectará la VP del fluido.

Los polímeros que se agregan al sistema para la viscosidad, control de pérdida de fluido y como inhibidor de arcillas pueden contribuir a elevar la viscosidad plástica, especialmente después del mezclado inicial del polímero. Los polímeros de cadena larga son los que tienen el mayor impacto en la viscosidad plástica. Generalmente después de algunas circulaciones la viscosidad plástica disminuye y se estabiliza.

Con respecto a los fluidos de emulsión inversa la viscosidad plástica puede ajustarse con la relación agua/aceite (OWR). Generalmente a mayor OWR menor VP. También, la elección del emulsificante primario tiene un fuerte impacto en la viscosidad plástica.

Los cambios en la viscosidad plástica pueden resultar en cambios importantes en la presión de bombeo en el campo. Como regla, la viscosidad plástica se debe de mantener lo más baja que se pueda, ya que una VP baja resulta en una mayor energía en la barrena, mayor flujo en el espacio anular para la limpieza del

agujero, así como menor desperdicio de equipo y menor combustible utilizado. Un práctico límite superior para la viscosidad plástica es el doble del peso del lodo [gr/cc]. La viscosidad plástica es una buena aproximación a la viscosidad a través de las toberas de la barrena.

La viscosidad plástica se calcula a través de los datos del viscosímetro de lectura directa de la siguiente forma:

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \dots \dots \dots (1.8)$$

Donde,

VP = Viscosidad plástica, [cP]

θ_{600} = Lectura a 600 RPM, [rpm]

θ_{300} = Lectura a 300 RPM, [rpm]

2 Conceptos de Hidráulica de la Perforación

El estudio de la hidráulica tiene un papel muy importante durante el proceso de perforación, ya que su diseño óptimo y mantenimiento, logran hacer más eficiente la perforación y reducir el costo del pozo. A su vez, un mal diseño de la hidráulica reduce la velocidad de perforación, también produce una mala limpieza de los recortes del agujero y puede provocar un descontrol.

El sistema hidráulico tiene varios efectos en el pozo. Los más importantes son:

- Control de las presiones subsuperficiales
- Dar un efecto de flotación a la sarta de perforación y a la TR
- Minimizar la erosión del agujero debido a la acción de limpieza del lodo durante la circulación.
- Remover los recortes del agujero, limpiar la barrena y remover los recortes que se encuentran debajo de esta
- Incrementar la tasa de penetración.
- Minimizar las pérdidas de presión por suaveo en el agujero cuando se está sacando la tubería del pozo.
- Evaluar los incrementos de presión en el agujero cuando se circula el lodo.
- Mantener el control del pozo durante un descontrol.

Regularmente, estos efectos están relacionados, lo que incrementa la dificultad de la optimización.

2.1 Reología

Reología es la ciencia de la deformación y flujo de la materia. Haciendo medidas exactas en un fluido, es posible determinar cómo será su comportamiento al fluir bajo una variedad de condiciones, incluyendo temperatura, presión y esfuerzo de corte. A su vez, la reología y la hidráulica anular asociada están directamente relacionadas con la estabilidad del agujero y con la efectividad de limpieza del mismo.

2.1.1 Fluidos Newtonianos y no Newtonianos

La relación entre esfuerzo de corte (τ) y velocidad de corte (γ) define el comportamiento de un fluido. Para algunos fluidos la relación es lineal, es decir, si la velocidad de corte se duplica entonces el esfuerzo de corte también se duplica. Estos son llamados fluidos Newtonianos. Algunos ejemplos de este tipo de fluidos

son el agua, alcohol y aceites ligeros. Muy pocos fluidos de perforación entran en esta categoría.

Los fluidos que tienen características de flujo tales que el esfuerzo de corte no incrementa en proporción directa con la velocidad de corte son llamados no Newtonianos. La mayoría de los fluidos de perforación son no Newtonianos.

2.1.2 Modelos Reológicos.

Un modelo reológico es la descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Como ya se describió, la relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte en fluidos Newtonianos es constante. No obstante, como la mayoría de los fluidos de perforación son fluidos no Newtonianos, es más complicado describir su comportamiento de flujo. De hecho, como no hay un modelo que pueda describir precisamente las características de flujo de todos los fluidos de perforación, diversos modelos se han desarrollado para describir el comportamiento de flujo de los fluidos no Newtonianos. Entre estos modelos tenemos el modelo Plástico de Bingham, el modelo de Ley de Potencias y el Modelo de Ley de Potencias Modificado. El uso de estos modelos requiere medir el esfuerzo de corte a 2 o más velocidades de corte. A partir de estas medidas, el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte puede ser calculado.

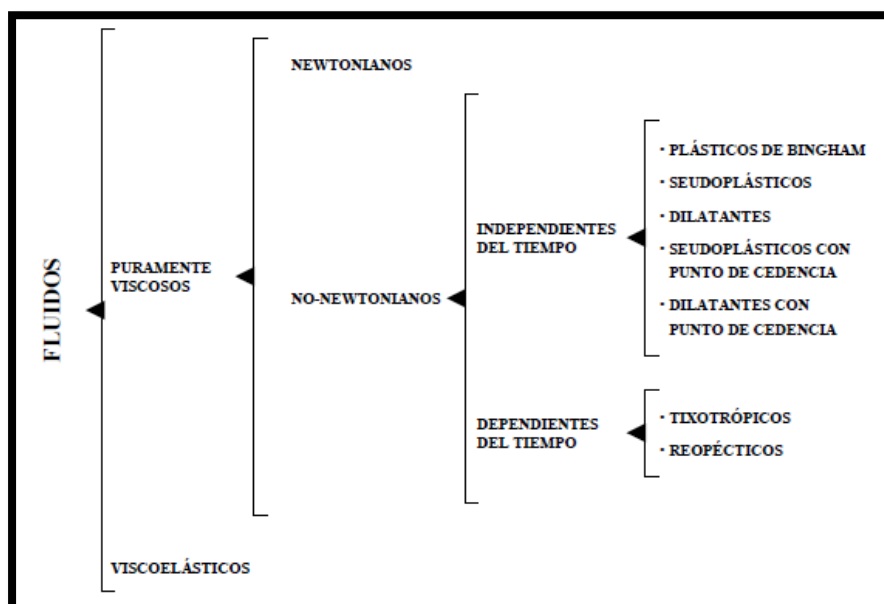


Figura 2.1 Clasificación reológica de los fluidos

En el campo es necesario determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación en una forma rápida y sencilla y asegurar que los cálculos que se realizan sean fáciles con 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. Para estas mediciones se ocupa un viscosímetro de lectura directa, que es un instrumento de tipo rotacional cuya fuente de poder es un motor eléctrico. El lodo de perforación se encuentra contenido en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o rotor es manejado a una RPM constante. La rotación del rotor en el fluido produce un torque en el bob o cilindro interior. Un resorte de torsión restringe el movimiento del bob, y un dial adjunto al mismo indica su desplazamiento.

Consideraremos un viscosímetro Fann 35-VG (Figura 2.2) que es de los de uso común en la industria.



Figura 2.2 Viscosímetro Fann 35-VG

2.1.2.1 Modelo para fluidos Newtonianos.

Este modelo es la base para el desarrollo de los demás modelos. Como se mencionó anteriormente, el comportamiento de flujo de un fluido Newtoniano se puede observar en esta ecuación en donde la relación esfuerzo de corte-velocidad de corte está dada por:

$$\tau = (\mu)(\gamma) \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde,

τ = Esfuerzo de corte

μ = Viscosidad

γ = Velocidad de corte

A una temperatura constante, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte son directamente proporcionales. La constante de proporcionalidad es la viscosidad. La siguiente figura describe el comportamiento de un fluido Newtoniano. Se observa que la curva de flujo de una línea recta que pasa por el origen y la pendiente es la viscosidad.

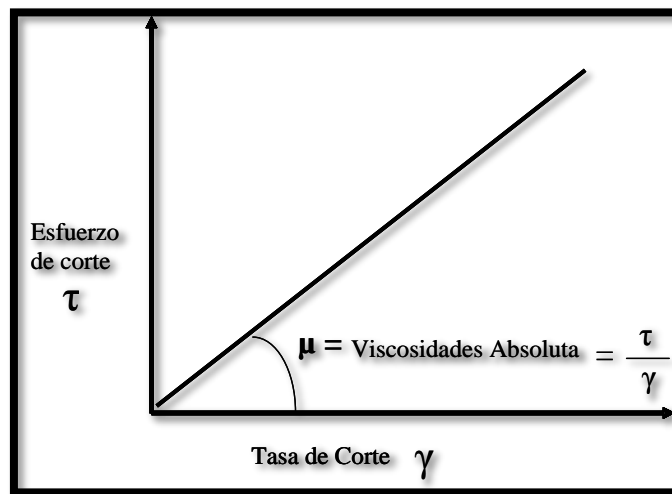


Figura 2.3 Curva de flujo para un fluido Newtoniano

2.1.2.2 Modelo Plástico de Bingham

E.C. Bingham, a principios de los 1900's observó que algunos fluidos exhibían un comportamiento plástico. En este comportamiento observó que la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte exhiben una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido. A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia. La relación esfuerzo de corte / velocidad de corte para el Modelo Plástico de Bingham está dada por:

$$\tau = \tau_y + (\mu_p)(\gamma) \dots \dots \dots (2.2)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte [lb/100 ft²]

τ_y = Punto de cedencia [lb/100 ft²]

μ_p = Viscosidad plástica [cP]

γ = Velocidad de corte [seg⁻¹]

La curva de flujo para un fluido Plástico de Bingham se muestra en la figura 2.4. La viscosidad efectiva, varía con el esfuerzo de corte en el modelo Plástico de Bingham. Esta viscosidad está representada por las líneas rojas, del origen al esfuerzo de corte a cierta velocidad de corte. Como se puede observar, la viscosidad efectiva decrece cuando la velocidad de corte incrementa. Esto se conoce como adelgazamiento por esfuerzo cortante (como se mencionó anteriormente).

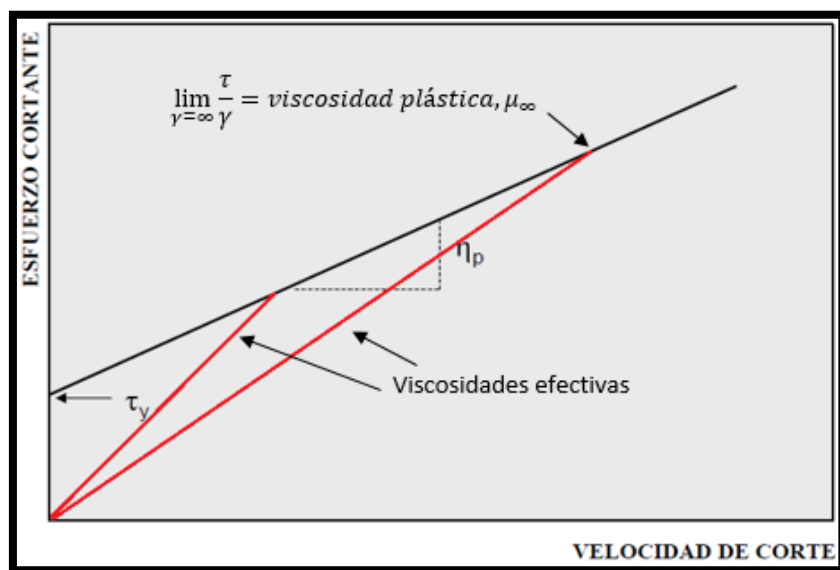


Figura 2.4 Comportamiento de un fluido Plástico de Bingham

Conforme la velocidad de corte se aproxima a infinito, la viscosidad efectiva alcanza un límite llamado Viscosidad Plástica. La viscosidad plástica de un fluido Plástico de Bingham representa el menor valor posible que la viscosidad efectiva puede tener a una velocidad de corte infinitamente alta, o simplemente la pendiente de la curva del fluido Plástico de Bingham.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la industria petrolera, aun cuando el comportamiento real del fluido de perforación no presente una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte

El modelo Plástico de Bingham y los términos viscosidad plástica (VP) y punto de cedencia (YP) son bastante utilizados en la industria de los fluidos de perforación. La viscosidad plástica es utilizada como indicador del tamaño, forma, distribución y cantidad de sólidos, y la viscosidad de la fase líquida. El punto de cedencia es una medida de las fuerzas eléctrica de atracción en el lodo, bajo condiciones de flujo. Estas fuerzas son el resultado de las cargas positivas y negativas localizadas en o cerca de la superficie de las partículas. Es dependiente de las propiedades en superficie de los sólidos en el fluido, de la cantidad y concentración de sólidos y del ambiente eléctrico de dichos sólidos (concentración y tipo de iones en la fase de flujo del fluido). La VP y el YP son dos parámetros de un lodo de perforación que muchos en la industria consideran de vital importancia durante el proceso de perforación. Los siguientes modelos reológicos describen mejor el comportamiento de un fluido. Esto puede ser claramente observado cuando las lecturas del viscosímetro son graficadas y la línea resultante es una curva y no una línea recta, cosa que sucede con el modelo de Bingham.

Determinación de VP y YP

El viscosímetro de lectura directa, fue específicamente diseñado para facilitar el uso del Modelo Plástico de Bingham, en fluidos de perforación. Cuando el viscosímetro es utilizado, la lectura del dial es determinada como:

$$\theta = YP + VP \left(\frac{\omega}{300} \right) \dots \dots \dots (2.3)$$

Donde:

θ = Lectura del dial [adim.]

YP = Punto de cedencia [lb/100 ft²]

VP = Viscosidad plástica [cP]

ω = Velocidad de rotación [rpm]

La determinación de VP y YP se obtiene de las lecturas del dial a 600 rpm y 300 rpm. Se utiliza un viscosímetro modelo Fann 35VG. Sustituyendo los datos apropiados a la ecuación observamos cómo se llega a los siguientes términos.

$$\theta_{600} = YP + VP \left(\frac{600}{300} \right) = YP + 2VP \dots \dots \dots (2.4)$$

$$\theta_{300} = YP + VP \left(\frac{300}{600} \right) = YP + VP \dots \dots \dots (2.5)$$

Restando θ_{300} de θ_{600} , obtenemos,

$$(\theta_{600} - \theta_{300}) = (YP + 2VP) - (YP + VP) = (YP - YP) + (2VP - VP) = VP$$

Simplificando,

$$VP = (\theta_{600} - \theta_{300}) \dots \dots \dots (2.6)$$

Reordenando la ecuación para θ_{300} , tenemos,

$$YP = (\theta_{300} - VP) \dots \dots \dots (2.7)$$

Donde,

θ_{600} = Lectura del dial a 600 rpm

θ_{300} = Lectura del dial a 300 rpm

VP = Viscosidad plástica, [cP]

YP = Punto de cedencia, [lb/100 ft²]

La viscosidad efectiva se definió anteriormente como el esfuerzo de corte dividido entre la velocidad de corte o la pendiente de la línea que va del origen al esfuerzo de corte a una velocidad de corte particular. De las ecuaciones de arriba, observamos que la viscosidad plástica puede representar la viscosidad efectiva cuando YP = 0, entonces,

$$\theta_{600} = 2(\mu_e) \dots \dots \dots (2.8)$$

Donde,

θ_{600} = Lectura del dial a 600 rpm

μ_e = Viscosidad efectiva [cP]

La viscosidad efectiva a una velocidad de corte de 600 rpm en el viscosímetro es distinguida de la viscosidad efectiva a otros datos de velocidad de corte/esfuerzo de corte por el término viscosidad aparente. Por lo tanto, la viscosidad aparente es definida a una velocidad de corte como,

$$\mu_a = \frac{\theta_{600}}{2} \dots \dots \dots (2.9)$$

Donde,

μ_a = Viscosidad aparente, [cP]

Aunque la viscosidad plástica (VP) y el punto de cedencia (YP) son 2 de las más reconocidas propiedades de los fluidos de perforación, estos términos son simples

constantes en el Modelo Matemático Plástico de Bingham. Muy pocos lodos siguen este modelo, pero el significado empírico de VP y YP está muy arraigado a la tecnología de perforación.

2.1.2.3 Modelo de Ley de Potencias

El modelo de Ley de Potencias intenta resolver las deficiencias del modelo Plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. Este modelo es más complicado que el de Bingham en el sentido que no se asume una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte como se muestra en la figura 2.5, cuando se compara con el modelo Newtoniano y el de Bingham. No obstante, al igual que en un fluido Newtoniano, al graficar el esfuerzo de corte contra la velocidad de corte, para un fluido de Ley de Potencia pasa por el origen.

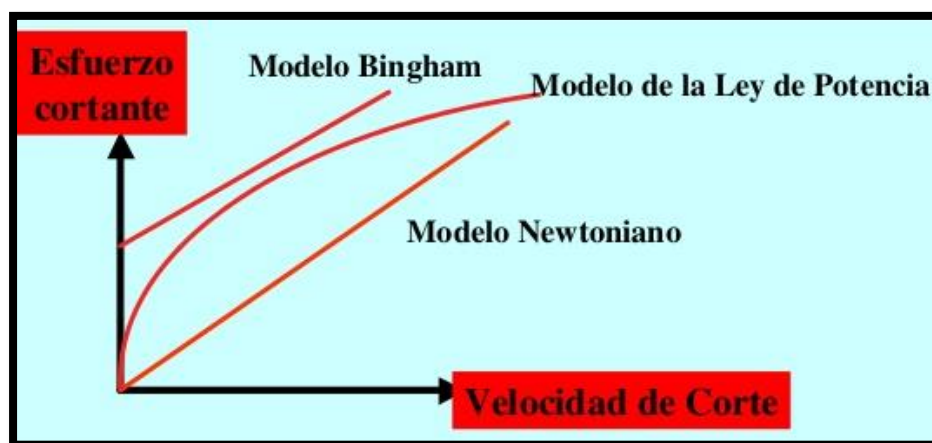


Figura 2.5 Modelo de Ley de Potencias comparado con el Modelo Plástico de Bingham y Newtoniano.

Este modelo describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte incrementa en función de la velocidad de corte matemáticamente elevada a alguna potencia. Matemáticamente el modelo de Ley de Potencias se expresa como:

$$\tau = K(\gamma^n) \dots \dots \dots (2.10)$$

Donde:

τ = esfuerzo de corte, [lb/100 ft²]

K = índice de consistencia, [cP]

γ = velocidad de corte, [seg⁻¹]

n = índice de comportamiento de flujo, [adim.]

Trazado en una gráfica log-log, la relación esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido de Ley de Potencia forma una línea recta, como se muestra en la figura 2.6

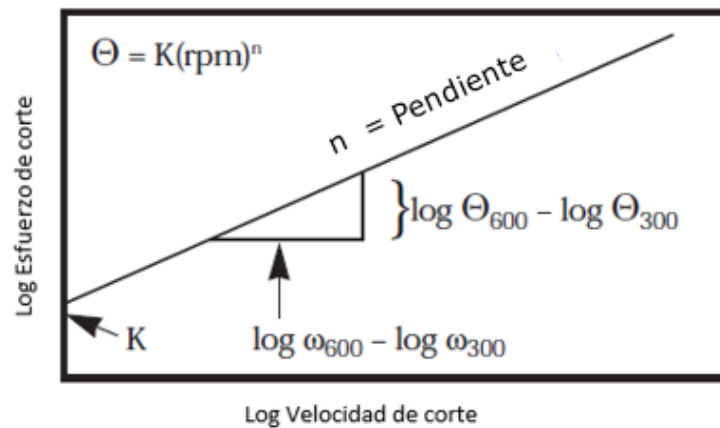


Figura 2.6 Gráfica Log-Log del modelo de Ley de Potencias

La pendiente de esta línea es “ n ”. “ K ” es la intersección de esta línea con el eje Y. El índice de Ley de Potencia “ n ” indica el grado de comportamiento no Newtoniano que tiene el fluido sobre un rango de velocidad de corte dado. A menor valor de “ n ” el fluido tiene un mayor adelgazamiento por esfuerzo de corte sobre el rango de velocidad de corte y es mayor la curvatura en la relación esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la figura 2.7.

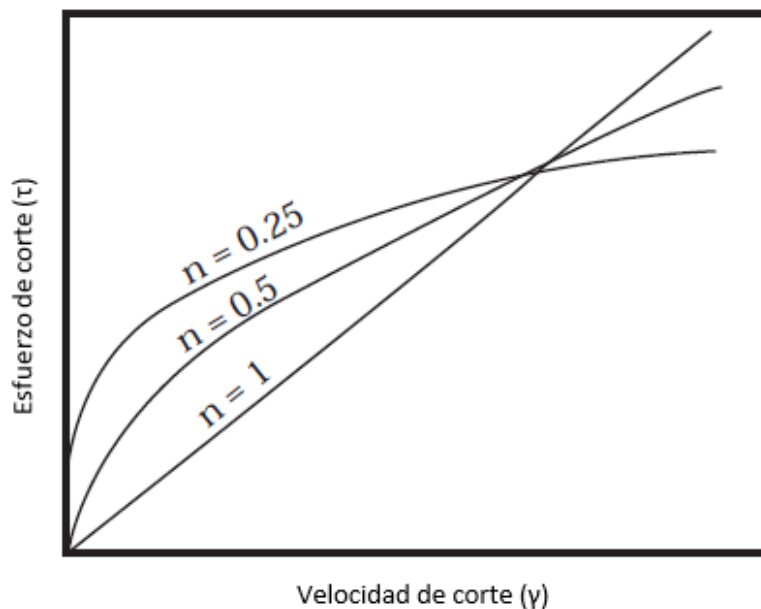


Figura 2.7 Efecto de “ n ” en el comportamiento del perfil de flujo

Dependiendo del valor de “n”, pueden existir 3 tipos de perfiles de flujo y comportamientos del fluido:

- I. $n < 1$: El fluido es delgado por esfuerzo de corte, fluido pseudoplástico
- II. $n = 1$: El fluido es Newtoniano.
- III. $n > 1$: El fluido es dilatante (los fluidos de perforación no entran en esta categoría).

El efecto de “n” en el perfil de flujo y en el perfil de velocidades es muy importante para los fluidos no Newtonianos con adelgazamiento por esfuerzo cortante. A medida que la el perfil de velocidad se vuelve más plano, la velocidad del fluido será mayor sobre un área más grande del espacio anular y entonces la limpieza del agujero será mayor. Esa es una de las razones por la cual los fluidos con un bajo valor de “n” proveen una buena limpieza del agujero.

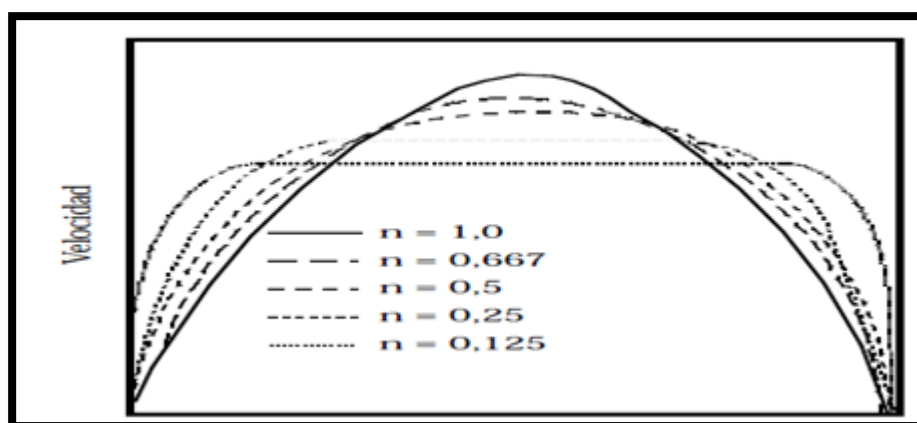


Figura 2.8 Efecto del índice “n” de Ley Exponencial sobre el perfil de velocidad

“K” es llamado el índice de consistencia y describe el espesor del fluido y por lo tanto es un factor análogo a la viscosidad efectiva. Si el fluido se vuelve más viscoso, entonces el valor de K incrementa para describir adecuadamente la relación esfuerzo de corte/velocidad de corte.

