

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CONTROL DE POZOS DURANTE LA
ETAPA DE PERFORACIÓN**

JULIÁN ANDRES QUINTERO SILVA

JULIÁN FELIPE NOGUERA CRUZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CONTROL DE POZOS DURANTE LA
ETAPA DE PERFORACIÓN**

**Trabajo de Grado como requisito para optar el título de
Ingeniero de petróleos**

JULIAN ANDRES QUINTERO SILVA

JULIAN FELIPE NOGUERA CRUZ

Director:

Ing. Oscar Fernando López Silva

Co-Director:

Ing. Jesús Ramírez Montañez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Los autores se permiten expresar sus más sinceros agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander y sus docentes, pues ellos constituyen el pilar de los conocimientos adquiridos y aplicados durante el transcurso de esta carrera y de nuestra futura profesión.

Oscar Fernando López Silva, por el apoyo brindado hacia el desarrollo de este proyecto.

Jesús Ramírez Montañez, por su disposición y los consejos dados.

A Carlos, Camilo y Manuel, por los aportes informáticos brindados.

A Sasha por acompañarnos en esas noches de desvelo.

A nuestros compañeros de estudio y demás personas allegadas a nosotros, quienes contribuyeron de una u otra forma al desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIAS 1

*A Dios todo poderoso, por haberme dado el valor y la fuerza
necesaria para culminar este trabajo.*

A mis padres, que lo han dado todo por mí.

A mis hermanos, pues ellos son la fuente de mi inspiración.

A mis abuelos, que siempre me han ayudado de una forma u otra.

*A mi hermosa familia, que siempre ha estado unida y se ha desvelado
por el bien y el éxito de sus integrantes.*

*A la industria panelera, que es la que me ha dado el sustento
económico del diario vivir.*

*A mis amigos y compañeros de estudio Julian, Anuar,
Juan David, William, a mi tocayo Julian Quintero,
a mis demás familiares y seres queridos.*

Julián Felipe

DEDICATORIAS 2

A Dios, por brindarme la oportunidad de culminar esta meta.

A mis padres, quienes con sacrificio lograron que este sueño se hiciera realidad, por sus consejos, motivación constante y sobre todo por su amor incondicional.

A mi padrastro, quien desde muy joven me ha acompañado en el proceso de formación, aconsejándome y apoyándome en todo.

A mi abuelo Juan Silva, quien en cada una de sus borracheras no olvida en decirme que fuera un abogado o un médico.

A mis hermanos, porque por ellos veo la necesidad de esforzarme más día a día.

A Danelis Bernal Correa, porque con su amor, compañía, apoyo y ánimo, me ha permitido alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales.

A cada integrante de la familia Silva Guerrero por ser el tesoro más lindo que tengo.

A mis amigos (Freddy Álvarez, Camilo Naranjo, Cristian Pérez, Julián Noguera, Omaidá Sánchez, Andrés Quintero, Daniel Torres) con los que he compartido muy buenas experiencias y a mis compañeros de la UIS.

Julián Andrés

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 20 |
| 1. GENERALIDADES DEL CONTROL DE POZOS | 21 |
| 1.1. PRINCIPIOS DE LA PRESIÓN | 22 |
| 1.1.1. Presión hidrostática | 23 |
| 1.1.2. Profundidad vertical verdadera | 23 |
| 1.2. PRESIÓN DE FORMACIÓN | 25 |
| 1.2.1. Presión de formación subnormal | 25 |
| 1.2.2. Presión de formación normal | 25 |
| 1.2.3. Presión de formación anormal | 25 |
| 1.2.4. Predicción de las presiones de formación | 27 |
| 1.3. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (BHP) | 28 |
| 1.4. PRESIÓN DE FRACTURA | 29 |
| 1.5. PRESIÓN DE CIRCULACIÓN | 29 |
| 1.5.1. Densidad equivalente de circulación | 31 |
| 1.6. EFECTO DEL TUBO EN “U” | 32 |
| 1.7. TEORIA DE LOS INFLUJOS | 33 |
| 1.7.1. Causas de los influjos | 35 |
| 1.7.1.1. Densidad insuficiente de fluido | 35 |
| 1.7.1.2. Llenado deficiente del pozo | 35 |
| 1.7.1.3. Pistoneo y compresión | 35 |
| 1.7.1.4. Pérdida de circulación | 36 |
| 1.7.1.5. Presiones anormales | 36 |
| 1.7.1.6. Obstrucciones en el pozo | 37 |
| 1.7.1.7. Operaciones de cementación | 37 |
| 1.7.2. Indicadores de los influjos | 38 |
| 1.7.2.1. Incremento en el caudal de retorno | 38 |
| 1.7.2.2. Incremento en el volumen de los tanques | 38 |
| 1.7.2.3. Flujo del pozo con las bombas apagadas | 39 |
| 1.7.2.4. Cambios de presión de la bomba | 39 |
| 1.7.3. El fluido invasor | 40 |
| 1.7.4. Surgencias de gas | 41 |
| 1.7.4.1. Expansión controlada del gas | 42 |

| | |
|---|-----------|
| 1.7.5. Surgencias de líquido | 43 |
| 1.8. PROCEDIMIENTOS DE CIERRE | 44 |
| 1.9. EQUIPO DE CONTROL DE POZOS | 46 |
| 1.9.1. <i>Blowout preventer</i> (B.O.P) | 46 |
| 1.9.1.1 Organización del conjunto de B.O.P's | 46 |
| 1.9.1.2. Preventores anulares | 48 |
| 1.9.1.3. Preventor de ariete | 49 |
| 1.9.2. Manifold del estrangulador | 51 |
| 1.9.2.1 Estranguladores | 51 |
| 1.9.3. Equipos del sistema de circulación | 53 |
| 1.9.3.1. Control de sólidos | 53 |
| 1.10. METODOS PARA CONTROLAR UN POZO | 55 |
| 1.10.1. Técnicas de circulación | 55 |
| 1.10.1.1. Respuesta del estrangulador | 56 |
| 1.11. MÉTODO DEL PERFORADOR | 59 |
| 1.11.1. Procedimiento para el método del perforador | 60 |
| 1.11.2. Para iniciar la circulación | 60 |
| 1.11.3. La primera circulación | 60 |
| 1.11.4. La surgencia en la superficie | 61 |
| 1.11.5. Una vez que ha salido la surgencia | 62 |
| 1.11.6. Iniciando la segunda circulación | 63 |
| 1.11.7. El fluido de control densificado llega a la broca | 63 |
| 1.12. MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR Ó METODO DEL INGENIERO | 65 |
| 1.12.1. Procedimientos para el método esperar y pesar | 66 |
| 1.12.2. Conectando la bomba | 66 |
| 1.12.3. Iniciar la circulación | 66 |
| 1.12.4. Programa de presión | 67 |
| 1.12.5. La surgencia en la superficie | 67 |
| 1.12.6. Volviendo a cerrar el pozo | 67 |
| 2. CORRELACIONES Y MODELOS MATEMATICOS APLICADOS AL CONTROL DE POZOS | 70 |
| 2.1. MODELOS REOLÓGICOS | 70 |
| 2.1.1. Modelo plástico de Bingham | 71 |
| 2.1.2. Modelo de la ley de potencia | 76 |

| | |
|--|------------|
| 2.2. FLUJO DE DOS FASES | 81 |
| 2.2.1 Correlación de Beggs-Brill | 83 |
| 2.2.2. Correlación de Hagedorn-Brown | 87 |
| 2.2.3. Correlación de Hasan-Kabir | 90 |
| 2.3. CORRELACIÓN PARA CALCULAR LA SOLUBILIDAD DEL GAS | 104 |
| 2.4. CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN | 105 |
| 2.5. CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL FACTOR COMPRESIBILIDAD DEL GAS | 106 |
| 2.6. MODELO DE RESERVORIO | 107 |
| 2.7. MODELO <i>SINGLE BUBBLE</i> | 109 |
| 2.8. PIT GAIN EN LODOS BASE ACEITE | 110 |
| 2.9. MODELO DE LAS SECCIONES, EN UN COMPLETAMIENTO SENCILLO | 110 |
| 2.10. MODELO DRILL PIPE | 113 |
| 2.11. MODELO ANULAR | 114 |
| 2.12. MODELO DE DOS FASES | 116 |
| 3. METODO DEL PERFORADOR E INGENIERO Y SU RELACION CON LA PRESIÓN EN EL ESTRANGULADOR | 120 |
| 3.1. METODO DEL PERFORADOR (influjos de gas) | 122 |
| 3.2. METODO DEL INGENIERO (influjos de gas) | 125 |
| 3.3. METODO DEL PERFORADOR (influjos de agua y aceite negro) | 128 |
| 3.4. METODO DEL INGENIERO (influjos de agua y aceite negro) | 133 |

| | |
|-----------------------------------|-----|
| 4. MANUAL DEL USUARIO | 134 |
| 4.1. INICIACIÓN DEL PROGRAMA | 134 |
| 4.2. VISTA GENERAL DEL PROGRAMA | 135 |
| 4.3. INGRESO DE DATOS | 137 |
| 4.4. GENERACIÓN DE GRÁFICAS | 140 |
| 4.5. GUARDADO Y GENERACIÓN DE PDF | 142 |
| | |
| CONCLUSIONES | 143 |
| RECOMENDACIONES | 144 |
| BIBLIOGRAFIA | 146 |
| ANEXOS | 148 |

LISTAS DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Profundidad vertical verdad versus profundidad media. | 24 |
| Figura 2. Métodos para estimar la presión de formación. | 27 |
| Figura 3. Perdidas de presión en el sistema de circulación. | 30 |
| Figura 4. Densidad equivalente de circulación. | 31 |
| Figura 5. Efecto del tubo en “U” | 33 |
| Figura 6. Expansión controlada de gas. | 42 |
| Figura 7. Arreglos típicos de columnas de preventores de reventones. | 47 |
| Figura 8. Preventor anular. | 49 |
| Figura 9. Ariete de tubería. | 50 |
| Figura 10. Ariete ciego. | 51 |
| Figura 11. Manifold de estrangulador. | 52 |
| Figura 12. Sistema de circulación. | 54 |
| Figura 13. Método del perforador. | 64 |
| Figura 14. Método esperar y pesar. | 68 |
| Figura 15. Esfuerzo de corte versus tasa de corte. | 72 |
| Figura 16. Numero crítico de Reynolds para fluidos plásticos de Bingham. | 74 |
| Figura 17. Esfuerzo de corte versus Velocidad de corte. | 77 |
| Figura 18. Factor de fricción para el modelo de ley de potencia. | 79 |
| Figura 19. Patrones de flujo. | 92 |
| Figura 20. Régimen de flujo en el wellbore. | 96 |
| Figura 21. Fracción del líquido que entra en el gas. | 103 |
| Figura 22. Modelo de reservorio. | 107 |
| Figura 23. Secciones del pozo. | 112 |
| Figura 24. Modelo drill pipe. | 113 |
| Figura 25. Modelo anular. | 115 |

| | |
|--|-----|
| Figura 26. Pozo con influjo de gas. | 117 |
| Figura 27. Inicio del programa | 134 |
| Figura 28. Datos iniciales del pozo | 135 |
| Figura 29. Datos de cierre | 136 |
| Figura 30. Descripción de la ventana principal | 137 |
| Figura 31. Datos del pozo | 138 |
| Figura 32. Datos de lodos | 139 |
| Figura 33. Modelos | 140 |
| Figura 34. Generación de graficas | 141 |
| Figura 35. Presión en el estrangulador versus el tiempo | 152 |
| Figura 36. Pit Gain versus tiempo | 153 |
| Figura 37. Presión en el drill pipe versus el tiempo | 154 |
| Figura 38. Caudal de gas versus tiempo | 155 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Procedimientos generales para el control de flujo. | 44 |
| Tabla 2. Procedimiento de cierre con la tubería en fondo. | 45 |
| Tabla 3. Parámetros de correlación a, b, c para hallar los Patrones de flujo. | 85 |
| Tabla 4. Parámetros de correlación d, e, f, g para hallar los Patrones de flujo. | 86 |

ANEXOS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Anexo A. Nomenclatura. | 148 |
| Anexo B. Ejercicio de aplicación. | 150 |

RESUMEN

TITULO:

HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CONTROL DE POZOS DURANTE LA ETAPA DE PERFORACIÓN¹

AUTORES:

JULIÁN ANDRES QUINTERO SILVA
JULIÁN FELIPE NOGUERA CRUZ**

PALABRAS CLAVE: Control de pozos, modelamiento de influjos, sistema de circulación, presión hidrostática, flujo bifásico, modelos reológicos.

DESCRIPCIÓN

La prevención y control de influjos durante la perforación son de gran importancia para la industria del petróleo, ya que un *blowout* podría resultar en grandes pérdidas económicas, generar lesiones o incluso la pérdida de vidas.

Con el pasar de los años los yacimientos convencionales son cada vez más escasos, llevando la exploración y explotación de hidrocarburos a un nivel más avanzado con nuevos retos tanto operacionales como tecnológicos, ya que se esperan yacimientos más profundos y con presiones más altas. Esto requiere un control en las operaciones más exhaustivo y con márgenes de error reducidos para prevenir influjos y posibles *blowout*.

El presente proyecto de grado pretende mitigar los riesgos que se pueden presentar durante las operaciones de control de pozos por medio de la creación de una herramienta software, que tenga en cuenta los fenómenos físicos presentes en el pozo durante un influjo, para así conocer mejor (teóricamente) el comportamiento de este y brindar soporte al ingeniero durante el proceso de control.

También esta herramienta puede ser utilizada para la capacitación de estudiantes en el área de control de pozos, ya que cuenta con un buen soporte teórico y un amplio rango de aplicación con ejemplos que por medio de las gráficas de los comportamientos de las presiones en superficie, pueden dar un mejor entendimiento de como efectuar un control de pozos.

El programa fue desarrollado en el lenguaje de programación java (Java JDK 1.7.0_09), aplicando la herramienta de programación Eclipse (versión 4.2.2).

¹ Trabajo de Pregrado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Oscar Fernando López Silva. Co-Director: Jesús Ramírez Montañez.

ABSTRACT

TITLE:

SOFTWARE TOOL FOR WELL CONTROL DURING THE DRILLING ²

AUTHORS:

JULIÁN QUINTERO ANDRES SILVA
JULIÁN FELIPE NOGUERA CRUZ**

KEYWORDS: Well control, influx modeling, hydrostatic pressure, two phase flow, rheological models.

DESCRIPTION

The prevention and control during drilling influxes are of great importance to the petroleum industry since a blowout could result in large economic losses, generate injury or even loss of lives.

With the passing of years conventional reservoirs are increasingly scarce, leading the exploration and exploitation of hydrocarbons to a more advanced level with new challenges both operational and technological, as expected deeper reservoirs with higher pressures. This control requires a more comprehensive operations and reduced error margins to prevent influences and possible blowout.

This project aims to mitigate risk level that may occur during well control operations through the creation of a software tool that takes into account the physical phenomena present in the well during an influence, to get to know better (theoretically) the behavior of this and provide engineering support for the process control.

Also this tool can be used to train students in the area of well control, as it has a good theoretical support and a wide range of application examples using the graphs of the behavior of surface pressures, can give a better understanding of how to conduct a well control.

The program was developed in the Java programming language (Java JDK 1.7.0_09), using the Eclipse programming tool (version 4.2.2).

² Undergraduate Project.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: Ing. Oscar Fernando López Silva. Co-Director: Jesús Ramírez Montañez.

INTRODUCCIÓN

Las altas presiones son producto de gradientes de presión anormales y altas profundidades, el control de estas representa riesgos potenciales para el personal cuando se explora en búsqueda de hidrocarburos, siendo así uno de los problemas operacionales de mayor importancia en la industria petrolera actualmente.

Hoy en día se espera que los yacimientos que faltan por descubrir presenten estas características, por tal motivo es necesario tener las herramientas adecuadas que ayuden a controlar las altas presiones de formación y así realizar las operaciones con éxito.

Actualmente las operaciones de control de pozos son procedimientos estandarizados, pero no tienen en cuenta en su totalidad el comportamiento real del flujo de fluidos dentro del pozo, generando así un error en el momento de estabilizarlo y sobredimensionado los equipos de superficie .

Por este motivo se requieren de herramientas que involucren la solubilidad del gas en el lodo de perforación, flujos bifásicos, pérdidas de presión por fricción, entre otros. Para así poder predecir mejor el comportamiento del influjo y lograr un mejor control del pozo.

Este proyecto se basa en el desarrollo de una herramienta software programada en java que involucre todos los aspectos mencionados anteriormente, para que sirva como una solución integral a los problemas operacionales durante el control de un influjo. También puede ser fundamental para el desarrollo de un estudio más exhaustivo del control de pozos por parte del estudiante.

1. GENERALIDADES DEL CONTROL DE POZOS

Durante la perforación sobre balanceada de pozos, es importante tener un control riguroso de las operaciones, para dar el manejo adecuado al pozo y de esta manera impedir que se generen influjos o daño a la formación. Estas operaciones requieren de un personal altamente capacitado y de las herramientas adecuadas para operar eficazmente el pozo, para cuando se presenten inconvenientes estos puedan ser solucionados lo más rápido posible y de la mejor manera.

Hoy en día la exploración de hidrocarburos ha afrontado nuevos retos con el desarrollo de yacimientos profundos donde las altas presiones son un factor común. El manejo de las presiones durante la perforación de estos yacimientos es de vital importancia, por ende se debe tener un control riguroso de las acciones y decisiones que se toman acerca de los cambios en los parámetros del pozo.

Llegado el caso de que se presente un influjo, el control de este se debe efectuar con el mayor cuidado y precisión disponible, para esto se deben tener las herramientas adecuadas como un arreglo BOP's (*Blowout Preventer*) que sea capaz de soportar las presiones previstas, bombas con capacidad para circular los influjos, línea de matar y choke que permitan los caudales apropiados para permitir controlar la expansión del gas y mantener la presión de fondo constante para impedir futuros influjos.

Para hacer un control de pozos adecuado se deben conocer y evaluar las condiciones del pozo y del yacimiento, para ello en este capítulo se van a presentar algunas definiciones, procedimientos y descripción de equipos involucrados en el control de pozos.

1.1. PRINCIPIOS DE LA PRESIÓN

La presión es la fuerza que se ejerce sobre una unidad de área, tal como libras sobre pulgadas cuadradas (psi). Las presiones con las que trabajamos a diario en la industria petrolera incluyen las de los fluidos, formación, fricción y mecánicas. Cuando se exceden ciertos límites de presión, pueden resultar tanto en daños a la formación como a los equipos y al personal.

El comportamiento de las presiones en el pozo durante la perforación es controlado por el fluido de perforación. Un fluido se define simplemente como algo que no es sólido y puede fluir. Para nuestros propósitos, los fluidos que consideraremos son aquellos normalmente asociados con la industria del petróleo, tales como el petróleo, el gas, el agua, los fluidos de perforación, entre otros.

La presión ejercida por la columna de fluidos es el mejor mecanismo para controlar el pozo, de manera que esta presión es el resultado de la densidad del fluido y la altura de la columna de fluido.

El flujo de los fluidos contenidos en un medio poroso (roca almacén) se presenta siempre que dicho medio poroso sea a la vez permeable y exista una diferencia de presión que provoque el flujo de la zona de más alta presión a la de más baja. Este flujo se presenta desde la formación hacia el pozo cuando la presión de fondo fluyendo en el pozo (BHP) es menor que la presión de formación, esto quiere decir que el fluido de perforación utilizado carece de la densidad necesaria para contrarrestar este efecto.

El flujo radial ocurre en el medio poroso (ley de Darcy) debido al diferencial de presión que se presenta desde la zona más lejana del pozo (Alta presión) hacia el

hueco abierto que pone en comunicación la roca del yacimiento con la superficie terrestre (Baja Presión). El comportamiento de la tasa de ingreso del influjo al pozo se define por esta ley, esta se plantea y discute en la sección 2.6.

1.1.1. Presión hidrostática. Es la presión total generada por el peso de una columna de fluido, actuando en cualquier punto dado en un pozo. Hidro significa agua, o fluido, que ejerce presión como agua, y estática significa sin movimiento. Así presión hidrostática es la presión originada por la densidad y la altura de una columna estacionaria (sin movimiento) de fluido. La presión hidrostática depende exclusivamente de la densidad del fluido y la profundidad vertical verdadera (TVD) como se aprecia en la ecuación 1.1.

La función principal de la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido es contener las presiones de formación que se encuentran mientras se perfora el pozo. Por lo general, se calcula en psi (libras por pulgada cuadrada). La ecuación que representa el comportamiento de la presión hidrostática es la siguiente:

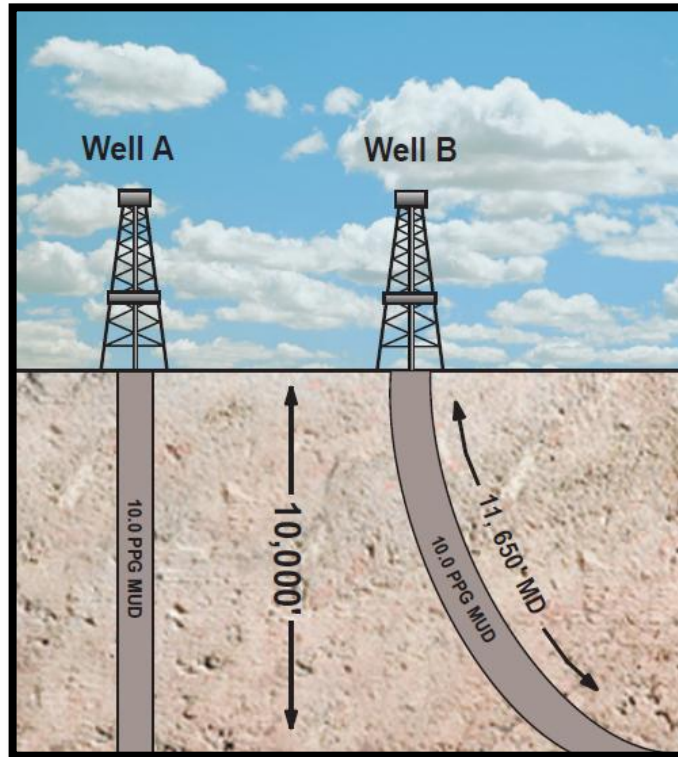
$$P_h = 0.052 * \rho_l * TVD \quad (1.1)$$

Si se expresa la densidad como un gradiente, entonces para obtener la presión hidrostática, se multiplica el gradiente de presión por la profundidad.

$$P_h = G_h * TVD \quad (1.2)$$

1.1.2. Profundidad vertical verdadera. Es la distancia desde el fondo del pozo hasta la superficie en línea recta (Figura 1). La profundidad vertical verdadera es aproximadamente el equivalente de la profundidad medida (MD) cuando los ángulos de desviación son pequeños (menores a 10°).

Figura 1. Profundidad vertical verdad versus profundidad media.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

1.2. PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es la presión a la cual se encuentran los fluidos (Agua, Gas, Petróleo) contenidos en los espacios porosos de la roca almacén (formación). Esta presión puede ser afectada por el peso de sobrecarga (overburden o capas de rocas por encima de la formación), la cual ejerce presión en los granos y los poros con fluidos de la roca reservorio.

Los poros están parcialmente conectados en formaciones tales como arenisca y arcillas. Si los poros están conectados la formación es permeable y los fluidos

pueden fluir a través del espacio poroso. Cuando una formación permeable es penetrada por la broca, la presión de los poros tiende a empujar los fluidos fuera del espacio poroso y dentro del pozo.

Existen tres comportamientos básicos de la presión de formación: Presión de formación subnormal, presión de formación normal y presión de formación anormal.

1.2.1. Presión de formación subnormal. Cuando la presión de formación es menor que la presión hidrostática que sería ejercida por una columna llena de fluido nativo, se le conoce como presión de formación subnormal. Es decir, que el gradiente presión de formación es considerado menor que el gradiente normal (gradientes menores que el del agua dulce, 0.433 psi/ft). Esta presión es una preocupación desde el punto de vista del control de pozo, porque pueden causar pérdidas de circulación dentro del mismo.

1.2.2. Presión de formación normal. Cuando un fluido de la formación se encuentra bajo presión normal, este ejerce una presión igual a la columna del fluido nativo de dicha formación hasta la superficie. El gradiente de presión de los fluidos nativos generalmente fluctúa de 0,433 psi/ft a 0.465 psi/ft y varía de acuerdo con la región geológica. Por consiguiente, la definición de presión de formación normal se basa sobre la presión hidrostática de una columna completa de fluido nativo del área.

1.2.3. Presión de formación anormal. Cuando un fluido de la formación se encuentra bajo presión anormal, este ejerce una presión mayor a la columna del fluido nativo de dicha formación. La existencia de presiones anormales puede deberse a la presencia de fallas, domos de sal, levantamientos, y diferencias de elevación de las formaciones subterráneas.

Cuando se desarrollan presiones anormales, el movimiento de los fluidos de los poros es restringido o paralizado durante la fase de la compactación. La presión en los poros aumenta, generalmente excediendo el valor normal de 0.465 psi/ft.

El resultado causado por un incremento de sobrecarga, hace que ésta sea soportada parcialmente por los fluidos porales más que por los granos de la roca. Para controlar estas formaciones puede necesitarse trabajar con altas densidades de fluidos, y a veces, mayores que 20 ppg.

El gradiente de presión es una expresión que define el incremento en la presión por unidad de profundidad.

$$G_p = \frac{P_n}{TVD} = 0.052 * \rho_f \quad (1.3)$$

La presión de formación se puede calcular a partir de los datos de cierre del pozo y el gradiente hidrostático que hace la columna de lodo en el drill pipe como se plantea en la ecuación 1.4.

$$P_f = SIDPP + 0.052 * \rho_{ODM} * TVD \quad (1.4)$$

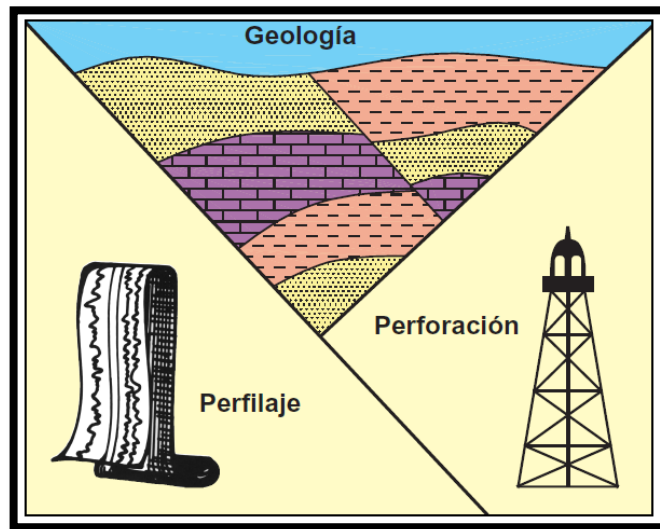
La densidad que debe tener el lodo para matar el pozo está dada por:

$$\rho_k = \frac{P_f}{0.052 * TVD} \quad (1.5)$$

1.2.4. Predicción de las presiones de formación.

La mejor forma de evitar una surgencia es tener en el pozo un fluido que sea lo suficientemente pesado para controlar las presiones de formación pero a la vez liviano para evitar pérdidas de circulación. En muchas partes del mundo, a cualquier profundidad las presiones y temperaturas se pueden predecir con una confianza razonable. Sin embargo, las cuadrillas deben mantenerse alertas a cambios inesperados en la presión independientemente de cuan segura pueda ser la operación.

Figura 2. Métodos para estimar la presión de formación.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

La presión en formaciones con presión normal, es aproximadamente igual a la ejercida por una columna de fluido de formación que se extiende desde la formación hasta la superficie, o entre 0.433 y 0.465 psi/ft (mayor a 0.465 psi/ft es considerado como presión anormal).