Los términos “K” y “n” solo tienen relevancia cuando están asociados con una velocidad de corte específica. No obstante, cuando la curva de un fluido es descrita por un número finito de mediciones, los segmentos de línea para estas mediciones particulares describen “K” y “n”.

Los valores de “K” y “n” pueden ser calculados a partir de los datos del viscosímetro. Las ecuaciones generales son:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_2}{\theta_1}\right)}{\log\left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)} \dots\dots\dots (2.11)$$

$$K = \frac{\theta_1}{\omega_1^n} \dots\dots\dots (2.12)$$

Donde,

n = Índice o exponente de Ley de Potencia, [adim.]

K = Índice de consistencia o índice de flujo [dina seg⁻ⁿ/cm²]

θ_1 = Lectura del viscosímetro a la más baja velocidad de corte, [rpm]

θ_2 = Lectura del viscosímetro a la más alta velocidad de corte, [rpm]

ω_1 = Velocidad de rotación [rpm] del viscosímetro a la más baja velocidad de corte.

ω_2 = Velocidad de rotación [rpm] del viscosímetro a la más alta velocidad de corte.

El boletín “Recommended Practice on Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids” de la API recomienda dos grupos de ecuaciones reológicas, uno para adentro de la tubería (flujo turbulento) y otro para el espacio anular (flujo laminar). Las ecuaciones para adentro de la tubería están basadas en las lecturas del viscosímetro a 300 y 600 RPM (θ_{300} y θ_{600}). Cuando las velocidades de corte (511 y 1022 seg⁻¹) se sustituyen en las ecuaciones de “ n ” y “ K ” y se simplifican, tenemos:

$$n_p = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log\left(\frac{1,022}{511}\right)}$$

Desarrollando:

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \dots\dots\dots (2.13)$$

Y para el índice de consistencia:

$$K_p = \frac{5.11\theta_{300}}{511^{n_p}} \text{ ó } \frac{5.11\theta_{600}}{1022^{n_p}} \dots\dots\dots (2.14)$$

Donde,

n_p = Índice de comportamiento de flujo en la tubería, [adim.]

K_p = Índice de consistencia en la tubería, [cP]

θ_{600} = Lectura del dial a 600 rpm

θ_{300} = Lectura del dial a 300 rpm

Las ecuaciones para el espacio anular se desarrollaron de la misma forma, pero usando los valores de 3 y 100 RPM (θ_3 y θ_{100}). Sustituyendo las velocidades de corte (5.1 y 170 seg⁻¹) en la ecuación general y simplificando tenemos:

$$n_a = \frac{\log\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right)}{\log\left(\frac{170.2}{5.11}\right)}$$

Desarrollando:

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3} \dots \dots \dots (2.15)$$

Para el cálculo del índice de consistencia:

$$K_a = \frac{5.11\theta_{100}}{170.2^{n_a}} \text{ ó } \frac{5.11\theta_3}{5.11^{n_a}} \dots \dots \dots (2.16)$$

Donde,

n_a = Índice de comportamiento de flujo en el espacio anular, [adim.]

K_a = Índice de consistencia en el espacio anular, [cP]

θ_{100} = Lectura del dial a 100 rpm

θ_3 = Lectura del dial a 3 rpm

Estás ecuaciones anulares requieren una lectura de 100-RPM del viscosímetro. Esta no está disponible en viscosímetros de 2 velocidades. La API recomienda que un valor aproximado para la velocidad de 100 RPM cuando se usa un viscosímetro de 2 velocidades puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\theta_{100} = \theta_{300} - \frac{2(\theta_{600} - \theta_{300})}{3} \dots \dots \dots (2.17)$$

Donde,

θ_{600} = Lectura del dial a 600 rpm

θ_{300} = Lectura del dial a 300 rpm

θ_{100} = Lectura del dial a 100 rpm

La ecuación general de Ley de Potencias para la viscosidad efectiva [cP] es:

$$\mu_e = 100 - (K)(\gamma)^{n-1} \dots \dots \dots (2.18)$$

Viscosidad efectiva en la tubería,

$$\mu_{ep} = 100 * K_p \left(\frac{1.6 * V_p}{D} \right)^{(np-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{np} \dots \dots \dots (2.19)$$

Viscosidad efectiva en el espacio anular,

$$\mu_{ea} = 100 * K_a \left(\frac{2.4 * V_a}{D_2 - D_1} \right)^{(na-1)} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{na} \dots \dots \dots (2.20)$$

Donde,

μ_e = Viscosidad efectiva, [cP]

μ_{ep} = Viscosidad efectiva en la tubería, [cP]

μ_{ea} = Viscosidad efectiva en el espacio anular, [cP]

K = Índice de consistencia, [cP]

γ = Velocidad de corte, [seg⁻¹]

n_p = Índice de comportamiento de flujo en la tubería, [adim.]

K_p = Índice de consistencia en la tubería, [cP]

n_a = Índice de comportamiento de flujo en el espacio anular, [adim.]

K_a = Índice de consistencia en el espacio anular, [cP]

n = Índice de comportamiento de flujo, [adim.]

D = Diámetro interno de la tubería, los drill collars o los heavy weight [pg]

D₁ = Diámetro externo de la tubería, los drill collars o los heavy weight, [pg]

D₂ = Diámetro interno del agujero o la TR, [pg]

Aunque la API se refiera a estas ecuaciones como ecuaciones de Ley de Potencia del espacio anular y de la tubería, la velocidad de corte en el anular puede caer en el rango que se describe mejor por las ecuaciones en la tubería y viceversa. En ambos casos, las ecuaciones de Ley de Potencia proveen el mejor ajuste para los datos que se ocuparan. Generalmente, las ecuaciones para la tubería se deben usar cuando la velocidad de corte es mayor que 170 seg^{-1} .

No obstante que el modelo de Ley de Potencias es eminentemente empírico, ha sido ampliamente utilizado debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproducen adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja de este modelo es que es simple y solo posee dos constantes reológicas (n y K), además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

2.1.3 Modelo de Ley de Potencias Modificado.

La API ha seleccionado el modelo de Ley de Potencias como el modelo estándar. No obstante, este modelo no describe en su totalidad a los fluidos de perforación porque no tiene un esfuerzo de cedencia. El modelo de Ley de Potencias modificado o de Herschel-Bulkley puede ser usado para cuantificar el esfuerzo necesario para que el fluido inicie su movimiento (esfuerzo de cedencia). Este modelo fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presentan un punto de cedencia. La siguiente figura muestra las diferencias entre los modelos de Ley de Potencias modificado, Ley de Potencia y el Plástico de Bingham.

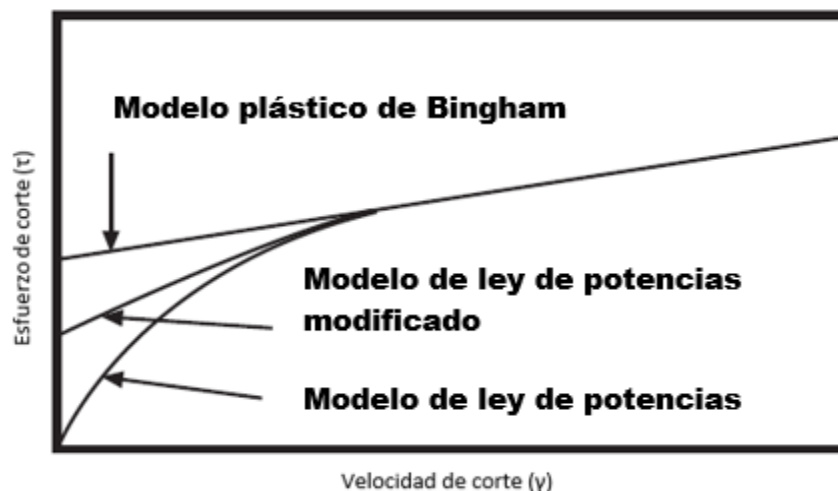


Figura 2.9 Comparación de modelos reológicos

Claramente, el modelo de Ley de Potencias modificado es más cercano al perfil de flujo de un fluido de perforación. Observamos que este modelo se encuentra entre el Plástico de Bingham y el de Ley de Potencias, aunque es un poco más complicado que estos dos últimos. No obstante, se puede aproximar mejor al verdadero comportamiento reológico de la mayoría de los fluidos de perforación.

Entre los modelos propuestos que ocupan tres constantes, este modelo es de los más simples y exactos. Matemáticamente el modelo de Herschel-Bulkley es,

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

Donde,

τ = Esfuerzo de corte, [lb/100 ft²]

τ_y = Esfuerzo de cedencia o esfuerzo para iniciar el flujo, [lb/100 ft²]

γ = Velocidad de corte, [seg⁻¹]

n = Índice de comportamiento de flujo, [adim.]

K = Índice de consistencia, [cP]

Debido a que este modelo considera tres parámetros reológicos, es necesario hacer las siguientes suposiciones:

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

Donde θ_0 es el valor de gel inicial o gel cero, lo que se considera en este caso como una aproximación al verdadero valor del punto de cedencia.

Mediante la evaluación del modelo a 600 y 300 rpm tenemos:

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

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

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:

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

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}\right) \dots \dots \dots (2.21)$$

Donde,

n = Índice de comportamiento de flujo, [adim]

θ_{600} = Lectura del viscosímetro a 600 rpm

θ_{300} = Lectura del viscosímetro a 300 rpm

θ_0 = Gel cero o lectura a 3 rpm

Y despejando K del modelo:

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

En función de las lecturas y con las suposiciones iniciales:

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \dots \dots \dots (2.22)$$

Dónde,

n = Índice o exponente de Ley de Potencia, [adim.]

K = Índice de consistencia [cP]

θ_{600} = Lectura del viscosímetro a 600 rpm

θ_{300} = Lectura del viscosímetro a 300 rpm

θ_0 = Gel cero o lectura a 3 rpm

2.1.4 Tixotropía y Esfuerzo de Gel

La tixotropía es la propiedad de algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

La resistencia del gel formado depende de:

- Cantidad y tipo de sólidos en suspensión
- Tiempo de reposo del fluido
- Temperatura del fluido
- Tratamiento químico

Las medidas del esfuerzo gel son realizadas con el viscosímetro de lectura directa y describen el comportamiento de flujo de un fluido de perforación dependiente del tiempo. Los valores son registrados a los intervalos de 10 segundos (gel inicial) y de 10 minutos (gel final). Una valor adicional del esfuerzo gel puede ser realizado a los 30 minutos. *Los esfuerzos de geles indican las propiedades tixotrópicas de un fluido de perforación y son las medidas de las fuerzas atractivas bajo condiciones estáticas, en relación al tiempo. La viscosidad plástica y el punto de cedencia, por lo contrario, son propiedades dinámicas y no deben ser confundidas con las propiedades estáticas.* Sin embargo los esfuerzos gel y el punto de cedencia son términos relacionados, en el sentido que el esfuerzo gel normalmente disminuye si el punto de cedencia también lo hace.

Los esfuerzos gel ocurren en los fluidos de perforación debido a la presencia de moléculas cargadas eléctricamente y de partículas arcillosas que se agregan a la matriz cuando se detiene la circulación. Existen dos tipos de esfuerzo gel en los lodos de perforación, el progresivo y el frágil. Un esfuerzo gel progresivo incrementa sustancialmente con el tiempo. Un esfuerzo gel frágil incrementa ligeramente con el tiempo, pero al inicio puede ser mayor que un gel progresivo. Los dos tipos de esfuerzo gel se muestran en la figura 2.9.

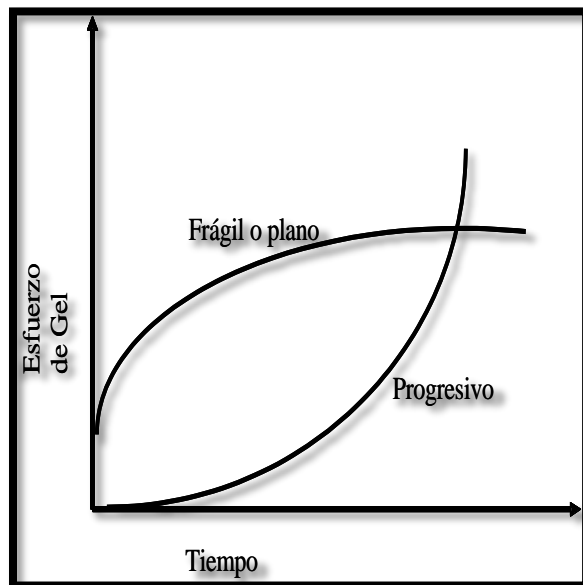


Figura 2.10 Tipos de esfuerzo gel

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones.

Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones como:

- Entrampamiento del aire o gas en el fluido
- Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje
- Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos
- Suaveo excesivo al sacar la tubería de pozo
- Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
- Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo. (En baches viscosos se aprecia este efecto).

No hay un significado matemático establecido para predecir el esfuerzo gel en cualquier sistema de fluido. Generalmente, el esfuerzo gel incrementa con el tiempo, la temperatura y el incremento de sólidos. Si el sistema del fluido no está lo suficientemente tratado para estabilizar la temperatura, el esfuerzo gel desarrollado después de un viaje de la barrena se convierte en un factor más importante en la presión requerida para interrumpir la circulación, y en la magnitud de las presiones de suaveo y surgencia. Además el esfuerzo gel inicial en un fluido densificado debe ser suficiente para prevenir el asentamiento de materiales

pesados. Por lo tanto, el técnico de fluidos de perforación debe asegurarse de tener el suficiente esfuerzo gel inicial.

Los esfuerzos de gel asumen gran importancia con respecto a las propiedades de suspensión bajo condiciones estáticas y cuando se desarrolla el análisis de suaveo y surgencia. Cuando se corre una sarta de perforación o TR en el agujero es necesario vencer el esfuerzo gel. Los esfuerzos gel también afectan la habilidad de un fluido de liberar gases arrastrados. Por momentos, puede ser necesario interrumpir la circulación a intervalos mientras se hace la corrida en el agujero en lugar de iniciar el flujo en el pozo entero al mismo tiempo para así minimizar el pico de presión al iniciar la circulación.

2.2 Caídas de presión por fricción.

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción en las diferentes secciones del sistema hidráulico del pozo está fundamentado en la aplicación de las siguientes leyes físicas de la dinámica de fluidos:

- Ley de conservación de la energía
- Ecuación de continuidad
- Ecuación de momento o aplicación de la Segunda Ley de Newton

Entonces el comportamiento del fluido se regirá en la aplicación de las ecuaciones anteriores en conjunto con el modelo reológico seleccionado (de los antes descritos) y una ecuación de estado. Consideraremos un fluido incompresible en régimen laminar, transicional y turbulento.

En el sistema de circulación, las caídas de presión (ΔP) se calculan principalmente en cuatro elementos que son:

- Conexiones superficiales
- Tuberías
- A través de las toberas de la barrena
- En el espacio anular

Estas pérdidas dependen de las propiedades reológicas del lodo, la geometría del pozo y los diámetros de la sarta de perforación.

2.2.1 Ecuación de conservación de la energía.

Es un postulado que establece el balance entre la energía inicial de un sistema, la energía externa que se suma o se remueve del sistema y la energía final del mismo.

El principio de conservación de la energía nos indica que el cambio de energía en un sistema es igual a la energía que entra menos la energía que sale del sistema.

Si consideramos un sistema general de flujo (Figura 2.10), bajo condiciones de flujo estacionario y con un fluido incompresible. La ecuación es la siguiente:

$$U + \frac{P}{\rho} + \frac{V^2}{2g_c} + \frac{gZ}{g_c} = Q + W \dots \dots \dots (2.23)$$

Donde,

U = Energía interna por unidad de masa

$V^2/2g_c$ = Energía cinética por unidad de masa

gZ/g_c = Energía potencial por unidad de masa

P/ρ = Presión-volumen o energía de compresión

Q = Calor adicionado o removido por unidad e masa

W = Trabajo por unidad de masa, realizado por o sobre el sistema

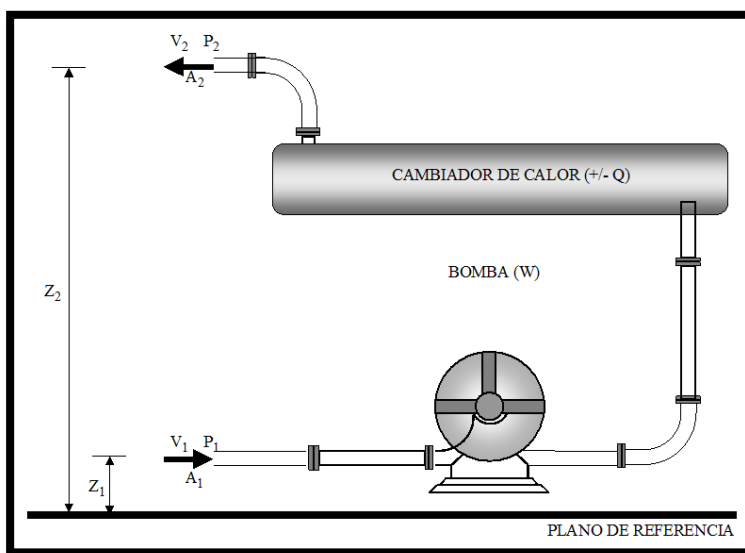


Figura 2.11 Sistema general de flujo.

La ecuación 2.23 puede ser expresada en los siguientes términos:

$$\int dU + \int d\frac{P}{\rho} + \frac{1}{g_c} \int v dv + \frac{g}{g_c} \int dZ = Q + W \dots \dots \dots (2.24)$$

De acuerdo con las leyes de la termodinámica la entalpía (H) está definida por:

$$\int dH = \int dU + \int d\frac{P}{\rho} = \int T dS + \int \frac{1}{\rho} dP \dots \dots \dots (2.25)$$

Pero:

$$\int T dS = Q + F \dots \dots \dots (2.26)$$

Sustituyendo estas ecuaciones en la ecuación (2.23) tenemos:

$$\int \frac{1}{\rho} dP + \frac{1}{g_c} \int v dv + \frac{g}{g_c} \int dZ + W - F = 0 \dots \dots \dots (2.27)$$

Esta ecuación es conocida como la ecuación de la energía mecánica, en donde el término F es la pérdida de presión por fricción por unidad de masa. El término F incluye todas aquellas pérdidas de energía degradada de la energía interna como un resultado de la irreversibilidad y en forma general, se expresa por dPf/r.

Para un fluido incompresible tenemos:

$$\int \frac{1}{\rho} dP = \frac{1}{\rho} \int P \dots \dots \dots (2.28)$$

Finalmente, haciendo la suposición de que el trabajo es igual a cero (W=0), la ecuación de la energía mecánica en forma diferencial queda de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{\rho} + v \frac{dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ - \frac{dPf}{\rho} = 0 \dots \dots \dots (2.29)$$

Para problemas de flujo de fluidos, el término dPf deberá de ser evaluado separadamente a partir de la ecuación de balance de momento y de la ecuación constitutiva del fluido.

2.2.2 Ecuación de continuidad.

Debido a que los fluidos de perforación son casi incompresibles, el flujo volumétrico del fluido que entra a la tubería debe ser igual al flujo que sale de la misma. Este principio es conocido como continuidad de flujo. El resultado más

importante de este principio es que, a un flujo constante, la velocidad del fluido es inversamente proporcional al área a través de la cual fluye, es decir, si el área decrece, la velocidad del fluido debe aumentar. Matemáticamente es:

$$Q = A_1V_1 = A_2V_2 \dots \dots \dots (2.30)$$

Dónde,

Q = Flujo

A₁ = Área 1

V₁ = Velocidad 1

A₂ = Área 2

V₂ = Velocidad 2

2.2.3 Régimen de flujo

En 1883, Osborne Reynolds realizó experimentos con varios líquidos fluyendo a través de tubos de vidrio. Él introdujo un colorante en la corriente en diferentes puntos. Encontró que cuando la tasa de flujo era relativamente baja, el colorante formaba una línea delgada en la parte baja del tubo. No se habían mezclado el colorante y el fluido. Este tipo de flujo donde todo el movimiento del fluido es en dirección del flujo es llamado Flujo Laminar

Reynolds también encontró que a con tasas de flujo relativamente altas, no importando donde introducía el colorante este se dispersaba rápidamente a lo largo del tubo, debido a un movimiento rápido y caótico en todas las direcciones. Este tipo de flujo es llamado Flujo turbulento.

Reynolds demostró adicionalmente que bajo ciertas condiciones, el flujo puede alternarse entre laminar y turbulento y viceversa. Cuando esto sucede, se le llama flujo transicional.

Además, Reynolds mostró que el criterio para romper el movimiento laminar del fluido y la transición al flujo turbulento depende de una cantidad adimensional denominada como Número de Reynolds.

El concepto del número de Reynolds, originalmente determinado empíricamente, es de gran importancia en la solución de los problemas de flujo y relaciona las fuerzas de inercia a las fuerzas viscosas que son desarrolladas por el fluido en movimiento.

Para el flujo de fluidos en tuberías, el Número de Reynolds está definido mediante:

$$Re = \frac{\text{Fuerzas de inercia}}{\text{Fuerzas viscosas}}$$
$$Re = \frac{(V)(D)(\rho)}{\mu} \dots \dots \dots (2.31)$$

Donde,

Re = Número de Reynolds (adimensional)

V = Velocidad promedio del fluido

D = Diámetro de la tubería

ρ = Densidad del fluido

μ = Viscosidad del fluido

Ahora, la clasificación del régimen de flujo de acuerdo al número de Reynolds es:

- Re < 2000, flujo laminar
- 2000 < Re < 4000, flujo transicional
- Re > 4000, flujo turbulento

2.2.3.1 Flujo Laminar

Cuando un fluido fluye en régimen laminar a través de un conducto, las partículas de fluido se mueven en línea recta, paralelas al eje longitudinal del conducto y las capas adyacentes del fluido se deslizan unas sobre otras sin mezclarse.

En éste régimen de flujo, las caídas de presión por fricción son debidas únicamente al esfuerzo cortante originado por el deslizamiento entre las capas adyacentes del fluido.

En este caso, las expresiones que relacionan el gasto de flujo a las pérdidas de presión por fricción se pueden desarrollar basados en las ecuaciones constitutivas del fluido (modelos reológicos).

2.2.3.2 Flujo transicional

Este tipo de flujo ocurre cuando el flujo de un fluido no es completamente laminar ni completamente turbulento, es decir, no hay una transición abrupta de un régimen al otro.

2.2.3.3 Flujo turbulento

El flujo turbulento ocurre cuando el fluido es sujeto a movimientos caóticos y aleatorios que resultan en fluctuaciones locales de velocidad y dirección, mientras se mantiene una velocidad media paralela a la dirección del flujo. Solamente cerca de las paredes existe una fina capa que se considera ordenada.

Fuera de la región laminar, el análisis teórico de las pérdidas de presión por fricción llega a ser extremadamente complejo. Sin embargo, se ha realizado una gran cantidad de trabajo experimental, los cuales han definido la relación entre los factores que afectan las pérdidas de presión por fricción en régimen turbulento.

Mediante la aplicación del análisis dimensional, las pérdidas de presión por fricción al gasto volumétrico de flujo se relacionan en función del llamado factor de fricción.

El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica el esfuerzo cortante en la pared del conducto.

2.2.4 Caídas de presión por fricción en el sistema hidráulico.

Sea el sistema de circulatorio de un pozo (Figura 2.12)

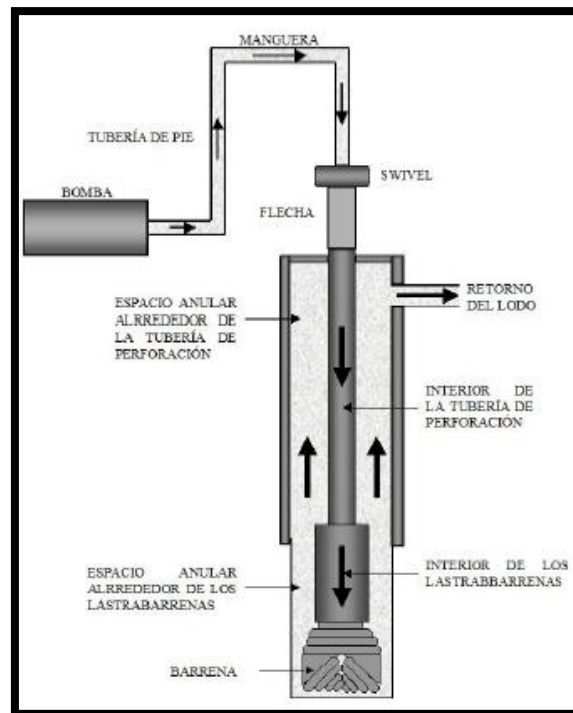


Figura 2.12 Sistema de circulación de un pozo

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:

$$\frac{VdV}{g_c} = 0$$

$$\frac{g}{g_c}dZ = 0$$

Entonces reducimos la ecuación 2.29 a:

$$\Delta P = \Delta P_f \dots \dots \dots (2.32)$$

La ecuación 2. Indica que la presión de bombeo necesaria para circular el fluido a través del sistema hidráulico, es solo la suma de las caídas de presión en cada una de las secciones que lo componen:

- Las conexiones superficiales
- Dentro y alrededor de la tubería
- Dentro y alrededor de los lastra barrenas
- En la barrena

Estas pérdidas de presión, excepto la de la barrena son conocidas como presiones parásitas P_p .

Para el sistema consideraremos un gasto [Q] de un fluido de perforación dado, una potencia de la bomba igual al producto de Q y la presión superficial de bombeo P_s . Finalmente la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_s = \Delta P_{cs} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{Bna} + \Delta P_{EA} \dots \dots \dots (2.33)$$

Donde:

P_s = Presión superficial de bombeo [psi]

ΔP_{cs} = Caída de presión por fricción en las conexiones superficiales. [psi]

ΔP_{TP} = Caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación. [psi]

ΔP_{LB} = Caída de presión por fricción en el interior de los lastra barrenas. [psi]

ΔP_{Bna} = Caída de presión por fricción en la barrena. [psi]

ΔP_{EA} = Caída de presión en el espacio anular. [psi]

Si reordenamos la ecuación podemos separar y agrupar las presiones parásitas ΔP_p de la siguiente forma:

$$\Delta P_s = \Delta P_{Bna} + (\Delta P_s + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{EA})$$

$$\Delta P_s = \Delta P_{Bna} + \Delta P_p \dots \dots \dots (2.34)$$

Donde,

ΔP_s = Caídas de presión por presiones parásitas. [psi]

A altas velocidades de corte las caídas de presión dependen de 3 principales factores:

- Geometría
- Velocidad
- Densidad

2.2.4.1 Determinación de las caídas de presión en la barrena

La caída de presión en la barrena está basada principalmente en el cambio de la energía cinética de un fluido fluyendo a través de un área pequeña (tobera). Haremos las siguientes suposiciones:

- Fluido incompresible
- Flujo isotérmico
- El cambio en la presión debido a un cambio de altura es despreciable (dZ=0)
- La velocidad a la entrada de las toberas es despreciable con respecto a la velocidad de salida.

De la ecuación de balance de energía tenemos:

$$\Delta P = \Delta P_b = \frac{\rho}{2g_c} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho V_n^2}{2g_c} \dots \dots \dots (2.35)$$

Realizando un despeje para las toberas:

$$V_n = \left(\frac{2g_c \Delta P_{bna}}{\rho} \right)^{1/2} \dots \dots \dots (2.36)$$

No obstante, hay que compensar una diferencia que existe entre los valores de velocidad de flujo calculados y medidos. Para esto se agrega un factor de corrección denominado coeficiente de sobrecarga (Cd). Por tanto, la ecuación 2.36 queda de la siguiente forma:

$$V_n = C_D \left(\frac{2g_c \Delta P_{bna}}{\rho_f} \right)^{1/2} \dots \dots \dots (2.37)$$

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

$$V_n = \frac{Q}{A_t} \dots \dots \dots (2.38)$$

Donde:

Q = Gasto volumétrico [gpm]

A_t = Área de las toberas [pg²]

Igualando ambas ecuaciones y despejando la caída de presión:

$$\Delta P_{bna} = \frac{\rho_f Q^2}{2g_c A_t^2 C_D^2} \dots \dots \dots (2.39)$$

Eckel y Bielstein mostraron que un valor del coeficiente de descarga igual a 0.95 produce resultados satisfactorios. Sustituyendo este valor y ocupando las siguientes unidades tenemos:

$$\Delta P_{Bna} = \frac{(Q)^2 (\rho_f)}{(1303)(A_t)^2} \dots \dots \dots (2.40)$$

Donde,

ΔP_{bna} = Caída de presión a través de las toberas (barrena) [psi]

Q = Gasto de operación, [gpm]

ρ_f = Densidad del fluido de control, [gr/cm³]

A_t = Área de las toberas de la barrena, [pg²]

Debido a que en el desarrollo de la expresión 2.37 los efectos viscosos del fluido se consideran despreciables, la expresión 2.38 es aplicable a cualquier tipo de fluido incompresible que fluya a través de las toberas, lo que la convierte en una ecuación muy exacta.

Para el cálculo del área total de las toberas, cuyo diámetro se mide en 1/32 de pulgada, se ocupa la siguiente expresión:

$$A_t = \frac{\pi}{4} \left(\left(\frac{Di_1}{32} \right)^2 + \left(\frac{Di_2}{32} \right)^2 + \left(\frac{Di_3}{32} \right)^2 \dots + \left(\frac{Di_n}{32} \right)^2 \right) \dots \dots \dots (2.41)$$

Donde,

A_t = Área total de las toberas de la barrena, [pg^2]

D_{in} = Diámetro interno de cada tobera tobera, [pg]

2.2.4.2 Determinación de las caídas de presión en el interior de las tuberías.

Considerando la sección de tubería de sección transversal constante, fluido incompresible y flujo isotérmico, tenemos:

$$\frac{V dV}{g_c} = 0$$
$$\frac{g}{g_c dZ} = 0$$

Con estas consideraciones, la ecuación de balance de energía mecánica (2.29) queda de la siguiente forma:

$$\Delta P = \Delta P_f$$

Esta expresión indica que la caída de presión en una sección de tubería es únicamente debida a la fricción. Tenemos 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.

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

El cálculo de las caídas de presión se realiza 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.

A continuación se tienen las ecuaciones de acuerdo al modelo reológico del fluido. Estas ecuaciones aplican para:

- ΔP_{TP} : Caída de presión por fricción al interior de la tubería de perforación.

- ΔP_{HW} : Caídas de presión por fricción al interior de la tubería pesada (Heavy weight).
- ΔP_{DC} : Caídas de presión por fricción al interior de los lastra barrenas (Drill collars).

Tenemos:

$$v_T = 24.5098 * \frac{Q}{Di^2} \quad (2.42)$$

Donde,

v_T = Velocidad en el interior de la tubería [ft/min]

Q = Gasto de operación, [gpm]

Di = Diámetro interno de la tubería, [pg]

Para el modelo plástico de Bingham:

Para la velocidad de flujo:

$$V_T = 24.51 * \frac{Q}{Di^2} \dots\dots\dots (2.43)$$

Número de Reynolds:

$$N_{Re} = 129.0755 * \left(\frac{\rho_f * v_T * Di}{\mu_p} \right) \dots\dots\dots (2.44)$$

Si $N_{Re} < 2100$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{v_T * \mu_p}{27432 * Di^2} + \frac{\tau_Y}{68.58 * Di} \dots\dots\dots (2.45)$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * \rho_f * (v_T)^2}{3392.2668 * Di} \dots\dots\dots (2.46)$$

Donde

$$f = \frac{0.079}{(N_{Re})^{0.25}} \dots\dots\dots (2.47)$$

Donde,

N_{Re} = Número de Reynolds, [adimensional]

N_{CRe} = Número crítico de Reynolds, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm³]

v_T = Velocidad en el interior de la tubería, [ft/min]

D_i = Diámetro interno de la tubería, [pg]

μ_P = Viscosidad plástica, [cP]

τ_Y = Esfuerzo de corte a la velocidad de corte mas baja, [lb/100ft²]

f = Factor de fricción, [adimensional]

Q = Gasto de flujo, [gal/min]

Para el modelo de Ley de Potencias

$$\mu_{ep} = 100 * K \left(\frac{1.6 * v_T}{D_i} \right)^{(\mu_p - 1)} \left(\frac{3\mu_p + 1}{4\mu_p} \right)^{\mu_p} \dots \dots \dots (2.48)$$

$$N_{Re} = \frac{15,467 * \rho_f * v_T * D_i}{\mu_{ep}} \dots \dots \dots (2.49)$$

Factor de fricción:

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log(n) + 3.93}{50} \right)}{N_{Re}^{\left[\frac{1.75 - \log(n)}{7} \right]}} \dots \dots \dots (2.50)$$

Caída de presión por fricción.

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * \rho_f * (v_T)^2}{92916 * D_i} \dots \dots \dots (2.51)$$

Donde,

N_{Re} = Número de Reynolds, [adimensional]

μ_p = Viscosidad plástica, [cP]

μ_{ep} = Viscosidad efectiva, [cP]

ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm³]

v_T = Velocidad en el interior de la tubería, [pg]

K = Índice de consistencia, [cP]

D_i = Diámetro interno de la tubería, [pg]

n = Índice de flujo, [adimensional]

$\frac{\Delta P_f}{\Delta L}$ = Caída de presión por fricción, [psi/m]

f = Factor de fricción, [adimensional]

Para el modelo de Ley de Potencias modificado:

$$N_{Re} = \frac{\rho_f * (v_T)^2}{2.475 * \theta} \dots \dots \dots (2.52)$$

$$\theta = \theta_0 + (K * R^n) \dots \dots \dots (2.53)$$

$$R = 0.939 * \left(\frac{G * v_T}{D_i} \right) \dots \dots \dots (2.54)$$

$$G = \left(\frac{(3 * n) + 1}{4 * n} \right) * 8.13 * n * 0.123^{1/n} \dots \dots \dots (2.55)$$

Si $N_{Re} < 2100$, flujo laminar.

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{\theta}{85.6921 * D_i} \dots \dots \dots (2.56)$$

Si $N_{Re} < 3200$, Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * \rho_f * (v_T)^2}{3392.2668 * D_i} \dots \dots \dots (2.57)$$

Donde,

N_{Re} = Número de Reynolds, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm³]

v_T = Velocidad en el interior de la tubería, [ft/min]

θ = Lectura del viscosímetro Fann equivalente

θ_0 = Lectura del viscosímetro Fann a velocidad 0, [rpm]

K = Índice de consistencia, [cP]

R = Velocidad de rotación equivalente

n = Índice de flujo, [adimensional]

G = Factor geométrico

D_i = Diámetro interno de la tubería, [pg]

$\frac{\Delta P_f}{\Delta L}$ = Caída de presión por fricción, [psi/m]

2.2.4.3 Determinación de las caídas de presión en el espacio anular.

Para ΔP_{EA} se consideran básicamente los siguientes espacios:

- $\Delta P_{EA(Ag_DC)}$: Caída de presión en el espacio anular, entre el agujero y los lastra barrenas (Drill collars)
- $\Delta P_{EA(Ag_HW)}$: Caída de presión en el espacio anular, entre el agujero y la tubería pesada (heavy weight)
- $\Delta P_{EA(Ag_TP)}$: Caída de presión en el espacio anular, entre el agujero y la tubería de perforación.
- $\Delta P_{EA(TR_TP)}$: Caída de presión en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación.

Entonces la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_{EA} = \Delta P_{EA(Ag_LB)} + \Delta P_{EA(Ag_HW)} + \Delta P_{EA(Ag_TP)} + \Delta P_{EA(TR_TP)} \dots \dots (2.58)$$

Las ecuaciones que aplican son las siguientes:

$$v_{EA} = 24.5098 * \frac{Q}{(D_2^2 - D_1^2)} \dots \dots \dots (2.59)$$

Donde,

v_{EA} = Velocidad en el espacio anular, [ft/min]

D_1 = Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

D_2 = Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]

Entonces, para el Modelo Plástico de Bingham tenemos:

$$N_{Re} = 105.2911 * \left(\frac{\rho_f * v_{EA} * (D_2 - D_1)}{\mu_p} \right) \dots \dots \dots (2.60)$$

$$N_{CRe} = 206131.38 * \left(\frac{\rho_f * \tau_Y * (D_2 - D_1)^2}{(\mu_p)^2} \right) \dots \dots \dots (2.61)$$

Si $N_{Re} < N_{CRe}$, flujo laminar entonces:

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{v_{EA} * \mu_p}{18288 * (D_2 - D_1)^2} + \frac{\tau_Y}{60.96 * (D_2 - D_1)} \dots \dots \dots (2.62)$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$, flujo turbulento entonces:

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * \rho_f * (v_{EA})^2}{2774.2957 * (D_2 - D_1)} \dots \dots \dots (2.63)$$

Donde:

$$f = \frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \dots \dots \dots (2.64)$$

Donde,

N_{Re} = Número de Reynolds, [adimensional]

N_{CRe} = Número crítico de Reynolds, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm³]

v_{EA} = Velocidad en el espacio anular, [ft/min]

D_1 = Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

D_2 = Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]

μ_p = Viscosidad plástica, [cP]

τ_Y = Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [lb/100 ft²]

$\frac{\Delta P_f}{\Delta L}$ = Caída de presión, [psi/m]

Para el Modelo de Ley de Potencias tenemos:

$$N_{Re} = \frac{15.47 * \rho_f * v_{EA} * (D_2 - D_1)}{\mu_{e_a}} \dots \dots \dots (2.63)$$

Donde:

$$V_{EA} = \frac{24.48 * Q}{(D_2^2 - D_1^2)} \dots \dots \dots (2.64)$$

$$\mu_{e_a} = 100 * K \left(\frac{2.4 * V_{EA}}{D_2 - D_1} \right)^{n-1} * \left(\frac{2n + 1}{3n} \right)^n \dots \dots \dots (2.65)$$

Si $N_{Re} < 2100$ flujo laminar, entonces:

$$f = \frac{24}{N_{Re}} \dots \dots \dots (2.66)$$

Si $N_{Re} > 2100$ flujo turbulento, entonces:

$$f = \frac{\left(\frac{(\log(n) + 3.93)}{50} \right)}{N_{Re}^{\left[\frac{1.75 - \log(n)}{7} \right]}} \dots \dots \dots (2.67)$$

Finalmente:

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * v_{EA}^2 * \rho_f}{92916 * (D_2 - D_1)} \dots \dots \dots (2.68)$$

Donde,

N_{Re} = Número de Reynolds, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido, [ppg]

μ_{e_a} = Viscosidad anular efectiva, [cP]

v_{EA} = Velocidad en el espacio anular, [ft/min]

n = Índice de flujo, [adimensional]

K = Índice de consistencia, [cP]

D_1 = Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

D_2 = Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]

f = Factor de fricción, [adimensional]

$\frac{\Delta P_f}{\Delta L}$ = Caída de presión, [psi/m]

Para el Modelo de Ley de Potencias con punto de cedencia:

$$R = 0.939 * \left(\frac{G * v_{EA}}{D_2 - D_1} \right) \dots \dots \dots (2.69)$$

$$G = \left(\frac{[(3 - c) * n] + 1}{(4 - c) * n} \right) * \left(1 + \frac{c}{2} \right) * 8.13 * n * 0.123^{1/n} \dots \dots \dots (2.70)$$

$$c = 1 - (1 - \alpha^X)^{1/X} \dots \dots \dots (2.71)$$

$$\alpha = \frac{D_1}{D_2} \dots \dots \dots (2.72)$$

$$X = 0.37 * n^{-0.14} \dots \dots \dots (2.73)$$

Si NRe < 2100, Flujo laminar entonces:

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{\theta}{85.6921 * (D_2 - D_1)} \dots \dots \dots (2.74)$$

Si NRe > 3200, Flujo turbulento entonces:

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f * \rho_f * v_{EA}^2}{2774.2957 * (D_2 - D_1)} \dots \dots \dots (2.75)$$

Donde,

R = Velocidad de rotación equivalente

G = Factor geométrico

v_{EA} = Velocidad en el espacio anular, [ft/min]

D_1 = Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

D_2 = Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]

n = Índice de flujo, [adimensional]

θ = Lectura del viscosímetro Fann equivalente

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \text{Caída de presión, [psi/m]}$$

f = Factor de fricción, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm³]

2.2.4.4 Determinación de las caídas de presión en las conexiones superficiales.

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

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

Generalmente las caídas de presión por fricción en las conexiones superficiales se determinan considerando una longitud equivalente de tubería de perforación y diámetro equivalente (E). Este valor es una constante que se determina de acuerdo a cualquiera de las combinaciones de equipo superficial que se muestran en la tabla 2-1.

Caso	Stand Pipe		Manguera		Swivel		Flecha		E [Adimensional]
	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	
1	12.192	3.0	13.716	2.0	6.096	2.0	12.192	2.25	0.00025
2	12.192	3.5	16.764	2.5	7.62	2.5	12.192	3.25	0.000096
3	13.716	4.0	16.764	3.0	7.62	2.5	12.192	3.25	0.000053
4	13.716	4.0	16.764	3.0	9.144	3.0	12.192	4.00	0.000042

Tabla 2-1 Constante E

Después de seleccionar el valor de la constante E, la caída de presión se determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_s = 5.4595 * E * (\rho_f)^{0.8} * Q^{1.8} * (\mu_p)^{0.2} \dots \dots \dots (2.76)$$

Donde,

ΔP_s = Caída de presión por fricción en el equipo superficial, [psi]

E = Constante superficial, [adimensional]

ρ_f = Densidad del fluido de perforación, [gr/cm³]

Q = Gasto de operación, [gpm]

μ_P = Viscosidad plástica, [cP]

2.3 Densidad equivalente de circulación (ECD)

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. Esta presión se origina por los efectos de la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo y la presión ejercida por la circulación.

La presión en una formación durante la circulación es igual al total de las pérdidas de presión de circulación anular desde el punto de interés hasta el niple de la campana, más la presión hidrostática del fluido. Este peso equivalente de lodo se llama Densidad Equivalente de Circulación (ECD). En otras palabras, la ECD es la verdadera densidad que está siendo ejercida sobre las paredes del pozo y está calculada en base a los cambios que sufre el fluido por efectos de presión y temperatura.

La ECD es un parámetro importante para evitar golpes de presión y pérdidas, en particular en pozos que tienen una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro. Además, conociendo la ECD podemos evaluar el incremento de la densidad de lodo necesario para evitar un arranque.

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

Para el cálculo de la ECD tenemos:

$$ECD = \rho + \frac{\Delta P_{EA}}{0.052 * TVD} \dots \dots \dots (2.77)$$

Donde:

ECD = Densidad equivalente de circulación, [ppg]

ρ = Densidad del lodo, [ppg]

ΔP_{EA} = Caída de presión en el espacio anular, [psi]

TVD = Profundidad vertical verdadera, [ft]

El incremento de presión en el fondo del pozo es producido cuando es circulado un fluido de perforación. Debido a la fricción que se presenta en el espacio anular cuando se bombea el fluido de perforación, en el fondo del pozo se genera un ligero pero significativo incremento de presión. Este incremento de presión se puede identificar tomando lectura de la presión del fondo del pozo antes de ser bombeado el fluido de perforación, P_1 , y en el momento en que está siendo circulado el fluido de perforación, P_2 . Al comparar estas lecturas podremos notar que $P_2 > P_1$.

En la figura 2.13 podemos observar el comportamiento de la ECD con y sin recorte, desde la superficie hasta el fondo del pozo. En el fondo del pozo existen incrementos significativos en la ECD.

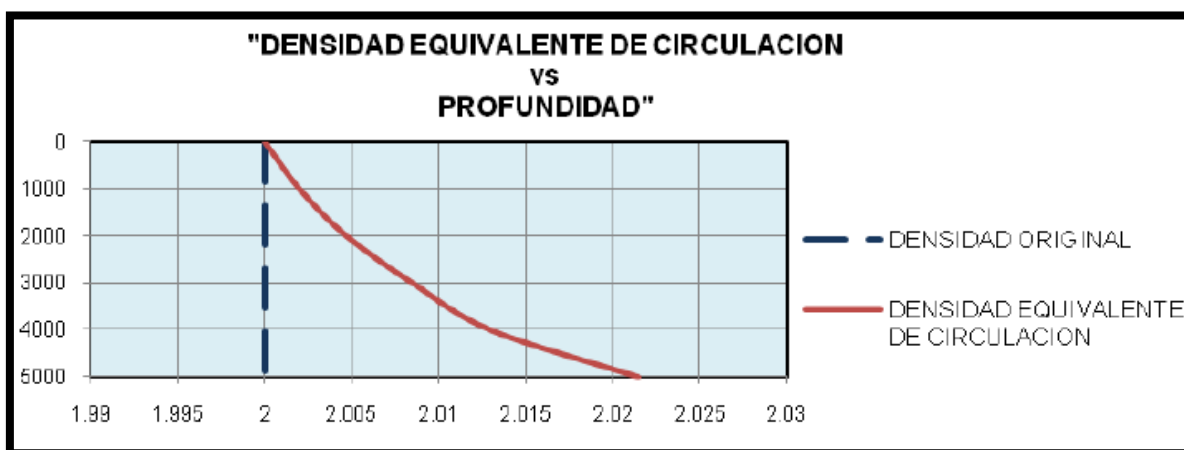


Figura 2.13 Densidad equivalente de circulación vs. Profundidad

3 Conexiones superficiales de control.

El diseño, instalación y operación de los sistemas de control de pozos son actividades de vital importancia, ya que sus prácticas deben desarrollarse con el estándar de calidad requerido para poder reducir los riesgos al mínimo. Una de las políticas más importantes en las empresas es salvaguardar la seguridad del personal que desarrolla las diferentes actividades en la industria. Es por esto que es de suma importancia dar al personal operativo la capacitación necesaria y estandarizar las instalaciones, métodos, procedimientos, tecnologías y equipos

En caso de algún influjo debe haber barreras para detener y extraer de forma segura el influjo.

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo, se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y las presiones que se trabajan en superficie cuando se esté circulando el influjo, los métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifican las practicas recomendadas API-RP53.

Estos equipos son usados a través de toda la industria de exploración y producción. El equipo es seguro cuando se mantiene y se opera apropiadamente ya que nos permite:

- Controlar las altas presiones de la formación.
- Permite el paso de la sarta de perforación y otras herramientas en caso que se requieran.
- Resisten presiones altas.