Las presiones de formación son directamente afectadas por las condiciones geológicas. Los pozos perforados dentro de trampas subterráneas o estructuras que contienen petróleo y gas podrían contener presiones normalmente altas. Las presiones de los pozos se pueden predecir de tres fuentes de información. Antes de la perforación, se pueden usar datos históricos, sísmicos y geológicos. Durante la perforación del pozo, cambios en los parámetros de perforación podrían indicar cambios de las formaciones y de sus presiones. Datos de registros obtenidos con las herramientas de mediciones mientras se perfora (LWD) son también invaluableles para estos fines.

1.3. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (BHP)

Es la presión de formación en la cara del pozo. También es la suma de la presión en superficie, la presión hidrostática y las pérdidas de presión por fricción al fluir pozo arriba (anular).

$$P_{wf} = P_{sup} + P_h + \Delta P_f \quad (1.6)$$

La presión diferencial es la diferencia entre la presión de formación y la hidrostática. El diferencial es positivo si la presión hidrostática es mayor que la presión de formación y es negativo si la de formación es mayor que la presión hidrostática. Una presión diferencial positiva en el fondo del pozo frecuentemente se conoce como "sobre balance", mientras que una presión diferencial negativa se conoce como "bajo balance".

1.4. PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura es la cantidad de presión que se debe ejercer sobre una formación para vencer su resistencia estructural y superar la presión interna de los fluidos, por encima de su límite elástico para crear en ella grietas horizontales o verticales por los cuales se fugan los fluidos de trabajo en el pozo.

La presión de fractura depende también de otras variables, como el tipo de roca, composición química, profundidad, porosidad, grado de compactación, tipo de fluidos contenidos, saturaciones, tipo de estructura sedimentaria, presión de sobrecarga, entre otras. Si se conoce la presión de fractura se puede establecer el gradiente de fractura (G_f) que denota la presión en (psi) por la profundidad (ft) que debe ejercer una columna de fluido para provocar rupturas en la roca.

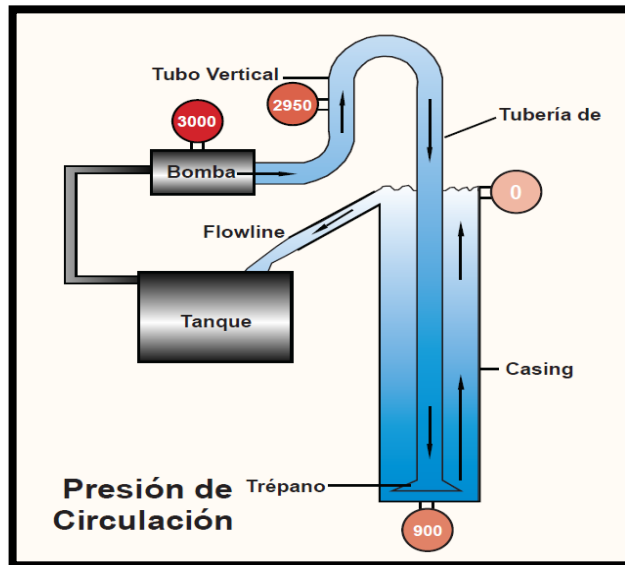
1.5. PRESIÓN DE CIRCULACIÓN

Es la presión necesaria para que el fluido que se encuentra en el espacio anular pueda moverse y así vencer la fricción que opone la tubería.

La cantidad de fricción que está presente para ser superada depende de muchos factores, tales como la densidad o peso, tipo y rugosidad de las dos superficies en contacto, área de las superficies, la dirección y velocidad de los objetos.

La cantidad de fuerza que se utiliza para superar la fricción es denominada como pérdida por fricción y puede medirse de varias maneras. Se pueden perder miles de (psi) de presión en el sistema de los pozos mientras se bombea fluido por las líneas de superficie, hacia abajo por la columna de tubería y hacia arriba por el espacio anular.

Figura 3. Pérdidas de presión en el sistema de circulación.



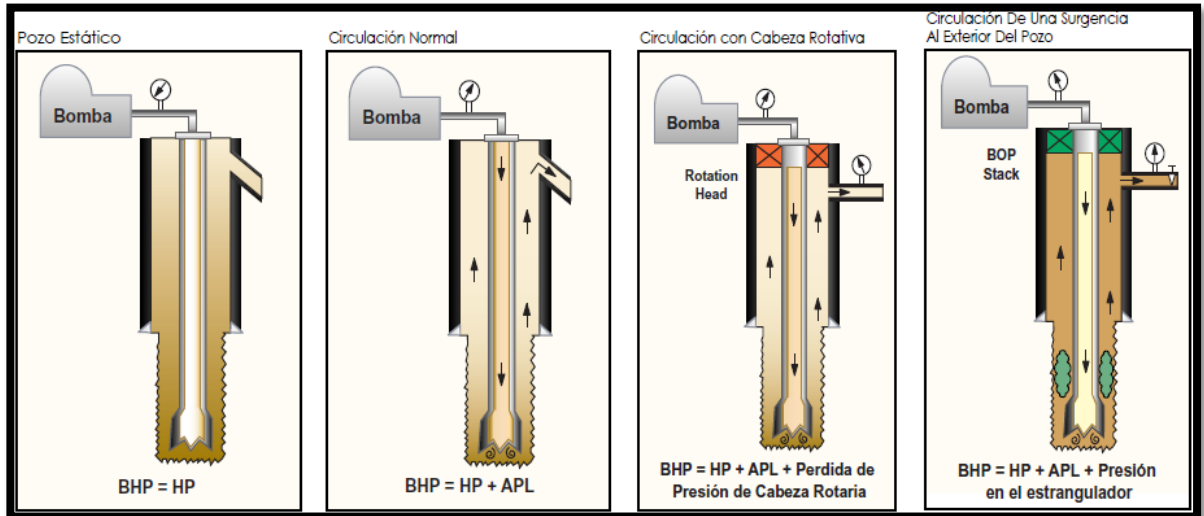
Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

La presión en la bomba es en realidad, la cantidad de fricción que se debe superar para mover el fluido por el pozo a un determinado caudal. La mayor parte de la pérdida de presión ocurre en la columna de tubería y en las restricciones tales como las boquillas del trépano, tal como se aprecia en la figura 3.

Las pérdidas de presión también ocurren en otras partes del sistema de circulación, tales como cuando se ajusta el estrangulador para mantener contrapresión en el casing durante las operaciones de control de pozo. Cuando el fluido retorna finalmente a los tanques, se encuentra a presión atmosférica, o casi cero.

Cuando se está circulando el pozo, la presión en el fondo del pozo se aumenta en función de la fricción que se necesita superar en el anular. Cuando las bombas están paradas, la presión en el pozo se reduce porque no hay fuerza de fricción a ser superada.

Figura 4. Densidad equivalente de circulación.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

1.5.1. Densidad equivalente de circulación. La presión hidrostática de la columna de fluido constituye la mayor parte de la presión equivalente de circulación, pero la presión que se requiere para mover el fluido también actúa sobre las paredes (fricción). La contrapresión, o presión ejercida en el estrangulador, también aumenta la presión de fondo, la que puede ser estimada sumándole todas las presiones conocidas que actúan sobre o en el fondo como se ve en la figura 3. La presión de fondo puede ser estimada durante las siguientes actividades:

- ✓ **Pozo estático:** No hay fluido en movimiento, el pozo está estático. La presión de fondo es igual a la presión hidrostática del fluido en el anular del pozo más la presión que hubiera en el casing en superficie.

$$BHP = P_h + P_{sup} \quad (1.7)$$

- ✓ **Circulación normal:** Durante la circulación, la presión de fondo del pozo es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular (ΔP_f).

$$BHP = P_h + \Delta P_f \quad (1.8)$$

- ✓ **Circulación de una surgencia al exterior del pozo:** la presión del fondo del pozo es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular, más la presión en el estrangulador (casing).

$$BHP = P_h + \Delta P_f + P_{choke} \quad (1.9)$$

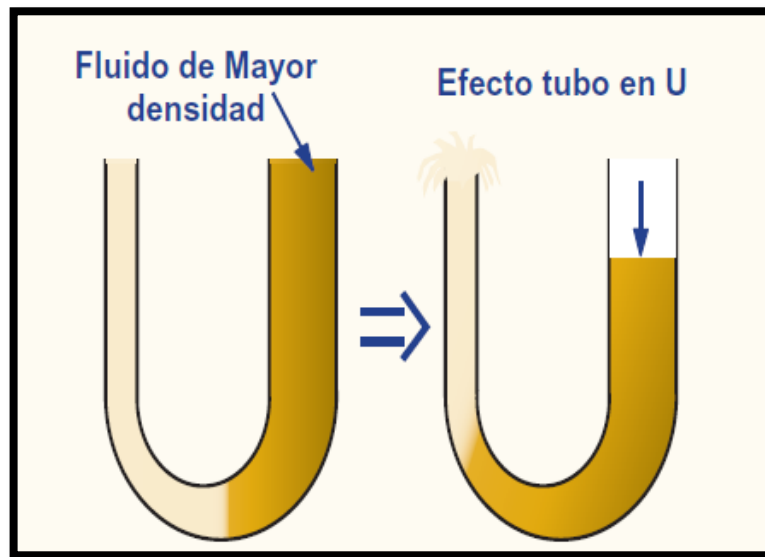
1.6. EFECTO DEL TUBO EN “U”.

Es muy útil visualizar el pozo como un tubo en U. Una columna del tubo representa el anular y la otra columna representa el interior de la tubería en el pozo. El extremo final del tubo representa el fondo del pozo (figura 5). En la mayoría de los casos, hay fluidos creando presiones hidrostáticas, en ambos lados, en la tubería y el anular. La presión atmosférica puede ser omitida, puesto que tiene el mismo efecto en las dos columnas.

Cuando existe un gradiente de presión en el fondo del pozo, el fluido más pesado ejercerá mayor presión hacia abajo y generará flujo de fluidos, desplazando el más liviano fuera del pozo, este efecto se ve representado por un flujo en superficie como se ve en la figura 5. El nivel del fluido liviano caerá hasta que se igualen las presiones. Cuando hay una diferencia en las presiones hidrostáticas, el fluido tratará de alcanzar un punto de equilibrio. Esto es llamado de efecto de tubo en U,

y nos explica por qué siempre hay flujo en los tubos cuando se hacen las conexiones. Esto es a menudo evidente cuando se está perforando rápido debido a que la densidad efectiva en el anular es incrementada por los recortes.

Figura 5. Efecto del tubo en “U”



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

1.7. TEORIA DE LOS INFLUJOS

Un influjo es una entrada no deseada de los fluidos de una formación hacia el pozo. Como resultados de un influjo durante los intentos de recuperar el control del pozo, se pueden incluir el tiempo operativo perdido, operaciones de riesgo con gas y petróleo a alta presión, y la posible pérdida de equipos (desde el pegamiento de la tubería hasta la pérdida del equipo completo.) Si la surgencia es reconocida y controlada a tiempo, puede ser fácilmente manipulada y expulsada del pozo en forma segura.

Como un influjo podría suceder en cualquier momento, debemos estar en condiciones de reconocer, identificar y reaccionar ante todos los indicadores que este ofrezca. Estos indicadores nos permiten saber tanto si las condiciones para una surgencia existen o si el pozo pudiese estar ya en surgencia. Tiene sentido que se utilicen todos los medios posibles para prevenir una surgencia.

Un reventón o *blowout* es una surgencia que no es reconocida, o que se permite continuar. Cuando se produce una surgencia, y no es reconocida, o no se toma la acción debida, entonces esta puede desarrollarse hasta convertirse en un descontrol. Se producirá un flujo descontrolado del fluido del pozo, de aquí este nombre.

1.7.1. Causas de los influjos. Siempre que la presión poral sea mayor que la presión ejercida por la columna de fluido en el pozo; los fluidos de la formación podrán fluir hacia el pozo. Esto puede ocurrir por una o unas combinaciones de varias causas:

Las causas más comunes de los influjos son:

- ✓ Densidad insuficiente del fluido.
- ✓ Llenado deficiente del pozo.
- ✓ Pistoneo / Compresión.
- ✓ Pérdida de circulación.
- ✓ Presiones anormales.
- ✓ Obstrucciones en el pozo.
- ✓ Operaciones de cementación.

1.7.1.1. Densidad insuficiente de fluido. Una causa común de los influjos es la densidad insuficiente del fluido para controlar la formación. El fluido en el pozo debe ejercer una presión hidrostática para equilibrar, como mínimo, la presión de

formación. Si la presión hidrostática del fluido es menor que la presión de la formación el pozo puede fluir.

1.7.1.2. Llenado deficiente del pozo. Probablemente la causa más común de las surgencias resulta de las maniobras sacando tubos fuera del pozo. A medida que se extrae la tubería del pozo, disminuye el nivel del lodo en el pozo, por el volumen del acero que se le quita. Si no se rellena el pozo, entonces esta reducción en el nivel del lodo disminuye la presión hidrostática que se percibe al fondo del pozo. Puede ocurrir un influjo si la presión hidrostática desciende a menos de la presión de la formación, en cualquier punto del pozo abierto.

La presión hidrostática se mantiene llenando el pozo con lodo al sacar tubería. El volumen de acero que se saque debe ser sustituido por un volumen equivalente de lodo. Si el volumen medido del lodo es menor que el volumen calculado del acero sacado, es posible que fluidos de formación hayan invadido el pozo y que esté en marcha un influjo.

1.7.1.3. Pistoneo y compresión. Toda vez que se mueven tubos a través de fluido, aparecen las fuerzas de pistoneo (*swab*) y compresión (*surge*). La dirección en que se mueve la tubería dicta cuál es la fuerza dominante, el pistoneo o la compresión. Cuando la tubería viaja ascendentemente la presión de pistoneo predomina. El fluido no llega a deslizarse para abajo entre la tubería y la pared del pozo tan rápido como la tubería está siendo extraída. Por tanto una reducción de presión es creada debajo de la tubería permitiendo que fluido de formación alimente este vacío hasta que la falta de presión pare. Esto se llama pistoneo. Si es pistoneado suficiente fluido de formación, podrá aligerar la columna hidrostática lo suficiente para que el pozo comience a surgir. La analogía del pistoneo con un embolo de una jeringa ilustra este concepto.

Las presiones de compresión también están presentes cuando la tubería es maniobrada para sacarla del pozo, pero generalmente su efecto es mínimo. El fluido que está alrededor de la tubería (especialmente encima del conjunto de fondo) debe salir del camino moviéndose hacia arriba alrededor de la tubería y para arriba del pozo. Si la tubería se mueve muy rápido, no todo el fluido puede salir del camino. Esto puede ocasionar un aumento de presión, llevando a pérdidas de fluido y pérdida de columna hidrostática.

En la maniobra de sacada, tres cosas afectan a la compresión y el pistoneo:

- ✓ el espacio entre tubería y pozo.
- ✓ las propiedades del fluido.
- ✓ la velocidad de movimiento de la tubería.

1.7.1.4. Pérdida de circulación. Toda vez que el nivel de fluido en el pozo cae también cae la presión hidrostática. Si la presión hidrostática del fluido cae por debajo de la presión de formación el pozo puede comenzar a fluir.

1.7.1.5. Presiones anormales. Las presiones anormales pueden ser encontradas en cualquier área donde los gradientes de presión son mayores que lo normal. Las presiones anormales pueden desarrollarse en una zona por varias razones. Entre estas están:

- ✓ Zonas que están cargadas por presiones provenientes de proyectos de inyección tales como inyección de vapor, agua, altas temperaturas, CO₂ o gas.
- ✓ Fallas o fugas en el casing.

- ✓ Fractura de la formación de una zona a otra, tanto ocurrida en forma natural o por el hombre (trabajos excesivos de fracturamiento).

Adicionalmente, las presiones más altas que las esperadas son generalmente resultado de falta de información o pruebas erróneas durante la perforación, operaciones de prueba o de producción.

1.7.1.6. Obstrucciones en el pozo. Cuando existe una obstrucción en el pozo, debe recordarse que puede haber presión atrapada debajo. Si se tiene que perforar o fresar a través de algo que está obstruyendo el pozo (como un empaque, tapón de cemento o un puente en el pozo), se debe tener extremo cuidado. El turno debe ser advertido de esta posibilidad y debe estar preparado para tomar las acciones inmediatas. El pozo puede estar en línea con el manifold del estrangulador y perforado en mayor estado de control en caso de una surgencia.

1.7.1.7. Operaciones de cementación. Las surgencias que ocurren mientras se está cementando son el resultado de la reducción de la columna hidrostática del lodo durante la operación. Muchos pozos se han perdido por programas de cementación inadecuados. Muchos otros se han perdido por fallar en el seguimiento de dicho programa. Diferentes acontecimientos pueden conducir a la reducción de la presión hidrostática por debajo de la presión de formación.

- ✓ Un fluido espaciador es bombeado delante de la lechada de cemento. Si no es de la densidad adecuada, el pozo podría comenzar a fluir.
- ✓ La densidad del cemento no debe ser tan alta como para crear una pérdida de circulación.

- ✓ Si se utiliza cemento de densidad liviana, debería mantenerse la presión a través del estrangulador para compensarla. Si se mantiene una presión inadecuada, el pozo podría fluir.

- ✓ El cemento se deshidrata cuando fragua. Esto podría reducir la presión hidrostática efectiva, permitiendo que el pozo fluya. Normalmente el cemento es diseñado para fraguar por etapas para minimizar este efecto.

1.7.2. Indicadores de los influjos. Con la finalidad de detectar una surgencia en sus primeras etapas, debemos estar atentos a los indicadores que nos pueden advertir que el pozo está fluyendo. Si uno o más indicadores o señales son observados, se debe asumir que el pozo está fluyendo.

1.7.2.1 Incremento en el caudal de retorno. Cuando la bomba está funcionando a una velocidad, desplaza una cantidad fija de fluido dentro del pozo a cada minuto. Como la razón del caudal de inyección de fluido inyectado al pozo es constante, el caudal del fluido de retorno debe también ser constante. La tasa o razón de flujo en superficie es medida. La formación podría estar alimentando el pozo si se observa un aumento en el caudal de retorno (más cantidad de fluido saliendo que el que se está bombeando) mientras la velocidad de la bomba no ha cambiado.

1.7.2.2 Incremento en el volumen de los tanques. El fluido de formación que entra en el pozo desplazará o hará surgir fluido fuera del pozo, resultando en un aumento de volumen en los tanques. El aumento del volumen en tanques advertirá a la dotación que ha ocurrido una surgencia. Todos los tanques del sistema de circulación deben ser medidos y marcados de tal manera que se pueda advertir rápidamente que hay un aumento de volumen.

1.7.2.3 Flujo del pozo con las bombas apagadas. Toda vez que se detecte un quiebre en la penetración tanto si aumenta como se baja, se recomienda que el perforador detenga la perforación de inmediato y realice una prueba de flujo. La prueba de flujo se realiza parando la rotación, levantando la columna hasta tener la última unión a la vista, deteniendo la bomba y verificando si hay flujo a través del anular hasta que se detenga el impulso de la circulación. Si el flujo cesa, entonces probablemente se puede reiniciar la perforación. Si el flujo persiste después del tiempo usual del impulso de la circulación, entonces se debe asumir que la formación está en surgencia y el pozo debe ser cerrado.

1.7.2.4 Cambios de presión de la bomba. Un influjo generalmente provocará un descenso de la densidad de la columna de fluido. En el momento que esto ocurre, la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido disminuye, el lodo en la columna de perforación tratará de igualar su hidrostático por efecto de tubo en U con el anular. Cuando esto suceda, la presión de la bomba bajará y se notará que su velocidad aumentó. Este efecto será ayudado por la expansión del gas hacia arriba, que levantará algo de fluido reduciendo luego la presión total de la columna de fluido. Se debe recalcar que la indicación inicial en superficie podrá ser un aumento momentáneo en la presión de la bomba. Esto en la presión de la bomba raramente es notado, pues sucede en un periodo de tiempo muy corto.

Las herramientas de mediciones (MWD) y registros (LWD) durante la perforación son una sofisticada combinación de instrumentos electrónicos. Información de perforación direccional y de evaluación de las formaciones puede ser recopilada en tiempo real dependiendo de la configuración y el tipo de herramienta de MWD. Los parámetros medidos tales como la resistividad de la formación, torque, temperatura, presión de fondo de pozo y respuestas acústicas, pueden ser utilizados para identificar cambios en las condiciones de perforación y detectar surgencias. La respuesta de los parámetros varía de acuerdo con el sistema de

fluido utilizado (base agua o base aceite), por lo que se hace necesario interpretar las señales.

1.7.3. El fluido invasor.

Es importante saber si el fluido invasor es gas o líquido (petróleo/agua.) Se puede determinar aproximadamente calculando la densidad del fluido invasor, asumiendo que la diferencia entre las presiones de cierre en Tubos y Cierre en Casing (SIDP Y SICP por sus siglas en inglés) se debe a la diferencia de densidad de la columna de la surgencia. Para determinar el tipo de fluido en el pozo, se debe medir con la mayor exactitud posible la ganancia de volumen en los tanques. Este es un indicador del tamaño de la surgencia. (Excluyendo el volumen en circulación del equipo de control de sólidos en superficie, si el pozo es cerrado antes de medir la ganancia.) La longitud de la surgencia se calcula dividiendo los barriles ganados por la capacidad anular entre el pozo y el conjunto de fondo y por su longitud; la densidad se puede calcular usando los cálculos mostrados a continuación.

$$L_{surgencia} = \frac{V_{pit}}{Capacidad\ Anular} \quad (1.10)$$

$$\rho_{surgencia} = \rho_l - \frac{SICP - SIDPP}{L_{surgencia} \times 0.052} \quad (1.11)$$

La densidad del agua salada generalmente está entre 8.5 y 10 ppg mientras que la densidad del gas es menor que 2 ppg. Si la densidad está entre 2 y 8.5 ppg, entonces el fluido invasor es una mezcla de gas, petróleo y agua. Determinar la diferencia entre una surgencia de gas y de líquido permitirá manipular ciertos problemas de diferente manera. Por el cálculo de la densidad de la surgencia, podremos determinar si el influjo fue de gas o de líquido. En realidad, debe

considerarse que ya sea el influjo de petróleo o de agua habrá presencia de algo de gas. La mayoría de las surgencias son una mezcla de más de un fluido y por lo tanto todas las surgencias deben ser tratadas como influjos de gas a menos que se tengan evidencias reales para pensar que es solo líquido.

1.7.4. Surgencias de gas. El gas es un fluido compresible. El volumen que ocupa depende de la presión a la que está sometido. Si la presión aumenta, su volumen disminuye. La relación Volumen/presión varía para las diferentes mezclas de gases. El gas es más liviano que el líquido, por lo tanto puede ocurrir migración ya sea con el pozo abierto o cerrado.

La Ley General de los Gases establece que la presión del gas está relacionada al volumen que se permite que ocupe dicho gas. Los cambios de temperatura y la diferencia de un gas perfecto modifican esta relación.

La ley general de los gases muestra que si no se permite que un gas se expanda, la presión se mantiene igual excepto por las variaciones de temperatura y del factor de compresibilidad. Esto significa que si una burbuja de gas de fondo de pozo llega a la superficie sin expandirse, tendrá la misma presión que tenía en el fondo. El gas presurizado por lo tanto aumentará la presión en el pozo a tal punto que el equipamiento de superficie falle, la formación se fracture o que ocurra pérdida de circulación. Por este motivo una surgencia de gas no debe ser controlada manteniendo el volumen en superficie constante.

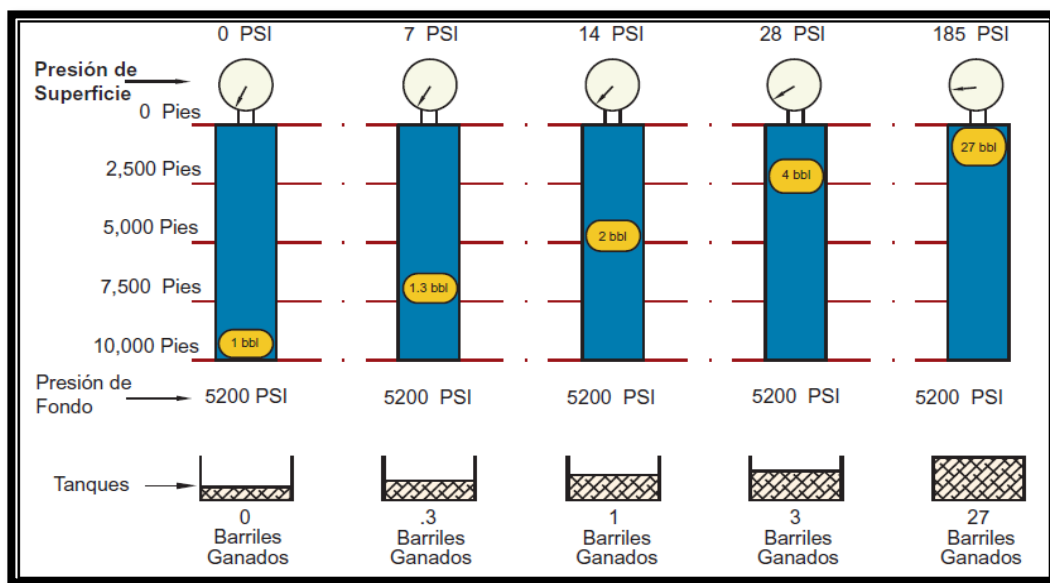
En realidad las presiones no son tan altas como se esperan debido al efecto de la temperatura. Cuando el gas sale del pozo, se enfría. También se enfría cuando se lo deja expandir. A medida que el gas se enfría su presión se reduce. Otro ítem adicional que no está en la ley general de los gases es la solubilidad del gas. Cuando un gas entra en solución en un líquido, el volumen de gas libre se reduce. Por lo tanto la presión final en la superficie se reducirá.

Si el gas sube hasta la superficie y se expande sin ningún control, el gas ocupará tanto volumen en el anular que empujará grandes volúmenes de fluido fuera del pozo reduciéndose así la presión de fondo.

Entre no permitir que el gas se expanda y permitir la libre expansión del gas, los procedimientos de control se han desarrollado controlando la expansión del gas, y un control apropiado es esencial para cualquier procedimiento de control exitoso.

1.7.4.1. Expansión controlada del gas. Si se bombea la burbuja de gas con expansión controlada, se debe permitir la expansión del gas manteniendo la presión de fondo igual o ligeramente superior que la presión de formación como se ve en la figura 6. Se debe permitir el incremento del volumen en superficie.

Figura 6. Expansión controlada de gas.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

Cuando se utilizan los métodos de control normales (Perforador o ingeniero), se permite el retorno de mayor volumen que el bombeado, permitiendo la expansión del gas. El operador del estrangulador debe mantener una contrapresión que permita una suficiente expansión del gas de tal manera que la presión hidrostática en el pozo más la contrapresión tenga un valor ligeramente superior a la presión de formación. Los métodos de control normales permiten la expansión controlada del gas que está siendo bombeado a la superficie.

1.7.5. Surgencias de líquido. El petróleo, agua y agua salada son casi incompresibles. No se expandirán a ningún valor apreciable a medida que la presión es reducida. En función de esta propiedad, los caudales de bombeo y retorno serán esencialmente los mismos. Si una surgencia de líquido no se expande a medida que es circulada fuera del pozo, la presión en el casing no aumentará como en el caso de una surgencia de gas (mientras que no se permita un influjo adicional.) Utilizando los métodos de presión de fondo constante la presión hidrostática en el anular cambiará en función de las variaciones en la geometría del pozo. La presión en el casing también cambiará, debido a los ajustes del estrangulador, a medida que el lodo más denso reemplaza al lodo original y al fluido del influjo. Estos cambios no son tan pronunciados como los que suceden cuando la surgencia en el pozo es de gas.

En comparación con las surgencias de gas las surgencias de líquidos no migran en un valor significativo. Si la surgencia de líquido no migra, las presiones de cierre no aumentarán (como consecuencia de la migración) en la misma extensión que la que se observa con surgencias de gas.

La mayoría de los influjos de agua contienen algo de gas en solución que harán que la presión en superficie se comporte de la misma forma que una surgencia de gas, pero en un menor grado. Es importante tratar toda surgencia como si fuera una surgencia de gas.