A continuación se presenta una descripción de los componentes de las conexiones superficiales, indicando sus características y su función en el sistema.

3.1 Preventores

Un preventor es una gran válvula que se usa para sellar, controlar y monitorear los pozos cuando sucede un brote.

El arreglo de preventores (figura 3.1) es un elemento de suma importancia para la seguridad y por tanto es parte primordial del equipo de perforación. Está diseñado para ser un apoyo en el control del pozo, cerrándolo rápidamente en caso de que el mismo empiece a descontrolarse debido al influjo de fluidos de la formación.

El criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores, debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida en cada una de las etapas durante el proceso de perforación y mantenimiento de pozos; así como la presión del yacimiento esperada en superficie y el tipo de fluidos de la formación. También se debe buscar que el arreglo sea versátil, es decir, que pueda tener diferentes tipos de cierre, sobre tubería, en agujero descubierto y que provea vías de circulación. Finalmente se considera la experiencia que se tenga en el área y las políticas del operador.

Cuando los riesgos son pequeños y conocidos, un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

Por otro lado, si se tienen riesgos mayores como:

- Presiones de formaciones anormales
- Yacimientos de alta productividad o presión
- Áreas densamente pobladas.
- Grandes concentraciones de personal y equipo, como en el caso de barco y plataformas marinas

El arreglo requerido debe ser más completo y, en consecuencia, de mayor costo para así poder brindar mayor seguridad.

El conjunto de preventores consta de los preventores individuales (anular y de arietes), las válvulas y las tuberías (líneas de estrangular y de matar) que se utilizan para mantener el control de la presión en el pozo.

Los preventores tienen 3 funciones principales:

- I. Cerrar el pozo en caso de influjo imprevisto.
- II. Colocar suficiente contrapresión en el pozo, para evitar que se siga introduciendo fluido de la formación mientras se realizan las acciones necesarias para el control
- III. Recuperar el control primario del pozo.

Ahora bien, durante las operaciones de perforación y mantenimiento, si llegara a manifestarse un flujo o brote, el sistema de control superficial debe tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y circular el fluido invasor fuera de él. El control de un pozo lo constituyen en la superficie, los sistemas de circulación y los preventores.



Figura 3.1 Arreglo de preventores

Hay diferentes tipos de preventores, con diferentes marcas, estilos, tamaños y condiciones de presión. Estas variedades dependen del diseño del pozo y de la expectativa del peligro que se pueda tener. Algunos tipos de preventores pueden ser diseñados para cerrar, sellar y cortar la tubería. Los preventores son inspeccionados y probados tomando en cuenta la evaluación de los riesgos, las normas locales, el tipo de pozo y los requerimientos legales, todo esto con el fin de asegurar la confiabilidad y funcionalidad de los mismos.

3.1.1 Preventor anular o esférico.

El preventor anular (figura 3.2) es instalado en la parte superior del conjunto de preventores y es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.

Los preventores anulares tienen un empaque elástico, en forma de dona, con un refuerzo interno de acero adherido. La extrusión del empaque en el hueco se logra mediante un movimiento ascendente del pistón activado hidráulicamente. El

elemento elástico está diseñado para cerrar la tubería de cualquier tamaño o forma y en agujero descubierto, siendo esta una de sus principales ventajas.

Una función importante de los preventores anulares consiste en facilitar el “stripping” de la tubería de perforación hacia adentro o hacia afuera en un pozo cerrado, conteniendo la presión en dichos preventores.

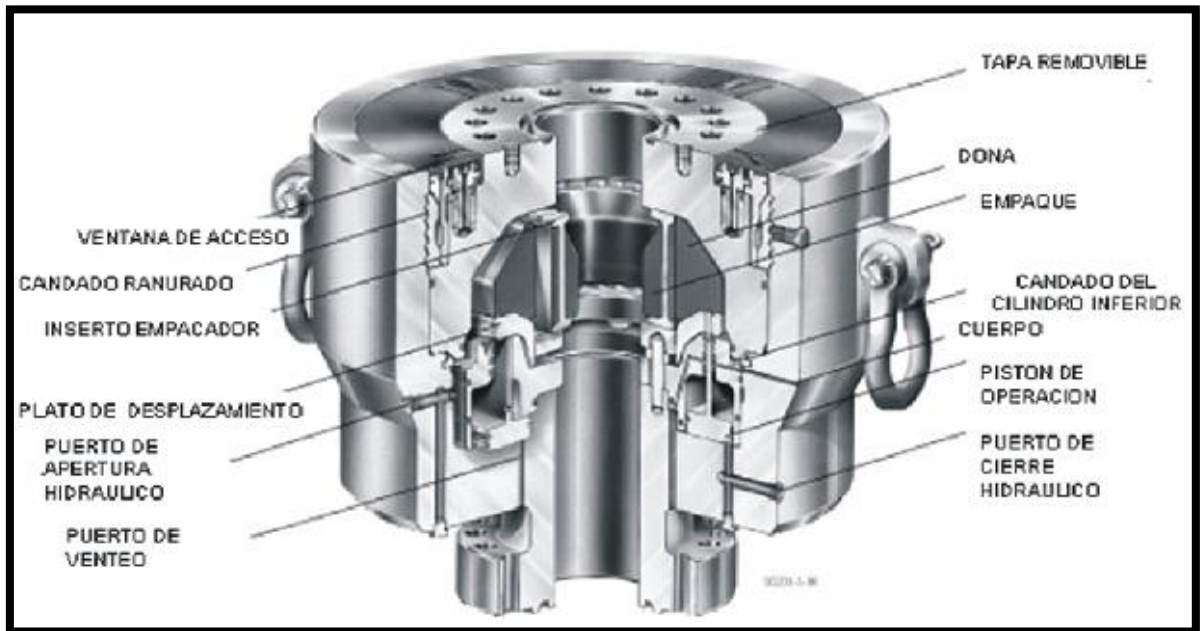


Figura 3.2 Componentes de un preventor anular o esférico

Las características de los preventores anulares son las siguientes:

- Cierra sobre cualquier herramienta o tubería de perforación (tubería de perforación, flecha, conexiones, lastrabarreras, TR, etc.) sin importar su geometría o diámetro exterior
- Cierra en agujero a pleno calibre, operación no recomendada ya que el elemento sellante sufre un daño considerable.
- Permite introducir o sacar tubería y herramienta con presión en el pozo.
- Permite rotar lentamente la tubería
- Es posible cambiar el elemento sellante con tubería dentro del pozo
- Cierra sobre el cable, la sonda o las pistolas de la unidad de registros.

La mayoría de los preventores anulares utilizados actualmente son fabricados por:

- Hydril
Modelos MSP, GK, GL y GX



Figura 3.3 Preventor Hydril modelo GK

- Varco/Shaffer
Esférico

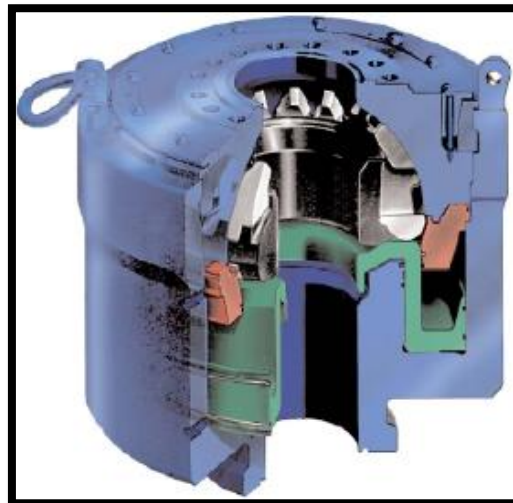


Figura 3.4 Preventor anular Shaffer

- Cameron
Modelo DL.

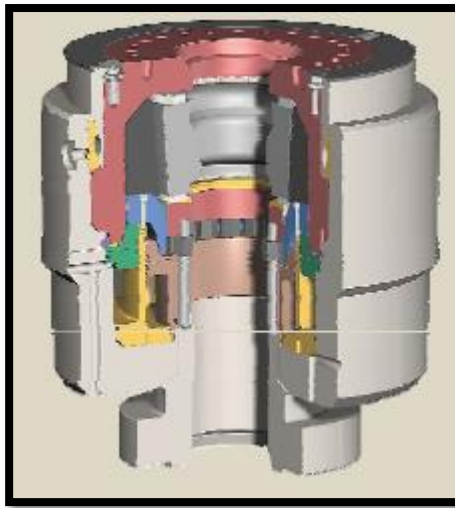


Figura 3.5 Preventor anular Cameron modelo DL

3.1.2 Preventor de arietes

El preventor de arietes (figura 3.6) tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores y, por su diseño, es considerado como el más seguro. Los preventores de ariete están diseñados y disponibles para sellar el espacio anular entre los diferentes tubulares (o agujero descubierto) que se puedan encontrar dentro de la cavidad de los preventores.

La operación básica del preventor se lleva a cabo por la presión hidráulica que suministra el acumulador a las cámaras de operación del preventor. Para cerrar los arietes, el fluido hidráulico se envía hacia las cámaras de cierre, las cuales actúan sobre los pistones causando el cierre de los arietes. Al mismo tiempo, el fluido hidráulico regresa desde la cámara de apertura hasta el tanque del acumulador. La secuencia de apertura es la opuesta. El fluido hidráulico se envía a las cámaras de apertura que actúan sobre los pistones causando la apertura de los arietes. El fluido que está contenido en la cámara de cierre regresa al tanque del acumulador.



Figura 3.6 Preventor de arietes

Características del preventor de arietes:

- El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- Puede instalarse en pozos terrestres o en plataformas costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes
- Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes (candado).
- Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule autoalimentable.
- Modificando los pistones de operación, al usar arietes de corte, sirven para cortar tubería cerrando así el pozo automáticamente.
- En caso de emergencia, permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor.
- Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.
- En caso de emergencia, permiten colgar la sarta cerrando los candados del preventor

Los tipos de arietes que se ocupan son los siguientes:

- a. Arietes de tubería.

Los arietes de tubería estándar (figura 3.7) se han diseñado para centralizar y lograr un sello de empaque alrededor de un tamaño específico de tubería de perforación o de revestimiento. Están constituidos por un sello superior y

por un empaque frontal. Ambas piezas son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente. Este tipo de ariete no debe sellarse en agujero descubierto porque daña el sello del empaque.

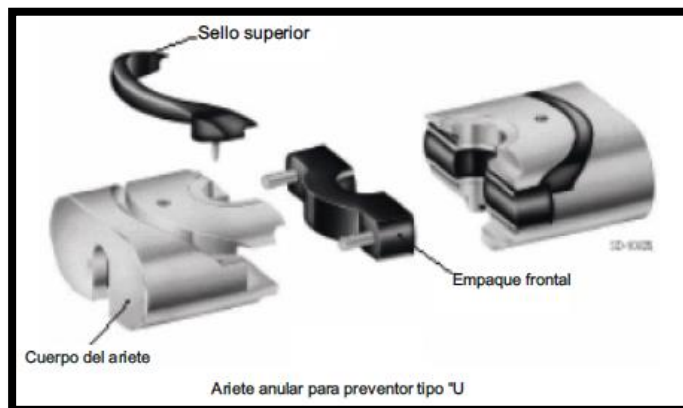


Figura 3.7 Ariete de tubería

b. Arietes de diámetro variable (VBRs)

Los arietes de diámetro variable (figura 3.8) son diseñados para sellar en un rango de tamaños de tubería. La capacidad para sostener la tubería se puede ver disminuida según la capacidad y el tubo. Se utiliza en pozos con sartas telescópica y espacio limitado. Estos arietes no se tienen que cambiar cuando se utilizan sartas de diferentes tamaños. En pruebas estándares estos arietes dan resultados similares que los arietes de tubería.

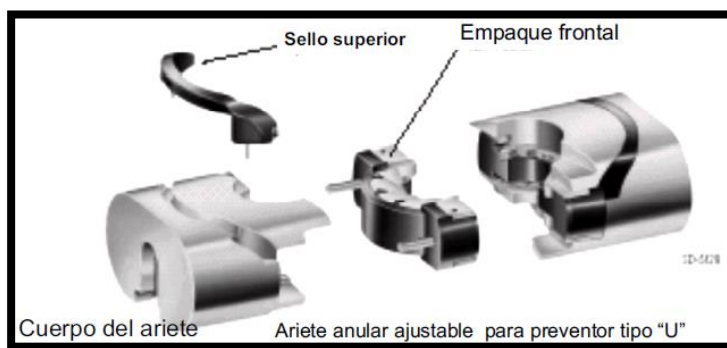


Figura 3.8 Ariete de diámetro variable

c. Arietes ciegos

Los arietes ciegos (figura 3.9) constan de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por alguna manifestación no sea posible introducirla. Tomando como base el arreglo más común para la perforación de zonas de alta presión y pozos de desarrollo, los arietes ciegos están colocados arriba del carrete de control.

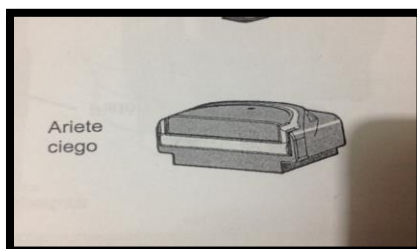


Figura 3.9 Ariete ciego

d. Arietes ciegos de corte

Los arietes ciegos de corte (figura 3.10) están constituidos por cuchillas de corte integradas al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función del ariete es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo cuando se dispone de los mismos. Durante la operación normal de perforación, están instalados en bonetes modificados, aumentando el área del pistón y la carrera de operación.

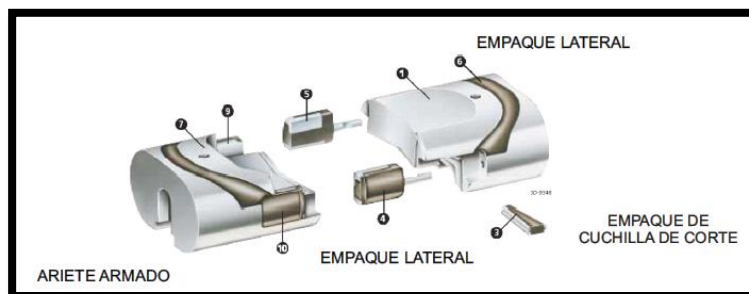


Figura 3.10 Ariete ciego de corte marca Cameron.

Muchos arietes tienen un dispositivo de cierre manual. El seguro se activa después de que el ariete está completamente cerrado. Si el sistema hidráulico falla, este dispositivo se puede usar para cerrar los arietes. Si esto ocurre, el ariete sólo se puede volver a abrir con el sistema hidráulico.

3.2 Múltiple de estrangulación (manifold).

El múltiple de estrangulación (figura 3.11) se forma por un conjunto de válvulas, cruces y tees de flujo, estranguladores y líneas. Se utiliza para controlar el flujo del lodo y los fluidos invasores durante la perforación y el proceso de control de un pozo. También proporciona rutas alternativas para que los estranguladores y válvulas se puedan reparar o cambiar.



Figura 3.11 Múltiple de estrangulación.

Un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que éste sea confinado totalmente por medio de las válvulas. El múltiple dirige los fluidos por varias vías, que pueden ser:

- Tanques
- El desgasificador
- Línea de venteo
- Línea de quema

Cuando se diseña el múltiple de estrangulación deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

- Establecer la presión máxima de trabajo.
- Métodos de control a utilizar para incluir el equipo necesario.
- El entorno ecológico que rodea al pozo.
- La composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen a manejar.

Las recomendaciones para la instalación del manifold de estrangulación son las siguientes:

- Todo el equipamiento del manifold debe ser probado luego de su instalación. Esto con el fin de asegurar que la presión de trabajo sea la misma que la de los preventores.
- Todos los componentes deben cumplir con la norma API RP-53, en relación con su presión de trabajo, temperatura y corrosividad
- Para presiones mayores a 3000 psi las conexiones deberán ser únicamente soldadas o de grampa.
- La línea de estrangulación se debe equipar con doble válvula, una de las cuales será hidráulica.
- El manifold debe ser colocado en un lugar accesible preferentemente fuera de la subestructura
- Las líneas del mismo deben ser lo más rectas posibles y estar ancladas para evitar vibraciones.
- El tamaño de las líneas debe ser suficiente para que la fricción o la erosión no las afecten. El diámetro mínimo de las líneas debe de ser de 2" con una presión igual a la de los preventores.
- Deben de colocarse manómetros que registren la presión en las tuberías de perforación y revestimiento, en el lugar donde se esté llevando el mando de las operaciones de control.
- Se deben considerar las temperaturas altas y bajas.
- Debe haber más de una línea de descarga del estrangulador, con el objeto de no suspender la operación por obturamiento, erosión, fugas, etc.
- Todos los componentes del manifold deben de resistir el H₂S.
- Debe haber una línea de desfogue que no pase a través de los estranguladores ajustables y tenga un diámetro menor al de la línea de estrangulación.
- Como mínimo, debe estar instalado un estrangulador hidráulico operando a control remoto y dos estranguladores ajustables

- En todos los equipos debe instalarse un estrangulador ajustable hidráulico adicional y una consola de control remoto.

3.3 Línea de estrangular y de matar

La línea primaria de estrangular es la que conecta el arreglo de preventores con la superficie a través del manifold. Es utilizada para circular el fluido en el pozo durante las operaciones de control de pozos. Cuando hay sobrepresión en el pozo, la línea primaria de estrangular circula el flujo y reduce la presión en el pozo. El fluido deberá pasar a través de la línea de estrangular, el manifold, el separador gas-lodo, las temblorinas y debe de regresar a las presas de trabajo. Los fluidos que son inflamables se irán hacia el quemador.

Otro de los componentes en el equipo superficial son las líneas de matar. Estas son tuberías a alta presión que conectan las bombas del equipo o las líneas para conectar una unidad de alta presión (UAP) con las salidas laterales del carrete de control o de los preventores. Es utilizada para bombear lodo de matar en el pozo cuando no se puede bombear a través de la tubería de perforación. Cuando se está sacando tubería de perforación y el pozo está presionado, entonces las líneas de matar pueden usarse para bombear lodo dentro del mismo. Puede ser colocada debajo del preventor ciego. La presión de trabajo de la línea de matar debe ser igual o mayor a la de los preventores.

La configuración de los preventores será la que determine la posición de las líneas de estrangular y matar. Colocarlas debajo de uno o más preventores permitirá el flujo del fluido y mantener la presión bajo control. Deben localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que realice el cierre.

Solo en caso de extrema urgencia, la línea de matar podrá conectarse a las salidas del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo en el arreglo.

Para rangos de presión arriba de 5000 psi, se instalará una línea de matar remota para permitir el uso de una bomba de alta presión en caso de que las bombas del equipo se vuelvan inaccesibles o inoperantes.

Hay ciertos requerimientos que deben tener las líneas de matar y estrangular:

- Deben tener una capacidad de presión igual o superior a la de los preventores.
- La línea de estrangular que conecta el manifold de estrangulación con los preventores debe estar lo más derecha posible y firmemente anclada
- Deben de haber rutas de flujo alternativas a la línea de estrangular para poder aislar el equipo cuando necesite repararse.

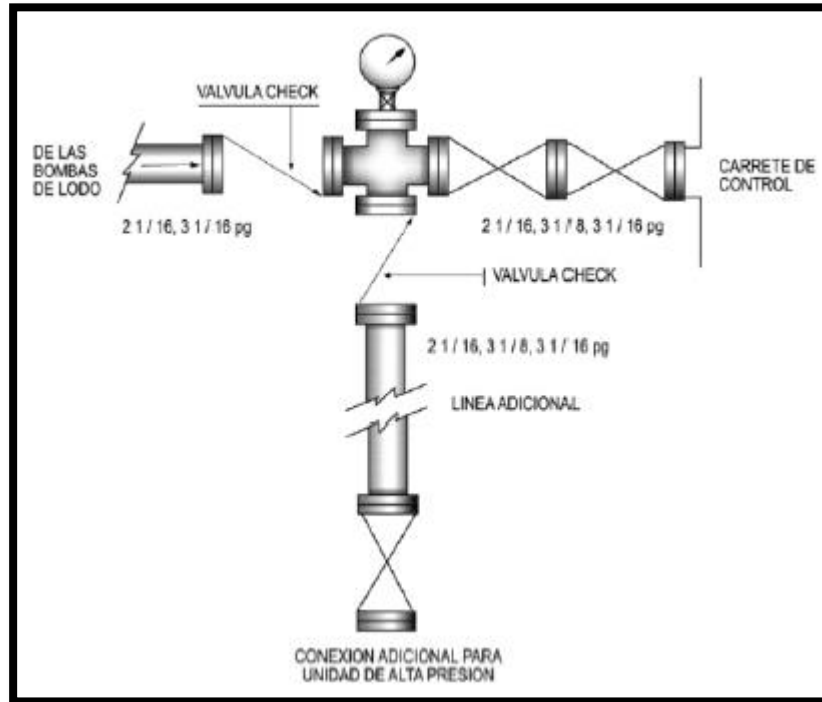


Figura 3.12 Línea de matar para 2000-3000 psi de presión de trabajo.

3.4 Estranguladores ajustables.

Los estranguladores controlan el flujo de los fluidos y proveen una contrapresión (aumento en la fricción al restringir el flujo por un orificio) durante las operaciones de control de pozos, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento.

Existen diferentes tipos de estranguladores:

- Fijos
- Ajustables
 - (1) Manuales
 - (2) A control remoto (hidráulico)

Los estranguladores fijos incluyen un niple reductor de un tamaño específico y se pueden cambiar según se desee. Pero debido al tiempo que tarda cambiar el tamaño del niple reductor y al hecho que durante una operación de matar pueda ser necesario alterar rápidamente la contrapresión, esta herramienta fija no es ideal para el control de un pozo.

La norma API-16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación, y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo
- Columna hidrostática en el espacio anular
- Contrapresión ejercida en el sistema

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y práctica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable, es decir, en vez de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más sencillo variar el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

Los estranguladores ajustables manualmente (figura 3.13) consisten en una barra telescópica y un asiento. Mientras la barra va llegando al área del asiento, hay un espacio pequeño y restricción adicional para el fluido que pasa, produciendo más contrapresión en el pozo. Este puede ser el estrangulador primario dependiendo del equipo disponible, o también puede ser un respaldo al estrangulador hidráulico. Es excelente para cuando se realizan operaciones de stripping. Esta pieza se tiene que probar y lubricar constantemente.

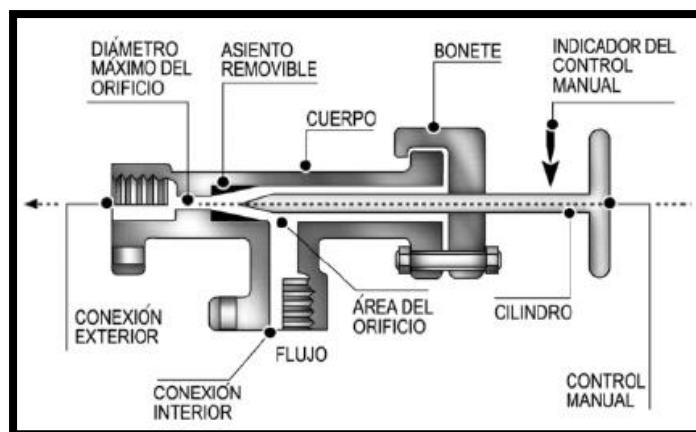


Figura 3.13 Estrangulador ajustable manualmente

El estrangulador hidráulico (figura 3.14) consiste en una barra que se mueve dentro y fuera de un pequeño compartimiento o “abertura de media luna”, y una barra rotativa. Se opera por una consola del estrangulador, que envía presión hidráulica en un cilindro de doble acción que gira en la abertura de media luna y el orificio que abre y cierra. En la mayoría de las operaciones y trabajos que involucran mucha presión, esta herramienta es la preferida, ya que permite monitorear la presión, las emboladas y el control de la posición del estrangulador, todo esto mediante la consola. Además son resistentes a gases como el H₂S. Algunas ventajas adicionales en comparación con un estrangulador manual son:

- Su velocidad para abrirlo o cerrarlo y las opciones del diámetro de su orificio
- Cuando se obstruye por pedazos de hule, formación, fierro, etc., se facilita su apertura hasta el diámetro máximo rápidamente y puede cerrarse posteriormente sin suspender la operación de control.

Dentro de estos estranguladores, tenemos el de la marca Swaco, el cual utiliza discos en forma de media luna fabricados con carburo de tungsteno, los cuales crean las restricciones necesarias para controlar las presiones de circulación. Un disco es estacionario, mientras que el otro rota a medida que recibe las señales hidráulicas desde el panel de control.

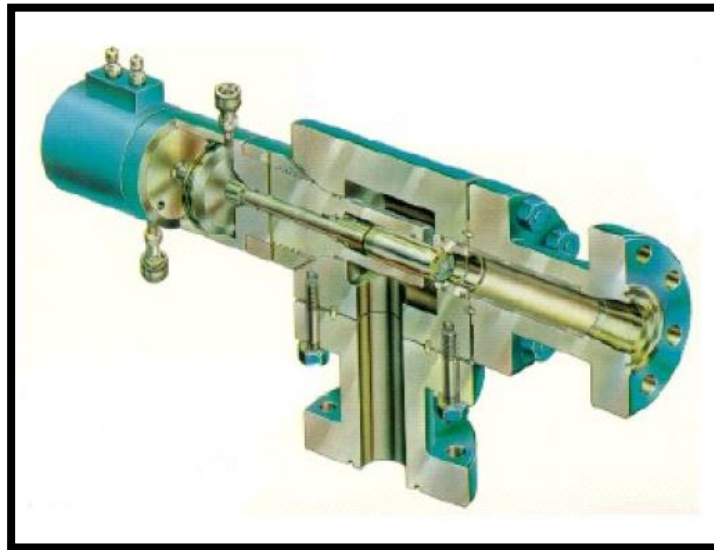


Figura 3.14 Estrangulador hidráulico ajustable

3.4.1 Consola de control remoto

Las consolas de control remoto (figura 3.15) son unidades auxiliares cuya función es accionar el estrangulador hidráulico por medio de una palanca que regula el cierre y apertura del mismo, siendo registrada en la carátula que muestra la posición del estrangulador.

Cuenta además con manómetros que señalan las presiones en TP y TR así como un contador de emboladas por minuto que indica la velocidad de la bomba. Las señales son enviadas por un transmisor a través de mangueras y los valores se registran en los manómetros de la consola.

Se tienen las marcas Swaco, Cameron, Willis, etc.; y son instaladas en el lugar donde se observe totalmente el escenario durante el control del pozo. Generalmente se encuentran en un costado del manifold de estrangulación o en el piso de perforación.



Figura 3.15 Consola de control remoto

3.5 Unidad para operar preventores (Bomba Koomey)

La bomba Koomey (figura 3.16) es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores. Para efectuar el cierre de los preventores por medio de la bomba Koomey, se puede hacer por medio de los acumuladores, la bomba hidráulica o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar. Así, se permite aplicar la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas. Las prácticas recomendadas API RP-16E y el Reglamento de Servicios para el Manejo de Minerales (MMS), establecen los requerimientos necesarios que hay que tener en cuenta para la selección de una correcta unidad de cierre, en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre. Los componentes y características de la unidad para operar preventores se mencionan a continuación.



Figura 3.16 Unidad para operar preventores.

3.5.1 Depósito almacenador de fluido

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico, el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad de los acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular, cuentan con dos tapones de 4 pulgadas en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de cuatro pasos.

Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad, en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema.

Debe utilizarse un fluido hidráulico que no dañe los sellos de hule que tenga el sistema de cierre. Para ambientes con temperaturas menores a 0 °C, deberá agregarse un volumen suficiente de glicol al fluido de operación que contenga agua.

3.5.2 Acumuladores

Son recipientes que almacenan el fluido hidráulico bajo presión, el cual se utiliza para cerrar los preventores. Generalmente se utiliza nitrógeno comprimido, y con este, los recipientes almacenan energía la cual ayuda a cerrar el preventor de forma rápida.

Hay dos tipos de acumuladores:

- Tipo separador: Utiliza un diafragma flexible, el cual es de hule sintético, resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.
- Tipo flotador: Utiliza un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.



Figura 3.17 Banco de acumuladores

Como un requerimiento mínimo, todas las unidades de cierre deberán estar equipadas de un banco de acumuladores (figura 3.17) con suficiente capacidad volumétrica para suministrar un volumen utilizable de fluido (sin operar las bombas) para cerrar un preventor de arietes y el preventor anular en el arreglo de los preventores. Además, deben tener el volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.

El volumen utilizable de fluido se define como el volumen de líquido recuperable de los acumuladores a la presión de operación que contengan y 200 psi por arriba de la presión de precarga de los mismos. La presión de operación del banco de acumuladores es la presión a la cual son cargados con fluido hidráulico. Los acumuladores operan normalmente a más de 3000 psi. Ninguna botella acumuladora debe ser operada a presiones mayores de su presión de trabajo.

La presión de precarga de cada botella acumuladora debe ser medida en la instalación inicial de la unidad en cada pozo, y debe ser ajustada a la presión que le corresponde. Solo debe usarse gas nitrógeno para la presión de precarga y dicha presión debe ser verificada frecuentemente. La presión de precarga debe ser de 1000 a 1100 psi.

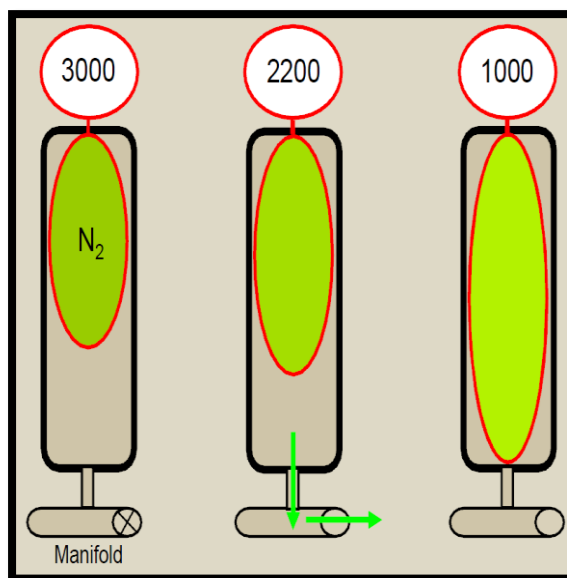


Figura 3.18 Presión de precarga de los acumuladores

Los bancos con múltiples acumuladores deben tener válvulas de seguridad instaladas para aislar el banco. Deben tener, por lo menos, una presión de trabajo igual a la presión de trabajo del sistema al que esté conectado. Deben estar abiertas salvo cuando se aíslan los acumuladores para mantenimiento, pruebas o su transporte. Generalmente abren a 3500 psi y cuando se requiera

operar entre 3000 y 5000 psi, que es la máxima presión de operación del sistema, deben cerrarse las válvulas aisladoras de los acumuladores.

El banco de acumuladores deberá accionar el sistema para que cada preventor de arietes cierre en un tiempo no mayor de 30 segundos. Así mismo, el tiempo de cierre para preventores anulares con diámetro menor a 20 pg no debe exceder de 30 segundos y para preventores de diámetro mayor a 20 pg de 45 segundos.

Las prácticas recomendadas API RP-53 señalan que los sistemas acumuladores deben tener una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más el preventor de arietes. Esto ofrecerá un margen de seguridad igual al 50%. Una regla empírica aplicada en el campo petrolero sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados.

Por su parte, el MMS establece que debe tenerse una cantidad mínima de fluido equivalente a 1.5 veces la cantidad necesaria para cerrar todo el arreglo de preventores instalados, dejando un margen de 14 kg/cm² (200 psi) por arriba de la presión de precarga de los acumuladores.

El sistema de acumuladores debe tener la capacidad suficiente para proporcionar el volumen necesario para superar los requerimientos mínimos de los sistemas de cierre. Existen varios métodos para calcular el volumen necesario. La idea principal es mantener una reserva energética suficiente para el sistema de acumuladores, de tal forma que pueda accionarse el arreglo de preventores y así, tener más energía que la restante de la precarga de nitrógeno. Se debe de tener un número de acumuladores suficiente para almacenar el fluido con la energía suficiente para cerrar los preventores y abrir la válvula hidráulica y un 50% de exceso como factor de seguridad. Se puede calcular el número de acumuladores que se requieren con la siguiente fórmula:

$$\text{No. de acum.} = \frac{\text{Volumen para cerrar preventores} + 50\% \text{ de exceso}}{5 \text{ gal. útiles por acumulador}} \dots \dots (3.1)$$

Considerando los arreglos actuales de preventores, es conveniente disponer siempre de un mínimo de 16 acumuladores, de diez galones cada una, en condiciones de trabajo y con la precarga establecida en cada unidad para accionar el conjunto de preventores.

3.5.3 Requerimiento de la bomba en la unidad.

Cada unidad de cierre deberá contar con el suficiente número y tamaño de bombas que cumplan satisfactoriamente con las operaciones. Con el banco de acumuladores aislado las bombas de la unidad deberán ser capaces (cada una) de cerrar el preventor anular contra la tubería que se esté usando y abrir la válvula de control hidráulico en la línea de estrangulación y así, generar una presión final mínima de 200 psi sobre la presión de precarga del sistema acumulador, en un tiempo de dos minutos como máximo.

Tamaño pg	Presión de trabajo lb/pg2	Fluido requerido gal	Cameron	Shaffer	Hydril
7 1/16	3,000	Cerrar	1.69	4.57	2.85
		Abrir	1.39	3.21	2.24
7 1/16	5,000	Cerrar	1.69	4.57	3.86
		Abrir	1.39	3.21	3.30
7 1/16	10,000	Cerrar	2.04	17.11	9.42
		Abrir	2.55	13.95	7.08
7 1/16	15,000	Cerrar	6.94		11.20
		Abrir	6.12		7.25
7 1/16	20,000	Cerrar	8.38		11.00
		Abrir	7.56		7.20
11	3,000	Cerrar	5.65	11.00	2.43
		Abrir	4.69	6.78	5.54
11	5,000	Cerrar	5.65	18.67	9.81
		Abrir	4.69	14.59	7.98
11	10,000	Cerrar	10.15	30.58	25.10
		Abrir	9.06	24.67	18.97
11	15,000	Cerrar	23.5		
		Abrir	21.30		
13 5/8	3,000	Cerrar	12.12	23.50	11.36
		Abrir	10.34	14.67	8.94
13 5/8	5,000	Cerrar	12.12	23.58	17.98
		Abrir	10.34	17.41	14.16
13 5/8	10,000	Cerrar	18.10	40.16	37.18
		Abrir	16.15	32.64	26.50
13 5/8	15,000	Cerrar	26.00		34.00
		Abrir	22.50		34.00
16 3/4	3,000	Cerrar	22.32		21.02
		Abrir	19.00		15.80
16 3/4	5,000	Cerrar	22.32	37.26	28.70
		Abrir	19.00	25.61	19.93
16 3/4	10,000	Cerrar	40.75		
		Abrir	35.42		
18 3/4	5,000	Cerrar	35.60	48.16	64.00
		Abrir	29.00	37.61	44.00
18 3/4	10,000	Cerrar	50.00		118.50
		Abrir	45.10		99.50
20 3/4	3,000	Cerrar	39.70		
		Abrir	24.10		
21 3/4	2,000	Cerrar	39.70	22.59	31.05
		Abrir	24.10	16.92	18.93

Tabla 3-1 Volumen de fluido para operar preventores anulares Cameron, Shaffer y Hydril

Normalmente cada sistema está constituido por dos bombas hidroneumáticas y una bomba triplex eléctrica. Estas bombas deben proporcionar una presión de descarga equivalente a la presión de operación y máxima de trabajo. Básicamente cada bomba opera a bajo volumen de fluido y alta presión, accionándose por medio de una fuente neumática y la otra por medio de energía eléctrica

La combinación de las bombas deberá tener capacidad para cargar el banco de acumuladores en un tiempo máximo de 15 minutos o menos a partir de su presión de precarga a la presión máxima de operación. Las bombas son instaladas de tal manera que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para restablecer la presión, es por esto que la energía de las bombas debe estar disponible para el sistema de acumuladores en todo momento

3.5.4 Requerimientos de las consolas de control remoto

Todos los equipos de perforación deben estar equipados con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente, donde el perforador o el técnico puedan llegar con rapidez. Normalmente se tiene una consola en el piso de perforación y otra en un lugar accesible.

Al término de cada instalación del arreglo de preventores, según la etapa de perforación que continúe, se deben efectuar todas las pruebas de apertura y cierre desde la misma unidad y posteriormente desde cada estación de control remoto que se encuentre en operación para verificar el funcionamiento integral del sistema.



Figura 3.19 Consola de control remoto

3.6 Equipo de manejo del gas.

Las operaciones de control de pozos resultan muy difíciles si no se cuenta con equipo para manejar el gas. Cuando por alguna razón se incorpora gas al lodo, lo debemos remover debido a que:

- Reduce la densidad del lodo
- Reduce la eficiencia volumétrica de la bomba
- Disminuye la presión hidrostática de la columna de fluido.

El equipo auxiliar que ayuda a remover el gas es el separador gas-lodo y el desgasificador.

3.6.1 Separador gas-lodo

El separador gas-lodo (figura 3.20) forma parte del equipo auxiliar del sistema de control superficial y es un tanque que se encuentra conectado al múltiple de estrangulación con líneas de alta presión. Es el elemento primario para manejar los gases que circulan a través del manifold. Sus funciones principales son:

- Eliminar grandes cantidades de gases atrapados en el fluido de perforación.
- Recolectar los fluidos retornándolos al desgasificador.
- Desviar los gases flamables o venenosos a una distancia segura del equipo.



Figura 3.20 Separador gas-lodo

3.6.2 Desgasificadores

Este accesorio (figura 3.21) se instala en el área de las presas, de tal manera que pueda eliminar el gas del lodo contaminado que sale directamente del múltiple de estrangulación y que pasa por las temblorinas; para evitar que el lodo cortado con gas se circule nuevamente al interior del pozo. Es decir, se utiliza para quitar el gas de los fluidos circulantes.

Cuando hay fluidos muy viscosos que no dejan que el gas se separe, los desgasificadores separan el gas del fluido usando una cámara de vacío, una cámara presurizada, un spray centrífugo o una combinación de estos. Los desgasificadores al vacío son normalmente más efectivos si se operan con lodo pesado y viscoso, que es cuando es más difícil extraer el gas. Las ventajas que ofrecen este tipo de desgasificadores son:

- Facilitan determinar la densidad efectiva del lodo.
- Permiten el control adecuado de las altas viscosidades y las fuerzas gelatinosas presentes en un lodo cortado por gas.
- Restablecen a sus condiciones originales el fluido de perforación sin tener que agregar material químico.
- Mejoran y mantienen la eficiencia de las bombas de lodo, cuando el fluido es succionado está totalmente desgasificado.



Figura 3.21 Desgasificador

4 Técnicas de control de pozos.

El control de pozos puede describirse en pocas palabras como una de las bases para la seguridad del personal que se encuentra en la instalación. Esta labor incluye gran variedad de elementos y procesos que se utilizan para prevenir un influjo no deseado de fluidos de la formación. La instalación debe de ser funcional para cumplir su propósito.

Estos elementos y procesos son instalados, controlados y realizados por el personal, es por esto que es de vital importancia que los trabajadores conozcan las operaciones que deben de realizar y como detectar los problemas para que se pueda actuar de forma correcta y lo más pronto posible. También es importante que el personal conozca los diferentes escenarios que se pueden presentar si ocurre algún brote.

Las diferentes técnicas de control de pozos son utilizados en diversas situaciones dependiendo de una gran variedad de factores. Estos pueden ser la profundidad a la que surgió el problema, la posición de la sarta de perforación, la habilidad del personal y la capacidad del equipo, por mencionar algunos.

En primer lugar, el control de pozos radica en tener la presión del fondo del pozo constante, durante la entrada de los fluidos hasta su desalojo. Para que esto ocurra, debemos identificar la entrada de ellos visualmente y enseguida cerrar el pozo utilizando el equipo de control superficial.

Cuando tenemos cerrado el pozo, se puede tomar el control sobre el pozo y, así, será más sencillo tener la presión del fondo del pozo constante.

Los principales métodos de control de pozos que mantienen una presión constante en el fondo del pozo son:

- Método del perforador
- Método de esperar y densificar o del ingeniero

Estos métodos tienen como objetivo desalojar el brote hasta que se obtiene el control total del pozo. Cada método de control tiene sus propias ventajas y desventajas por lo que se recomienda identificarlas a fin de aplicar el método adecuado cuando se presente un brote en el pozo.

Para aplicar cualquier método de control se necesita contar con la siguiente información:

- Registro previo de información.

Está referido a tener disponible y de inmediato la siguiente información:

- Capacidad de desplazamiento de la bomba
 - Máxima presión de la bomba
 - Presión del conjunto de preventores
 - Volumen de las presas
 - Volumen correspondiente a las conexiones superficiales
 - Densidad del lodo actual
 - Densidad del lodo para obtener el control del pozo
 - Presión máxima permisible en superficie
 - Densidad equivalente a la prueba de goteo
 - Profundidad de la zapata
 - Geometría de la sarta
 - Estado mecánico del pozo
 - Profundidad de la zona del brote.
- Gasto de bombeo y presión reducida de circulación (PRC).

La PRC es la suma de todas las presiones por fricción que están asociadas con todas las partes del sistema de circulación.

Cuando el pozo se cierra y se circula a través del choque (swaco), este se aplica para utilizar una presión de control a la formación.

La cantidad de contrapresión del choque se puede determinar si se conoce la PRC para el sistema. La PRC se debe medir:

1. En cada turno (cada 12 horas)
 2. Cuando se cambie el peso del lodo.
 3. Cada 150m perforados.
 4. Cada cambio de BHA o después de cada viaje.
 5. Cuando se observe un cambio significativo en las propiedades del lodo.
- Registro de las presiones de cierre del pozo
 - Peso del lodo para matar

El peso del lodo para matar debe ser exacto para lograr un equilibrio con la presión de la formación (sin margen de sobrebalance o factor de seguridad).

El peso para del lodo para matar se calcula usando la presión de cierre de la tubería de perforación.

$$KMW = \frac{SIDP}{0.052 * TVD} + OMW \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

KMW = Peso del lodo para matar [ppg]

SIDP = Presión de cierre de la TP [psi]

TVD = Profundidad vertical verdadera [ft]

OMW = Peso del lodo original [ppg]

- Presiones de circulación al controlar el pozo
- Registro de comportamiento de la presión.

Ahora se presentarán los conceptos de los brotes y la metodología para el cierre y control de un pozo con las principales técnicas que se tienen.

4.1 Causas de los brotes

La mayoría de los brotes no son intencionales, se definen como la entrada de fluidos no deseados de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua o una mezcla de estos.

Al ocurrir un brote el pozo desaloja una gran cantidad de lodo de perforación, y si dicho brote no es detectado y corregido a tiempo, se produce un descontrol.

El descontrol se define como un brote de fluidos que no pueden manejarse a voluntad.

El personal de perforación debe reconocer las señales de advertencia de un amago y reaccionar inmediatamente con los procedimientos de control de pozos para minimizar el efecto del influjo.

La severidad del incidente este directamente relacionada con el volumen del influjo, por esto es de máxima importancia la detección rápida y el cierre del pozo.



Figura 4.1 Consecuencias de un brote

Durante las operaciones de perforación convencional, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. Sin embargo, en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá un brote. La experiencia en la industria ha demostrado que las causas más comunes de los brotes son:

- I. Suaveo durante los viajes
- II. Llenado insuficiente del agujero durante los viajes
- III. Densidad insuficiente del lodo (error humano)
- IV. Pérdidas de circulación
- V. Contaminación del lodo

La experiencia muestra que la mayoría de los brotes ocurren durante los viajes. A continuación se explicará cada una de las causas de un brote.

- Suaveo durante los viajes.

El efecto de suaveo se refiere a la acción que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo cuando se mueve hacia arriba a una velocidad mayor que la del lodo. Esto origina que el efecto sea mucho mayor. Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo del de la formación, dará origen a un desequilibrio que causará el brote.

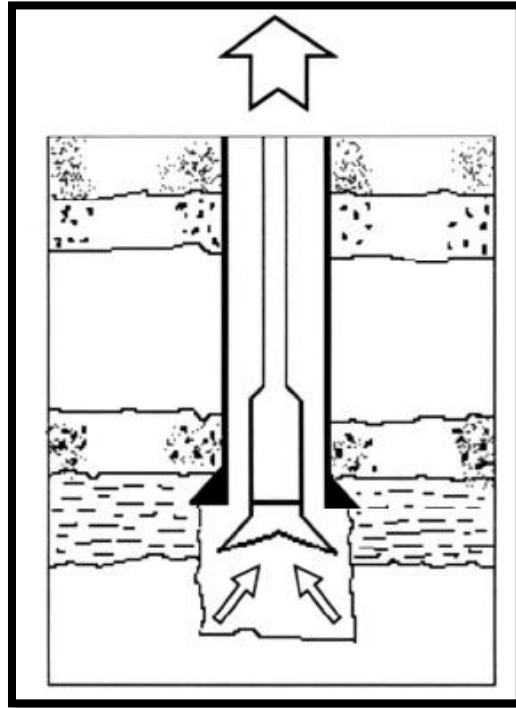


Figura 4.2 Efecto de suaveo en la tubería

El suaveo es afectado por:

- La velocidad al sacar la tubería
- Las propiedades del lodo
- El espacio reducido en el espacio anular (geometría del pozo)
- Los estabilizadores en la sarta

Se deben de tomar las siguientes medidas de seguridad para evitar un problema por el suaveo de la tubería:

- a) Monitorear el llenado del agujero durante los viajes
- b) Limitar la velocidad al sacar la tubería
- c) Agregar un margen de viaje al peso del lodo
- d) Si el suaveo es severo, considerar bombear mientras se saca la tubería

Las siguientes son las señales de advertencia del suaveo:

- a) Sobretensión, arrastre o torque excesivo
- b) Altas propiedades reológicas del lodo
- c) El agujero no se está llenando correctamente

- Llenado insuficiente del lodo durante los viajes.

La falla en de mantener el pozo lleno de fluido es una de las causas más comunes de un brote.

Cuando la tubería es sacada del pozo el nivel del fluido baja debido al volumen que desplaza el acero en el interior del pozo. Conforme se extrae la tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática. Cuando esto sucede el pozo puede fluir.

De acuerdo con las normas API-16D y API-RP59, al estar sacando tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de la columna de lodo cause una disminución de 5 kg/cm^2 (71 lb/pg^2), en términos prácticos cada cinco longadas de tubería de perforación.