1.8. PROCEDIMIENTOS DE CIERRE.

Una vez que se haya detectado una surgencia, el pozo debe ser controlado de acuerdo a los procedimientos correctos. Los procedimientos de cierre requieren de sentido común. Durante momentos emocionantes o de emergencia, debe existir mucho control y disciplina en la plataforma del equipo. Las ejercitaciones, los procedimientos planificados y mucha supervisión son las claves para controlar un pozo con éxito.

Tabla 1. Procedimientos generales para el control de flujo

| Control de flujo durante la perforación | Control de flujo durante la maniobra |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none">1. Alerta al personal.2. Levante la sarta hasta que la última unión de la cupla quede sobre el nivel del piso del equipo.3. Pare la mesa rotaria o top drive.4. Apague las bombas.5. Observe el pozo: vea si está fluyendo. | <ol style="list-style-type: none">1. Alerta al personal.2. Fije las cuñas de modo que la última unión de la sarta quede en el nivel de trabajo sobre la plataforma de trabajo.3. Instale luna válvula de seguridad de pasaje pleno, abierta.4. Observe si el pozo está fluyendo. |

Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

Una vez que se haya detectado una surgencia, el pozo debe ser cerrado lo más pronto posible. Las razones para el cierre del pozo son:

- ✓ Para proteger al personal y al equipo de perforación
- ✓ Para evitar el ingreso de fluidos de formación en el pozo
- ✓ Para permitir que se determinen las presiones de cierre
- ✓ Para proveer la oportunidad de organizar el procedimiento de controlar o ahogar el pozo

No existe tal cosa como una surgencia pequeña o un flujo pequeño. Cualquiera de los dos puede desarrollarse rápidamente y convertirse en un reventón. Todos los flujos deben ser reconocidos como reventones potenciales. Cuando se tenga la duda sobre si el pozo está fluyendo o no, cierre el pozo.

Los procedimientos de cierre pueden variar de manera considerable, dependiendo de las políticas de la empresa, el tipo de equipo, y la cantidad de personas de la dotación. Sin embargo, los puntos básicos sobre el cierre de un pozo son los mismos y no cambian. Debe cerrarse un preventor para detener el flujo. Existe discusión sobre cuál es el método más apropiado, el cierre duro o el cierre blando, o una modificación de cualquiera de los dos métodos. Todos los pozos son diferentes y los procedimientos deben ser seleccionados, difundidos, conocidos y practicados de acuerdo a cada pozo o actividad en particular.

Tabla 2. Procedimiento de cierre con la tubería en fondo

| CIERRE DURO (Estrangulador cerrado) | CIERRE MODIFICADO (Estrangulador cerrado) | CIERRE BLANDO (Estrangulador abierto) |
|--|--|--|
| 1. Abra la válvula de la línea del conjunto BOP. 2. Cierre el preventor de reventones designado. 3. Notifique al personal de la compañía operadora. 4. Lea y registre la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto. | 1. Cierre el preventor de reventones designado. 2. Abra la válvula de la línea del estrangulador del conjunto BOP. 3. Notifique al personal de la compañía operadora. 4. Lea y registre la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto. | 1. Abra la válvula de la línea del conjunto BOP. 2. Cierre el preventor de reventones designado. 3. Notifique al personal de la compañía operadora. 4. Lea y registre la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto. |

Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

Los Procedimientos y tipos de cierre con la tubería en el fondo están representados en las tablas 1 y 2.

1.9. EQUIPO DE CONTROL DE POZOS

1.9.1. Blowout Preventer (B.O.P). Las BOP son la segunda línea de defensa después de la presión hidrostática generada por la columna de fluidos de perforación cuando se presenta un influjo.

La columna de los preventores de reventones (B.O.P.) es una parte tan vital del equipamiento que no se debería dejarla de lado. El sistema de Preventores de Reventones es realmente un juego singular de válvulas hidráulicas muy grandes. Las BOP tienen diámetros grandes, están clasificados para alta presión y operan rápidamente. Estas características hacen que el sistema incluya algunas limitaciones de las cuales la cuadrilla de operaciones debe estar consciente y observar con cuidado.

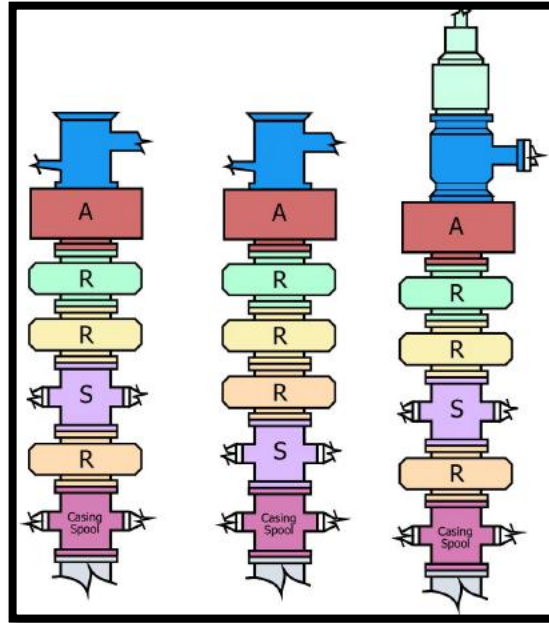
Las funciones principales de las preventoras son:

- ✓ Cerrar el pozo.
- ✓ Permitir escape de los fluidos del espacio anular.
- ✓ Permitir bombeo de fluidos al pozo.
- ✓ Permitir el movimiento de la tubería hacia adentro o hacia afuera del pozo.

1.9.1.1 Organización del conjunto de B.O.P's. Se puede armar la columna de preventores con una variedad de configuraciones. El Código del Instituto americano del Petróleo (API) para describir las configuraciones de la columna está incluido en el Boletín API RP53. Los códigos recomendados para designar los

componentes de los arreglos de preventores de reventones como se aprecia en la Figura 7.

Figura 7. Arreglos típicos de columnas de preventores de reventones.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

A = preventor de reventones tipo anular.

G = cabezal giratorio.

R = preventor tipo simple, con un solo juego de arietes (esclusas), ciego o de tubería, según prefiera el operador.

Rd = preventor del tipo doble, con doble juego de arietes, colocados como prefiera el operador.

Rt = preventor del tipo triple, con tres juegos de esclusas, colocados como prefiera el operador.

CH = conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo o los preventores unos con otros.

CL = conector de baja presión a control remoto que conecta el riser con el conjunto de BOP.

S = carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control (ahogo)

M = clasificación de trabajo de 1000 psi.

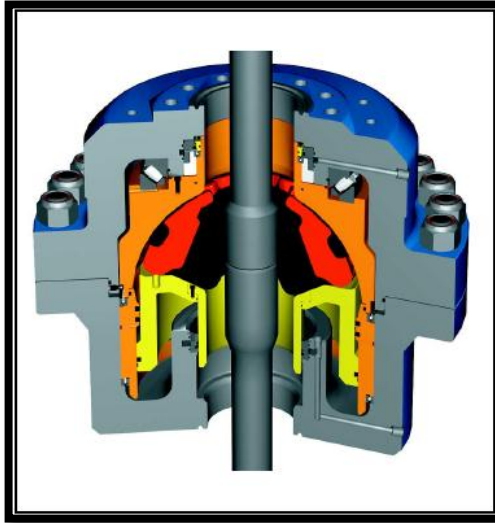
Desde el punto de vista del control del pozo, el propósito de la columna de preventores de reventones (conjunto de BOP) es el de cerrar el pozo cuando ocurre una surgencia y dejar que todavía haya la mayor flexibilidad para las operaciones que se quieren realizar en el pozo. Si esto se mantiene en mente, hay muchas posibles configuraciones de columna que son satisfactorias. Al diseñar u operar la columna, las preocupaciones críticas de las operaciones del control de pozos son algunos de los límites inherentes tales como la presión, el calor, el espacio, la parte económica, entre otros.

1.9.1.2. Preventores anulares. Los preventores anulares, a veces llamados los preventores de bolsa, preventores esféricos o simplemente *Hydrils*, probablemente sean los dispositivos más versátiles para controlar la presión en el cabezal del pozo. Algunos modelos están sumamente energizados por el pozo, es decir, la presión del pozo empuja hacia arriba y provee una fuerza de sellado adicional. El preventor anular se utiliza como un sello de cierre alrededor de cualquier cosa que pueda estar en el pozo y como un cabezal de lubricación para mover o deslizar la tubería bajo presión. La mayoría de los preventores anulares modernos cierran alrededor de la junta kelly, los collares, la tubería de perforación, la sarta de trabajo, la tubería, las líneas de cables o, en una emergencia, el pozo abierto.

El preventor consiste de un elemento de empaque circular hecho de goma, un pistón, un cuerpo y un cabezal (tapa) como se ve en la figura 8. Cuando se bombea fluido hidráulico en la cámara de cierre, ocurre una secuencia en la cual el elemento de sellado es empujado hacia adentro. La válvula reguladora es la que

proporciona la presión de cierre y permitirá el flujo en ambas direcciones. Este es un detalle importante cuando se va a mover o deslizar tubería y roscas de unión a través de ella para así mantener una presión de cierre y sello constantes contra la tubería.

Figura 8. Preventor anular.



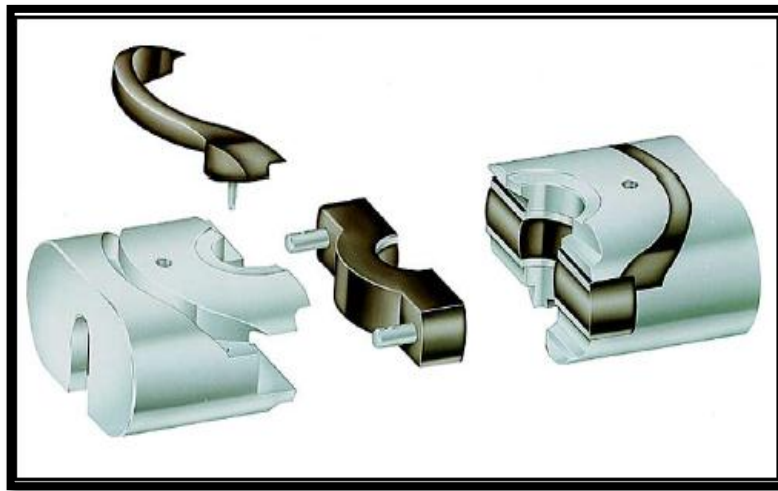
Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

1.9.1.3. Preventor de ariete. El ariete de tubería es el preventor de reventones básico. La confiabilidad del ariete se debe en parte a su simplicidad y en parte a los esfuerzos que se han hecho con el diseño de la esclusa. Hay muchas clases de arietes hechos a medida o especializados que han sido diseñados para ciertas aplicaciones en particular.

✓ Arietes para tubería: Las esclusas para tubería están diseñadas para cerrar alrededor de una tubería (figura 9). La fuerza básica y limitación principal de un ariete para tubería es el recortado del bloque de la esclusa. El preventor de reventones tipo ariete es un bloque de acero cortado para encajar con el tamaño de la tubería alrededor de la cual se cerrará. La intención es que el recorte cierre y

proporciona un buen sello alrededor de un diámetro o tamaño de tubería en particular. Hay una goma de empaquetado auto alimentable en el recorte, que sella el ariete alrededor de la tubería. Otra goma de empaque auto alimentable (el sello superior) en la parte superior del ariete sella hacia arriba contra la parte superior de la abertura del ariete en el cuerpo del preventor para sellar el espacio anular contra la presión.

Figura 9. Ariete de tubería.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

✓ Arietes ciegos: Los arietes ciegos son un ariete especial que no tiene un recorte para la tubería en el cuerpo de la esclusa (figura 10). Los arietes ciegos tienen elementos de empaque grandes y se hacen para cerrar sin que haya tubería en el pozo.

✓ Arietes cortadores: Las esclusas de corte son otro tipo de ariete, pero con hojas especiales para cortar tubulares (tubería, tubería de perforación, collares, entre otros). Quizás haya que usar presiones reguladas más altas que las

normales y/o usar reforzadores hidráulicos, según el tipo de ariete cortador y el tubular que se va a cortar.

Figura 10. Ariete ciego.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003

1.9.2. Manifold del estrangulador. El propósito del manifold es el de proveer un método de circulación desde la columna del preventor de reventones bajo una presión controlada.

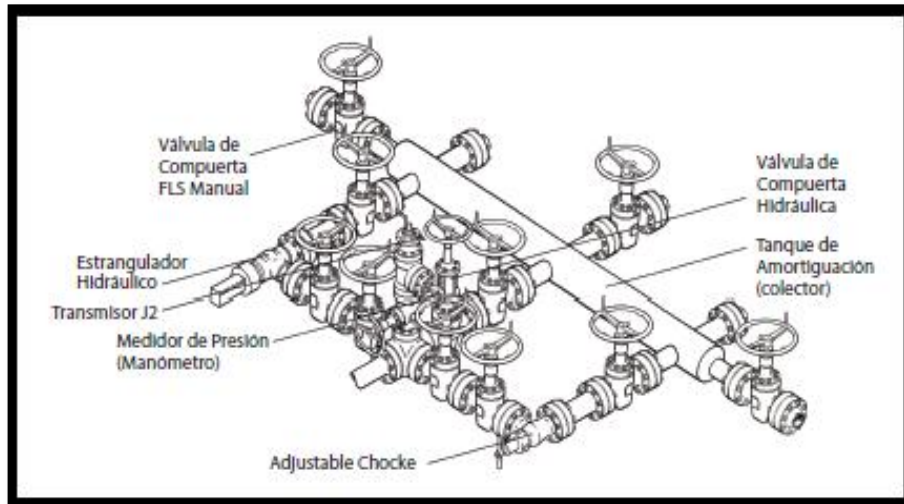
El manifold provee rutas alternativas para que se puedan cambiar o reparar los estranguladores y las válvulas, el esquema de este se representa en la figura 11.

1.9.2.1 Estranguladores. El estrangulador controla el caudal de flujo de los fluidos. Al restringir el fluido a través de un orificio, se coloca fricción o contrapresión en el sistema, permitiendo controlar el caudal del flujo y la presión del pozo.

Los estranguladores para controlar pozos tienen un diseño diferente que los estranguladores para la producción de gas y petróleo. En general, el estrangulador

de producción no es adecuado para controlar un pozo. Se usan estranguladores que se pueden ajustar manualmente para algunas aplicaciones de control de pozos, pero la mayoría de las operaciones a presión usan estranguladores ajustables.

Figura 11. Manifold de estrangulador.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003

✓ Estranguladores ajustables manuales: Este es el tipo básico de estrangulador. Tiene una barra ahusada y un asiento. A medida que la barra se acerca más al área de asiento, hay menos distancia libre y más restricciones para el fluido que pasa por ella, produciendo más contrapresión en el pozo.

A menudo este tipo de estrangulador es el equipo para controlar pozos al cual menos atención se le presta. Sirve como el estrangulador de apoyo y muchas veces como el estrangulador primario en las operaciones. Se debería tener cuidado de lubricar, operar y probar.

1.9.3. Equipos del sistema de circulación. Dentro del sistema de circulación encontramos los siguientes equipos:

1.9.3.1. Control de sólidos: El control de sólidos en los fluidos de perforación es importante para que un sistema de lodos tenga éxito. Las propiedades reológicas y la ROP (rata de penetración) son afectadas por la cantidad, tamaño y la composición de sólidos en el lodo.

✓ Zaranda vibratoria: Es la primera línea de defensa contra el aumento de sólidos en el lodo. Es un separador vibratorio constituido por tamices que se emplea para remover los recortes grandes incluidos en el lodo

✓ Hidrociclones: Separador centrifugo del tipo ciclón. Los sólidos y el líquido más denso son forzados contra las paredes del cono. Las partículas livianas se dirigen hacia arriba como un vórtice espiralado. Los tamaños de los conos y la presión de bomba determinan el tamaño de sólidos que separa.

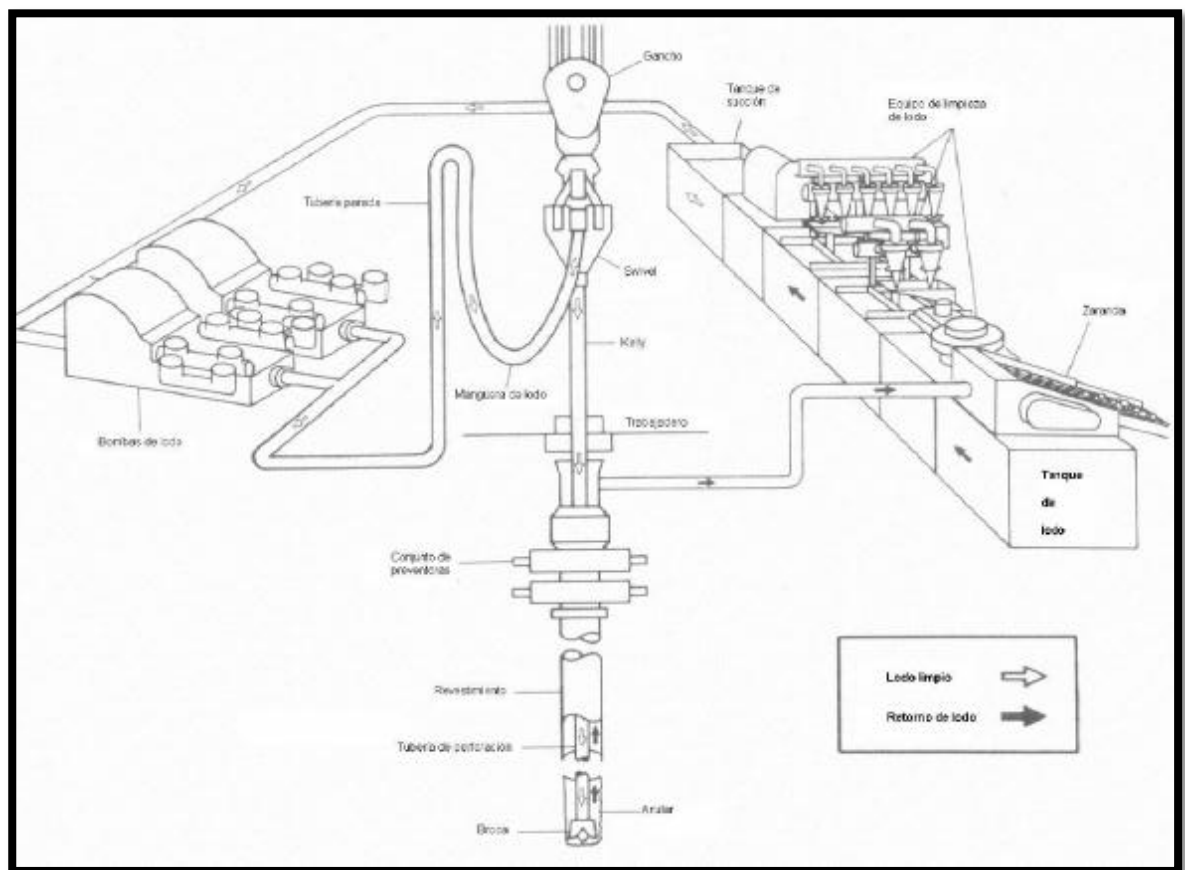
✓ Desarenadores: Son conos de 6 in. o más de diámetro Interno para separar arena. Tienen la ventaja de manejar volúmenes grandes de lodo por cada cono. Son necesarios para evitar sobrecargas de los *D-silters*.

✓ D-silters: Son Conos de 4 in para eliminar limos. El número de conos varía con el volumen de lodo que se hace circular.

✓ Limpiador de Lodos: Es una batería de conos, generalmente de 8 conos de 4 in colocados por encima de un tamiz de malla fina y alta vibración. Es un equipo que desarena un lodo densificado.

Otros componentes del sistema de circulación son: el desgasificador que se encarga de liberar el gas que se encuentra atrapado en el lodo; las líneas de superficie que son todas las tuberías en superficie que transportan el fluido de un equipo a otro; los tanques de lodo son los contenedores utilizados para el almacenamiento del fluido de perforación; las bombas de lodo son las encargadas de proporcionar el galonaje y la presión necesaria para vencer las pérdidas por fricción a lo largo del pozo. En la figura 12 se puede apreciar un esquema que representa el sistema de circulación en superficie.

Figura 12. Sistema de circulación.



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003

1.10. METODOS PARA CONTROLAR UN POZO.

Hay muchas técnicas para controlar un pozo. Ya sea que haya ocurrido una surgencia durante la perforación o el reacondicionamiento, los fundamentos son los mismos. Estos métodos mantienen la presión en el fondo del pozo al nivel deseado, lo cual normalmente es igual a o por encima de la presión de la formación para así evitar un mayor influjo del fluido de la formación. Algunas técnicas proveen los métodos para la circulación de un fluido de control o para que el pozo alcance el nivel deseado de control de presión.

Todas estas técnicas tienen metas comunes: controlar el influjo de la formación que está produciendo y evitar también la pérdida de circulación. La diferencia en estos métodos está en si se incrementa el peso del fluido y si habrá circulación dentro del pozo.

1.10.1. Técnicas de circulación.

Hay tres métodos comunes que se usan para la circulación en el control de pozos. Son el Método del Perforador, el Método de Esperar y Pesar y el Método Concurrente, en el caso de la herramienta solamente se utilizan los dos primeros.

Las diferencias entre los mismos son cuándo hay que circular la surgencia y sacarla del pozo, y cuándo bombear el fluido de control si se ha decidido que se matará el pozo. Todos éstos son métodos a presión constante en el fondo del pozo. Esto significa que después de que se cierra el pozo, hasta el momento en que se lo controla, la presión en el fondo del pozo debe mantenerse igual o un poco por encima de la presión de la formación. Si se puede lograr esto sin perder

la circulación y sin una falla de los equipos, se puede controlar el pozo sin la toma de más fluido desde la formación.

Se debe conocer lo siguiente bien a fondo, antes de iniciar alguna técnica para controlar un pozo.

1.10.1.1. Respuesta del estrangulador.

Es esencial tener conocimientos sobre lo que hay que esperar en cualquier operación de control de pozo. Si se mantiene la presión en o a través del estrangulador, se controla la presión en todo el pozo. Respuestas inapropiadas pueden llevar a un influjo adicional, fallas en la formación y/o los equipos.

Hay varios momentos críticos en los que se debe tomar una acción apropiada:

✓ El arranque de la bomba: A medida que se conecta la bomba, se impondrá un incremento en la presión que se sentirá en todo el sistema. A medida que la presión en la tubería de revestimiento comienza a incrementarse, se debe abrir rápidamente el estrangulador de su posición cerrada para permitir que el fluido se purgue a través del mismo, pero sólo hay que abrirlo lo suficiente para que la presión se mantenga constante. Si la presión del hoyo se incrementa demasiado, puede haber pérdidas o daños en la formación. Si se deja que las presiones bajen por debajo del valor del cierre, puede haber un influjo adicional.

✓ Ajustes apropiados del estrangulador: Una vez que la bomba está funcionando a la velocidad correcta, se hacen los ajustes para mantener la presión de circulación apropiada. Si cree que la presión de la tubería de perforación está demasiado alta, hay que determinar la cantidad en exceso con la mayor exactitud posible. Esta es la cantidad de presión que debe ser purgada desde la tubería de revestimiento, por medio de ajustes con el estrangulador. Hay que determinar la presión que se debe purgar de la tubería de revestimiento para poder corregir la

presión de circulación en la tubería de perforación. Recién al conocer esto se ajusta cuidadosamente la calibración del estrangulador hacia una posición más abierta. Si la presión de circulación está demasiada baja, se usa el mismo procedimiento, con excepción de que se ajusta el estrangulador hacia una posición más cerrada.

Quizás uno de los errores más comunes es mirar el manómetro del indicador de posición del estrangulador y suponer que cada incremento ajustará la presión por la misma cantidad. La tasa del flujo y las pérdidas de presión a través de un orificio no son lineales. A medida que se incrementa o se disminuye el orificio del estrangulador, la escala del indicador del estrangulador no representa los ajustes calibrados de la presión. La escala en el indicador del estrangulador sólo muestra la posición relativa de apertura y hacia qué lado se está moviendo el estrangulador abierto o cerrado. Los ajustes en la presión deben hacerse cuidadosamente utilizando la presión en el manómetro y no en el indicador de apertura del estrangulador.

✓ Gas en el estrangulador: El tipo de fluido, la tasa de flujo y el tamaño de los estranguladores están relacionados con el mantenimiento de las presiones correctas. Si un tipo de fluido diferente pasa por el estrangulador, su coeficiente de fricción y tasa de flujo se incrementará o disminuirá. Este es el caso cuando el gas pasa por el estrangulador. Puede haber una caída repentina en la presión del estrangulador. Si esto ocurre, la presión disminuirá en todo el pozo, lo cual potencialmente puede causar otro amago de reventón. A medida que el gas (que tiene una densidad muy baja) sale por el estrangulador, lo reemplaza el líquido. Esto subsiguientemente resulta en un incremento en la presión de circulación en la tubería de perforación.

✓ Flujo de gas por el estrangulador: El gas requiere una abertura de orificio de un tamaño mucho más pequeño que un líquido, para mantener la misma presión.

Cuando el fluido que sigue el gas golpea contra el estrangulador, resulta en un incremento repentino en la fricción y en el incremento de la presión. Este incremento en la presión puede causar una falla en la formación.

✓ Apagado de la bomba: Si el pozo, aún está vivo (no se bombeará ningún líquido para matar el pozo por el momento) y se lo tiene que cerrar, los objetivos son no provocar presiones atrapadas durante el paro de la bomba ni permitir que más fluido de la formación entre al pozo. Cuando se disminuye la velocidad de la bomba, la presión de la circulación decae y el flujo por el estrangulador disminuye. Si empieza a caer la presión de la tubería de revestimiento, ajuste el estrangulador hacia la posición más cerrada, para mantener el último valor registrado antes de que la bomba salga de línea. A medida que la velocidad de la bomba se reduce nuevamente, la presión volverá a caer y es necesario ajustar el estrangulador nuevamente. Una vez que la bomba se detiene, quizás haya que cerrar rápidamente el estrangulador para mantener la presión programada. Si la presión cae por debajo de los valores programados, puede que haya un influjo adicional.

✓ Tiempo de retraso/tránsito: Cuando se cambia la presión del estrangulador, se inicia una ola de presiones que se sentirá en todo el sistema de circulación. No producirá una respuesta inmediata en el medidor de presión de la tubería de perforación, sino que se retrasará. Se debe tomar en cuenta este retraso en el tránsito antes de tratar de cambiar nuevamente la presión en la tubería de Perforación. Una regla general para el tiempo de atraso es la de esperar aproximadamente dos segundos por cada mil pies de profundidad de pozo.

✓ Conectando una bomba: Se pueden cometer errores cuando se elige la velocidad de la bomba para circular y sacar una surgencia. El procedimiento para arrancar la bomba es también un momento crítico. Recuerde que una velocidad de

bombeo más lenta resulta en menos fricción anular y minimiza la presión contra la formación. A medida que disminuye el diámetro y la capacidad hidráulica entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento, también debería hacerlo la velocidad de la bomba. Una velocidad demasiado alta puede resultar en una sobrepresión sobre la formación hasta el punto de dañarla o fracturarla. Y cuando el gas llega a la superficie, los equipos separadores pueden llegar a sobrecargarse. El tiempo de circulación adicional a velocidades más lentas bien podría valer la pena cuando se compara con las complicaciones que podrían resultar.

1.11. MÉTODO DEL PERFORADOR.

El Método del Perforador es una técnica utilizada para circular y sacar los fluidos de la formación del pozo, independientemente de si se controla el pozo o no. El Método del Perforador es sencillo y directo. Es importante entender las técnicas y las ideas que se usan en el Método del Perforador, porque otros métodos de control de pozos, incorporan muchos de sus principios.

En ciertos casos, sin embargo, el Método del Perforador puede causar presiones algo más elevadas en la tubería de revestimiento respecto de otras técnicas además requiere más tiempo para ahogar el pozo. Es ideal para ser aplicado durante las maniobras.