Las siguientes prácticas son importantes para controlar el llenado del agujero durante los viajes:

- Las hojas de viaje deben ser utilizadas para comparar los volúmenes actuales desplazados y los calculados.
- Los tanques de viaje deben estar calibrados y monitoreados con precisión por un miembro de la cuadrilla.
- El llenado del agujero debe corresponder al volumen de la tubería “seca” o “llena” que se haya sacado.
- Planear el viaje, es decir, establecer un programa fijo de paradas de tubería a sacar entre llenados y tener un procedimiento seguro para volver a llenar el tanque de viaje y transferir volúmenes de lodo en la superficie.
- Si se tienen dudas verificar el flujo y cerrar el pozo.

- Densidad insuficiente del lodo de perforación

Esta es una de las causas predominantes que originan los brotes. El fluido en el pozo debe ejercer una presión hidrostática igual que la presión de formación. En caso de que esto no suceda, el pozo puede fluir y causar un brote. Las causas de la densidad insuficiente del fluido de perforación son:

- Perforar una formación impredecible y con presiones anormales.
- Puede ser resultado de una mala interpretación de los parámetros de perforación y no actuar correctamente a ellos.
- Tratamiento incorrecto del lodo en superficie. (error humano)

- Adiciones inadecuadas de agua o fugas de lodo en las válvulas de los tanques.
- Altas temperaturas pueden hacer el lodo menos denso.
- Asentamientos de barita en las secciones angulares del pozo



Figura 4.3 La densidad del lodo debe ser registrada y verificada permanentemente

En la actualidad se ha enfatizado en perforar con densidades de lodo mínimas con el objeto de optimizar las velocidades de perforación. Pero se deberá tener especial cuidado cuando se perforen zonas permeables ya que los fluidos de la formación pueden alcanzar el pozo y producir un brote.

Los brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran parecer fáciles de controlar con solo incrementar la densidad del lodo de perforación. Por las siguientes razones, esto puede ser lo menos adecuado:

- Se puede exceder el gradiente de fractura.
 - Se incrementa el riesgo de tener pegaduras diferenciales.
 - Se reduce significativamente la velocidad de penetración.
- Pérdidas de circulación.

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total de flujo de fluido por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería de revestimiento, o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, cuando se

bombee fluido en sentido descendente por la columna de perforación o la tubería de revestimiento. Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática disminuye al punto de permitir la entrada de fluidos de la formación al pozo, ocasionando un brote.

Las causas de las pérdidas de circulación son las siguientes:

- Asentar la tubería de revestimiento intermedia muy arriba.
- Perforar con un excesivo sobrebalance
- Perforar demasiado rápido
- Presiones de suaveo y surgencia cuando se está corriendo la tubería. Las propiedades del lodo y los procedimientos de viaje deben de ser controlados para asegurar que las presiones de surgencia no sean excesivas cuando se corre la tubería.

La pérdida de circulación constituye un peligro conocido durante las operaciones de perforación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad, en zonas agotadas, en formaciones no consolidadas y en formaciones naturalmente fracturadas o con fracturas inducidas. Detener las pérdidas de circulación antes de que estén fuera de control es crucial para el logro de operaciones seguras.

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre la formación expuesta disminuye. En consecuencia, otra zona puede fluir dentro del pozo mientras la zona de pérdida primaria está admitiendo fluido. En casos extremos, puede producirse la pérdida del control del pozo, con consecuencias catastróficas.

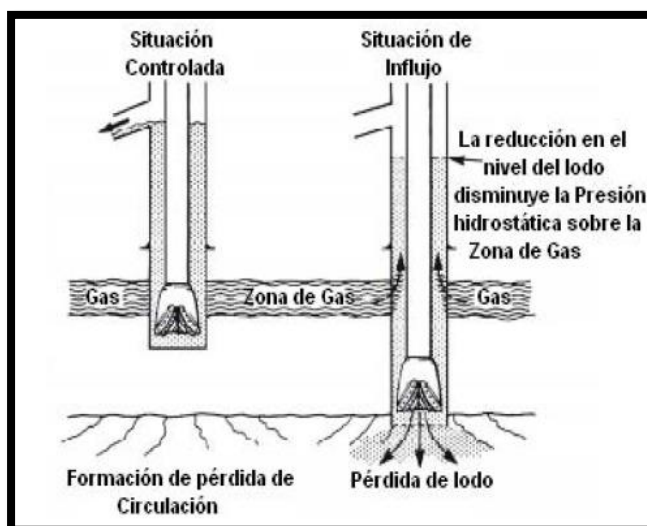


Figura 4.4 Brote por pérdida de circulación

Para reducir las pérdidas de circulación se recomiendan las siguientes prácticas:

- Emplear la densidad mínima que permita mantener un mínimo de sólidos en el pozo
- Mantener la reología del lodo en condiciones óptimas.
- Reducir las pérdidas de presión en el espacio anular.
- Evitar incrementos bruscos de presión.
- Reducir la velocidad al introducir la sarta.

- Contaminación del lodo por gas

Los brotes también se pueden originar por una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas en la roca cortada por la barrena. Al perforar demasiado rápido, el gas contenido en los recortes se libera ocasionando la reducción de la densidad del lodo. Eso reduce la presión hidrostática en el pozo, permitiendo que una cantidad considerable de gas entre al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo “cortado” y una pequeña cantidad de gas en el fondo representa un gran volumen en la superficie. Los brotes que ocurren por esta causa, terminan transformándose en reventones por lo que al detectar este brote se recomiendan las siguientes prácticas:

- Reducir el ritmo de penetración.
- Aumentar el gasto de circulación.
- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

4.2 Indicadores que anticipan un brote

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo. Si el brote no es detectado ni corregido a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un descontrol. Con una detección oportuna las estadísticas demuestran que se tiene hasta un 98% de probabilidad de controlarlo. Las señales tempranas de peligro son:

- I. Incremento repentino de la tasa de perforación.
- II. Incremento del volumen de fluido en superficie, lo que es comúnmente denominado como un aumento en el nivel de las presas o un aumento en la tasa de flujo

- III. Disminución en la presión de la bomba.
- IV. Reducción en el peso de la sarta por el decremento del efecto de flotación.
- V. Lodo contaminado por gas, aceite o agua

4.2.1 Incremento repentino de la tasa de penetración

Generalmente, el primer indicador de que hay un brote es un incremento repentino en la velocidad de penetración. La velocidad de penetración está en función de varios factores como lo son el peso sobre la barrena, velocidad de rotación, densidad del lodo e hidráulica. Pero también se determina por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación. Es decir, que si la presión de formación es mayor, aumentará considerablemente la velocidad de penetración de la barrena.

Cuando esto ocurra y no se tenga ningún cambio en los otros parámetros, se debe tener precaución si se están perforando zonas de presión anormal o un pozo exploratorio.

4.2.2 Incremento en el nivel de las presas.

Cada minuto, una cantidad fija de fluido es bombeado al pozo mientras que la bomba esté funcionando a un ritmo constante. Por tanto, el retorno de fluido a las presas debe de ser constante. Suponiendo que no se añada fluido ni a los tanques ni a las presas de lodo, un aumento en el volumen en cualquiera de estos, es un signo seguro de que se está presentando un brote. Este incremento en la tasa de flujo o nivel de presas es ocasionado por el influjo de fluidos de la formación. Dependiendo de la productividad de la formación, el influjo puede ser virtualmente imperceptible. Por lo tanto, el influjo puede ser considerable antes de ser notificado.

Existe equipo de medición de volumen que debe tenerse en las presas y en los tanques de lodo y que hace sonar una alarma indicadora si el nivel aumenta o disminuye de una cantidad prefijada. También se tienen totalizadores de volumen de presas, que se encargan de mantener un registro constante en el registro de las presas.

Una de las señales verdaderas de que el pozo esta arrancado es que hay flujo del pozo con las bombas apagadas.

4.2.3 Cambio en la presión de bombeo

Un decremento de la presión de bombeo con su correspondiente incremento de la velocidad de bombeo durante un influjo es causado por la reducción de la presión hidrostática en el espacio anular.

Esto es causado como resultado del efecto de tubo en U, cuando fluidos más ligeros fluyen dentro del espacio anular. Sin embargo, esto solo se hace notable cuando el influjo ya está siendo circulado y por tanto es probable que alguno de los indicadores antes citados se manifieste antes que el decremento de la presión de bombeo.

Cuando se está perforando y ocurre un brote, los fluidos debidos al brote se ubican únicamente en el espacio anular y éstos tienen una densidad menor a la del lodo, por lo que la presión hidrostática dentro de la tubería será mayor, propiciando que el lodo dentro de la sarta de perforación fluya más rápido hacia el espacio anular, con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo que manifiesta un aumento del número de emboladas por minuto. Sin embargo, es importante tener en cuenta que una disminución en la presión de bombeo también se puede deber a las siguientes causas:

- Reducción en el gasto de circulación
- Rotura o fisura en la TP
- Desprendimiento de una tobera de la barrena
- Cambio en las propiedades del lodo

4.2.4 Reducción en el peso de la sarta

Un fluido provee flotabilidad a los objetos que se encuentran dentro de él. Entre más alta sea la densidad es mayor el efecto de flotabilidad. Un brote es generalmente menos denso que el fluido de perforación que se está ocupando, especialmente si el influjo es de gas. Entonces el efecto de flotabilidad se reduce y como consecuencia se observa un incremento del peso de la sarta.

Este incremento solo es notable después de que ha pasado un volumen considerable del influjo. Entonces no es un método confiable para detectar un brote en una etapa temprana.

4.2.5 Lodo contaminado por gas.

Un brote se confirma en superficie como un incremento en la tasa de flujo y en el volumen de presas.

Sin embargo, un influjo menor que no ha sido detectado como un aumento en las presas puede ser detectado primero en superficie en el lodo de retorno. Los fluidos de la formación, como el gas, en el lodo de retorno pueden indicar que un influjo de bajo volumen está ocurriendo, aun cuando no se ha detectado ningún aumento en el volumen de las presas. Conforme el gas se expande al acercarse a la superficie se provoca una disminución en la presión hidrostática que puede causar un brote.

El lodo de retorno debe ser monitoreado debido a la contaminación con fluidos de la formación. Esto se hace mediante el constante monitoreo de la densidad del lodo en la línea de flujo y el seguimiento con precisión los niveles de gas en el lodo devuelto.

El lodo contaminado por gas en sí no significa que el pozo está arrancado (el gas puede ser transportado en los recortes). Sin embargo, debe ser tratado como una advertencia temprana de un posible brote. Por lo tanto las presas deben de ser observadas constantemente para detectar niveles significantes de gas en el lodo.

Una parte esencial al interpretar el volumen de gas en el lodo es entender las condiciones por las que el gas entro en el mismo en primer lugar.

El gas puede entrar en el lodo por una o más de las siguientes razones:

- Como resultado de la perforación de una formación que contiene gas, aún con un adecuado sobrebalance.
- Como resultado de una reducción temporal en la presión hidrostática causada por el suaveo de la tubería cuando se mueve en el agujero.
- Debido a la presión de poro en la formación es mayor que la presión hidrostática en la columna del lodo.

El gas debido a una o una combinación de las anteriores razones, se clasifica como sigue:

a) Gas de perforación

Si las formaciones porosas perforadas contienen gas, es inevitable que una cierta cantidad de gas contenido en los recortes entre en el lodo.

Cualquier gas que entra en el lodo se expandirá a medida que continúa la circulación en el agujero, causando contaminación por gas en la línea de flujo. El gas debido a este mecanismo invadirá aun cuando la formación

esté sobrebalanceada. Si la invasión es severa, el lodo contaminado puede causar una disminución en la presión hidrostática. Incrementar el peso del lodo no evitará esto.

No obstante, el gas de perforación solo será evidente durante el tiempo que tome circular hacia afuera los recortes de la formación.

b) Gas de conexión

Estos gases son producidos por una reducción temporal en la presión efectiva total de la columna de lodo durante una conexión (ECD). Esto es debido a que la bomba es cerrada y a la acción de suaveo de la tubería.

En todos los casos, el gas de conexión indica una condición cercana al balance. En consecuencia, cuando el gas de conexión es identificado, se deben de tomar consideración para re-densificar el lodo antes de seguir perforando y particularmente antes de un viaje.

c) Gas de viaje

El gas de viaje es el gas que entra en el lodo cuando la tubería está viajando y el agujero parece estar estático. El gas de viaje puede ser detectado en el lodo cuando se está circulando después de un viaje.

Si la columna estática de fluido es suficiente para mantener en balance la presión de formación, el gas de viaje es causado por el suaveo y la difusión del gas.

Mucho gas de viaje puede indicar que una situación cercana al balance existe en el agujero.

4.3 Procedimientos de cierre de un pozo

Cuando alguna de estas señales de advertencia es observada, el personal del equipo debe proceder inmediatamente con el procedimiento de cierre establecido. Es importante que la cuadrilla este propiamente entrenada y sepa reaccionar ante esta situación. La velocidad con la que la cuadrilla de perforación realice la operación de cierre del pozo es un factor crítico. Si se observa que hay aumento en el nivel de las presas o que se incrementa la tasa de retorno, no se debe perder tiempo haciendo un chequeo de flujo del pozo. En estas circunstancias, el kelly (o

el top drive) deben de ser detenidos, las bombas paradas y se deben cerrar los preventores inmediatamente. El éxito de la operación de control de un pozo depende de la respuesta de la cuadrilla en esta fase crítica.

Los procedimientos de cierre varían para cada caso en particular. Mucho dependen de la operación que se tenga disponible en el momento de tomar la decisión de cierre del pozo. Ahora se describirán las técnicas que se realizan en las diferentes situaciones en las que se presenta un brote:

4.3.1 Procedimiento de cierre al estar perforando.

Una vez identificado el brote, lo más importante es cerrar el pozo con el fin de reducir al mínimo la entrada de fluido invasor con sus posibles consecuencias, a continuación se explican los pasos para cerrar el pozo al estar perforando.

- I. Parar la rotaria, levantar la flecha para que su conexión inferior esté arriba de la mesa rotaria.
- II. Parar la bomba de lodo.
- III. Observar el pozo y mantener la sarta suspendida.
- IV. Abrir la válvula de la línea de estrangulación.
- V. Cerrar el preventor de arietes superior o el preventor anular.
- VI. Cerrar el estrangulador.
- VII. Medir el incremento en el nivel de las presas.
- VIII. Anotar las presiones de cierre de TP y TR durante cada minuto hasta la estabilización de la presión y posteriormente cada cinco minutos sin que se rebase la presión máxima permisible.
- IX. Observar que los preventores no tengan fugas.
- X. Verificar la presión de los acumuladores.

Este procedimiento es conocido como Cierre suave. En este tipo de cierre el choque está abierto durante el proceso del cierre y se cierra después de cerrar el preventor. Este tipo de cierre tiene dos ventajas, una es reducir el golpe de ariete y la onda de presión sobre el pozo y las conexiones superficiales. La segunda es permitir observar la presión del espacio anular y en caso de ser necesario la desviación del flujo.

El otro procedimiento es el Cierre duro, en el cual el choque está cerrado durante el proceso del cierre de tal forma que la presión del pozo está contenida por el cierre del preventor. Se tienen los siguientes pasos:

- I. Parar la rotaria y levantar la flecha arriba de la mesa rotaria.
- II. Parar las bombas de lodos

- III. Abrir la válvula de la línea de estrangulación.
- IV. Cerrar el pozo con el preventor de arietes superior o con el preventor esférico.
- V. Medir el incremento de volumen y de presión.
- VI. Anotar las presiones de cierre de TP y TR durante cada minuto hasta la estabilización de la presión y posteriormente cada cinco minutos sin que se rebase la presión máxima permisible.
- VII. Registrar la presión en TP y TR.

Uno de los riesgos que se corren al realizar un cierre duro es el golpe de arietes. El golpe de arietes se origina al cerrar inmediatamente el estrangulador (swaco) en su totalidad. Esto ocasiona que la energía del fluido que viene fluyendo a través del espacio anular, los preventores, la línea de estrangular y el swaco sufra un paro de movimiento instantáneo, lo que provoca que esa energía contenida en el fluido sea transmitida a la formación observando fractura en la formación y por lo tanto una pérdida de fluido en el espacio anular.

La presión en TP tendrá que ser siempre menor a la de formación o la presión de la TR.

Si la presión en la TR tiende a sobrepasar las presiones permisibles se debe desviar el flujo al múltiple de estrangulación e iniciar el bombeo y el control del pozo por alguno de los métodos que se tienen. Si la presión excede lo permisible se puede fracturar la formación lo que puede conducir a un descontrol subterráneo que llegue a alcanzar la superficie, la otra es dañar la TR o tener problemas con el equipo superficial.

Cuando el flujo del pozo está en observación, la pregunta que se hace es: ¿Cuánto tiempo debe ser observado el pozo? La respuesta obvia es que el pozo debe ser observado el tiempo que sea necesario para que la o las personas que se encuentran observándolo estén seguras de en qué condición se encuentra el pozo. Generalmente son requeridos 15 minutos o menos. Si se está utilizando un lodo base aceite, la observación debe de alargarse. Si el pozo es muy profundo, el periodo de observación debe de ser mayor que el de un pozo más superficial.

Es cuestión de elección si se cierra primero el preventor anular o el de arietes. El tiempo de cierre de cada preventor debe ser considerado junto con la productividad de la formación que está siendo penetrada. El objetivo del procedimiento de cierre es limitar el tamaño del brote. Si el preventor anular requiere el doble de tiempo para ser cerrado que el de arietes y la formación es prolífica, el preventor de arietes es una mejor opción. Si ambos preventores cierran en aproximadamente el mismo tiempo, el anular es una mejor opción ya que este cierra en cualquier tubería o herramienta.

4.3.2 Procedimiento de cierre al viajar con TP

Cuando se detecta un brote, el procedimiento para el cierre es el siguiente:

- I. Suspender el viaje dejando una junta sobre la mesa rotaria.
- II. Sentar la TP en sus cuñas.
- III. Instalar la válvula de seguridad abierta.
- IV. Cerrar la válvula de seguridad.
- V. Suspender la sarta en el elevador.
- VI. Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- VII. Cerrar el choque (swaco) cuidando no rebasa la máxima presión permisible en el espacio anular.
- VIII. Anotar presiones de TP y TR
- IX. Medir el incremento de volumen en las presas de lodo.
- X. Registrar la presiones cada minuto hasta estabilizarse, y después cada cinco minutos.
- XI. Observar que los preventores no tengan fugas.

4.3.3 Procedimiento de cierre al sacar o meter herramienta.

Los pasos que se siguen son similares a los anteriores, con la variable que al estar metiendo o sacando herramienta se debe considerar la posibilidad de conectar y tratar de bajar una lingada de TP lo que da la posibilidad de operar los preventores de arietes con un factor adicional de seguridad. En caso de tener una emergencia deberá de soltarse la herramienta dentro del pozo para después cerrarlo con el preventor de arietes.

4.3.4 Procedimiento de cierre sin tubería dentro del pozo.

Los pasos del procedimiento son los siguientes:

- I. Abrir la válvula hidráulica de estrangulación.
- II. Cerrar el preventor de arietes ciegos o de corte.
- III. Colocar los candados.
- IV. Cerrar el choque (swaco) cuidando las presiones máximas.
- V. Registrar las presiones cada minuto hasta estabilizarse y después cada cinco minutos.
- VI. Observar que los preventores no tengan fugas.

Hay que recordar que el aumento de volumen en las presas, la presión de la TP y el espacio anular al inicio y con el paso del tiempo, son factores importantes para controlar un brote. También las presiones en superficie son críticas para determinar las condiciones del pozo y el potencial éxito del procedimiento de control del pozo. El análisis de la ganancia de volumen en superficie en consideración con la presión de la TR es crítico al momento de considerar un potencial descontrol subterráneo.

En algunas ocasiones, debido a la poca familiaridad que se tiene con el equipo superficial, las cuadrillas han fallado al no cerrar el pozo debidamente. Llevar un registro de las presiones superficiales es muy importante. La migración del gas causará un aumento de la presiones en superficie con el paso del tiempo. No reconocer una sobre presurización puede resultar en el fracaso del procedimiento de control del pozo.

Estos procedimientos son fundamentales para controlar la presión. Son responsabilidad del personal del equipo y deben ser practicados y estudiados hasta que se vuelvan rutinarios. La operación depende de la habilidad del perforador y de la demás cuadrilla para reaccionar ante esta situación. Ahora, el pozo está bajo control y se puede proceder a circular el influjo con alguna de las técnicas de control de un pozo

4.4 Técnicas de control de pozos.

Hay diferentes métodos para controlar un pozo. Cada uno tiene sus características y se utiliza según las condiciones operativas. Pero durante el control de un pozo hay una regla principal que se debe de cumplir en todos los métodos:

La presión de fondo debe ser igual a la presión de formación.

De esta manera se controla el influjo y se evita el riesgo de fracturar la formación.

4.4.1 Método del perforador

La principal idea del método del perforador es matar el pozo con presión de fondo constante. Éste método requiere dos circulaciones completas y separadas de fluido de perforación en el pozo.

Es considerado como uno de los métodos más simples para controlar el pozo, ya que no requiere de cálculos complicados y se acomoda a diferentes situaciones.

La primera circulación remueve el influjo con el lodo original. En la segunda circulación se utiliza el lodo de control con la finalidad de desplazar el lodo original y poder equilibrar la columna hidrostática nuevamente. Si el pozo fue controlado con éxito, al final de la segunda circulación la presión de la TP y de la TR debe de ser cero. Si esto no es así, significa que aún hay un influjo en el pozo.

4.4.1.1 Procedimiento

Primera circulación

- I. Calcular la presión inicial de circulación (ICP)
- II. Llevar la bomba hasta la velocidad para matar
- III. Empezar a bombear lentamente incrementando las emboladas hasta alcanzar la velocidad de circulación mínima establecida, al mismo tiempo regular el swaco de tal manera que se mantenga la presión de cierre de la TR (SICP) constante.

Una vez que la bomba haya alcanzado la velocidad mínima de circulación, con la finalidad de mantener la presión de fondo constante es necesario:

- Mantener las emboladas de lodo constantes
- Mantener la ICP constante
- Mantener la densidad del lodo uniforme en todo el sistema.

Sin embargo, durante el tiempo de estabilización, la presión en la tubería puede aumentar gradualmente, por lo tanto es necesario tener bajo control la ICP.

- IV. Tan pronto como se haya alcanzado el número mínimo de emboladas preestablecidas, ver el valor de la presión de circulación.
Si la presión observada es mayor o menor que la presión de bombeo esperada, los siguientes cálculos se deberán basar en este nuevo valor de la presión inicial de circulación (ICP)
- V. Continuar circulando hasta que se haya desalojado completamente el fluido del brote manteniendo la presión de circulación y las emboladas de la bomba constantes.

Basándonos en el principio del tubo en U, las variaciones de los valores de ICP pueden ser compensados por las variaciones en los valores en SICP a través del swaco. En este caso debemos tener en cuenta que todos estos cambios serán transmitidos al manómetro de la tubería de perforación después de un tiempo debido a la profundidad del pozo. En términos prácticos, después de haber regulado el swaco a una cierta abertura, deberá transcurrir tiempo suficiente para poder percibir en el manómetro la presión correspondiente.

- VI. Finalizar la circulación cuando el influjo haya sido completamente desalojado y verificar que $SICP = SIDP$ (presión de cierre en la tubería de perforación).

Esta situación puede verificarse ya sea con circulación o en condiciones estáticas. Uno puede saber si la operación fue satisfactoria parando la bomba, cerrando el estrangulador y luego leer las presiones estabilizadas de SIDP y SICP:

- Si son iguales, esto significa que el influjo fue circulado y sacado del pozo, por lo tanto la primera circulación ha finalizado.
- Si el valor de SICP es mayor que el de SIDP, quiere decir que todavía queda algo del influjo en el espacio anular y que por lo tanto debe continuarse con la circulación para terminar de sacar el influjo.
- Si son iguales pero mayores que el valor esperado, significa que en el momento de parar la bomba fue atrapada alguna presión. Este exceso debe de ser liberado a través del estrangulador.

Segunda circulación.

- I. Preparar el lodo de control.
- II. Preparar los datos para circular, lo que significa tener listo:
 - El número de emboladas necesarias para reemplazar el volumen interno de la sarta de perforación.
 - Programar el contador de emboladas.
- III. Circular hasta que el lodo original haya sido desplazado del interior de la sarta manteniendo la SICP constante. Si al final de la primera circulación la bomba esta parada, encenderla nuevamente incrementando las emboladas lentamente hasta el valor de la presión reducida (P_R) manteniendo la SICP constante hasta completar el desplazamiento del volumen interno de la sarta de perforación.

Durante esta fase, como en la primera circulación, las emboladas de la bomba deben de mantenerse constantes.

Si la bomba no ha sido parada, la circulación puede continuar con los mismos parámetros.

En esta fase la presión hidrostática se irá incrementando gradualmente debido al peso del lodo de control, por lo que la SIDP irá reduciéndose hasta llegar a cero y la presión de circulación también disminuirá.

- IV. Registrar el valor de la presión final de circulación (FCP)
Al final del desplazamiento del lodo dentro de la sarta, el valor de la presión de circulación debe ser registrado y mantenido constante durante todo el tiempo que sea necesario para desplazar el lodo del espacio anular. Este valor debe ser comparado con el valor calculado. Si todo se realizó correctamente los valores deben de coincidir.
- V. Completar la circulación hasta desplazar totalmente el volumen del espacio anular manteniendo el valor de FCP constante. Parar la circulación y verificar las presiones.
- VI. Verifica el flujo, si no hay flujo el pozo ha sido controlado.

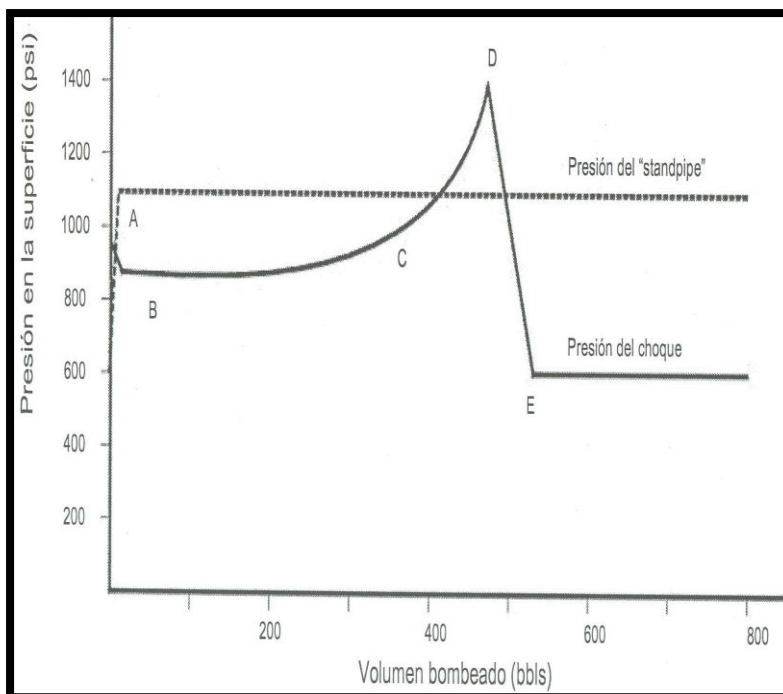


Figura 4.5 Representación gráfica del método del perforador

En la figura 4.5 vemos que la lectura de la presión de cierre de la TP nos marca 600 psi y la de la presión de cierre en la TR 950 psi. La presión en TP aumenta en 500 psi debido a la presión reducida de circulación para así poder alcanzar la presión inicial de circulación. Posteriormente se mantiene constante con ayuda del choque, hasta que el brote es extraído del pozo. En ese mismo momento, la presión en la TR disminuye, debido a que el choque está abierto para poder estabilizar la presión en TP, esta apertura hace que se pierda presión. De B a D, se está circulando el brote, entonces se empieza a perder presión hidrostática de la columna de fluido la cual debe ser contrarrestada por el choque, lo que hace que la presión aumente. Posteriormente el gas es quemado (puntos D a E) y finalmente queda constante con la PCTP, esto nos ayuda a que se mantenga estable la presión del yacimiento y no se nos meta otra burbuja en lo que se comienza la segunda circulación con el lodo de control. Hay ocasiones en las que el gas que entra al pozo es solo el gas de recorte, entonces no es necesario realizar la segunda circulación, ya que con la primera es posible retirar la burbuja y tener controlado el pozo, es decir la presión se reduce a cero.

4.4.1.2 Ventajas y desventajas del método.

Ventajas:

- La circulación inicia inmediatamente.
- La circulación temprana permite puede reducir el riesgo de una pega diferencial y otros problemas en el agujero.
- El influjo puede ser desplazado fuera del pozo, aun cuando no se cuente con el material necesario para densificar el lodo.
- Evita la necesidad de iniciar un control volumétrico durante el periodo de espera.

Desventajas:

- El pozo se encuentra más tiempo bajo presión debido a las dos circulaciones.
- La presión en la zapata puede ser mayor.
- Presiones muy altas en superficie

4.4.2 Método de esperar y densificar o del ingeniero.

Este método recibe su nombre por el hecho de que se presenta un tiempo de “espera” mientras se aumenta el peso del lodo antes de circular el influjo fuera del

agujero. Por lo general el pozo puede matarse en una circulación completa y esta es la principal diferencia con el método del perforador, en el que se necesita de dos circulaciones para controlar el pozo.

La circulación con lodo pesado tiene dos efectos:

- El lodo original es desplazado por un lodo más pesado capaz de darnos una carga hidrostática suficiente para equilibrar la presión de formación.
- Al mismo tiempo, el influjo es llevado a superficie y descargado.

Anteriormente el proceso de incrementar el peso del lodo era muy lento y durante este tiempo de espera, frecuentemente, el gas migraba y se adhería a la tubería de perforación. Con la migración del gas existía riesgo de fracturar la formación por debajo de la zapata y además se podían generar errores en la determinación de la presión.

Hoy en día los equipos que se utilizan para realizar la mezcla del fluido de perforación han optimizado el factor de tiempo en cuanto a densificar el mismo. Los equipos pueden incrementar la densidad en el equipo superficial tan rápido como es bombeado, prácticamente de forma inmediata, lo que hace que este método sea más eficiente.

4.4.2.1 Procedimiento.

- I. Preparación del lodo de control.
Mientras se prepara el lodo de control, el perforador debe de controlar las presiones en la TP y en la TR.
Para mantener la presión de fondo constante, la presión en la tubería no debe de incrementar.
- II. Abrir el estrangulador e iniciar simultáneamente el bombeo del lodo pesado a un gasto reducido.
- III. Ajustar el estrangulador (swaco), igualando la presión del espacio anular a la presión de cierre de la TR (SICP). Cuando el valor de la emboladas calculadas haya sido alcanzado debe compararse el valor de la presión de circulación con el valor de la ICP calculado:
 - *Si los valores son iguales o ligeramente diferentes, la situación puede ser considerada normal.*

- Si los valores son muy distintos, la situación es anormal. Debe detenerse la operación, determinar la causa y solucionar el problema antes de continuar.
- IV. Mantener la presión en el espacio anular constante con ayuda del estrangulador, hasta que el lodo pesado llegue a la barrena.
 - V. Cuando el lodo con densidad de matar llega a la barrena, hay que leer y registrar la presión en la TP, esta será la presión final de circulación (FCP)
 - VI. Mantener constante el valor de la presión en la TP (FCP) desde el momento en que el lodo de control está saliendo de la barrena y entrando al espacio anular. Si la presión se incrementa hay que abrir el estrangulador. Si disminuye hay que cerrarlo.
 - VII. Continuar circulando, manteniendo la FCP constante hasta que lodo de matar llegue a la superficie.
 - VIII. Suspender el bombeo y cerrar el pozo
 - IX. Leer y registrar las presiones en TP y TR. Si las presiones son iguales a cero el pozo está controlado. En caso contrario, la densidad del lodo bombeado fue insuficiente para igualar la presión de formación, por lo tanto se deberá repetir el procedimiento.

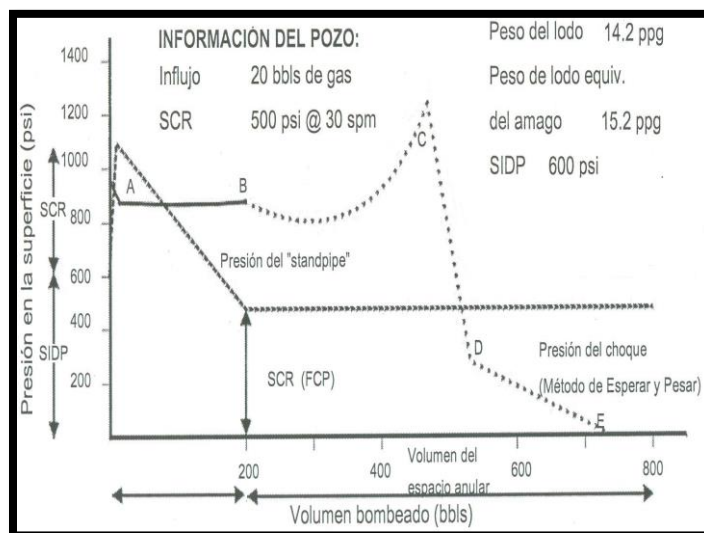


Figura 4.6 Representación gráfica del método del ingeniero

De acuerdo a los datos que se observan en la figura 4.6 la presión de cierre en la TP es de 600 psi y el lodo que se está ocupando es de 14.2 ppg. Como vemos la densidad del lodo para matar debe de ser de 15.2 ppg. Al inicio se ve un incremento en la presión en la TP y un decremento en la TR, esto es debido a que en la TP se le aumentan los 500 psi de la presión reducida de circulación. El decremento en la TR es debido a que es el tiempo que tarda en operador del choque en ajustar la presión del mismo con la presión que se registra en la TR. Del punto A al B la presión en TR debemos de mantenerla constante con ayuda del estrangulador, ya que esto nos asegura que no entre otra burbuja al pozo. Por otra parte la presión en TP disminuye, ya que es el momento en el que el lodo de matar va pasando por la tubería, y al ser un lodo más pesado genera una presión menor. El punto B es el momento en el que el lodo de matar empieza a salir por la barrena. Justo ahí es donde se debe de darle prioridad al control de la presión en TP con el estrangulador. La presión en TP desde este momento se debe de mantener constante con la presión final de circulación. Al mismo tiempo la presión de la TR comenzará a variar. Sabemos que la burbuja de gas de que metió al espacio, comenzará a ser circulada. Primero pasa por los lastrabarrenas y posteriormente por los HW. Debido a la diferencia de diámetros que hay entre estos dos, la presión disminuye, pero cuando supera el BHA aumenta hasta que finalmente es extraída del pozo (punto C). Del punto C al D, el gas que se extrajo es quemado y es por esto que hay una disminución muy rápida de la presión. Finalmente en D-E se sigue quemando el gas pero la disminución es menos drástica debido a que el gas ya contiene una parte del fluido de perforación. En el punto E el pozo ha sido controlado.

4.4.2.2 Ventajas y desventajas del método

Ventajas:

- En general, las presiones ejercidas sobre el agujero y sobre el equipo superficial, generalmente serán menores que las alcanzadas por el método del perforador. Esta gran diferencia se hace más evidente si el influjo es de gas y en el caso de brotes de gran intensidad.
- La máxima presión ejercida sobre la zapata normalmente será menor si se emplea este método.
- El pozo estará bajo presión por menos tiempo.
- Optimiza en casi un 50% el tiempo para matar un pozo (una circulación menos que el método del perforador)

Desventajas:

- Si no se cuenta con el equipo necesario, el tiempo de espera puede llegar a ser demasiado, lo que implica la migración de gas.
- Si se requiere de un gran aumento de la densidad del lodo, es difícil de realizarse de manera uniforme en una sola etapa.

4.4.3 Método concurrente.

Este método se inicia al circular el lodo con la densidad original y con la IPC. Se adiciona barita hasta que el lodo alcanza su peso de control, lo que implica que el pozo se densifica mientras se está circulando. El método implica un incremento gradual en la densidad del lodo hasta que el influjo es desalojado a la superficie. Requiere de circular varias veces el lodo hasta completar el control del pozo.

Éste método puede utilizarse inmediatamente al conocer las presiones de cierre y es recomendable cuando se requiera de una densidad del lodo de matar muy alta.

El número de circulaciones está en función del aumento de la densidad del lodo, el volumen activo y las condiciones de flujo en el sistema, así como la capacidad del equipo para preparar grandes volúmenes de lodo.

4.4.3.1 Procedimiento

- I. Registrar la SICP y SIDP
- II. Iniciar el control a una presión reducida (P_R) de circulación constante, hasta totalizar las emboladas necesarias para llenar el interior de la TP
- III. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y registrar en una tabla la densidad de lodo a medida que se va densificando.
- IV. Al llegar a la barrena alcanzamos la PFC, por lo que se debe de mantener la presión constante hasta que el lodo densificado alcance la superficie

4.4.3.2 Ventajas y desventajas del método

Ventajas:

- Hay un mínimo retraso para iniciar la circulación, ya que puede utilizarse una vez que se conocen las presiones de cierre

- Es el método más utilizado cuando el incremento a la densidad es elevado
- Las condiciones de viscosidad y gelatinosidad del lodo pueden controlarse.
- Hay menor presión a la salida de la TR durante el control, en comparación con el método del perforador.

Desventajas:

- Los cálculos requeridos para mantener la presión de fondo constante son más complejos en relación a los métodos anteriores.
- Se requiere mayor tiempo de circulación para poder controlar el pozo.
- La presión en superficie en la TR y la densidad equivalente del lodo, desde la zapata son elevadas en relación a los otros métodos.

5 Diseño de Software

Este software fue desarrollado con el lenguaje de programación Java y su plataforma de desarrollo Eclipse. Esto debido a que Java permite realizar interfaces muy visuales que hacen que el programa sea más atractivo visualmente y sobre todo más sencillo de ocupar.

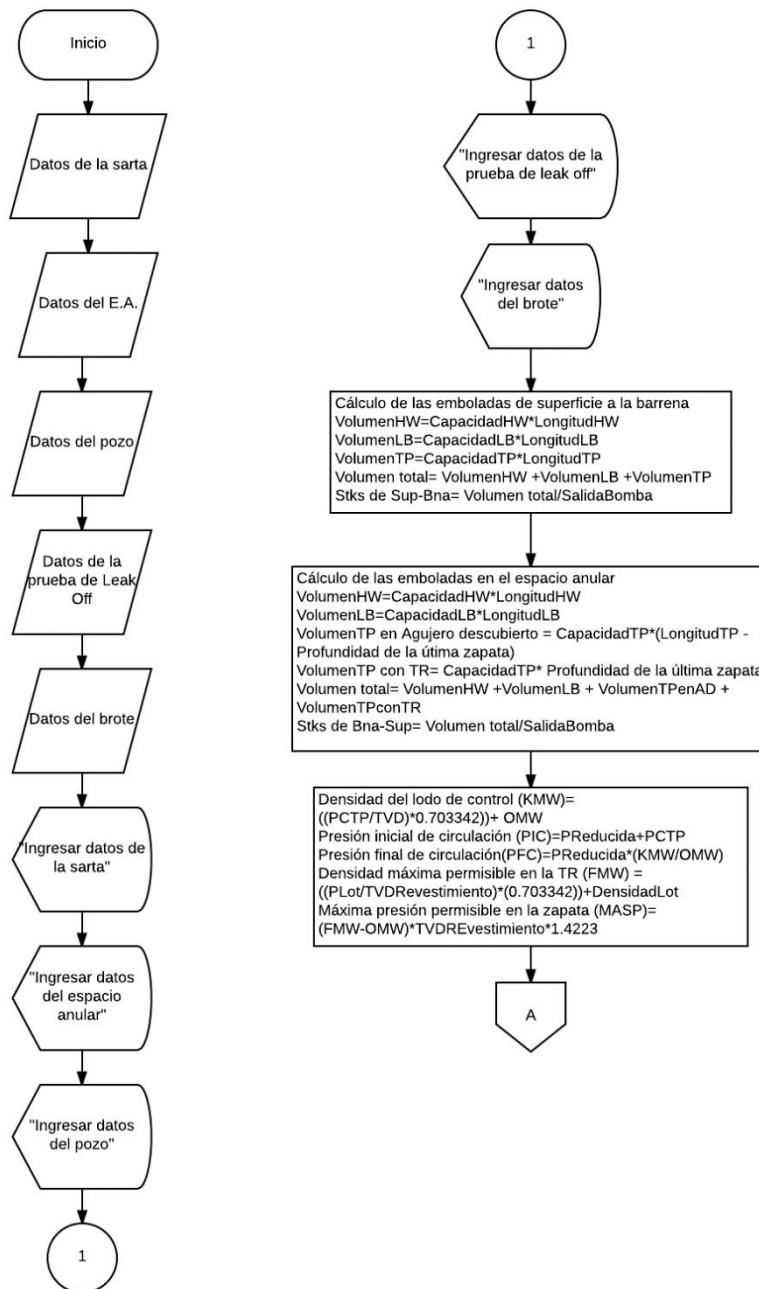
El primer trabajo del programa es optimizar tiempos cuando existe un brote. Solo es necesario ingresar los datos pre-registrados del pozo, es decir, las longitudes y capacidades de la sarta y el espacio anular, los datos del brote y los datos del pozo y el programa calcula lo necesario para realizar el control de forma correcta y lo más rápido posible.

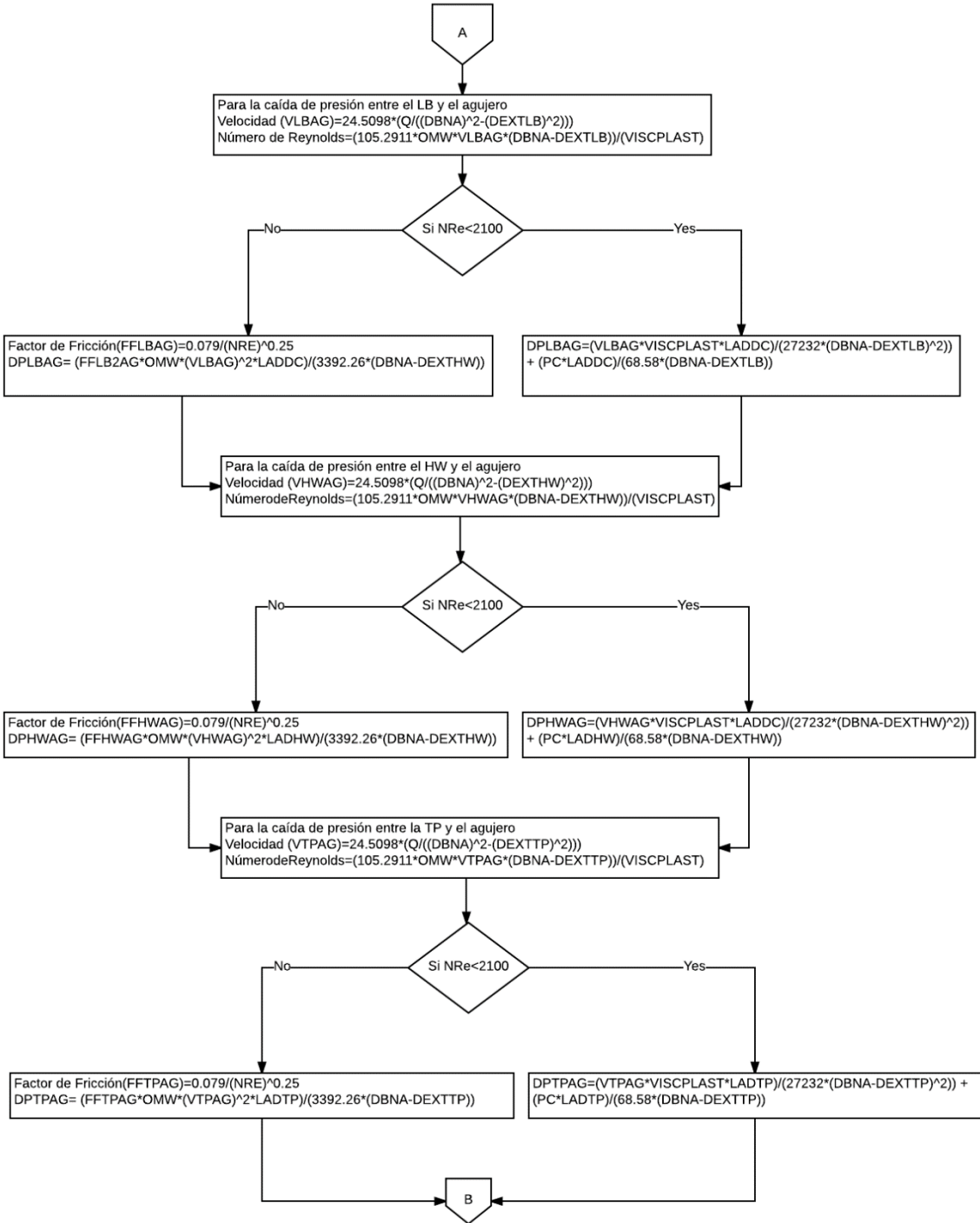
Además calcula las caídas de presión en el espacio anular, esto con el fin de poder comparar la densidad equivalente de circulación que se genera con la densidad del lodo de control y así poder generar una densidad sugerida, lo cual es el objetivo del presente trabajo. Esta densidad sugerida nos permitirá mantener estable la presión de formación en el pozo pero sin llegar a la densidad de control, lo cual nos es de gran ayuda para evitar algunos problemas durante el control y durante las etapas posteriores de perforación.