También se usa donde no están disponibles los materiales para incrementar el peso. Además, se usa para quitar amagos de surgencias de gas, donde las altas tasas de migración pueden causar problemas durante el pozo cerrado. También se puede usar donde hay recursos limitados de personal y/o equipos. Sin embargo, no se usa a menudo en aquellos pozos donde se anticipa o se espera que haya una pérdida de circulación.

Con el método del perforador, el primer amago se circula y se saca del pozo. Luego, si el pozo está con un balance por debajo de lo normal, se reemplaza el fluido con uno que ejerza más presión que el de la formación (que el de la surgencia).

1.11.1. Procedimiento para el método del perforador.

1. Cierre el pozo después del amago.
2. Registre las presiones de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y de cierre de la tubería de revestimiento (SICP), estabilizadas.
3. De inmediato circule y saque el fluido invasor (el influjo) del pozo.
4. Al terminar esto, cierre el pozo por segunda vez.
5. Si es necesario, se incrementará el peso del fluido (la densidad).
6. Se circula el pozo por segunda vez con un fluido nuevo y más pesado para recuperar el control hidrostático.

1.11.2. Para iniciar la circulación. Haga que la bomba alcance la velocidad de tasa de control de pozo a la vez que mantiene la tubería de revestimiento o contrapresión constante. Esto mantendrá constante la presión en el fondo del hoyo, evitará que fluya el pozo y minimizará las posibilidades de daños a la formación.

1.11.3. La primera circulación. Cuando la bomba está funcionando a la velocidad de la tasa de control de pozo y se haya ajustado la presión de la tubería de revestimiento con el estrangulador al valor correcto (la misma presión de cuando el pozo estaba cerrado), el punto del control se cambia al medidor de presión en la tubería de perforación. En este momento la presión de la tubería de perforación se llama la Presión de Circulación (CP), o en otros métodos se llama presión de

circulación Inicial (ICP). Es la combinación de la SIDPP y la presión de la bomba a esta velocidad reducida.

La presión de circulación se mantiene constante por medio del estrangulador, y la velocidad de la bomba se mantiene constante a la Velocidad de la tasa de control de pozo hasta que la surgencia haya circulado y salido del hoyo. Si el amago es gas, quizás sea necesario hacer algunos ajustes a la presión para mantener la presión de circulación apropiada. Por lo general, a medida que la surgencia se expande, desplaza el fluido y resulta en una pérdida de presión hidrostática, lo cual es compensada por el incremento en la presión de la tubería de revestimiento. Si el amago es de pura agua salada o petróleo, es necesario hacer algunos ajustes en la presión.

Si la presión de la tubería de perforación no es correcta, debe ser ajustada a su valor correcto. Para hacer esto, determine la cantidad de presión (alta o baja) que se debe corregir. No haga una estimación. Es típico que los pequeños cambios de menos de 50 psi no son tomados en cuenta, a no ser que las presiones bajas o excesivas sean críticas. La cantidad de presión que se requiere debe ser agregada o restada del valor de la tubería de revestimiento (contrapresión).

1.11.4. La surgencia en la superficie. En los amagos de gas, al salir del pozo, primero la presión de la tubería de revestimiento y luego la presión de la tubería de perforación (después de que haya pasado el tiempo de retraso para los cambios de un medidor a otro) empezará a disminuir a medida que la surgencia empieza a pasar por el estrangulador. Se debe ajustar rápidamente el estrangulador para que la presión de la tubería de revestimiento vuelva al valor que tenía antes de que el gas entrara al estrangulador. Es aconsejable mantener un registro escrito de la presión de la tubería de revestimiento (casing) como referencia. Después de que la presión de la tubería de revestimiento vuelve al valor apropiado y después de que haya pasado suficiente tiempo para que la presión se estabilice en todo el

sistema, cambie otra vez a la presión del medidor de la tubería de perforación (sondeo) y haga las correcciones necesarias. Cuando el fluido que sigue a la surgencia atraviesa por el estrangulador, podría haber un incremento en la presión de la tubería de revestimiento. De nuevo, ajuste la presión de la tubería de revestimiento o casing al último valor registrado.

1.11.5. Una vez que ha salido la surgencia. Si hay que incrementar el peso del fluido después de que el amago haya sido circulado y salido, hay dos opciones básicas. La primera es la de cerrar el pozo otra vez. Nuevamente el punto de control es la presión de la tubería de revestimiento mientras que aminora la velocidad de la bomba y se detiene la misma. Debe mantenerse constante a medida que cambia la velocidad de la bomba. Si se permite que la presión de la tubería de revestimiento se disminuya por debajo de la SICP, podría surgir otro amago (si el pozo está con un balance por debajo de lo normal). Si se ha sacado todo el influjo, la hidrostática en el espacio anular debería ser igual a la hidrostática en la sarta de perforación. Ambas presiones deben ser aproximadamente iguales, cerca del valor original de la SIDPP. Si las presiones no son parecidas, quizás haya entrado otro influjo en el pozo. Asimismo, hay que controlar los incrementos en la presión. Esto es una señal de que otro influjo entró al pozo y está migrando.

La segunda opción es la de seguir circulando. Si es posible, alíniese a una pileta más pequeña para seguir circulando, mientras se prepara otra pileta con un fluido densificado o de control. Esta técnica puede aminorar las posibilidades de que se atasque o aprisione la sarta, al mantener el fluido en movimiento.

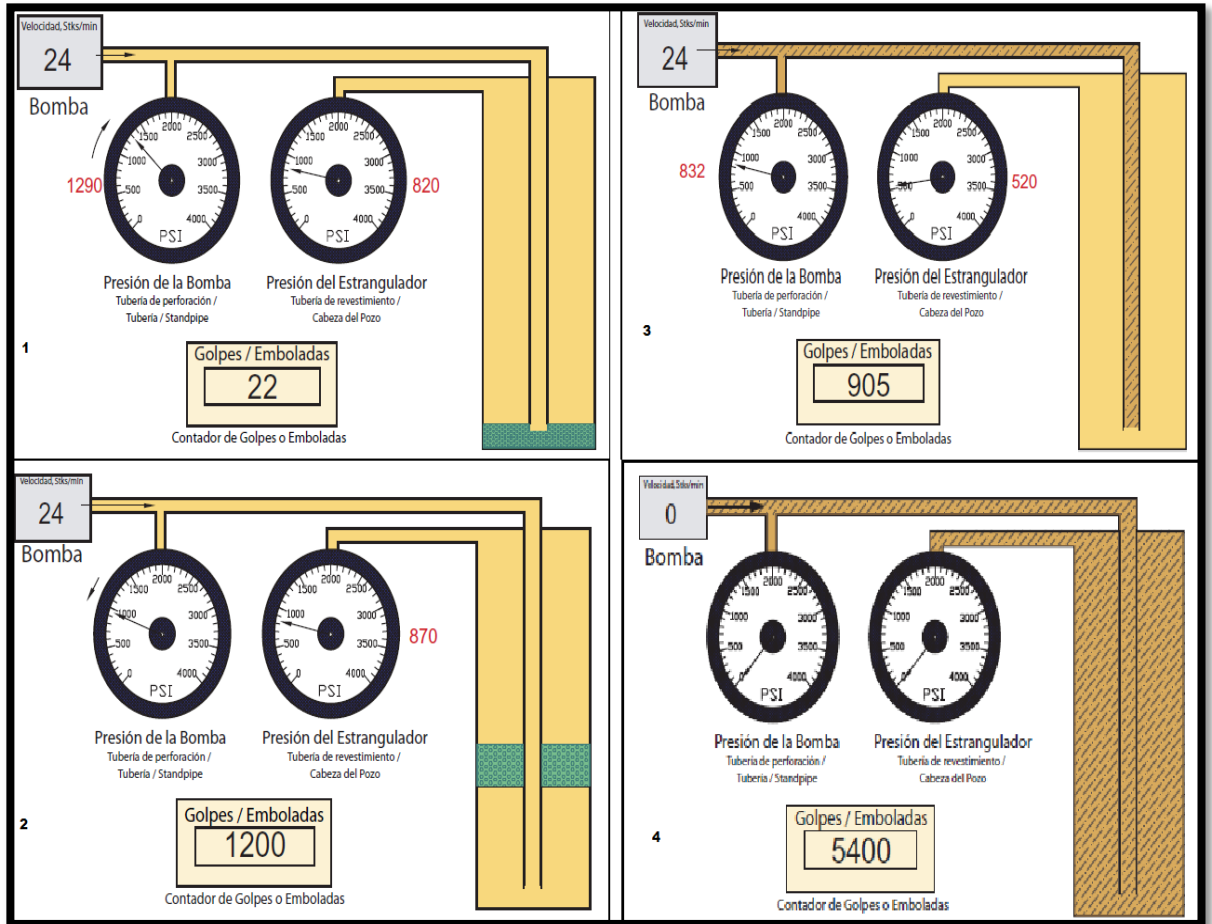
Si la presión en el fondo del pozo se mantiene constante a medida que se bombea el fluido de ahogo o de control al trépano, cambia la presión de circulación. Para determinar qué presión de circulación hay que mantener, se debería preparar un cuadro de cantidad de emboladas de la bomba seleccionada versus la presión.

Una vez que el fluido de control llega al trépano, a partir de ese punto, deberá mantener constante la presión de circulación a lo largo del resto de la operación. Por ese motivo, se llama la Presión Final de Circulación o FCP.

1.11.6. Iniciando la segunda circulación. El procedimiento para arrancar la segunda circulación es idéntico al procedimiento para arrancar la primera, con excepción del valor numérico de la presión que se mantiene en la tubería de revestimiento. Si no ha habido ningún influjo adicional, esencialmente la presión en el anular (SICP) debería ser igual a la presión de cierre por directa (SIDPP). Un vez que se haya incrementado el peso del fluido, la circulación debería empezar de nuevo por medio de mantener la presión de la tubería de revestimiento constante en los valores programados. Cuando la bomba está a la Velocidad de la tasa de control de pozo y usted mantiene la presión de la tubería de revestimiento constante, estará empezando a desplazar el fluido más pesado hacia la sarta de perforación.

1.11.7. El fluido de control densificado llega a la broca. Luego que la tubería de perforación se llenó del fluido de control pesado, la presión de circulación debería haber cambiado gradualmente de la presión de circulación inicial comúnmente llamada la Presión de Circulación Inicial, (CPI) a la Presión de Circulación Final (FCP). La circulación debe continuar manteniendo la FCP constante hasta que el fluido de control pesado llegue a la superficie. A medida que el fluido de control se bombea por el espacio anular, un incremento en la presión hidrostática hace incrementar la presión de la tubería de perforación. Se deben hacer los ajustes necesarios al estrangulador para mantener la FCP.

Figura 13. Método del perforador



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003

Gradualmente, se saca toda la contrapresión a medida que el fluido de control (incrementando la presión hidrostática anular) circula por el espacio anular.

Una vez que el fluido de control pesado llega a la superficie, se puede cerrar el pozo por tercera vez. La presión de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento debería ser cero. Si, después de 15 a 30 minutos, la presión está en cero, el pozo podría estar controlado. Abra el estrangulador para ver si hay algún flujo. Si las presiones no bajaron a cero, o si se detecta algún flujo, empiece a

circular de nuevo. El problema puede ser que el fluido de control pesado no es consistente en todo el pozo. Podría haber otro amago de reventón en el hoyo o quizás se utilizó un fluido de control insuficiente. Aun cuando el pozo esté controlado, tenga en cuenta que puede haber alguna presión atrapada bajo el preventor de reventones cerrado, Proteja siempre al personal cuando abre un preventor de reventones que estuvo cerrado, el procedimiento de circulación es representado por la figura 13.

1.12. MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR Ó METODO DEL INGENIERO.

El método de esperar y pesar es una combinación de diferentes ventajas y desventajas inherentes a los métodos de control de pozo manteniendo constante la presión del fondo (BHP). El Método de Esperar y Pesar mata la surgencia en el tiempo más corto y mantiene los rangos de presiones del pozo y de la superficie más bajas que cualquier otro método. Necesita de buenas instalaciones de mezclado para pesar el fluido, cuadrillas completas y ayuda adicional de la supervisión. En la mayoría de los equipos de perforación marinos todo esto está disponible, así como en las operaciones profundas o geopresurizadas en tierra. Para algunas de las empresas este es el método que prefieren para controlar un pozo.

En el método de esperar y pesar, el pozo se cierra después de un amago. Se registran las presiones estabilizadas y el volumen de la ganancia registrada en superficie. El peso del fluido se incrementa antes de empezar a circular, de ahí el nombre, esperar y pesar. Luego, el fluido pesado se circular por el pozo, manteniendo la densidad y las presiones correctas, durante el control del pozo.

1.12.1. Procedimientos para el método esperar y pesar.

1. Se cierra el pozo después del amago.
2. Se registran las presiones de la tubería de perforación (SIDPP) y la tubería de revestimiento (SICP) estabilizadas.
3. Se densifica el lodo hasta el peso calculado para el fluido de control.
4. Cuando las piletas activas están densificadas, empieza la circulación.
5. Se sigue una tabla de presión de circulación, versus el volumen de fluido bombeado de control por el pozo.

1.12.2. Conectando la bomba. Una vez que se haya escogido la velocidad de la tasa de control de pozo, no se la debe cambiar. Si se cambia la velocidad de la bomba, entonces se debe volver a calcular la presión de circulación inicial, intermedia y final.

Recuerde que la presión de la tubería de revestimiento es una contrapresión. Tan pronto como la bomba esté conectada y funcionando a la velocidad de la tasa de control de pozo, regrese la presión de la tubería de revestimiento al valor apropiado.

1.12.3. Iniciar la circulación. Cuando la bomba haya alcanzado la velocidad de la tasa de control de pozo y se haya ajustado la presión de la tubería de revestimiento con el estrangulador a la misma presión que tenía antes de arrancar la bomba, el control se cambia a la presión de la tubería de perforación, que en este momento se llama la Presión de Circulación Inicial (ICP). Esto es la combinación de la SIDPP y la presión de la bomba a esa velocidad.

1.12.4. Programa de presión. Durante el cuadro de tiempo o cantidad de golpes de la bomba que le lleva al fluido de control llenar la tubería de perforación, la presión de la tubería de perforación debería disminuir de la Presión de Circulación Inicial (ICP) a la Presión de Circulación Final (FCP).

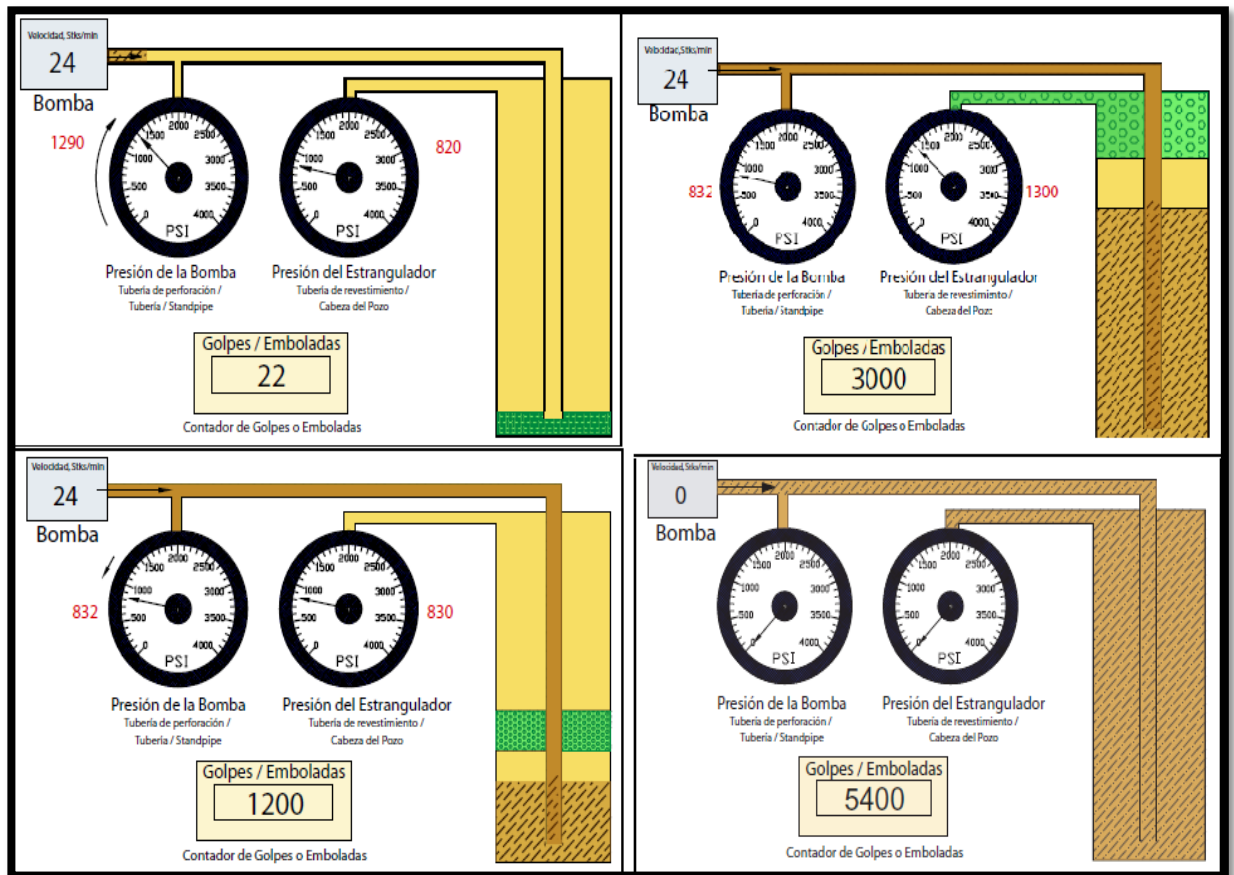
Cuando la tubería de perforación está llena del fluido de control, la presión en el medidor de la tubería de perforación debería estar mostrando la Presión de Circulación final. Mantenga constante esa presión en el medidor de presión de la tubería de perforación hasta que el fluido de control pesado haya circulado por todo el pozo y se apaguen las bombas después de la operación de control.

1.12.5. La surgencia en la superficie. En los amagos de gas, primero la presión de la tubería de revestimiento y luego la presión de la tubería de perforación (después del tiempo de retraso para los cambios de un medidor a otro) empezarán a disminuir a medida que la surgencia empieza a salir por el estrangulador. Se debe ajustar rápidamente el estrangulador para hacer que la presión de la tubería de revestimiento vuelva al valor que tenía antes de que el gas alcanzara el estrangulador. Es aconsejable guardar un registro escrito de la presión de la tubería de revestimiento como referencia. Después de que la presión de la tubería de revestimiento vuelve al valor apropiado, y después de que haya pasado suficiente tiempo para que la presión se estabilice en todo el sistema, el control vuelve al medidor de la tubería de perforación para las correcciones de presión que sean necesarias. Cuando el líquido que sigue a la surgencia pasa por el estrangulador, empezará a subir la presión de la tubería de revestimiento. Ajuste nuevamente la presión de la tubería de revestimiento al último valor registrado para la misma.

1.12.6. Volviendo a cerrar el pozo. Si las presiones de circulación no han caído por debajo de los valores programados y la surgencia ya no está, entonces se puede volver a cerrar el pozo. Las presiones de la tubería de perforación y la

tubería de revestimiento deberían estar en cero (observar 15 a 20 minutos). Si la presión está en cero, el pozo está controlado. Si no está en cero, empiece a circular nuevamente. El problema podría ser que la densidad del fluido de control no está consistente en todo el pozo o quizás haya otro amago en el pozo.

Figura 14. Método esperar y pesar



Fuente: Well Control School. Manual de Control de Pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003

A medida que el espacio anular se llena con el fluido de control, se nota una tendencia de ajustar gradualmente el estrangulador para mantener las presiones de circulación correctas. La presión de la tubería de revestimiento debería

disminuir hasta un valor insignificante, siempre y cuando no haya habido un influjo adicional. Si el pozo está controlado y se abre el BOP, tenga en cuenta que podría haber presión atrapada debajo del BOP. El procedimiento para el método del ingeniero se representa en la figura 14.

2. CORRELACIONES Y MODELOS MATEMATICOS APLICADOS AL CONTROL DE POZOS.

2.1. MODELOS REOLÓGICOS.

Los modelos reológicos son una relación matemática que nos permite caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, analizando la deformación dada a una tasa de corte específica. El estudio de las fuerzas que regulan el movimiento y la deformación en el fluido de perforación durante el proceso de circulación de un influjo, es de gran importancia para el control de pozos, porque el lodo es el principal agente de control en este proceso.

Muchos de los fluidos de perforación tienen cierta complejidad para ser caracterizados, ya que no presentan un comportamiento proporcional entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte, a este tipo de fluidos se le conoce como no Newtonianos. En la actualidad existen varios modelos matemáticos que representan el comportamiento de este tipo de fluidos, para el desarrollo del programa utilizamos el modelo plástico de Bingham y la ley de potencia (power law), ya que estos son los más utilizados para el estudio de los lodos de perforación por lo simple de las ecuaciones de flujo y la facilidad con la que se estiman los parámetros involucrados. Algunos de estos parámetros se definen a continuación.

Esfuerzo de Corte (τ): Resistencia del fluido al movimiento deslizante de sus capas cuando se aplica una fuerza en forma tangencial a su superficie laminar. Tiene unidades de fuerza sobre área.

Tasa de Corte ($\dot{\gamma}$): Diferencia entre las velocidades de dos capas dividida la distancia que las separa. Tiene unidades de velocidad sobre longitud.

Viscosidad (μ): Resistencia que opone un fluido a ser deformado. En términos matemáticos es la relación de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte.

Punto de Cedencia (τ_y): Esfuerzo cortante mínimo requerido para que se dé la deformación del fluido. Representa el valor del esfuerzo de corte para una velocidad de deformación igual a cero. Su valor aumenta con el contenido de sólidos y disminuye con aumentos en el contenido de agua o dispersantes.

Índice de Comportamiento (n): Indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de n de la unidad más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido.

Índice de Consistencia (k): Caracterización numérica de la consistencia del fluido, es decir, es una medida indirecta de la viscosidad, pero sus unidades dependen de n . A medida que k aumenta el fluido se hace más espeso o viscoso.

2.1.1. MODELO PLASTICO DE BINGHAM

Es un modelo reológico de dos parámetros utilizado ampliamente en la industria de los fluidos de perforación para describir las características del flujo de muchos tipos de lodos. Los fluidos que obedecen a este modelo se denominan fluidos plásticos de Bingham y exhiben un comportamiento lineal de esfuerzo cortante y velocidad de corte después de alcanzar un umbral inicial de esfuerzo cortante. La viscosidad plástica debe ser lo más baja posible para que la perforación sea rápida y se consigue mejor mediante la reducción al mínimo de los sólidos coloidales. El esfuerzo de cedencia debe ser suficientemente alto para sacar los recortes de perforación del pozo, pero no tan alto como para crear una presión excesiva de bombeo cuando se inicia el flujo del lodo.

Un fluido Plástico de Bingham no comienza a fluir hasta que el esfuerzo de corte aplicado exceda el valor mínimo. A partir de este punto el cambio en el esfuerzo de corte es proporcional a la tasa de corte y la constante de proporcionalidad es la viscosidad plástica. Su comportamiento se puede apreciar en la figura 14.

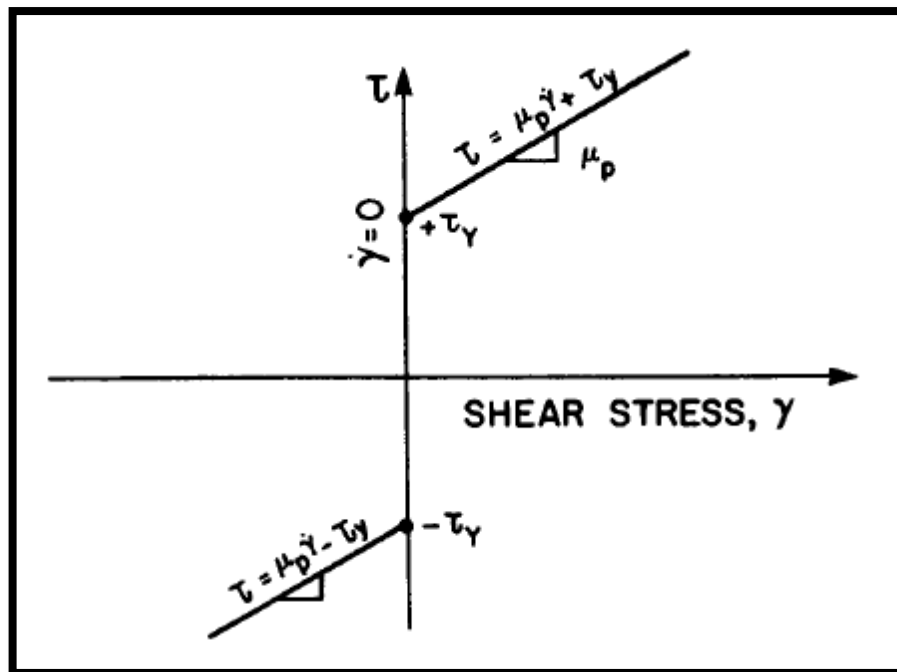
Y su comportamiento matemático es:

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_y ; \tau > \tau_y \quad (2.1)$$

$$\dot{\gamma} = 0 ; \tau_y \geq \tau \geq -\tau_y \quad (2.2)$$

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} - \tau_y ; \tau < -\tau_y \quad (2.3)$$

Figura 15. Esfuerzo de corte versus tasa de corte



Fuente: Bourgoyne, A.T, et al, 1986: *Applied Drilling Engineering*, Texas, Society of Petroleum Engineers.

El procedimiento que se desarrolla en el software es el siguiente:

1. calcular las propiedades del lodo. La μ_p y τ_y son calculadas en el viscosímetro rotacional leyendo a 300 y 600 rpm de la siguiente manera:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.4)$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (2.5)$$

Donde θ_{600} , θ_{300} son leídos a 600 y 300 rpm.

Para calcular las pérdidas de presión por fricción en un tubo o espacio anular, se requiere conocer el régimen de flujo del lodo (laminar o turbulento).

2. Velocidades medias. Las velocidades medias del fluido son presentes en la tubería y el anular para un caudal Q, son calculadas por las ecuaciones 2.6 y 2.7.

Para flujo en tuberías:

$$\bar{V} = \frac{Q}{2.448d^2} \quad (2.6)$$

Para el flujo anular:

$$\bar{V} = \frac{Q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \quad (2.7)$$

3. Calcular el número de Hedstrom. El número de Hedstrom N_{HE} es un parámetro adimensional que se usa para predecir el régimen de flujo del fluido.

Para el flujo en tuberías:

$$N_{HE} = \frac{37100 \rho \tau_y d^2}{\mu_p^2} \quad (2.8)$$

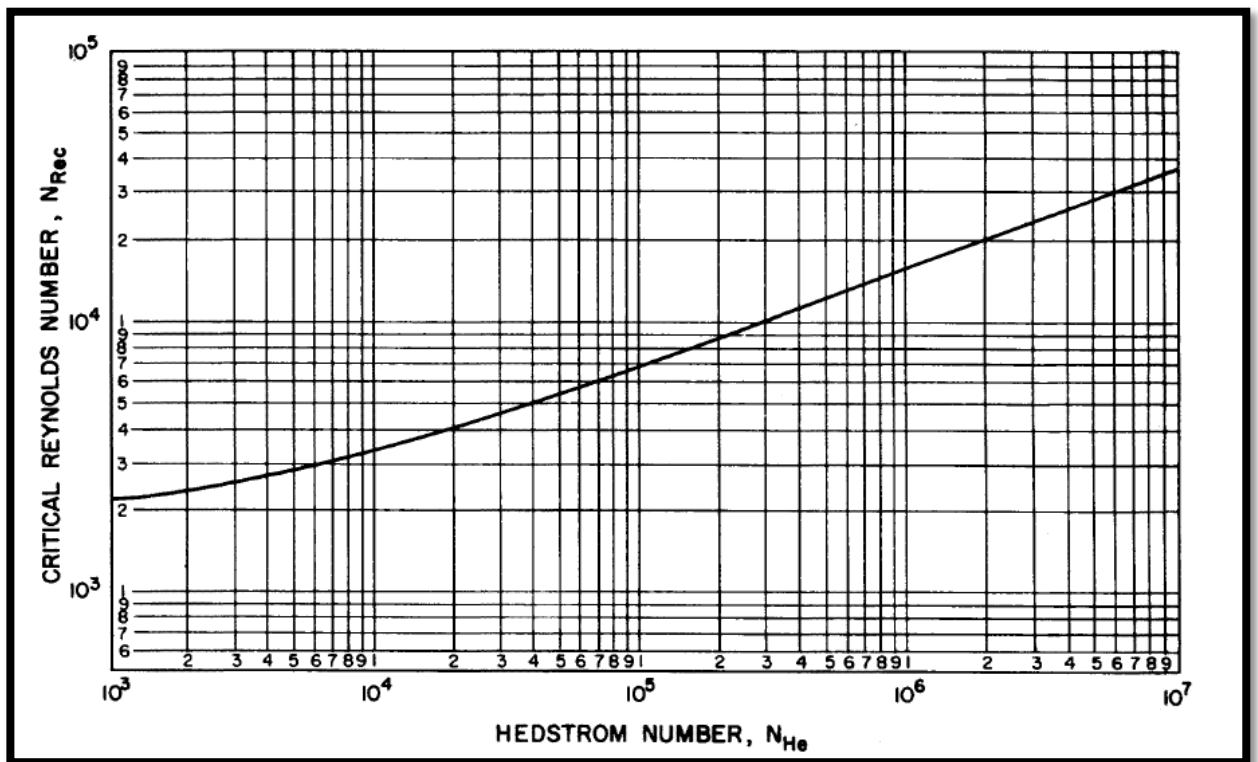
Para el flujo anular:

$$N_{HE} = \frac{24700 \rho \tau_y (d_2 - d_1)^2}{\mu_p^2} \quad (2.9)$$

4. Calcular el número de Reynolds.

El número de Reynolds, N_{re} es otro parámetro común para calcular el régimen de flujo de un fluido.

Figura 16. Numero crítico de Reynolds para fluidos plásticos de Bingham



Fuente: Bourgoyne, A.T, et al, 1986: *Applied Drilling Engineering*, Texas, Society of Petroleum Engineers.

Para el flujo en tuberías:

$$N_{re} = \frac{928 \rho_l \bar{V} d}{\mu_p} \quad (2.10)$$

Para el flujo anular:

$$N_{re} = \frac{757 \rho_l \bar{V} (d_2 - d_1)}{\mu_p} \quad (2.11)$$

5. Calcular el número crítico de Reynolds.

El número crítico de Reynolds marca la transición del flujo laminar al turbulento. La correlación entre el número de Hedstrom (N_{HE}) y el número crítico de Reynolds (N_{re} crítico) se presenta en la figura 16.

6. Cálculo el gradiente de fricción.

Las pérdidas de presión por fricción asociadas con el flujo turbulento de un fluido plástico de Bingham dependen de la densidad y la viscosidad plástica. Por otra parte cuando el flujo es laminar las pérdidas de presión son asociadas al esfuerzo de cedencia y a la velocidad del fluido cuando inicia la turbulencia. Altas tasas de corte representan un flujo totalmente turbulento, por otra parte el esfuerzo de cedencia no es considerado como un parámetro significativo.

Para definir si el flujo es turbulento o laminar, la curva presentada en la figura 16 ha sido programada, de la regresión de esta se pudo obtener la siguiente ecuación:

$$N_{re \text{ critico}} = 200.12 * e^{0,3155} \text{ con un ajuste de } R^2 = 0.9878 \quad (2.12)$$

Para el flujo en tuberías, las pérdidas de presión por fricción están dadas por:

- ✓ Flujo laminar ($N_{re} < N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{\mu_p \bar{V}}{1500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d} \quad (2.13)$$

- ✓ Flujo turbulento ($N_{re} \geq N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{V}^2}{25.8 d} \quad (2.14)$$

Donde f es el factor de fricción y está dado por:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log(N_{re} \sqrt{f}) - 0.395 \quad (2.15)$$

Para el flujo anular, las pérdidas de presión por fricción son:

- ✓ Flujo laminar ($N_{re} < N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{\mu_p \bar{V}}{1000 (d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200 (d_2 - d_1)} \quad (2.16)$$

- ✓ Flujo turbulento ($N_{re} \geq N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{V}^2}{21.1 (d_2 - d_1)} \quad (2.17)$$

Donde f es el factor de fricción y está dado por la ecuación 2.15, en el programa este se calcula por el método de Newton-Raphson.

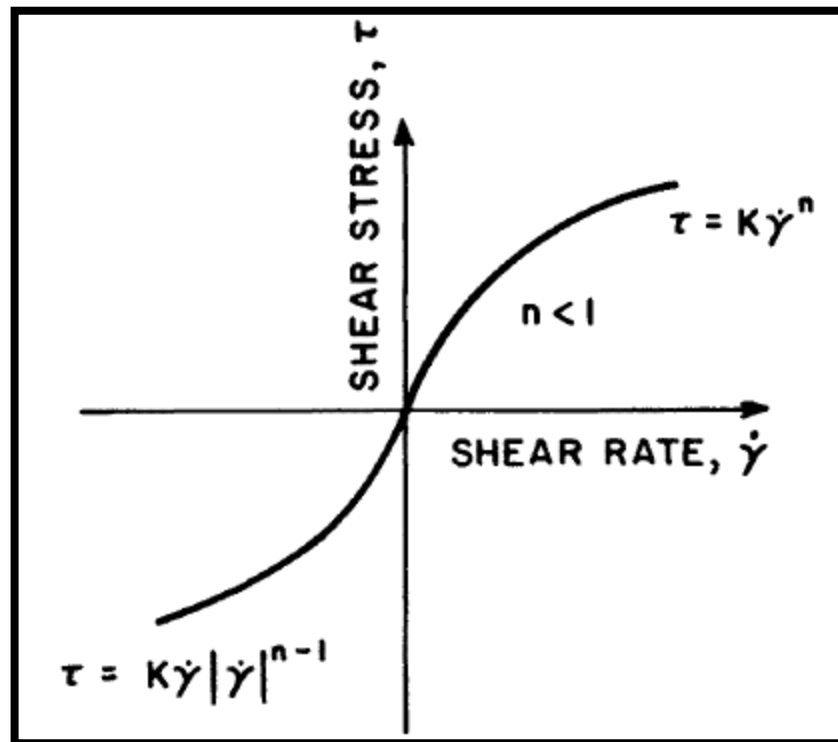
2.1.2. MODELO DE LA LEY DE POTENCIA.

El modelo de la ley de potencia se define por la ecuación 2.18 y su comportamiento se representa en la figura 17.

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad (2.18)$$

Al igual que el modelo de Bingham, el de ley de potencia requiere de dos parámetros para caracterizar el fluido, para este la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta, sin embargo este modelo puede ser utilizado para representar el comportamiento de un fluido seudoplastico ($n < 1$), un fluido Newtoniano ($n = 1$), o un fluido dilatante ($n > 1$). No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte cero.

Figura 17. Esfuerzo de corte versus Velocidad de corte



Fuente: Bourgoyne, A.T, et al, 1986: *Applied Drilling Engineering*, Texas, Society of Petroleum Engineers.

El procedimiento de cálculo desarrollado en el software para el modelo de ley de potencia es el siguiente:

1. Calcular las propiedades del fluido. K y n son calculadas de la siguiente manera.

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (2.19)$$

$$K = \frac{510 \theta_{300}}{511^n} \quad (2.20)$$

El número crítico de Reynolds debe ser calculado antes de que sean determinadas las pérdidas por fricción.

2. Calcular el número de Reynolds.

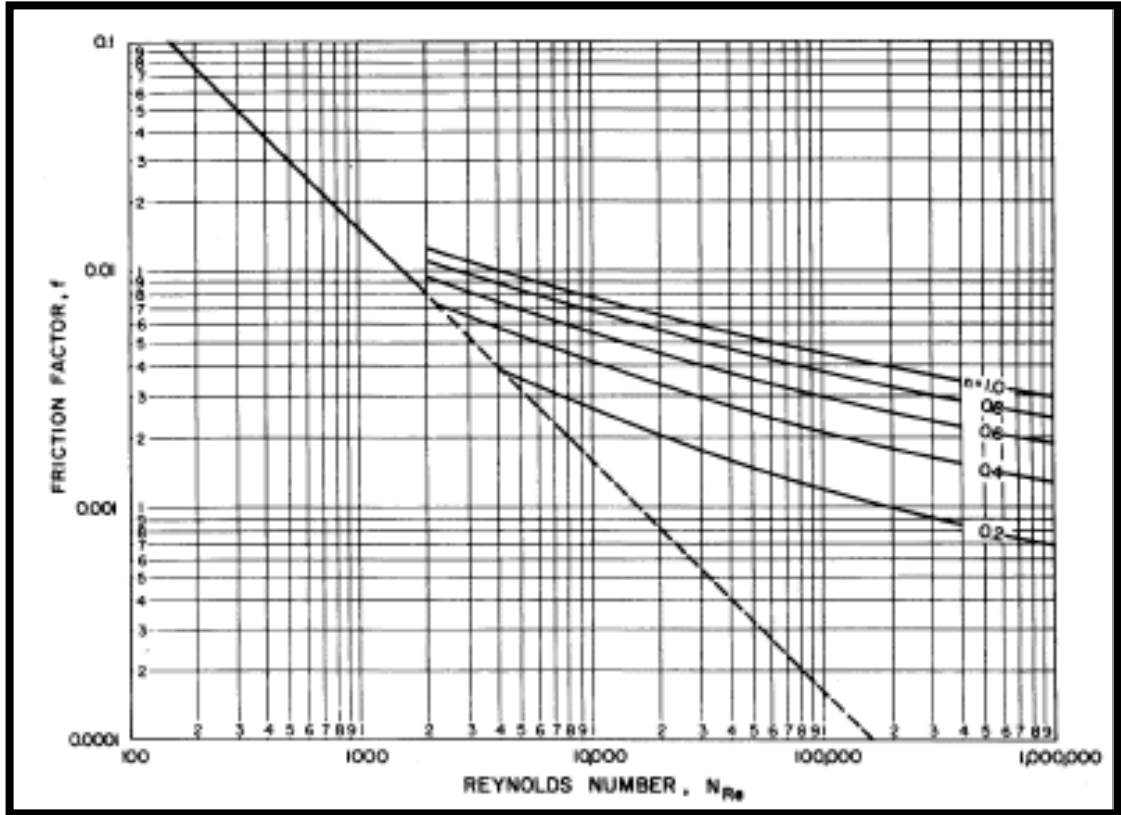
Para flujo en tubería:

$$N_{re} = \frac{89,100 \rho \bar{V}^{(2-n)}}{K} \left(\frac{0.0416 d}{3 + 1/n} \right)^n \quad (2.21)$$

Para flujo anular:

$$N_{re} = \frac{109,000 \rho \bar{V}^{(2-n)}}{K} \left(\frac{0.0208 (d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right)^n \quad (2.22)$$

Figura 18. Factor de fricción para el modelo de ley de potencia



Fuente: Bourgoyne, A.T, et al, 1986: *Applied Drilling Engineering*, Texas, Society of Petroleum Engineers.

3. Calcular el número crítico de Reynolds.

El número crítico de Reynolds puede ser calculado por la figura 18 y para efecto del programa esta se encuentra incluida en el según como se expresa en las relaciones matemáticas 2.23-2.24-2.25. Leitao et al¹², encontró una correlación entre el índice de consistencia y los números de Reynolds críticos para encontrar el régimen de flujo de un fluido y lo expreso de la siguiente manera:

$$N_{re\ crítico} = 4200 \quad \text{para } n < 0.2 \quad (2.23)$$

$$N_{re\ crítico} = 5960 - 8800 * n \quad \text{para } 0.2 \leq n \leq 0.45 \quad (2.24)$$

$$N_{re\ crítico} = 2000 \quad \text{para } n > 0.45 \quad (2.25)$$

4. Calcular el gradiente de fricción.

Para flujo en tuberías:

Flujo laminar: ($N_{re} < N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{K \bar{V}^n}{144,000 d^{(1+n)}} \left(\frac{3 + \frac{1}{n}}{0.0416} \right)^n \quad (2.26)$$

Flujo turbulento: ($N_{re} > N_{re\ crítico}$)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{V}^2}{25.8 d} \quad (2.27)$$

Leitao et al¹² desarrollaron una correlación para flujo turbulento de fluidos que se comportan según el modelo de ley de potencia. Como en el caso del modelo de Bingham el uso del concepto de viscosidad aparente para el cálculo del factor de fricción no produce valores significativos, sin embargo Leitao et al¹² desarrollaron una correlación para el cálculo de factores de fricción como se puede ver en la ecuación 2.28 y su comportamiento en la figura 18.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log \left(N_{re} f^{(1-\frac{n}{2})} \right) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad (2.28)$$

Una aproximación para este cálculo se puede hallar en la ecuación 2.29.

$$f = \left(\frac{\left(\frac{\log(n) + 3.93}{50} \right)}{N_{re}^{\left(\frac{1.75 - \log(n)}{7} \right)}} \right) \quad (2.29)$$

Para flujo anular:

Flujo laminar: ($N_{re} < N_{re}$ crítico)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{K \bar{V}^n}{144,000 (d_2 - d_1)^{(1+n)}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \quad (2.30)$$

Flujo turbulento: ($N_{re} > N_{re}$ crítico)

$$\frac{dP_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{V}^2}{21.1(d_2 - d_1)} \quad (2.31)$$

Donde f es calculada de la ecuación 2.29.

2.2. FLUJO DE DOS FASES

Cuando se presenta un influjo de gas el fluido presente en el anular del pozo y el gas actúan como dos fases, en donde la fase que fluye más rápido es la de gas debido al factor de boyanza y a que el gas es menos denso que el fluido de perforación. El estudio del flujo en dos fases se realiza a partir del análisis postulado anteriormente, ya que durante fenómeno el aspecto más distinguido es conocer cómo se distribuye el gas y el líquido en el anular. El termino patrón de flujo es usado para distinguir cada distribución, que depende directamente de las magnitudes de las fuerzas que actúan en los fluidos, como la gravitacional, las viscosas o las interraciales. A continuación se representan y definen los términos utilizados para el desarrollo de las correlaciones.

- **Holdup del líquido.** este se define como la fracción de líquido, relativa a la del gas presente en un segmento definido del anular, este puede tener valores de 0 (totalmente gas) o 1 (totalmente liquido).

$$\lambda_L = \frac{A_L}{A_s} \quad (2.32)$$

- **Void fraction o holdup del gas.** es la fracción de gas presente en el segmento, este se representa por la ecuación 2.33 en función del *holdup* del líquido.

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L \quad (2.33)$$

- **Holdup sin deslizamiento.** Cuando los dos fluidos viajan a diferentes velocidades al flujo se le conoce como *slip flow* (flujo con deslizamiento); cuando los dos fluidos viajan a la misma velocidad a este flujo se le conoce como *no slip flow*, este término puede ser definido como la relación de el volumen de líquido en un segmento de la tubería si el gas y el líquido viajaron a la misma velocidad, dividido por el volumen del segmento. Este término se define matemáticamente como se aprecia en la ecuación 2.34.

$$\lambda_{ns} = \frac{V_{sl}}{V_{sl} + V_{sg}} \quad (2.34)$$

- **Velocidad superficial.** la velocidad superficial es la velocidad con la que viaja la fase (gas o líquido) a través del área transversal disponible para el flujo, de esta manera las velocidades superficiales de gas y líquido son:

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A_s} \quad (43) \quad \text{y} \quad V_{sg} = \frac{q_g}{A_s} \quad (2.35)$$

- **Velocidad *in situ*.** esta es la velocidad que tiene la fase cuando las dos fases viajan en conjunto, se define como:

$$V_L = \frac{V_{sl}}{\lambda_L} \quad (45); \quad V_g = \frac{V_{sg}}{\lambda_g} = \frac{V_{sg}}{1 - \lambda_L} \quad (2.36)$$

- **Propiedades de la mezcla.**

La velocidad de la mezcla del fluido que viaja a través del anular, se define como el flujo total de fluido sobre el área transversal del segmento, como se observa en la ecuación 2.37.

$$V_m = \frac{q_l + q_g}{A_s} \quad (2.37)$$

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (2.38)$$

La densidad y la viscosidad de la mezcla con deslizamiento están dadas por:

$$\rho_s = \rho_L * \tilde{\lambda}_L + \rho_g(1 - \tilde{\lambda}_L) \quad (2.39)$$

$$\mu_s = \mu_L^{\tilde{\lambda}_L} + \mu_g^{(1-\tilde{\lambda}_L)} \quad (2.40)$$

La densidad y la viscosidad de la mezcla sin deslizamiento están dadas por:

$$\rho_{ns} = \frac{\rho_L * V_{sl} + \rho_g V_{sg}}{V_m} = \rho_L * \tilde{\lambda}_{ns} + \rho_g * (1 - \tilde{\lambda}_{ns}) \quad (2.41)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L * \tilde{\lambda}_{ns} + \mu_L(1 - \tilde{\lambda}_{ns}) \quad (2.42)$$

- **Diámetro hidráulico (d_h).**

$$d_h = ID - OD \quad (2.43)$$

Las correlaciones de flujo de dos fases se utilizan en el modelo para predecir el deslizamiento de gas en el anular durante la circulación del gas. Hay una serie de correlaciones disponibles en la industria. Hemos seleccionado tres de ellas para el desarrollo de este programa de control de pozo. Las siguientes correlaciones utilizan unidades de campo.

2.2.1. Correlación de Beggs-Brill (Beggs and Brill³ 1991).

Esta es una correlación empírica que fue desarrollada a partir de experimentos de flujo de dos fases (agua-aire). Esta aplica para tuberías con todos los ángulos de inclinación (0°-90°) y en este programa se asume que cuando la inclinación de la

tubería es mayor a 45° no existe deslizamiento entre el gas y el líquido. El siguiente procedimiento se realiza para calcular el *holdup* del líquido:

1. Calcular la rata total de flujo. Utilizando la ecuación 2.38.

2. Calcular el *holdup* sin deslizamiento. De la ecuación 2.34.

3. Calcular el número de Froude.

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g * d_h} \quad (2.44)$$

4. Calcular el número de la velocidad de líquido.

$$N_{Lv} = V_{sl} \left(\frac{\rho_l}{g * \sigma_l} \right)^{0.25} \quad (2.45)$$

5. Determinar el patrón de flujo. Para determinar el patrón de flujo que pudiese existir si la tubería fuera horizontal, se deben calcular los parámetros de correlación, L_1 , L_2 , L_3 y L_4 .

$$\begin{aligned} L_1 &= 316 \lambda_{ns}^{0.302} & L_2 &= 0.0009252 \lambda_{ns}^{-2.4684} \\ L_3 &= 0.10 \lambda_{ns}^{-1.4516} & L_4 &= 0.5 \lambda_{ns}^{-6.738} \end{aligned} \quad (2.46)$$

Determine el patrón de flujo usando los siguientes límites y utilizando los parámetros hallados en el conjunto de ecuaciones 55.

Segregado:

$$\lambda_{ns} < 0.01 \text{ y } N_{FR} < L_1 \quad \text{Ó} \quad \lambda_{ns} \geq 0.01 \text{ y } N_{FR} < L_2 \quad (2.47)$$

Transición:

$$\lambda_{ns} \geq 0.01 \text{ y } L_2 < N_{FR} \leq L_3 \quad (2.48)$$

Intermitente:

$$0.01 \leq \lambda_{ns} < 0.4 \text{ y } L_3 < N_{FR} \leq L_1 \quad \text{Ó} \quad \lambda_{ns} \geq 0.4 \text{ y } L_3 < N_{FR} \leq L_4 \quad (2.49)$$

Distribuido:

$$\lambda_{ns} < 0.4 \text{ y } N_{FR} \geq L_1 \text{ Ó } \lambda_{ns} \geq 0.4 \text{ y } N_{FR} \geq L_4 \quad (2.50)$$

6. Calcular el *holdup* horizontal, λ_o .

$$\lambda_o = \frac{a\lambda_{ns}^b}{N_{FR}^c} \quad (2.51)$$

Donde a, b y c son determinados de cada patrón de flujo como se ve en la siguiente tabla:

Tabla 3. Parámetros de correlación a, b, c para hallar los Patrones de flujo.

| Patrón de flujo | A | B | C |
|-----------------|-------|--------|--------|
| Segregado | 0.98 | 0.4846 | 0.0868 |
| Intermitente | 0.845 | 0.5351 | 0.0173 |
| Distribuido | 1.065 | 0.5824 | 0.0609 |

Fuente. Brill, J.P. and Beggs, H.D., 1991: *Two-Phase Flow in Pipes, Sixth Edition, January.*

7. Calcular el coeficiente de corrección de factor de inclinación.

$$C = (1 - \lambda_{ns}) \ln(d \lambda_{ns}^e N_{Lv}^f N_{FR}^g) \quad (2.52)$$

Donde d, e, f, y g son determinados por cada condición de flujo de la tabla 4.

8. Calcular el *holdup* del líquido, aplicando la corrección del factor de inclinación.

$$\Psi = 1 + C[\cos(1.8 \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 (90 - \theta))] \quad (2.53)$$

Donde Θ es la desviación con respecto al eje vertical.

Tabla 4. Parámetros de correlación d, e, f, g para hallar los Patrones de flujo.

| PATRÓN DE FLUJO | D | E | f | G |
|------------------------|--------------------|----------|----------|----------|
| Segregado | 0.011 | -3.768 | 3.539 | -1.614 |
| Intermitente | 2.96 | 0.305 | -0.4473 | 0.0978 |
| Distribuido | Sin corrección C=0 | | | |

Fuente. Brill, J.P. and Beggs, H.D., 1991: *Two-Phase Flow in Pipes, Sixth Edition, January.*

9. Calcular le *holdup* del líquido.

$$\lambda = \lambda_o \Psi \quad (2.54)$$

Aplicar el factor de corrección de Palmer:

$$\lambda = 0.918 \lambda \quad \text{Para flujo subiendo}$$

10. Cuando el patrón de flujo esta en transición se hace el siguiente promedio.

$$\lambda = a * \lambda_1 + (1 - a)\lambda_2: a = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (2.55)$$

Donde λ_1 es el *holdup* del líquido calculado asumiendo que el flujo es segregado, λ_2 es el que asume el flujo intermitente.

11. Calcular la relación del factor de fricción.

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^s \quad (2.56)$$

Donde

$$s = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725[\ln(y)]^2 + 0.01853[\ln(y)]^4} \quad (2.57)$$

$$y = \frac{\lambda_{ns}}{\lambda^2} \quad (2.58)$$

S está indefinida para el intervalo de $1 < y < 1.2$; y para los valores de y en este intervalo, la función S es calculada de la ecuación 68.

$$s = \ln(2.2 y - 1.2) \quad (2.59)$$

12. Calcular gradiente de presión por fricción.

$$(N_{Re})_{ns} = \frac{\rho_{ns} V_m d_h}{\mu_{ns}} \quad (2.60)$$

Se usa este número de Reynolds (sin deslizamiento) para calcular el factor de fricción (f_{ns}) usando el diagrama de Moody; luego este se convierte en el factor de fricción de Fanning de la ecuación 2.61.

$$f_{ns} = \frac{f_{ns}}{4} \quad (2.62)$$

El factor de fricción de dos fases está dado por:

$$f_{tp} = f_{ns} \frac{f_{tp}}{f_{ns}} = f_{ns} * e^s \quad (2.63)$$

El gradiente de presión por fricción es:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_f = \frac{t_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{2 * g * d_h} \quad (2.64)$$

2.2.2. Correlación de Hagedorn-Brown.

Brill and Beggs³ y Beggs and Brill¹ desarrollaron esta correlación a partir de 475 pruebas en un pozo experimental de 1500 ft con fluidos que tenían viscosidades de hasta 110 cp. Se utilizó una densidad media corregida por las condiciones de fondo de pozo para el cálculo de las pérdidas de presión causadas por la fricción y

la aceleración. El *holdup* del líquido se calcula a partir de las pérdidas de presión totales midiendo y calculando los valores de fricción y las pérdidas de aceleración. Estos valores de *holdup* se correlacionaron con diversas variables de flujo y propiedades de los fluidos del yacimiento. Debido a que el *holdup* del líquido no se mide directamente, los valores dados por la correlación no son siempre físicamente significativos.

Brill and Beggs³ recomendaron que el gradiente de presión debe ser calculado por el la correlación de Griffith et al.⁸ para el régimen de *bubble*.

Esta correlación realmente es una combinación de dos correlaciones: la correlación Brill and Beggs³ para flujo *slug* y la correlación de Griffith et al.⁸ para flujo *bubble*. Estas aplican solo para pozos verticales.

La correlación de Hagedorn-Brown aplica solo para pozos verticales, sin embargo en este programa, se asume que el gas fluye a la misma velocidad que el líquido cuando el ángulo de inclinación es mayor a 45°. Si la sección se encuentra entre 0° y 45°, la correlación de Hagedorn-Brown es todavía usada como si el pozo fuera vertical.

1. Calcular los parámetros de correlación A y B.

$$A = 1.071 - \frac{0.2218(V_{sl} + V_{sg})^2}{d_h * 0.3048^2} \quad (2.65)$$

Si $A < 0.13$, entonces $A = 0.13$

$$B = \frac{V_{sg}}{V_{sl} + V_{sg}} \quad (2.66)$$

Si (B-A) es positivo o tiene un valor de cero, continúe con la correlación de Hagedorn-Brown; si (B-A) es negativo, proceda con la correlación de Griffith et al.⁸.

2. Correlación de Griffith (Griffith et al.⁸).

$$\lambda = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \frac{V_{sg}}{V_s}} \right] \quad (2.67)$$

$$V_s = 0.8 * 0.3048 \quad (2.68)$$

3. Correlación de Hagedorn-Brown.

3.1. Calcular el número y coeficiente de la viscosidad del líquido.

$$N_L = \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L \sigma_L^3} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.69)$$

$$CN_L = \frac{0.0019 + 0.0322 N_L - 0.6642 N_L^2 + 4.9951 N_L^3}{1 - 10.0147 N_L + 33.8696 N_L^2 + 277.2814 N_L^3} \quad (2.70)$$

Si $N_L \leq 0.002$, entonces $CN_L = 0.0019$

Si $N_L \geq 0.4$, entonces $CN_L = 0.0019$

3.2. Calcular el número de la velocidad del gas y líquido, también el número, del diámetro de la tubería.

$$N_{LV} = V_{sl} \left(\frac{\rho_L}{g \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.71)$$

$$N_{GV} = V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{g \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.72)$$

$$\phi = \frac{N_{LV}}{N_{GV}^{0.575}} \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right)^{0.10} \left(\frac{CN_L}{N_d} \right) \quad (2.73)$$

$$\frac{\lambda}{\psi} = \left(\frac{0.0047 + 1123.32 \phi + 729489.64 \phi^2}{1 + 1097.1566 \phi + 722153.97 \phi^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.74)$$

3.3. Determine el segundo factor de corrección del parámetro de correlación.

$$\phi = \frac{N_{GV} N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}} \quad (2.75)$$

$$\psi = \frac{1.0886 + 69.9473 \phi + 2334.3497 \phi^2 - 12896.683 \phi^3}{1 - 53.4401 \phi + 1517.9369 \phi^2 - 8419.8115 \phi^3} \quad (2.76)$$

3.4. Calcular el *holdup* del líquido.

$$\lambda = \frac{\lambda}{\psi} * \psi \quad (2.77)$$

4. Calcular el gradiente de presión por fricción.

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_f = \frac{f \rho_{ns} V_m^2}{2 * g * d_e} * \frac{\rho_{ns}}{\rho_s} \quad (2.78)$$

Donde ρ_{ns} y ρ_s se calculan de las ecuaciones 2.41 y 2.39.