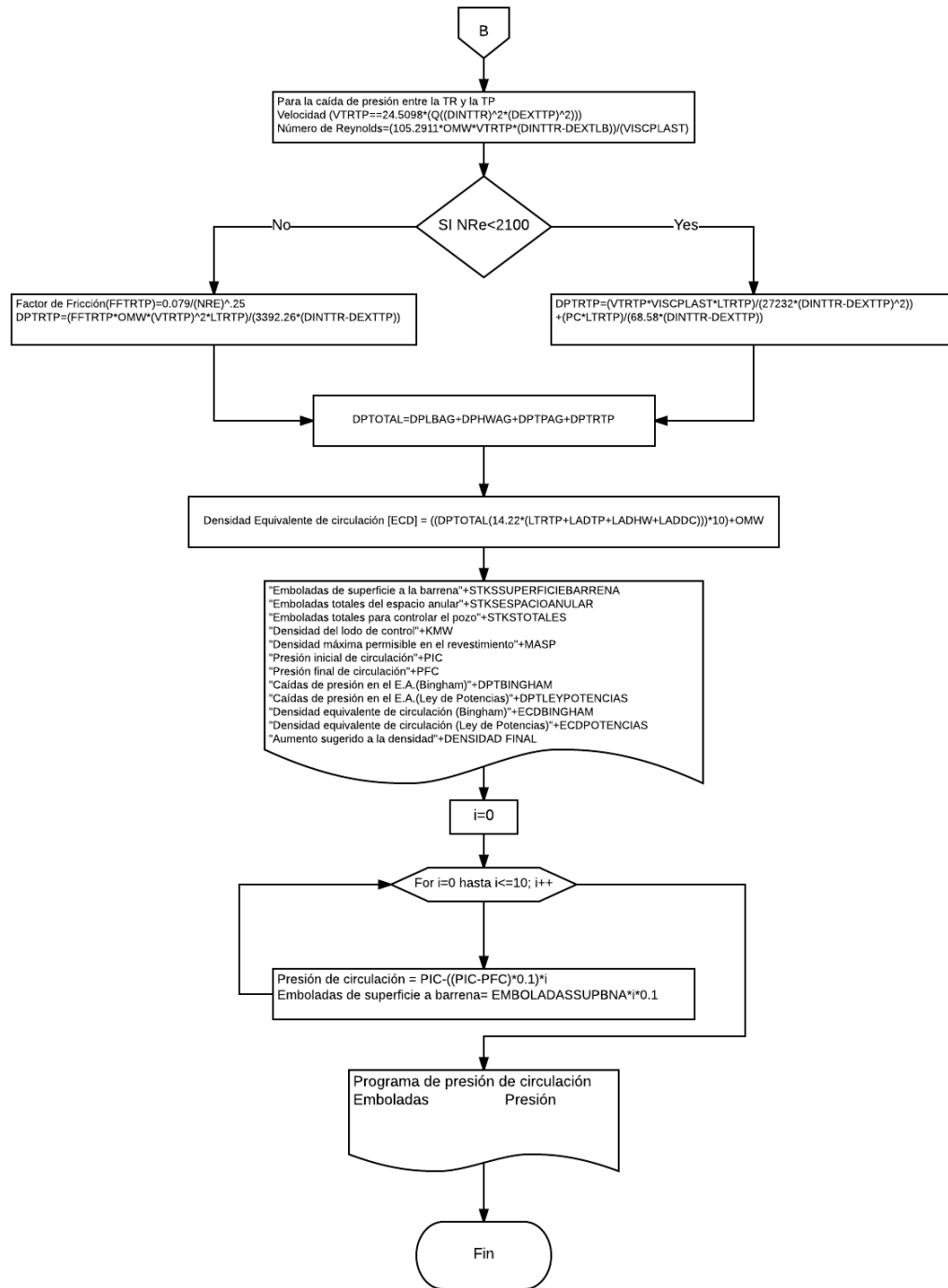
Finalmente, el software nos permite ver la gráfica del comportamiento ideal que debe de llevar el programa de presión de circulación, esto con el fin de ir comparando este comportamiento con el comportamiento real que lleva la circulación en el pozo y notar rápidamente alguna anomalía. Estos resultados pueden ser impresos y llevados al piso para su análisis y uso.

5.1 Diagramas de flujo

Se va a presentar el diagrama de flujo del programa, para que se pueda observar los pasos que tiene para su correcto funcionamiento.







5.2 Recomendaciones para operar el software

El software “Control de pozos” cuenta en su interfaz inicial (figura 5.1) con 4 pestañas para entrada de datos, dos para resultados y dos botones. Al ir cambiando de pestaña en el panel de datos van apareciendo los campos que se deben de ir llenando. Los datos son los que se deben tener pre-registrados, es decir, longitudes de las diferentes partes de la sarta, así como las capacidades y diámetros. Luego se solicitan los datos requeridos para llenar una hoja de matar convencional y los datos que se ocupan para el cálculo de las caídas de presión. Al oprimir el botón “Resuelve” aparecen los resultados en el panel derecho, y al cambiar de pestaña aparece la tabla y gráfica del programa de presión de circulación. Finalmente si se requiere meter los datos de un pozo diferente se oprime el botón “Limpiar” y automáticamente aparece una hoja nueva. Hay que recalcar que el software está diseñado para trabajar con las unidades que generalmente se utilizan en México, y es por esto que puede haber ciertos cambios con respecto a las hojas de matar convencionales (por ejemplo la densidad se maneja en gr/cc y no en ppg). Por tanto es necesario tener cuidado al momento de introducir los datos para que no se genere un error en los resultados.

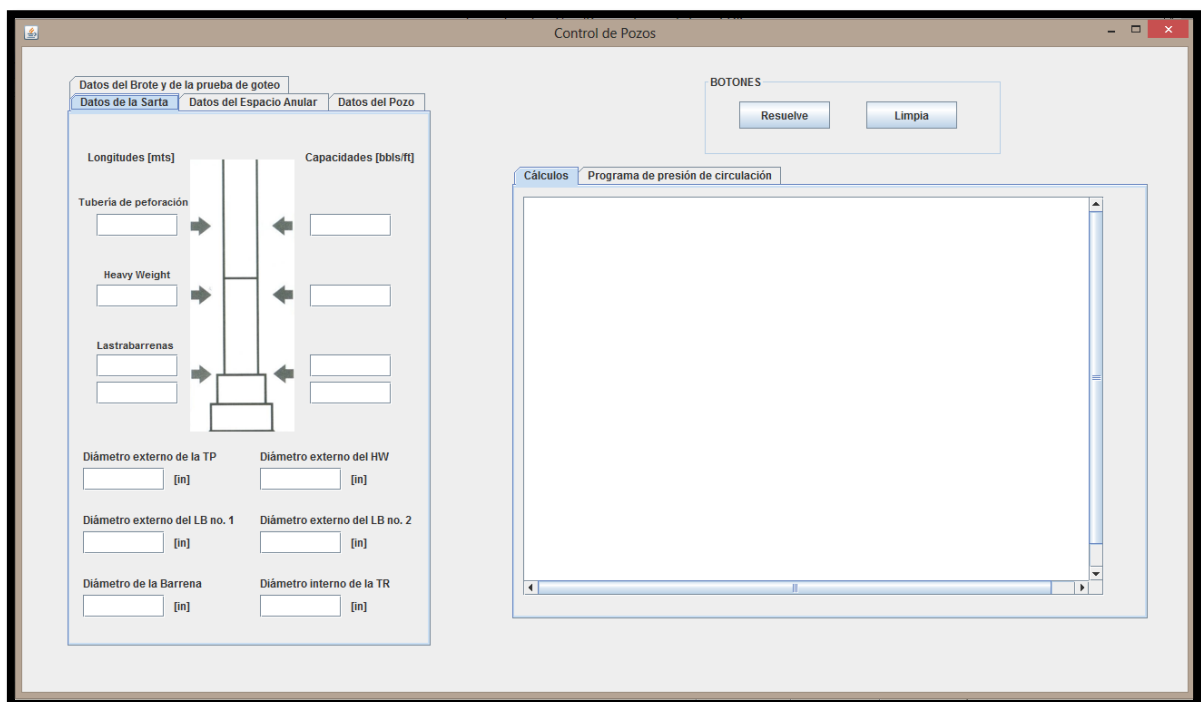


Figura 5.1 Interfaz inicial del software de Control de pozos

En la figura 5.2 Podemos ver la pestaña “Datos de la sarta”. Ahí se solicitan los datos pre-registrados de la sarta de perforación que son: Longitud y capacidad de la tubería de perforación (TP), de la Tubería Pesada (HW) y de los lastrabarrenas

(LB). Posteriormente hay que ingresar los diámetros de los mismos, incluido el diámetro interno de la última tubería de revestimiento (TR). En caso de que sea necesario dejar algún campo en blanco, se requiere poner un cero (0).

Figura 5.2 Pestaña “Datos de la sarta”

En la figura 5.3 observamos el cambio de campos que se genera al dar clic en la pestaña “Datos del Espacio Anular”. Al igual son datos pre-registrados que se deben de tener, como son las longitudes, capacidades entre las tuberías y el agujero descubierto y revestido, según sea el caso. En este panel hay que tener sumo cuidado al momento de introducir los datos, sobre todo con las longitudes que tiene la sarta en agujero revestido y descubierto, ya que de no hacerlo bien se generará un error en los resultados. Finalmente hay que ingresar la profundidad a la que se encuentra la última zapata en metros.

Figura 5.3 Pestaña “Datos del Espacio Anular”

Pasando a la figura 5.4 observamos la pestaña “Datos del pozo”. En esta parte hay que tener cuidado en introducir los datos con las unidades solicitadas. Se requiere el gasto con el que se va a circular, la densidad del lodo original, la profundidad vertical verdadera, presión y velocidad reducida de circulación, la salida de la bomba y las lecturas que se obtienen del viscosímetro Fann.

En la figura 5.5 tenemos la última pestaña de entrada de datos, “Datos del Brote y de la prueba de goteo”. Necesitamos registrar las presiones de cierre en TP y TR, además de la ganancia que tenemos en presas, esto con el fin de poder realizar el programa de presiones de circulación. Finalmente se necesitan la densidad del lodo y la presión que se ocuparon para realizar la prueba de leak-off, lo cual se necesita para calcular la máxima presión y la máxima densidad permisibles en el revestimiento.

Datos del Brote y de la prueba de goteo

Datos de la Sarta Datos del Espacio Anular **Datos del Pozo**

Gasto [Q]
 [gpm]

Densidad del fluido original [OMW]
 [gr/cc]

Profundidad Vertical Verdadera [TVD]
 [mts]

Presión lenta de bombeo
 [psi]

Velocidad lenta de bombeo
 [stks/min]

Salida de la bomba
 [bbls/stk]

Lectura a 600 rpm
 [lb/100ft2]

Lectura a 300 rpm
 [lb/100ft2]

Lectura a 100 rpm
 [lb/100ft2]

Lectura a 3 rpm
 [lb/100ft2]

Figura 5.4 Pestaña "Datos del Pozo"

Datos del Brote y de la prueba de goteo

Datos de la Sarta Datos del Espacio Anular **Datos del Pozo**

Presión de Cierre de la Tubería de Perforación [PCTP]
 [psi]

Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento [PCTR]
 [psi]

Ganancia en superficie
 [bbls]

Presión de la prueba de goteo
 [psi]

Densidad de la prueba de goteo
 [gr/cc]

Figura 5.5 Pestaña "Datos del Brote y de la prueba de goteo"

Finalmente solo se requiere oprimir el botón calcular y automáticamente aparecerán los datos que se necesitan para hacer el correcto control del pozo,

además de la gráfica del comportamiento real del programa de circulación, los cuales pueden ser impresos y llevados al pozo para su uso durante el procedimiento. Podemos ver que el software es muy sencillo de utilizar y es de gran uso para optimizar el control y empezar a circular el influjo lo más rápido posible.

5.3 Ejemplo

Se propone el siguiente ejemplo para poder observar el funcionamiento del software.

Datos del Brote y de la prueba de goteo

Datos de la Sarta Datos del Espacio Anular Datos del Pozo

Longitudes [mts]		Capacidades [bbls/ft]
Tubería de perforación	2118.36	0.0178
Heavy Weight	137.16	0.0088
Lastrabarreras	335.28	0.0119
	0	0

Diámetro externo de la TP: 5 [in]

Diámetro externo del HW: 5 [in]

Diámetro externo del LB no. 1: 6.25 [in]

Diámetro externo del LB no. 2: 0 [in]

Diámetro de la Barrena: 8.5 [in]

Diámetro interno de la TR: 8.755 [in]

Figura 5.6 Datos de la sarta

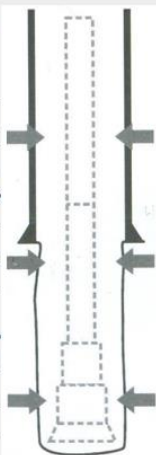
Datos del Brote y de la prueba de goteo		
Datos de la Sarta	Datos del Espacio Anular	Datos del Pozo
<p>Longitudes [mts]  Capacidades [bbbls/ft]</p>		
TR x TP	<input type="text" value="1676.4"/>	<input type="text" value="0.0465"/>
	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Agujero descubierto x TP/HW	<input type="text" value="441.96"/>	<input type="text" value="0.0459"/>
	<input type="text" value="137.16"/>	<input type="text" value="0.0459"/>
Agujero descubierto x Lastrabarreras	<input type="text" value="335.28"/>	<input type="text" value="0.0322"/>
	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<p>Profundidad de la última zapata</p> <p><input type="text" value="1676.4"/> [mts]</p>		

Figura 5.7 Datos del espacio anular.

Datos del Brote y de la prueba de goteo	
Datos de la Sarta	Datos del Espacio Anular
<p>Gasto [Q]</p> <p><input type="text" value="300"/> [gpm]</p>	
<p>Densidad del fluido original [OMW]</p> <p><input type="text" value="1.53"/> [gr/cc]</p>	
<p>Profundidad Vertical Verdadera [TVD]</p> <p><input type="text" value="2438.4"/> [mts]</p>	
<p>Presión lenta de bombeo</p> <p><input type="text" value="650"/> [psi]</p>	
<p>Velocidad lenta de bombeo</p> <p><input type="text" value="40"/> [stks/min]</p>	
<p>Salida de la bomba</p> <p><input type="text" value="0.148"/> [bbbls/stk]</p>	
<p>Lectura a 600 rpm</p> <p><input type="text" value="53"/> [lb/100ft²]</p>	
<p>Lectura a 300 rpm</p> <p><input type="text" value="34"/> [lb/100ft²]</p>	
<p>Lectura a 100 rpm</p> <p><input type="text" value="21.33"/> [lb/100ft²]</p>	
<p>Lectura a 3 rpm</p> <p><input type="text" value="15"/> [lb/100ft²]</p>	

Figura 5.8 Datos del pozo

Datos del Brote y de la prueba de goteo

Datos de la Sarta Datos del Espacio Anular Datos del Pozo

Presión de Cierre de la Tubería de Perforación [PCTP]
 [psi]

Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento [PCTR]
 [psi]

Ganancia en superficie
 [bbls]

Presión de la prueba de goteo
 [psi]

Densidad de la prueba de goteo
 [gr/cc]

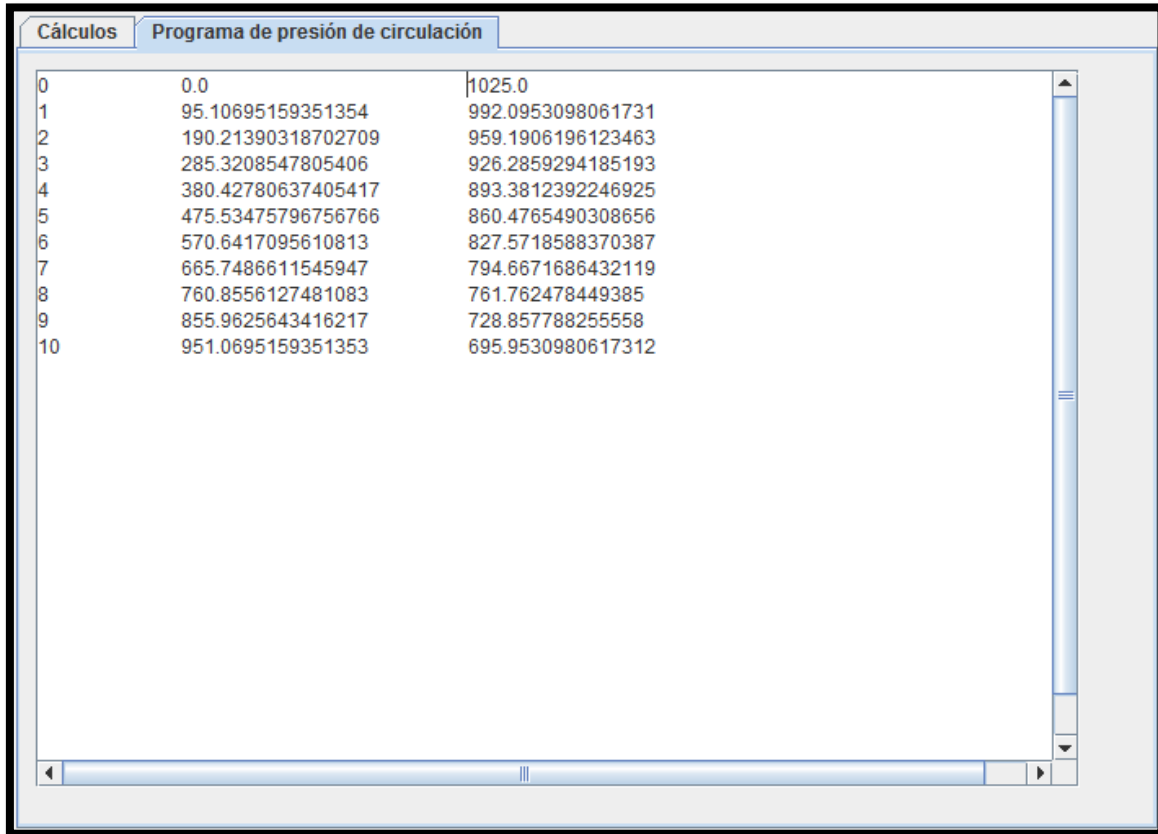
Figura 5.9 Datos del brote y la prueba de goteo

Al oprimir el botón “Resuelve” aparecen los resultados:

Cálculos Programa de presión de circulación

Emboladas de superficie a la barrena=951.0695159351353 [stks]
 Emboladas totales del espacio anular=2519.428822832433 [stks]
 Emboladas totales para controlar el pozo=3470.4983387675684 [stks]
 Densidad del lodo de control=1.6381665231299214 [gr/cc]
 Densidad máxima permisible en el revestimiento=1.8790882247673588 [gr/cc]
 Presión máxima permisible en la zapata=832.3463164500005 [psi]
 Presión inicial de circulación=1025.0 [psi]
 Presión final de circulación=695.9530980617312 [psi]
 Caídas de presión en el E.A. (Modelo de Bingham)=88.06994388017351 [psi]
 Caídas de presión en el E.A. (Modelo de Ley de Potencias)=225.07737397979807 [psi]
 Densidad Equivalente de Circulación (Modelo de Bingham)=1.5539053020132076 [gr/cc]
 Densidad Equivalente de Circulación (Modelo de Ley de Potencias)=1.591093971044735 [gr/cc]
 Aumento sugerido a la densidad=0.08426122111671375 [gr/cc]
 Aumento sugerido a la densidad=0.04707255208518646 [gr/cc]

Figura 5.10 Resultados



The screenshot shows a software window with two tabs: 'Cálculos' and 'Programa de presión de circulación'. The 'Programa de presión de circulación' tab is active and displays a table with three columns. The first column contains integers from 0 to 10. The second column contains long decimal numbers. The third column contains long decimal numbers, with the value for index 0 being 1025.0. The window includes a vertical scrollbar on the right and a horizontal scrollbar at the bottom.

Índice	Valor	Presión
0	0.0	1025.0
1	95.10695159351354	992.0953098061731
2	190.21390318702709	959.1906196123463
3	285.3208547805406	926.2859294185193
4	380.42780637405417	893.3812392246925
5	475.53475796756766	860.4765490308656
6	570.6417095610813	827.5718588370387
7	665.7486611545947	794.6671686432119
8	760.8556127481083	761.762478449385
9	855.9625643416217	728.857788255558
10	951.0695159351353	695.9530980617312

Figura 5.11 Programa de presión de circulación

Conclusiones.

- El desarrollo de software aplicado a la ingeniería petrolera es un tema muy importante, ya que esto permitiría ahorrar una gran cantidad de dinero que se emplea en pagar los programas desarrollados por empresas extranjeras con herramientas del mismo nivel creadas por ingenieros mexicanos. Es por esto que sería una cuestión interesante el enseñar lenguajes de programación más actualizados como java, los cuales permiten crear programas con una mejor interfaz, sobre todo más interactiva y que pueden ser más útiles en campo.
- Es importante siempre tener el registro de los datos del pozo, en este caso los esenciales para completar la hoja de matar. El llevar este registro nos permite actuar de forma más rápida desde el momento de hacer el cierre del pozo hasta que iniciamos a circularlo para sacar el influjo. Con ayuda del software desarrollado, estos tiempos se optimizan, ya que los cálculos se realizan de forma automática, lo que nos permite ahorrar minutos valiosos y así iniciar la circulación rápidamente.
- Al controlar un pozo es imperante tener en cuenta que existen caídas de presión en el sistema, siendo las más importantes las que suceden en el espacio anular, ya que es donde se aloja el influjo y de donde debemos extraerlo. Teniendo en cuenta esto, es necesario analizar el aumento de densidad que se le debe de hacer al fluido de control, ya que ayudándonos con la densidad equivalente de circulación podemos generar un margen que nos ayude a no densificar completamente el lodo de control que necesitamos para mantener estable la presión del yacimiento.
- Es importante recalcar que el personal debe de estar siempre capacitado y actualizado para saber cómo reaccionar ante la entrada de un brote al pozo. Deben de saber interpretar los parámetros de perforación y así poder notar cuando exista un influjo, para poder solucionar el problema y que este no cause ningún tipo de daño a la cuadrilla y al equipo. Es de gran ayuda que el ingeniero de pozo no solo realice sus trabajos operativos si no que vaya más allá, es decir, que se puede dar un tiempo de ir capacitando a sus compañeros de trabajo como técnicos, trabajadores de piso, etc., esto con el fin de que podamos compartir el conocimiento que tenemos y que junto con la experiencia de campo que ya tiene gran parte del personal, se pueda hacer un excelente equipo de trabajo en el pozo.

Bibliografía

- I. Mitchel, R.; Miska, S., et. al. (2011). *Fundamentals of drilling Engineering*. Estados Unidos: SPE Textbook Series Vol. 12.
- II. Darley, H.; Gray, G. (2011). *Composition and properties of drilling and completion fluids* (6ta ed.). Houston, Texas. Gulf Professional Publishing.
- III. ASME Shale Shaker Commitee (2005). *Drilling fluids processing handbook*. Estados Unidos. Gulf Professional Publishing.
- IV. *Drilling fluids reference manual*. Schlumberger.
- V. O'brien, D.; Chenevert, M. (1973). *Stabilizing sensitive shales with inhibited Potassium-Based drilling fluids*. Journal of Petroleum Technology no. 9.
- VI. Lummus, J.; Azar, J. (1986). *Drilling fluids optimization: A practical field approach*. Estados Unidos. Pennwell Books, Tulsa.
- VII. Burgoyne, A.; Millheim, K., et al. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Texas, EE.UU. Society of Petroleum Engineers.
- VIII. Lapeyrouse, N. (2002). *Formulas and calculations for drilling, production, and workover*. Estados Unidos. Gulf Professional Publishing.
- IX. Craft, B.; Holden, W. y Graves, E. (1962). *Well design: Drilling and production*. New Jersey, EE.UU. Prentice Hall.
- X. León, J. (2001). *Hidráulica de perforación*. Veracruz, México. Pemex exploración y producción.
- XI. *Guía de diseño para la perforación de pozos petroleros*. PEMEX.
- XII. *Estandarización de conexiones superficiales de control (2003)*. Gerencia de tecnología. Subdirección de perforación y mantenimiento de pozos. PEMEX.
- XIII. *Control de pozos. Perforación, completamiento y reacondicionamiento*. Moody International Consulting & Training.
- XIV. Abel W.; Bowden R. y Campbell P. (1994). *Firefighting and blowout control*. Estados Unidos. Wild Well Control, Inc.
- XV. *Well control manual* (1995) British Petroleum exploration.
- XVI. *Well control handbook* (2009). Transocean.
- XVII. *Manual de control de pozos para las operaciones de petróleo y gas*. Well Control Training.
- XVIII. Grace, R.; Cudd, B.; Carden, R., et al. (2003). *Blowout and Well Control Handbook*. Estados Unidos. Gulf Professional Publishing.
- XIX. Mendoza, O. *Apuntes de la materia de Hidráulica y control de pozos*. Semestre 2016-1. UNAM.