2.2.3. Correlación de Hasan-Kabir (Hasan and Kabir¹⁰, 1992).

El flujo de fluidos multifásico en las tuberías verticales se entiende bastante bien. Un número de modelos disponibles permiten la determinación del patrón de flujo en cualquier posición en el tubo, que a su vez permite la estimación de *holdup* y la caída de presión utilizando los modelos apropiados para el régimen de flujo que se presenta.

El comportamiento del flujo multifásico en un tubo inclinado tiene una apreciación más compleja, ya que la desviación del pozo añade otra dimensión a los fenómenos que se han observado en los pozos verticales. Las correlaciones disponibles para determinar la transición del patrón flujo, el *holdup* y el gradiente de presión en tuberías inclinadas son en gran medida empíricas. Hasan and Kabir¹⁰ plantean algunas de estas correlaciones para el desarrollo del modelo en pozos desviados.

El estudio presentado por Hasan and Kabir¹⁰ presenta un modelo para el comportamiento de flujo de dos fases en pozos desviados. El modelo permite predecir el régimen de flujo, *holdup*, y la caída de presión en cualquier punto en la cadena de flujo. El modelo fue desarrollado con un enfoque similar al del pozo vertical.

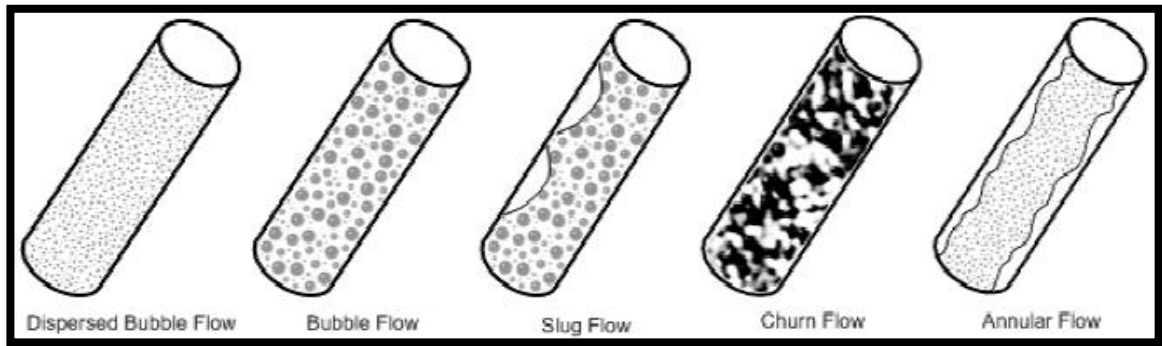
La fracción vacía de gas o *gas holdup* depende de la velocidad *in situ* del gas V_g . Para flujo ascendente (por el anular), el efecto de flotabilidad y la tendencia de las burbujas de gas a fluir a través del centro del anular hacen que la velocidad del gas *in situ* sea más alta que la velocidad de la mezcla V_m , el efecto de flotabilidad (*bouyancy*) y la distribución de las burbujas a través del anular depende del patrón de flujo existente. En el trabajo desarrollado por Hasan and Kabir¹⁰ se relaciona el *holdup* con las velocidades de fase y las propiedades del sistema de regímenes de flujo, esta correlación fue desarrollada (1992) para el estudio del flujo bifásico, y fue estabilizada basándose en condiciones hidrodinámicas y experimentos de observación. La correlación que presenta Hasan and Kabir¹⁰ aplica para flujos en espacios anulares con ángulos de desviación mayores a 10° y para el desarrollo del programa se asume que para ángulos de inclinación menores de 45° no hay deslizamiento del gas, por lo tanto el uso de esta correlación se da para ángulos mayores de 45° debido que a partir de este ángulo.

El procedimiento para desarrollar esta correlación se plantea a continuación.

1. Identificación de los patrones para flujo de dos fases.

Cuando por una tubería fluyen dos fluidos con propiedades físicas distintas, se produce una distribución relativa de una fase respecto a la otra, esto hace que los flujos se presenten en diferentes patrones dependiendo de las velocidades superficiales y de las propiedades de los fluidos. Los patrones de flujo de dos fases dependen de las tasas de flujo, la geometría del pozo, y las propiedades de los fluidos de las fases. Además, los patrones de flujo pueden ser alterados por la variación en la presión del pozo y la temperatura. Los principales patrones de flujo que existen en el flujo bifásico son *dispersed bubble*, *bubble*, slug, churn y annular, sus características se pueden apreciar en la figura 19.

Figura 19. Patrones de flujo.



Fuente: Faisal Abdullah ALAdwani. Application of mechanistic models in predicting flow. B.Sc., Kuwait University, Mayo 2003.

Dispersed Bubble flow: Este flujo se caracteriza por que el gas se distribuye en pequeñas burbujas de forma esférica en una fase líquida continua. Este se produce a bajas velocidades de flujo de gas y altas tasas de líquidos. En este tipo de flujo, las dos fases se mueven casi a la misma velocidad. No se ve

deslizamiento entre las fases y el flujo es esencialmente homogéneo. En una mezcla gas-líquido, la fase dispersa está determinada principalmente por las velocidades de flujo de las dos fases ya que la interfaz entre las dos fases es deformable, y los fusiona y la fase dispersa finalmente se convierte en la fase continua. Una de las características más importantes y comunes es que la masa, cantidad de movimiento y la transferencia de energía entre las fases se llevan a cabo a partir de cada partícula (burbuja, gota en gas y líquido) hacia la fase continua que le rodea.

Bubble flow: Este flujo está constituido por una fase gaseosa discontinua, que se distribuye en forma de burbujas dentro de una fase líquida continua. Las burbujas de gas tienden a tener una forma ligeramente esférica y el deslizamiento a través de la fase líquida es debido a las fuerzas de flotabilidad. Las características típicas de este flujo son interfaces móviles y deformables, también que las burbujas se encuentran idealmente separadas y estas no interactúan entre sí, directa o indirectamente. Así pues, las burbujas se comportan como burbujas individuales, este patrón se produce a baja a velocidades superficiales medias.

Slug flow: Este flujo se caracteriza por una serie de unidades de *slug* que se representan como una intermitencia inherente de la fase líquida (baches). Cada unidad se compone de bolsas de gas y los enchufes de líquidos llamados *slugs* se encuentran alternados a lo largo de la tubería. En el flujo vertical la bolsa de gas se denomina comúnmente como una burbuja de Taylor. Una película de líquido existe alrededor de la bolsa que fluye hacia abajo con relación a la burbuja de gas. El slug líquido, lleva distribuidas pequeñas burbujas de gas, el flujo es inestable, incluso cuando los caudales de gas y líquido, Q_g y Q_L , se mantienen constantes en la entrada de la tubería.

Churn flow: Este patrón de flujo existe en flujo ascendente solamente y es muy caótico en la naturaleza. La forma de la burbuja de Taylor y el slug líquido son irregulares y aparentemente al azar. Este puede ser considerado como una

transición entre el *bubble flow* y *slug flow* completamente desarrollado. También es conocido como flujo de espuma semi-anular y el flujo es un flujo de gas y líquido altamente perturbado. Se caracteriza por la presencia de una película de líquido muy espeso e inestable, con el líquido a menudo oscilante hacia arriba y hacia abajo.

Annular Flow. Este patrón de flujo se caracteriza por la continuidad axial de la fase de gas en un núcleo central con el líquido fluyendo hacia arriba, como una película delgada a lo largo de la pared de la tubería y como gotitas dispersadas en el núcleo, en este caso, la región se conoce como flujo anular-disperso, donde la fracción arrastrada puede variar de cero (un flujo anular puro) a un valor cercano a la unidad (un flujo disperso).

En tubos verticales e inclinados, la película de líquido cerca de la pared y el núcleo de gas pueden fluir concurrentemente y a contracorriente. La verdadera concentración volumétrica de gas (*gas holdup*), se determina como una fracción de la sección transversal ocupada por la fase gaseosa, esta es alta y por regla general se encuentra entre el 75-80%. En tubos horizontales, el espesor de la película no es uniforme en todo el perímetro de este debido a la acción de las fuerzas gravitatorias. Este flujo se produce a velocidades superficiales del gas altas y con poco líquido presente relativamente.

2. Zonas de transición.

La figura 20 representa los flujos típicos en el *wellbore*. Para el desarrollo del programa se realizó una regresión de la gráfica y se plantearon las ecuaciones con el fin de simplificar el procedimiento de cálculo y determinar las zonas de transición, las cuales están dadas por:

a) **Limite A:** transición del *bubble flow* a *slug* o *churn*:

De la regresión de los datos de la figura 20 obtenemos límite de transición entre estos dos patrones de flujo y se representa por la siguiente ecuación:

$$LV_{sl} = 0,4538 LV_{sg}^2 + 2,641LV_{sg} - 0,1619 \quad (2.79)$$

Donde el ajuste es $R^2 = 0.9973$, LV_{sl} y LV_{sg} son las velocidades del líquido y del gas en las condiciones límite, sus unidades son (m/s).

Los patrones de flujo *churn* y *slug* con frecuencia se agrupan juntos y se llaman flujo intermitente, ya que son difíciles de distinguir y porque se comportan de manera similar. Hasan and Kabir¹⁰ plantea que la transición de *bubble flow* al intermitente se produce porque las burbujas generalmente siguen caminos en zigzag cuando se levantan a través de un líquido, lo que resulta en la colisión entre burbujas. La frecuencia de colisión aumenta con el aumento del *holdup* del gas, lo que lleva a la aglomeración de burbujas y la formación de burbujas de Taylor en forma de bala que son característicos del *slug flow*.

Hasan and Kabir¹⁰ y Hasan and Kabir⁹ hallaron una ecuación para la transición de *bubble a slug o churn flow* para el flujo ascendente en pozos desviados, donde la velocidad de subida de la burbuja V_s esta dada por:

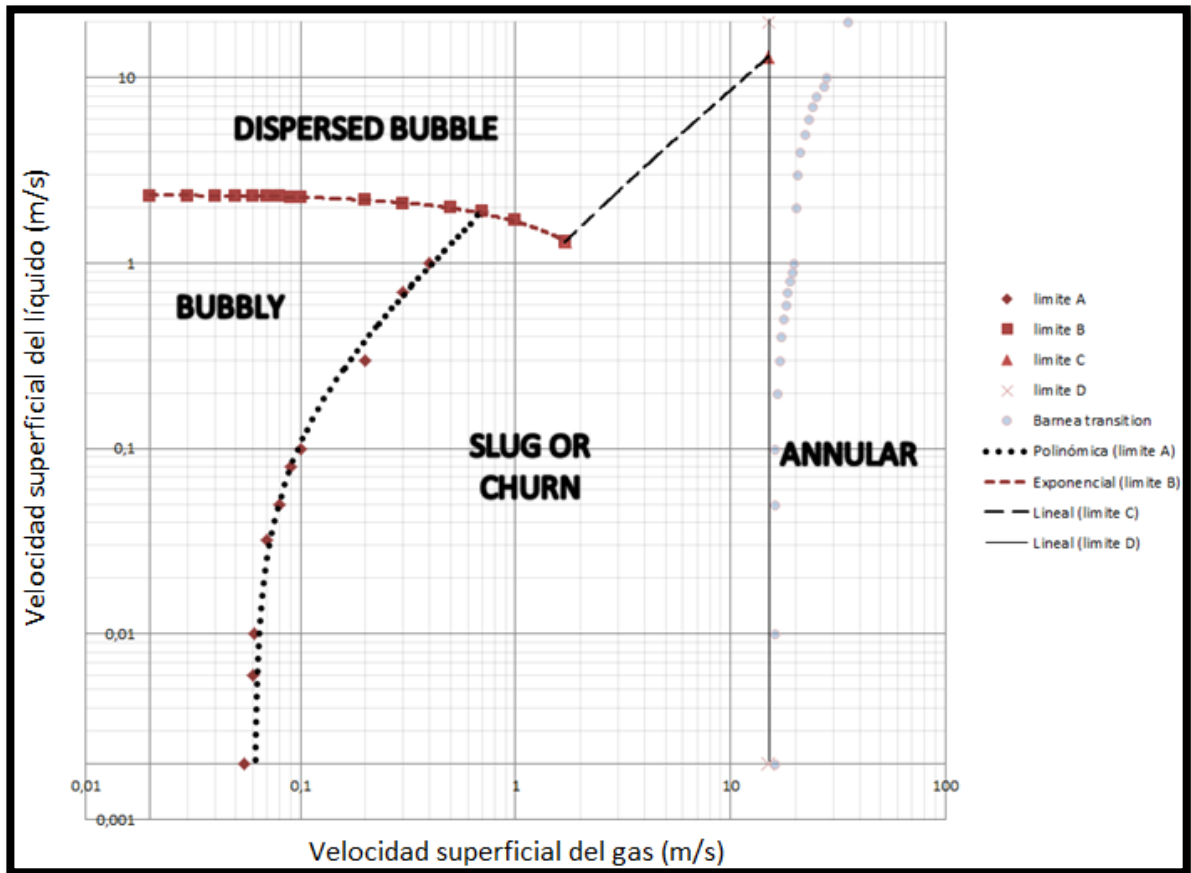
$$V_s = 0.20046 \left(\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right)^{0.25} \quad (2.80)$$

Se halla la velocidad del gas nuevamente y se verifica en la figura 20 el patrón de flujo a seguir.

$$V_{sg} = (0.429 V_{sl} + 0.357 V_s) * \cos(\theta) \quad (2.81)$$

Θ = Desviación del pozo con respecto a la vertical.

Figura 20. Régimen de flujo en el wellbore.



Tomado y adaptado de: well control model, theory and user's manual. Maurer engineering inc., 1993.

b) Límite B: transición de flujo *bubble* o *slug* a *dispersed bubble*.

A altas velocidades de flujo, la turbulencia tiende a romper el aglomerado más grande burbujas, inhibiendo de este modo la transición al *slug flow*. En tales casos, el *bubble flow* persiste incluso cuando la fracción de gas supera 0,25. Este tipo de flujo burbujeante resultante de la descomposición y dispersión de burbujas más grandes en el líquido se conoce como *dispersed bubble*.

De la regresión de los datos de la figura 20 obtenemos límite de transición entre estos patrones de flujo y se representa por la siguiente ecuación:

$$LV_{sl} = 2,3454e^{-0.336*LV_{sg}} \quad (2.82), \quad \text{Donde el ajuste es } R^2 = 0.9973$$

Hasan and Kabir¹⁰ encuentran que el modelo utilizado era aplicable para el flujo a través de anulares verticales e inclinados. Basado en el diámetro de la burbuja máximo posible en condiciones de alta turbulencia, el modelo siguiente podría ser utilizado para encontrar relación entre velocidades de fase, el diámetro del tubo, y las propiedades del líquido.

Para encontrar el patrón de flujo se plantea el siguiente método:

$$d = 0.141479 \left[0.725 + 4.15 \sqrt{\frac{V_{sg}}{V_m}} \right] * \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0.6} * \left(\frac{2 \mu_L V_m^3}{d_h} \right)^{-0.4} \quad (2.83)$$

$$d_c = 0.021715 \sqrt{\frac{\sigma_L}{(\rho_L - \rho_g)g}} \quad (2.84)$$

Cuando $d \leq d_c$ y la velocidad superficial del gas está a la izquierda del límite A, el flujo está en *dispersed bubble*; Cuando $d > d_c$ y la velocidad superficial del gas está a la izquierda del límite A, el flujo está en *bubble*; Cuando $d \leq d_c$ y la velocidad superficial del gas está a la derecha del límite A, el flujo está en *dispersed bubble*; Cuando $d > d_c$ y la velocidad superficial del gas está a la derecha del límite A, el flujo está en *slug o churn*.

c) Limite C: transición de *slug flow* a *dispersed bubble*.

La transición tiene lugar cuando las fluctuaciones del flujo turbulento son lo suficientemente fuertes para superar a las fuerzas de flotabilidad, que mantienen al gas en el centro del anular. De la regresión de los datos de la figura 20 obtenemos límite de transición entre estos dos patrones de flujo, se representa por la siguiente ecuación:

$$LV_{sl} = 0.8797 LV_{sg} - 0.1955 \quad (2.85), \quad \text{Donde el ajuste es } R^2 = 1$$

Hasan and Kabir¹⁰ determinaron que el *gas holdup* máximo permitido bajo las condición de *bubble flow* es 0,52. Los valores más altos pueden convertir el flujo a *slug*, de ahí el límite de transición podría ser equiparado como sigue:

$$V_{sg} = 1.083V_{sl} + 0.52 V_s \quad (2.86)$$

d) Limite D: transición de *churn* o *slug flow* a *annular*.

De la regresión de los datos de la figura 20 obtenemos límite de transición entre estos dos patrones de flujo, se representa por la siguiente ecuación:

$$\text{cuando } V_{sg} = 15 \text{ (m/s)} \quad (2.87)$$

La transición de *churn* o *slug flow* a *annular flow* tiene lugar a altas velocidades de flujo de gas. El líquido fluye hacia arriba a lo largo de la pared del tubo, mientras que el gas fluye a través del centro del espacio anular. La película de líquido tiene un comportamiento ondulado, las olas formadas por este podrían generar un arrastre de gotitas de líquido. La transición entre *slug flow* y el *annular flow* ha sido estudiada por Hasan and Kabir¹⁰ quienes analizaron el caudal mínimo de gas requerido para invertir la dirección de flujo de una película de líquido que cae. Un modelo físico diferente fue adaptado por Hasan and Kabir⁹ que examinaron la fuerza necesaria para mantener las gotitas de líquido arrastradas en suspensión, también sugirió que cuando la velocidad del gas no es suficiente para mantener las gotitas de líquido en suspensión, las gotitas se caen de nuevo, se acumulan, formar un puente, y finalmente, se establece el *slug flow*.

$$V_{sg} = 0.40617 \left(\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2} \right)^{0.25} \quad (2.88)$$

2. Calculo del *holdup* del líquido.

El *holdup* del líquido depende de la velocidad in situ de las fases de gas y del líquido, la diferencia entre estas dos velocidades es producida por el aumento de la velocidad subida de las burbujas de gas debido a la diferencia de densidad y la tendencia de la fase de gas a fluir a través de la sección central del anular, donde la velocidad de la mezcla es más alta. Estos dos factores dependen del flujo patrón y se analizan individualmente para cada régimen de flujo.

a) Para *bubbly flow* o *dispersed bubble*:

Para este tipo de flujo el análisis es muy similar con respecto a la de los sistemas verticales. Se podría pensar que el *holdup* se verá influenciado por la desviación debido a que el perfil de las concentraciones de burbujas se ve afectado. Esta influencia es contrarrestada por otros efectos tales como un cambio en el perfil de velocidad. Hasan and Kabir¹⁰ validaron esta afirmación por el hecho de que incluso para el caso de flujo de burbujas alargadas a través de tuberías horizontales de pequeño diámetro, el valor del *holdup* sigue siendo el mismo que el de flujo vertical.

La siguiente ecuación desarrollada por Hasan and Kabir¹⁰ representa el *holdup* del líquido en la sección transversal del anular para un pozo desviado.

$$\lambda = 1 - \frac{V_{sg}}{1.2 V_m + V_s} \quad (2.89)$$

b) Para *slug* o *churn flow*.

En cuanto a la desviación del pozo, el análisis del *slug flow* en sistemas inclinados es muy similar al que se realizó para el *bubble flow* en tal sistema. Griffith et al.⁸ propuso que la velocidad de subida de la burbuja de Taylor está influenciada significativamente por la inclinación del tubo. La velocidad de subida de la burbuja de Taylor aumenta con el aumento de la desviación en la tubería hasta que alcanza un máximo para un ángulo de desviación de aproximadamente 40°. La

velocidad de subida luego disminuye gradualmente con el aumento de las desviaciones y finalmente, se convierte en cero para los sistemas horizontales. Una expresión para la velocidad de subida de burbujas puede ser derivada del equilibrio de la fuerza flotabilidad contra la fuerza de arrastre experimentada por una burbuja. En la siguiente ecuación se plantea lo anteriormente mencionado y se calcula la velocidad de subida de las burbujas de Taylor:

$$V_t = 0.2886 \left(0.345 + 0.1 \frac{d_1}{d_2} \right) \sqrt{\cos\theta} (1 + \text{sen}\theta)^{1.2} \sqrt{\frac{g d_2 (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}} \quad (2.90)$$

Para *slug flow*, la relación entre *holdup* de las burbujas de Taylor y las velocidades superficiales está dada por:

$$\lambda_{TB} = 1 - \frac{V_{sg}}{1.2 V_m + V_t} \quad (2.91)$$

Si la velocidad superficial del gas $V_{sg} \geq 0.4$, entonces el *holdup* del líquido está dado por la siguiente ecuación:

$$\lambda = 1 - (a \cdot \lambda_{TB} + 0.1) \quad (2.92)$$

Donde “a” se representa por:

$$a = 1 - \frac{0.1(1.2 V_m + V_s)}{V_{sg}} \quad (2.93)$$

Si la velocidad superficial del gas $V_{sg} < 0.4$, entonces el *holdup* del líquido está dado por la siguiente ecuación:

$$\lambda = 1 - (a \cdot \lambda_{TB} + 0.25 V_{sg}) \quad (2.94)$$

Donde “a” se representa por:

$$a = 1 - 0.25(1.2 V_m + V_s) \quad (2.95)$$

c) Para *annular flow*.

En flujo anular, el gas fluye a través del núcleo central de la tubería con las gotas de líquido arrastradas, mientras que el líquido fluye a lo largo de la pared del tubo como una película. Debido a las altas velocidades de fase se presentan precipitaciones durante el flujo y se produce una transferencia de masa entre las fases, la inclinación de la tubería no afecta al comportamiento de flujo.

La fracción de masa de la fase de gas está dada por:

$$f_m = \frac{V_{sg} \cdot \rho_g}{V_{sl} \cdot \rho_L + V_{sg} \cdot \rho_g} \quad (2.96)$$

A partir de esto se calcula el parámetro de Lockhart-Martinelli

$$x = \left(\frac{1 - f_m}{f_m} \right)^{0.9} * \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0.1}} \quad (2.97)$$

Del cual obtenemos el *holdup* del líquido:

$$\lambda = 1 - \frac{1}{(1 + x^{0.8})^{0.378}} \quad (2.98)$$

3. Calculo del gradiente de presión por fricción.

Para flujo *slug*, *bubble*, o *dispersed bubble*:

Para el cálculo de las pérdidas de presión se calculan los números de Reynolds de cada patrón de flujo, de igual manera se hace con el factor de fricción (distinto para cada *holdup*) ya que estos son diferentes, pero se calculan con las mismas ecuaciones como se presenta a continuación:

$$N_{Re} = \frac{757 \rho_L V_m d_h}{\mu_L} \quad (2.99)$$

$$f_m = \frac{0.046}{N_{Re}^{0.2}} \quad (2.100)$$

$$\rho_s = \lambda \rho_L + (1 - \lambda) * \rho_g \quad (2.101)$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_f = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 * g * d_h} \quad (2.102)$$

Para *annular flow*:

Para determinar la densidad del fluido que fluye a través del núcleo, es necesario estimar la fracción de la cantidad total de líquido E , que es arrastrado en el núcleo de gas. Cuando la película de líquido es completamente turbulenta, la fracción E de la entrada de líquido arrastrado en el gas del núcleo es una función única de la velocidad del gas crítica V_{sgc} , que se define como sigue:

$$V_{sgc} = 0.3048 \frac{V_{sg} \mu_g \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}}}{\sigma_L} \quad (2.103)$$

La correlación para E con una velocidad crítica del gas se muestra en la figura 19 y se pueden representar por las siguientes ecuaciones que relacionan la velocidad crítica del gas y el arrastre:

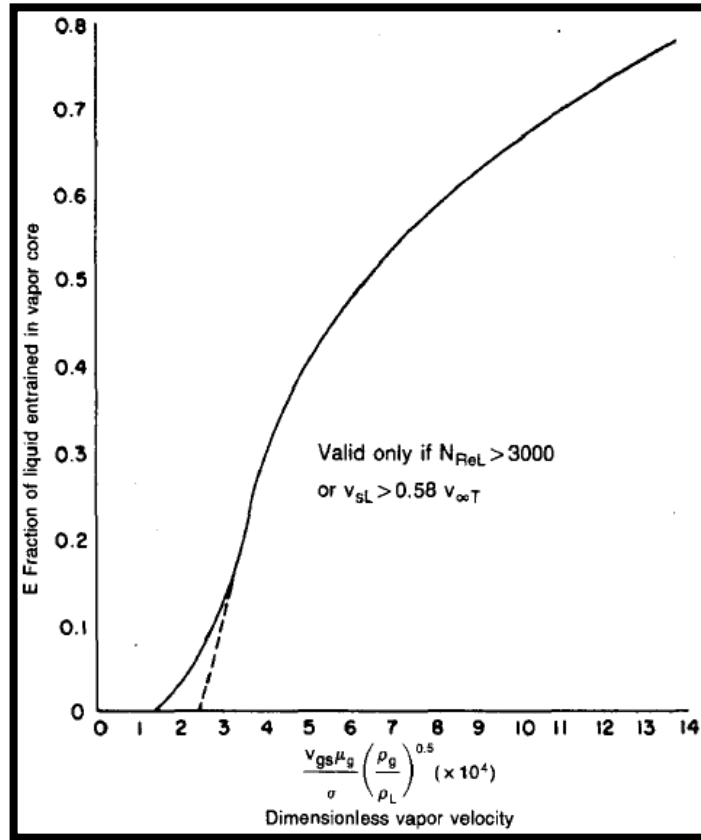
*si $V_{sgc} < 4 * 10^{-4}$, entonces*

$$E = 0.0055 (10^4 V_{sgc})^{2.86} \quad (2.104)$$

*si $V_{sgc} \geq 4 * 10^{-4}$, entonces*

$$E = 0.857 * \log(10^4 V_{sgc}) - 0.2 \quad (2.105)$$

Figura 21. Fracción del líquido que entra en el gas.



Fuente: Rashid Hasan; Shah Kabir. A Study of Multiphase Flow Behavior in vertical well. SPE Production Engineering, May 1988

La fracción volumétrica de gas en el núcleo del fluido E_{gc} esta dada por:

$$E_{gc} = \frac{V_{sg}}{V_{sg} + E \cdot V_{sl}} \quad (2.106)$$

La densidad del fluido que fluye a través del núcleo ρ_c es:

$$\rho_c = E_{gc} \cdot \rho_g + (1 - E_{gc})\rho_L \quad (2.107)$$

La correlación propuesta para para predecir la rugosidad película líquida o el factor de fricción película ff , esta dada por:

$$ff = fg(1 + 75 \cdot \lambda) \quad (2.108)$$

Donde fg está dado por:

$$fg = 0.0043412 \left(\frac{\rho_g V_{sg} d_e}{\mu_g} \right)^{-0.2} \quad (2.109)$$

El gradiente de fricción para *annular flow* será:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_f = \frac{1.24676 \cdot ff \cdot \rho_c V_g^2}{d_e} \quad (2.110)$$

2.3. CORRELACIÓN PARA CALCULAR LA SOLUBILIDAD DEL GAS (O'Brian¹⁶ et al., 1988)

O'Brian¹⁶ et al. realizó un experimento para determinar la solubilidad del gas en el fluido de perforación bajo diferentes presiones y temperaturas. El fluido de perforación se compone de tres componentes: aceite, salmuera, y emulsionantes. El gas se compone de dos componentes: hidrocarburos y CO.

Para el cálculo de la solubilidad del gas se en el aceite, usa la ecuación 2.111 se aplica en general para la solubilidad del gas en aceite y emulsiones.

$$R_{S(o)} = \left(\frac{P}{a T^b} \right)^n \quad (2.111)$$

Donde $a = 1.922$, $b = 0.2552$, son los parámetros utilizados para el cálculo de la solubilidad del gas de hidrocarburo en lodos base aceite, y n está definido en función de la gravedad específica del gas y la temperatura del punto de interés en el pozo.

$$n = 0.3576 + 1.168 + T * (0.0027 - 0.00492 * \gamma_g)$$

$$-T^2(4.51 * 10^{-6} - 8.198 * 10^{-6} * \gamma_g) \quad (2.112)$$

2.4. CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN (Van Slyke and Huang²⁰, 1990).

Para lodo a base de agua, se supone que no hay gas disuelto en el líquido, el factor de volumen de formación es igual a 1, la densidad del líquido es igual a la densidad en las condiciones de la superficie, que es constante. En el lodo a base de aceite, el gas puede disolverse o evolucionar desde el líquido, disminuyendo o aumentando por lo tanto la densidad del líquido. El factor de volumen de formación se calcula a partir de las siguientes ecuaciones propuestas por Van Slyke and Huang²⁰.

$$B_l = 1 + \left(\frac{R_S}{2600 - 4.5 T} \right) - (5.1 \times 10^{-6} - (400 - T) * (7 \times 10^{-9})) P \\ + (3.8 \times 10^{-8} - (400 - T) * (1 \times 10^{-10}) R_S) P \quad (2.113)$$

Cuando es líquido saturado ($P > P_b$), la presión de burbuja del lodo es introducida por el usuario, llegado al caso de que no se conozca el programa asume un valor de 3500 psi que es la presión de burbuja promedio del diesel.

$$B_l = \left(1.028 + \frac{T - 150}{2000} \right) + 10^{-6} \left(\left(2.15 + \frac{T - 150}{1000} \right)^{\frac{P}{1000}} + 82 \right) P \quad (2.114)$$

La ecuación 2.114 calcula la solubilidad a condiciones de presión y temperatura. La solubilidad depende de la cantidad de gas disponible para disolver. Si el gas disponible es más que la cantidad requerida para saturar el lodo, entonces, la solubilidad es igual al valor a condiciones de subsaturado, que se calcula a partir

de correlaciones de O'Brian et al¹⁶. Si el gas disponible no es suficiente para saturar el lodo, entonces se disolvió todo el gas.

2.5. CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL FACTOR COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Van Slyke and Huang²⁰, 1990).

La siguiente ecuación empírica fue encontrada para valores cercanos de Z utilizando ecuaciones de estado.

Para $P > 5000 \text{ psi}$

$$Z = aP + b \quad (2.115)$$

Dónde:

$$a = 1.77 * 10^{-4} - 1.44 * 10^{-7}(460 + T) \quad (2.116)$$

Para $P \leq 5000 \text{ psi}$

$$Z = c \left(\frac{P}{5000} \right)^d - \frac{P}{5000} + 1 \quad (2.117)$$

Dónde:

$$c = 3.98 * 10^{-4}(460 + T) + 0.702 \quad (2.118)$$

$$d = 0.5(f^{1.348}) - f + 1.97 \quad (2.119)$$

$$f = \frac{T - 100}{100} \quad (2.120)$$

La temperatura del fondo del pozo está dada por:

$$T_{bh} = 100 + G_{termico} * TVD \quad (2.121)$$

Por medio de la discretización del pozo en secciones, se puede conocer la temperatura en cada punto partiendo de la temperatura del fondo del pozo como se representa en la siguiente ecuación.

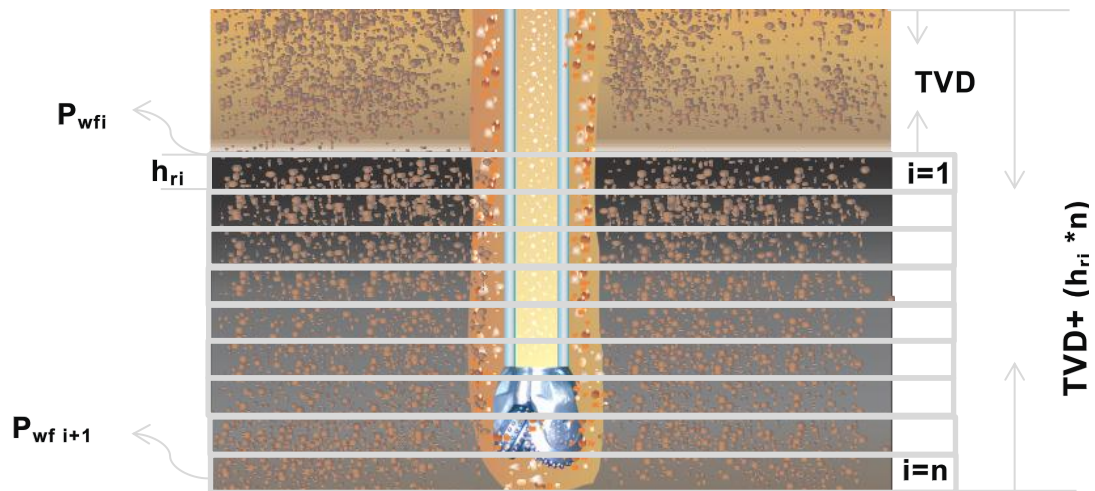
$$T_{i+1} = T_i - \Delta x * G_{termico} \quad (2.122)$$

Donde Δx es la longitud vertical verdadera del segmento discretizado.

2.6. MODELO DE RESERVORIO (Nickens¹⁵, 1987)

Durante el proceso de la entrada del influjo, la perforación continua a una tasa de penetración (ROP), en donde el espesor perforado se va a ver incrementado y por ende el caudal de gas que entra al pozo aumentara. Para describir este proceso, la formación se discretiza en una serie de segmentos de espesor h_{ri} iguales a la tasa de penetración multiplicada por el *time step*.

Figura 22. Modelo de reservorio



Para cada *time step* a una ROP dada se generara un nuevo segmento h_{ri} , donde cada segmento generado será igual a la suma de los anteriores ($h_{r\ i+1} = n\ h_{ri}$), es decir que el espesor perforado incrementara constantemente durante el proceso de entrada de la patada.

Para cada segmento se asume que hay un flujo independientemente para efectos del cálculo total del influjo.

$$q_{gi} = \frac{k * h_{ri}(P_i^2 - P_{wf}^2)}{86400 * 1424 * \mu * P_D * Z * (t_{bh} + 460)} \quad (2.123)$$

$$P_D = 0.5(\log(t_D) + 0.81) \quad (2.124)$$

$$t_D = 2.634 * 10^{-4} \frac{k * t_{ri}}{\Phi * \mu * C_f * r_w^2} \quad (2.125)$$

La P_{wf} al igual que el caudal, cambia en función del espesor perforado debido al aumento de la columna hidrostática y de las pérdidas de fricción que se generan nuevamente como se representa en la siguiente ecuación:

$$P_{wf\ i+1} = P_{wfi} + 0.052 * h_{ri} * \rho_l + \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{f2} * h_{ri} \right] \quad (2.126)$$

El volumen de gas total que entra en el pozo durante un intervalo t está dado por:

$$V_g = \frac{\sum_{i=0}^{N(t)} q_{gi}}{t} \quad (2.127)$$

Este volumen será calculado en el programa hasta este valor sea igual al que el usuario introduzca como la ganancia en tanques al momento del cierre del pozo.

$N(t)$ = numero de segmentos en el tiempo t

t = tiempo total de perforacion desde el segmento i = 0 hasta n, segundos

Para la compresibilidad de la formación el programa permite al usuario ingresar este valor por datos de petrofísica que tenga de la formación, si no se tienen estos datos se calcula la compresibilidad a partir de correlaciones. En general, puede tomarse como compresibilidad de areniscas consolidadas un valor promedio de $5,0 * 10^{-6} \text{ 1/psi}$ en base al volumen poroso. Esta correlación puede ser ajustada matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$C_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) * 10^{-6} \quad (2.128)$$

2.7. MODELO SINGLE BUBBLE (Leblanc and Lewis¹¹, 1967).

Como el nombre lo dice, el gas entra en el pozo en la parte inferior de forma inmisible en forma de una burbuja simple, conserva la composición constante, sigue siendo inmisible y no sufre ningún cambio de fase. La longitud de la columna de gas es determinada por la presión y la temperatura en la parte inferior de la columna.

Asuma que la presión y temperatura en la interface entre la columna de gas y el lodo es P_i y T_i , respectivamente. El volumen es determinado por la siguiente ecuación, lo cual nos ayudara a determinar la longitud de la columna de gas y su aplicación en este software se hace para hallar el *pit gain* en un influjo de gas en lodos base agua.

$$V_{i+1} = \left(\frac{PV}{ZT} \right)_i * \left(\frac{ZT}{P} \right)_{i+1} \quad (2.129)$$

Dónde V es el volumen de gas que entró a la formación que se determina por el modelo reservorio y el *pit gain* que se tiene en el momento de cerrar el pozo.

$$V_{tanques} = \Delta V_{fondo} = V_{i+1} - V_i \quad (2.130)$$

2.8. PIT GAIN EN LODOS BASE ACEITE (O'Brian¹⁶ et al., 1988).

El *Pit gain* es producido por la expansión del fluido en el espacio asumiendo que en un futuro no se producirá una nueva intrusión de gas al anular del pozo. Suponiendo una tasa de inyección de lodo constante, la ecuación para la contribución a la ganancia del pozo de un segmento líquido Z (J) de largo y una sección transversal A es.

$$V_{pg}(J) = [(B_g - B) * \lambda + (1 - \lambda)] * A * Z(J) \quad (2.131)$$

$$V_{pg} = \sum_{j=1}^{j=n} V_{pg}(J) \quad (2.132)$$

Donde n es el numero de segmentos y B_g es determinado por la ecuación 2.133 mackein¹³:

$$B_g = 0.0282 \frac{ZT}{P} \quad (2.133)$$

2.9. MODELO DE LAS SECCIONES, EN UN COMPLETAMIENTO SENCILLO.

El análisis de las pérdidas de presión por fricción en una geometría anular variable puede ser descrito por este modelo, para efectos de la programación y con el fin de deducir cuando se produce un cambio de diámetro en la zona anular, se realizó este análisis que aplica para pozos verticales y desviados.

La sección 1: Será el anular comprendido entre el diámetro interno del *open hole* y el diámetro externo del *drill collar*, donde las pérdidas de presión por fricción de esta sección están dadas por:

$$\Delta P = \left(\frac{dP}{dX}\right)_f * L \quad (2.134)$$

El gradiente de fricción $\left(\frac{dP}{dX}\right)_f$, es calculado según el fluido que se encuentre en la sección y el modelo que se elija.

$$L_1 = (\text{longitud drill collar})$$

La sección 2: Será el anular comprendido entre el diámetro interno del *open hole* y el diámetro externo del *drill pipe*, donde las pérdidas de presión por fricción de esta sección están dadas por:

$$\Delta P = \left(\frac{dP}{dX}\right)_f * L \quad (2.135)$$

El gradiente de fricción $\left(\frac{dP}{dX}\right)_f$, es calculado según el fluido que se encuentre en la sección y el modelo que se elija.

$$L_2 = (\text{longitud drill pipe} - \text{longitud del casing})$$

La sección 3: Será el anular comprendido entre el diámetro interno del *casing* y el diámetro externo del *drill pipe*, donde las pérdidas de presión por fricción de esta sección están dadas por:

$$\Delta P = \left(\frac{dP}{dX}\right)_f * L \quad (2.136)$$

El gradiente de fricción $\left(\frac{dP}{dX}\right)_f$, es calculado según el fluido que se encuentre en la sección y el modelo que se elija.

$$L_3 = \text{longitud del casing}$$

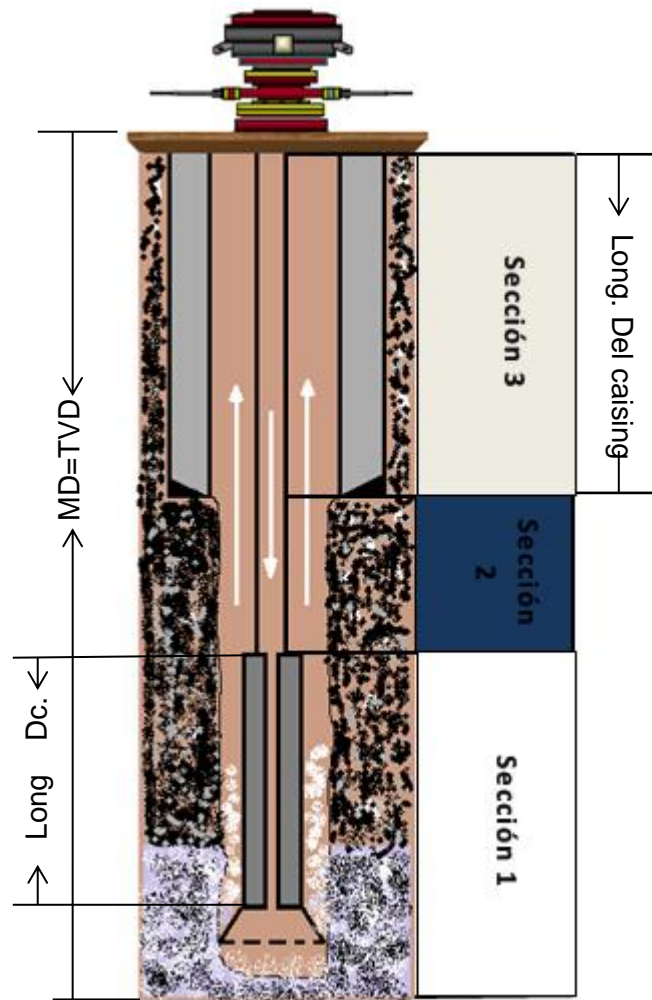
De esta manera para calcular la presión de fondo fluyendo inicial (cuando $h_i = 0$), aplicamos este modelo y la ecuación que lo describe está dada por:

$$P_{wfi} = 0.052 * TVD * \rho_l + \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{f1} * L_1 \right] + \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{f2} * L_2 \right] + \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{f3} * L_3 \right] \quad (2.137)$$

Para el siguiente valor de la P_{wf} tenemos que la única sección en la que se va a ver reflejado un aumento en la longitud expuesta entre los dos diámetros es la sección 2, entonces esta va a aumentar su valor h_i veces la presión hidrostática y en las pérdidas de fricción, como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$P_{wfi+1} = P_{wfi} + 0.052 * h_i * \rho_l + \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{f2} * h_i \right] \quad (2.138)$$

Figura 23. Secciones del pozo

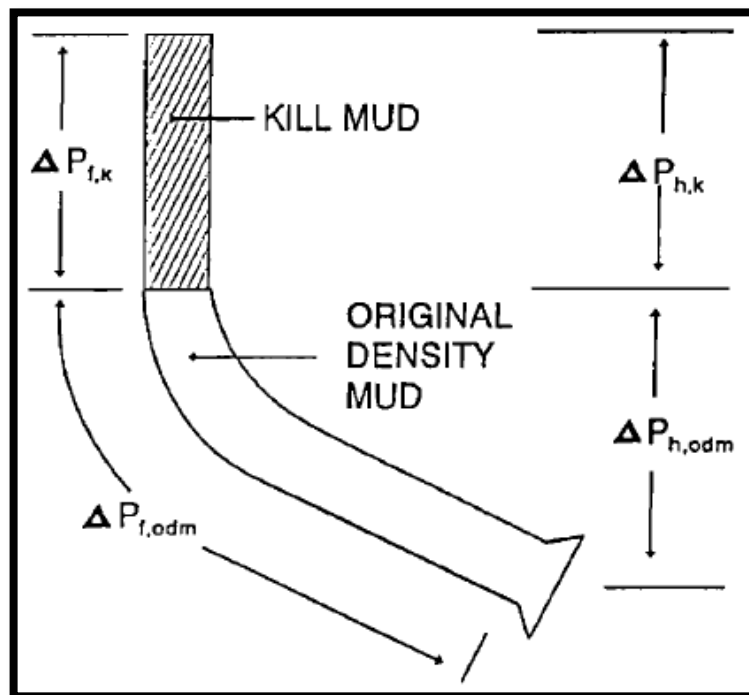


2.10. MODELO DRILL PIPE.

La sarta de perforación se define aquí como la trayectoria de flujo de la bomba de lodo (excluido) a la broca (incluido). Puede consistir de muchas secciones de diferentes áreas de sección transversal. El cálculo de la presión en el drill pipe es sencillo. Las siguientes ecuaciones se pueden derivar haciendo referencia a la Figura 24, suponiendo que no entra fluido invasor en la tubería de perforación.

$$P_{dp} = p_{bh} - \Delta P_{bit} - \Delta(P_{f'odm} + P_{h'odm}) - \Delta(P_{f'k} + P_{h'k}) \quad (2.139)$$

Figura 24. Modelo drill pipe



Tomado y adaptado de: well control model, theory and user's manual. Maurer engineering inc., 1993.

Durante el periodo que dura de la patada en ser detectada, p_{bh} se calcula suponiendo que el estrangulador está abierto. Durante el período de matar, p_{bh} es igual a la presión de la formación.

La caída de presión a través de la broca es calculada de la siguiente manera:

$$\Delta_{bit} = \frac{\rho_l * q^2}{10859 * A_{bit}^2} \quad (2.140)$$

La caída de presión por fricción dentro del *drill pipe* y anular es calculado usando el modelo plástico de Bingham o el modelo ley de potencia.

2.11. MODELO ANULAR.

El espacio anular se define como el trayecto de flujo desde la broca a la superficie, que consiste en la región anular entre la tubería de perforación y la carcasa o la formación, y la línea del choke, que es un tubo circular.

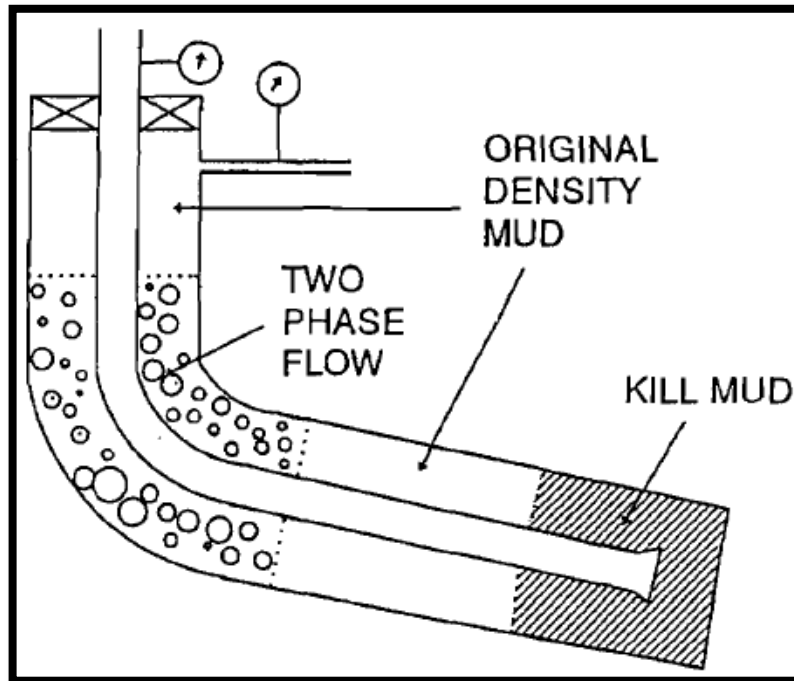
Al igual que con la sarta de perforación, el anular puede tener tantas secciones de diferentes áreas de sección transversal según se desee.

Durante la circulación de gas, podrían presentarse cuatro secciones de fluidos en el espacio anular como se muestra en la Figura 25.

La sección de lodo original procedente del lodo de matar no se mezcla con el gas en la región de dos fases. La interfaz entre ellos es distinta y nunca cambia. La sección de mezcla de dos fases incluye la sección con el gas disuelto y gas libre (región de dos fases) y la sección con sólo el gas disuelto (monofásico en realidad). La interfaz entre el lodo original y la sección de mezcla de dos fases

está cambiando constantemente ya que el gas puede deslizarse con respecto a la velocidad media de flujo y el gas disuelto puede avanzar debido a la dispersión y a la boyanza.

Figura 25. Modelo anular



Tomado y adaptado de: well control model, theory and user's manual. Maurer engineering inc., 1993.

Las caídas de presión en las regiones de líquido se determinan del mismo modo que para la tubería de perforación. Ya sea con el modelo plástico Bingham o el modelo Ley de potencia.

La caída de presión en la sección de dos fases requiere un estudio especial, para calcular estas pérdidas se usan las correlaciones de flujo de dos fases que se encuentran en la sección 2.2.

Una vez que se determina la caída de presión en la sección de flujo de dos fases (ΔP_{tp}), la presión en la entrada del estrangulador se puede calcular como:

$$P_{choke} = P_{bh} - \Delta(P_{f,k} + P_{h,k}) - \Delta(P_{f,odm} + P_{h,odm}) - \Delta P_{tp} \quad (2.141)$$

La caída de presión en la sección del lodo de perforación original puede incluir ya sea la sección superior o inferior de la zona de dos fases en el caso que se use el método de esperar y pesar, como se puede ilustrar en la figura 25.

2.12. MODELO DE DOS FASES.

El control de pozos es uno de los aspectos más importantes en las operaciones de perforación, por tal razón es importante conocer lo más cercanamente el comportamiento del pozo cuando hay la presencia de un influjo para obtener mejores resultados

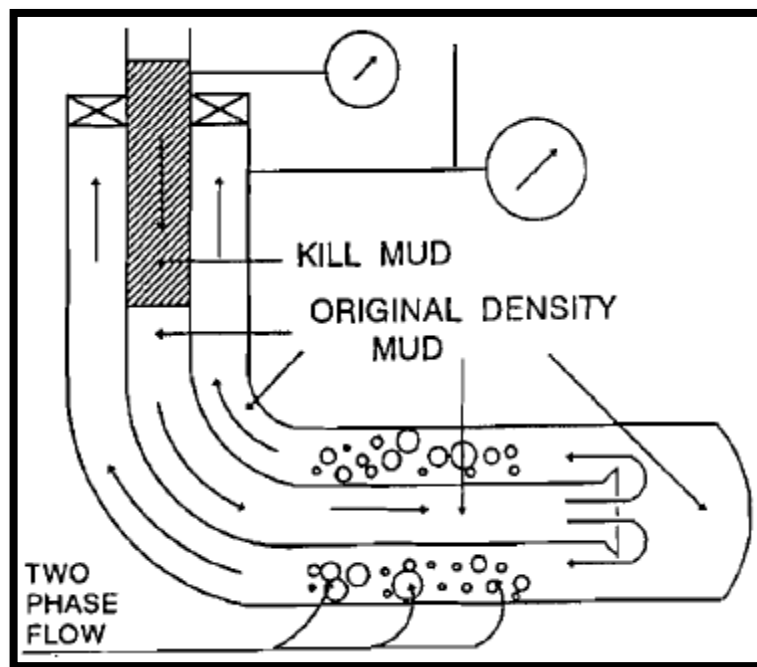
A continuación se presentara el comportamiento del pozo a partir de modelos matemáticos que fueron resueltos usando el método de diferencias finitas.

- **Planteamiento.**

La figura 26 ilustra el enfoque conceptual utilizado para el pozo. El fluido de perforación, que se refiere como la fase líquida, se bombea por la tubería de perforación, fluye a través de la broca, asciende a la superficie por el espacio anular, y sale a través de la estrangulación. Si la presión de fondo es menor a la presión de la formación se presentara un influjo, el fluido invasor entra en el pozo creando una región de mezcla de dos fases. Si se utiliza el lodo a base aceite, parte del gas se disuelve en el lodo. El resto del gas permanece como gas libre si la presión es menor que la presión de saturación.

El objetivo del control de pozo es hacer circular el fluido invasor hacia afuera por el espacio anular a través del estrangulador mientras se mantiene constante la presión de fondo (BHP) e igual la presión de la formación para evitar una mayor afluencia del fluido invasor. La circulación del fluido invasor puede ser iniciada mediante el bombeo de lodo de perforación original (método del Perforador) o lodo de matar (método del Ingeniero). En control de pozos se debe suponer siempre que el fluido invasor es gas, para así evitar posibles riesgos a la hora de controlar el pozo.

Figura 26. Pozo con influjo de gas



Tomado y adaptado de: well control model, theory and user's manual. Maurer engineering inc., 1993.

Cuando se ha detectado el influjo, se debe proceder al cierre del pozo y se deben registrar la presión en la tubería de perforación (SIDPP), pit gain y la presión en la tubería de revestimiento (SICPP). A partir de estos datos se puede calcular la

presión de la formación (ecuación 1.4) y la densidad del lodo para matar el pozo (ecuación 1.5).

Durante el periodo de cierre y el periodo de la patada, el gas y el líquido fluyen de forma simultánea en el espacio anular. El gas puede disolverse en o evolucionar a partir de la fase líquida, dependiendo de la presión local, la temperatura, y las condiciones de la presión de burbuja. Además, el gas libre puede moverse más rápido con respecto a la velocidad de la mezcla debido al deslizamiento de gas. Para describir este complejo problema, se requiere un modelo de flujo de dos fases. Ocho variables darán una descripción completa del sistema. Estos incluyen gas y lodo densidades, liquid holdup, velocidades del gas y del líquido, la presión, la temperatura y la solubilidad del gas. La distribución de la temperatura en el anular se supone que es conocido y constante durante todo el proceso. Entonces, se requieren siete ecuaciones que relacionan las variables restantes para obtener una solución.

Las siete ecuaciones usadas son basadas del trabajo de Santos Santos 1991¹⁸ y describen el sistema en el anular para un influjo de gas.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\lambda\rho_l) + \frac{\partial}{\partial x}(\lambda\rho_l V_l) = 0 \quad (2.142)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}[(1-\lambda)\rho_g] + \frac{\partial}{\partial x}[(1-\lambda)\rho_g V_g] = 0 \quad (2.143)$$

$$0.0016 \frac{\partial}{\partial t}[\lambda\rho_l V_l + (1-\lambda)\rho_g V_g] + 0.0016 \frac{\partial}{\partial x}[\lambda\rho_l V_l^2 + (1-\lambda)\rho_g V_g^2] + \frac{\partial P}{\partial x} + \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_f + \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_h = 0 \quad (2.144)$$

Donde la variable lambda depende de:

$$\lambda = f(\rho_g, V_g, \rho_l, V_l, d_e, \mu_l, \mu_g, \sigma_l)$$

Las densidades del gas y del líquido en cualquier condición del pozo se calculan a partir de:

$$\rho_g = \frac{0.361 * \gamma_g * P}{TZ} \quad (2.145)$$

$$\rho_l = \frac{\rho^0}{B} \quad (2.146)$$

Las ecuaciones 2.142 y 2.143 representan el balance de masa para el lodo y el gas, respectivamente. La ecuación 2.144 es la ecuación de balance de momento para la mezcla del gas y lodo, la ecuación 2.145 es una ecuación de estado para la fase gas. La ecuación 2.146 es la relación de la densidad del líquido con respecto al factor volumétrico de formación.

3. METODO DEL PERFORADOR E INGENIERO Y SU RELACION CON LA PRESIÓN EN EL ESTRANGULADOR

Para encontrar una solución a las 7 variables encontradas anteriormente (ecuaciones 2.142-2.146), se aplica la solución por diferencias finitas como se muestra a continuación, esta solución es implícita y se obtiene a partir de valores calculados y estimados.

$$\frac{\Delta x_i}{\Delta t_k} [(\lambda \rho_l)^{k+1} - (\lambda \rho_l)^k]_i = (\lambda \rho_l v_l)_{i-1}^{k+1} - (\lambda v_l)_i^{k+1} \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\Delta x_i}{\Delta t_k} \left[\left((1 - \lambda) \rho_g \right)^{k+1} - \left((1 - \lambda) \rho_g \right)^k \right]_i \\ & = \left((1 - \lambda) \rho_g v_g \right)_{i-1}^{k+1} - \left((1 - \lambda) \rho_g v_g \right)_i^{k+1} \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} & 0.0016 \frac{\Delta x_i}{\Delta t_k} \left([\lambda \rho_l v_l + (1 - \lambda) \rho_g v_g]_i^{k+1} - [\lambda \rho_l v_l + (1 - \lambda) \rho_g v_g]_i^k \right) = \\ & 0.0016 [\lambda \rho_l v_l^2 + (1 - \lambda) \rho_g v_g^2]_{i-1}^{k+1} - 0.0016 [\lambda \rho_l v_l^2 + (1 - \lambda) \rho_g v_g^2]_{i-1}^k \\ & \quad - (P_i - P_{i-1}) - \left(\frac{dp}{dx} \right)_f \Delta x_i \\ & - 0.052 \left(0.5 [\lambda \rho_l + (1 - \lambda) \rho_g]_i^{k+1} + 0.5 [\lambda \rho_l + 1 - \lambda) \rho_g]_{i-1}^{k+1} \right) * \Delta h \end{aligned} \quad (3.3)$$

Donde el *holdup* del liquido es una funcion de:

$$\lambda_i^{k+1} = f \left[(V_g)_i^{k+1}; (V_l)_i^{k+1}; \mu_g; \mu_l; (\rho_g)_i^{k+1}; \rho_l; d_h \right]$$

Los valores de las densidades de los componentes de la mezcla son calculados por las siguientes ecuaciones.

$$(\rho_g)_i^{k+1} = \frac{0.361 \gamma_g P_i^{k+1}}{(ZT)_i^{k+1}} \quad (3.4)$$

$$(\rho_l)_i^{k+1} = \frac{\rho_l^o}{B} \quad (3.5)$$

$$B = f(P_i^{k+1}; T_i; (R_s)_i^{k+1})$$

$$(R_s)_i^{k+1} = f(P_i^{k+1}; T_i; P_b^{k+1})$$

Las condiciones limite usadas cambian con los periodos. Durante el periodo en que se saca el influjo, se supone que el estrangulador está completamente abierto. La presión del fondo fluyendo del pozo y la tasa de influjo se determinan a partir de esta condición mediante un método iterativo. Durante el período de circulación, el límite inferior de la región de dos fases y el original lodo original avanza constantemente. Sin embargo, el *holdup* es igual a uno debido a que se asume que no hay más gas en este límite. La presión en el límite se calcula a partir de la presión de fondo fluyendo. Suponiendo que el límite inferior es en el bloque j, las condiciones de contorno pueden ser expresados como:

$$\tilde{\lambda}_j^{k+1} = 1 \quad (3.6)$$

$$P_j^{k+1} = P_{bh} - \Delta(P_{f,k} + P_{h,k}) - \Delta(P_{f,ODM} + P_{h,ODM}) \quad (3.7)$$

$$(V_l)_j^{k+1} = (V_g)_j^{k+1} \quad (3.8)$$

Las condiciones iniciales en las que se inicia el influjo de gas se determinan en función de los cálculos como una fase simple. Antes de que comience el influjo de gas, el pozo está fluyendo a la velocidad de la bomba normal y el estrangulador está completamente abierto. No hay gas en el espacio anular. El cálculo de la presión comienza a partir del choke y continúa hacia abajo hasta que la presión del fondo del pozo se determina. Este proceso se puede expresar por la siguiente.

$$P_i^o = P_{i+1}^o + \Delta x_i \left(\frac{dp}{dx} \right)_f + \Delta x_i \left(\frac{dp}{dx} \right)_h \quad (3.9)$$

3.1. METODO DEL PERFORADOR (influjos de gas).

Para el desarrollo matemático del procedimiento del método del perforador (2 circulaciones) se tomó y se adaptó el algoritmo de Santos 1991¹⁸, puesto que este solo permite calcular las presiones en el anular hasta cuando sale en influjo. Este algoritmo aplica para pozos desviados y lodos base agua y aceite.

Debido a que las ecuaciones no son lineales este procedimiento requiere de un proceso iterativo. El siguiente algoritmo Santos 1991¹⁸ muestra el procedimiento de solución para la primera circulación.

- **Primera circulación (cuando $t \leq t_f$).**

La primera circulación dura hasta que todo el influjo de gas es removido del anular, esto será en un tiempo igual al que se presenta en la ecuación 3.10.

$$t_f = 42 * \frac{Cap_{c-dc} * L_c + Cap_{oh-dp}(L_{dp} - L_c) + Cap_{oh-dc} * L_{dc}}{Q_{slow}} \quad (3.10)$$

1. Estimar la presión P_i^{k+1} .
2. Calcular la densidad del gas $(\rho_g)_i^{k+1}$ usando la ecuación 3.4

3. Calcular la solubilidad (ecuación 2.111), el factor volumétrico de formación (ecuación 2.113 y 2.114) y determinar la densidad del líquido (3.5).
4. Estimar un valor del *holdup* del líquido λ_i^{k+1} .
5. Calcular las velocidades del gas y del líquido de las ecuaciones 3.2 y 3.1.
6. Con las propiedades del gas y líquido, velocidades, ángulo de inclinación del pozo halladas en los pasos anteriores, calcular el λ_i^{k+1} a partir de las correlaciones de dos fases (sección 2.2), luego comparar este valor con el que se estimó en el paso 4, si son lo suficientemente cercanos continúe con el paso 7, de lo contrario repita el procedimiento a partir del paso 4 hasta que este valor converja.
7. Calcular P_i^{k+1} de la ecuación 3.3, si este valor es lo suficientemente cercano al valor estimado en el paso 1, entonces pare el proceso, de lo contrario repita el proceso a partir del paso 1 hasta que la presión converja.

El procedimiento empieza en el fondo del pozo donde la presión será igual a la presión de formación y este termina cuando se han determinado todas las condiciones límites de los bloques es decir en el choke.

- **Segunda circulación (cuando $t > t_f$).**

Cuando todo el gas haya salido del pozo, la presión en el casing debe ser igual a la presión del drill pipe, ya que se asume que el control ha sido ideal y no se han presentado nuevos influjos. De esta manera y partiendo de que la presión de fondo debe ser constante se hace el siguiente planteamiento.

- Tiempo de superficie a broca (cuando $t \leq t_f + t_{bit}$)

En este intervalo de tiempo, a medida que va ingresando el lodo de matar dentro de la tubería de perforación, este genera un aumento en la presión hidrostática

generando así un aumento en la presión de fondo, para mitigar este efecto la presión en el choke se debe ir ajustando levemente y manteniéndose constante con el valor del segundo cierre del pozo.

La presión en el choke se debe mantener en este valor hasta el tiempo que se presenta en la siguiente ecuación.

$$t = t_f + 42 * \frac{Cap_{dp} * L_{dp} + Cap_{dc} * L_{dc}}{Q_{slow}} \quad (3.11)$$

- Tiempo de broca a superficie (cuando $t_f + t_{bit} < t < t_f + t_{bit} + t_{an}$)

En este intervalo de tiempo, a medida que va ingresando el lodo de matar dentro del anular, este genera un aumento en la presión de fondo debido a que el lodo de matar genera una fricción mayor, para mitigar este efecto la presión en el choke se debe ir disminuyendo levemente hasta que el fluido de matar llegue a superficie, en ese momento se paran las bombas y se cierra el pozo por tercera vez y la presión en los manómetros debe ser cero.

Durante este tiempo el choke debe disminuir su presión según la ecuación 3.12 por cada time step que pasa.

$$\Delta P_{choke} = \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_k * \Delta x_1 - \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_o * \Delta x \quad (3.12)$$

Dónde:

$$\Delta x = \frac{Q_{slow} * t_i}{42 * Cap_{c-dp}} \quad (3.13)$$

$$\Delta x_1 = \frac{Q_{slow} * t_i}{42 * Cap_{h-dp}} \quad (3.14)$$

3.2. METODO DEL INGENIERO (influjos de gas).

Para el desarrollo matemático del procedimiento del método del ingeniero (1 circulación) se tomó y se adaptó el algoritmo de Santos 1991¹⁸, puesto que este restringe su uso al método del perforador.

Para este modelo se asume al igual que los otros que la presión de fondo debe ser constante. En el método del ingeniero después del tiempo de cierre se empieza la circulación con el lodo de matar, para contra restar el efecto del lodo de matar en la columna hidrostática, el choke debe perder la presión equivalente a la columna valla ganando con el aumento del volumen de lodo que se está circulando en el *drill pipe* y de esta manera mantener las mismas condiciones de fondo.

Luego, en el instante cuando el lodo de matar sale por la broca y empieza a interactuar con el anular, en el fondo del pozo se va a ver reflejado un aumento en la presión debido al incremento en la fricción que este genera. Este efecto puede ser mitigado por el choke, de manera que este debe perder la misma presión que gana el fondo del pozo a medida que se va incrementando el volumen de lodo de matar en el espacio anular.

Debido a esto las presiones esperadas en la circulación del influjo para el método del perforador son más altas que para las del ingeniero. En el momento en el que salga todo el influjo, la presión en el choke empezará a disminuir a una tasa constante debido a que el lodo de matar está remplazando al lodo original y la presión en el fondo del pozo se está estabilizando, esto seguirá así hasta que se termine la circulación (bombas apagadas) donde se debe cerrar totalmente el choke y verificar que la presión en él sea cero.

Al igual que el método del perforador este algoritmo aplica para pozos desviados y lodos base agua y aceite.

- **Circulación de la patada (cuando $t \leq t_f$).**

1. Estimar la presión P_i^{k+1} .
2. Calcular la densidad del gas $(\rho_g)_i^{k+1}$ usando la ecuación 3.4
3. Calcular la solubilidad (ecuación 2.111), el factor volumétrico de formación (ecuación 2.113 y 2.114) y determinar la densidad del líquido (3.5).
4. Estimar un valor del *holdup* del líquido λ_i^{k+1} .
5. Calcular las velocidades del gas y del líquido de las ecuaciones 3.2 y 3.1.
6. Con las propiedades del gas y líquido, velocidades, ángulo de inclinación del pozo halladas en los pasos anteriores, calcular el λ_i^{k+1} a partir de las correlaciones de dos fases (sección 2.2), luego comparar este valor con el que se estimó en el paso 4, si son lo suficientemente cercanos continúe con el paso 7, de lo contrario repita el procedimiento a partir del paso 4 hasta que este valor converja.
7. Calcular P_i^{k+1} de la ecuación 3.3, si este valor es lo suficientemente cercano al valor estimado en el paso 1, entonces pare el proceso, de lo contrario repita el proceso a partir del paso 1 hasta que la presión converja.

El procedimiento empieza en el fondo del pozo donde la presión será igual a la presión de formación y este termina cuando se han determinado todas las condiciones límites de los bloques.

- Para $t \leq t_{bit}$

La caída de presión en el estrangulador hasta que el lodo de matar llegue broca, debe ser igual al incremento de presión producido por la columna hidrostática en

el *drill pipe*, es decir que la presión en el choke debe mantenerse según las presiones del algoritmo.

$$t_{bit} = 42 * \frac{Cap_{dp} * L_{dp} + Cap_{dc} * L_{dc}}{Q_{slow}} \quad (3.15)$$

- Para $t_{bit} < t \leq t_s$

La presión en el choke en este intervalo de tiempo se ve afectada por el ingreso del lodo de matar en el anular y por la salida del lodo original en superficie, entonces a la presión hallada por el algoritmo (presión en el choke) en cada time step se le resta el cambio en la fricción

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{K_{dc-h}} - \Delta X \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM_{dp-c}} \right] \quad (3.16)$$

- Para $t_s < t \leq t_f$

La presión en el choke en este intervalo de tiempo se ve afectada por el aumento de la fricción que proporciona el lodo de matar en el anular reflejado por la salida del influjo, entonces a la presión hallada por el algoritmo (presión en el choke) en cada time step se le resta el cambio en la fricción

$$\Delta P_{choke} = \left[\left(\frac{dP}{dX} \right)_{K_{dc-h}} - \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM_{dc-h}} \right] \Delta X_1 \quad (3.17)$$

Donde ΔX_1 es la longitud del lodo der matar en el anular drill collar-hueco que va entrando a medida que pasa el tiempo, este está remplazando al lodo original que se encontraba en el mismo espacio anular.

- Para $t_f < t < t_t$

La presión en el choke en este intervalo de tiempo se ve afectada por el ingreso del lodo de matar en el anular y por la salida del lodo original en superficie, entonces a la presión hallada por el algoritmo (presión en el choke) en cada time step se le resta el cambio en la fricción.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{K_{dc-h}} - \Delta X \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM_{dp-c}} \right] \quad (3.18)$$

3.3. METODO DEL PERFORADOR (influjos de agua y aceite negro).

A pesar de que los influjos de agua y aceite negro se deben tratar como si fueran de gas, en este programa calculamos cómo sería el comportamiento de las presiones asumiendo que estos dos líquidos son incompresibles y que la cantidad de gas en solución que estos tiene es despreciable.

Este proceso se divide en cuatro etapas. La etapa 1 es aquella en la que el influjo llega a superficie, en donde la presión en el choke debe permanecer constante e igual a la presión de cierre; en la etapa 2 se presencia la salida del influjo, para ella se va a representar una disminución en la presión del choke debido a que el lodo original está remplazando al influjo, lo cual genera un aumento en la presión de fondo; durante la etapa 3 se inicia la segunda circulación para la cual la presión en el choke debe mantenerse constante hasta que el fluido llegue a la broca; en la etapa 4 el fluido empieza ascender por el anular y la presión en el choke deberá disminuir debido al incremento en la fricción generada por el lodo.

El planteamiento matemático para cada etapa se representa a continuación.

- Etapa 1, tiempo comprendido entre ($t < t_s$)

Donde t_s ésta dado por:

Si $Pit\ gain > V_{dc-h}$, entonces la longitud del influjo ha rebozado el drill collar, por lo tanto su altura y volumen están dados por:

$$Y = (pit\ gain - V_{dc-h}) \quad (3.19)$$

$$L = L_{dc} + \left(\frac{y}{Cap_{dp-h}} \right) \quad (3.20)$$

Y el tiempo en que dura ésta en llegar a superficie es:

$$t_s = \frac{Cap_{dp-c} * L_c + Cap_{dp-h} * \left(L_{dp} - L_c - \frac{Y}{Cap_{dp-h}} \right)}{(Q_{slow}/42)} \quad (3.21)$$

Si $Pit\ gain < V_{dc-h}$, entonces la longitud del influjo está en el drill collar, por lo tanto su altura y volumen están dados por:

$$L = (pit\ gain / Cap_{dc-h}) \quad (3.22)$$

Y el tiempo en que dura ésta en llegar a superficie es:

$$t_s = \frac{Cap_{dp-c} * L_c + Cap_{dp-h} * (L_{dp} - L_c) + Cap_{dc-h} * (L_c - L)}{(Q_{slow}/42)} \quad (3.23)$$

El comportamiento de la presión en el choke está dado por la siguiente ecuación.

$$P_{choke} = SICP \quad (3.24)$$

- Etapa 2, tiempo comprendido entre $(t_s < t < t_f)$

Donde t_f esta dado por la ecuación 3.11.

El comportamiento de la presión en el choke está dado por la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM \ dc-h} - \Delta X_2 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{influjo \ dp-c} \right] \quad (3.25)$$

Donde

ΔX_1 es la longitud del lodo original en el anular drill collar-hueco que va entrando a medida que pasa el tiempo y ΔX_2 es la longitud de influjo que va saliendo en superficie por el anular drill pipe-casing a medida que pasa el tiempo.

- Etapa 3, tiempo comprendido entre $(t_f < t < t_f + t_{bit})$

En este intervalo de tiempo la presión en el choke permanece constante y de igual manera se debe ajustar para que este pierda la presión que va ganando la columna hidrostática en el drill pipe a medida que ingresa lodo de matar.

$$\Delta P_{dp} = 0.052 * (\rho_K - \rho_{ODM}) * \Delta X_2 \quad (3.26)$$

Donde ΔX_2 es la distancia recorrida por el lodo en time step dentro de la tubería de perforación.

- Etapa 4, tiempo comprendido entre $(t_f + t_{bit} < t < 2t_f + t_{bit})$

En este intervalo de tiempo la presión en el choke debe ser ajustada debido a que el lodo de matar está ingresando al anular y este genera un aumento en la fricción, el cual se representa por la ecuación 3.27.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{k\ dc-h} - \Delta X_2 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM\ dp-c} \right] \quad (3.27)$$

3.4. METODO DEL INGENIERO (influjos de agua y aceite negro).

Este proceso se divide en cuatro etapas. La etapa 1 es aquella en la que el influjo llega a superficie, en donde la presión en el choke debe permanecer constante e igual a la presión de cierre en el casing, esto se hace disminuyendo la presión en el choke a razón de la ganancia de presión hidrostática en el drill pipe; en la etapa 2 se presencia la entrada del lodo de matar al anular, en esta se va a representar una disminución en la presión del choke debido a que el lodo original está siendo remplazando por el lodo de matar; durante la etapa 3 el influjo empieza a salir, en esta la presión del choke deberá disminuir con respecto al cambio en la fricción generada por el influjo y el lodo de matar; en la etapa 4 el fluido de matar empieza ascender por el anular después de haber circulado totalmente la influjo, la presión en el choke deberá disminuir debido al incremento en la fricción generada por el lodo de matar cuando remplaza la lodo original.

El planteamiento matemático para cada etapa se representa a continuación.

- Etapa 1, tiempo comprendido entre $(t < t_{bit})$

Donde t_{bit} ésta dado por la ecuación 3.15, en este la presión del choke se debe mantener igual a la del drill pipe.

- Etapa 2, tiempo comprendido entre $(t_{bit} < t \leq t_s)$

El cambio en la presión en el choke se representa por la ecuación 3.27.

- Etapa 3, tiempo comprendido entre $(t_s < t < t_f)$.

La presión en el choke deberá disminuir a razón de la ecuación 3.28.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{k\ dc-h} - \Delta X_2 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{in\ flujo\ dp-c} \right] \quad (3.28)$$

- Etapa 4, tiempo comprendido entre $(t_f < t < t_t)$

La presión en el choke deberá disminuir a razón de la ecuación 3.27.

Donde t_f esta dado por la ecuación 3.11.

El comportamiento de la presión en el choke está dado por la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM\ dc-h} - \Delta X_2 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{in\ flujo\ dp-c} \right] \quad (3.25)$$

Donde

ΔX_1 es la longitud del lodo original en el anular drill collar-hueco que va entrando a medida que pasa el tiempo y ΔX_2 es la longitud de influjo que va saliendo en superficie por el anular drill pipe-casing a medida que pasa el tiempo.

- Etapa 3, tiempo comprendido entre $(t_f < t < t_f + t_{bit})$

En este intervalo de tiempo la presión en el choke permanece constante y de igual manera se debe ajustar para que este pierda la presión que va ganando la columna hidrostática en el drill pipe a medida que ingresa lodo de matar.

$$\Delta P_{dp} = 0.052 * (\rho_K - \rho_{ODM}) * \Delta X_2 \quad (3.26)$$

Donde ΔX_2 es la distancia recorrida por el lodo en time step dentro de la tubería de perforación.

- Etapa 4, tiempo comprendido entre $(t_f + t_{bit} < t < 2t_f + t_{bit})$

En este intervalo de tiempo la presión en el choke debe ser ajustada debido a que el lodo de matar está ingresando al anular y este genera un aumento en la fricción, el cual se representa por la ecuación 3.27.

$$\Delta P_{choke} = \left[\Delta X_1 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{k\ dc-h} - \Delta X_2 \left(\frac{dP}{dX} \right)_{ODM\ dp-c} \right] \quad (3.27)$$

4. MANUAL DEL USUARIO

4.1. INICIACIÓN DEL PROGRAMA.

Figura 27. Inicio del programa



Al iniciar Well Control, tenemos 2 posibilidades: Nuevo Pozo y Abrir Pozo. Con la opción Abrir Pozo, abrimos archivos de formato *POZO* con la extensión *.pozo* (ejemplo: colorado6.pozo), los cuales son generados por el mismo programa cuando guardamos un pozo (ver 88.99).

Con la opción Nuevo Pozo, nos aparece una nueva ventana para ingresar algunos datos sobre el nuevo pozo, como el nombre de la compañía, campo, pozo y nombre del usuario que está haciendo uso de la herramienta.

Figura 28. Datos iniciales del pozo

Datos iniciales del nuevo pozo

Compañía

Campo

Pozo

Fecha 28 de July de 2013

Usuario

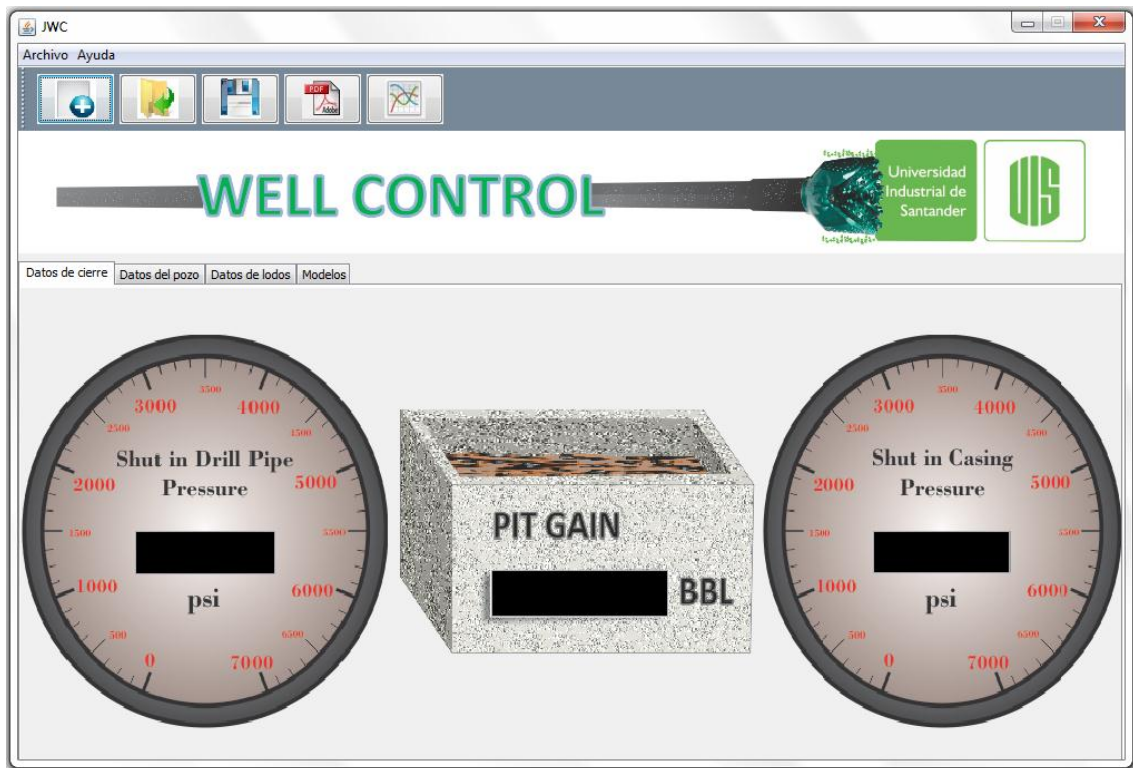
Aceptar Cancelar

La fecha que nos aparece es por defecto la fecha del sistema donde se está ejecutando, y no se puede modificar.

4.2. VISTA GENERAL DEL PROGRAMA.

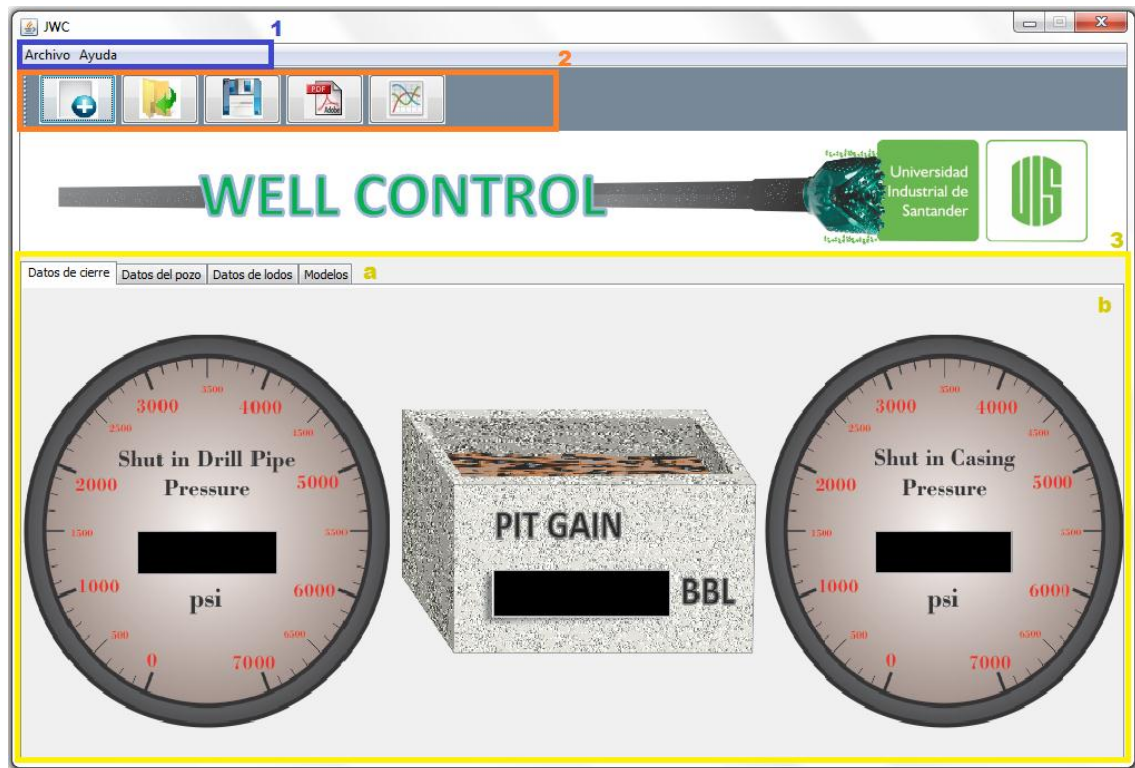
Al iniciar el programa después de seleccionar (en este caso) Nuevo Pozo e ingresar sus datos, vemos la vista general del programa compuesta por los siguientes elementos (figura 30):

Figura 29. Datos de cierre



- 1) Barra de Menús: con dos menús desplegables con varias opciones.
- 2) Barra de herramientas: con los botones para crear, abrir, guardar, generar PDF y generar gráfica.
- 3) Panel de ingreso de datos
 - a. Pestañas de datos a ingresar
 - b. Campos de datos a ingresar

Figura 30. Descripción de la ventana principal



4.3. INGRESO DE DATOS.

En el panel de ingreso de datos tenemos 4 pestañas con varios campos cada una. Todos los campos habilitados deben llenarse. Los campos deshabilitados se habilitan dependiendo de los botones de selección (ejemplo: Pozo Vertical / Pozo Desviado, en la pestaña 2, Datos del pozo). Podrá cambiar de pestaña sin que la información ingresada se borre.

En la pestaña 1, Datos de cierre, debemos ingresar los datos: *Shut in Drill Pipe Pressure* (SIDPP), *Pit Gain* y *Shut in Casing Pressure* (SICP).

En la pestaña 2, Datos del pozo (figura 31), debemos seleccionar si el pozo es vertical o desviado e ingresar los datos de todos los campos habilitados, además de los datos de la broca usando el botón Datos de la broca.

Figura 31. Datos del pozo

The screenshot shows the 'JWC' software window with a menu bar (Archivo, Ayuda) and a toolbar. The main header features the 'WELL CONTROL' logo and the 'Universidad Industrial de Santander' logo. Below the header, there are four tabs: 'Datos de cierre', 'Datos del pozo', 'Datos de lodos', and 'Modelos'. The 'Datos del pozo' tab is active, displaying a 3D wellbore model on the left and a data entry form on the right. The form includes buttons for 'Pozo Vertical' and 'Pozo desviado', a 'Kill of point' field, a table for wellbore segments with columns for 'MD [in]' and 'Angulo [grados]', and a 'TVD final' field. On the right side, there are sections for 'Drill pipe', 'Drill Collars', and 'Casing', each with 'OD' and 'Longitud' fields. At the bottom right, there is a 'Diametro de la broca' field and a 'Datos de la broca' button.

En la pestaña 3 (figura 32), Datos de lodos, de igual manera ingresamos los datos de todos los campos. Los botones *E* y *C* son para *estimar* y *calcular* el dato respectivamente; *estimar* llena el campo con un valor adecuado, y *calcular* determina el valor a partir de datos anteriormente ingresados.

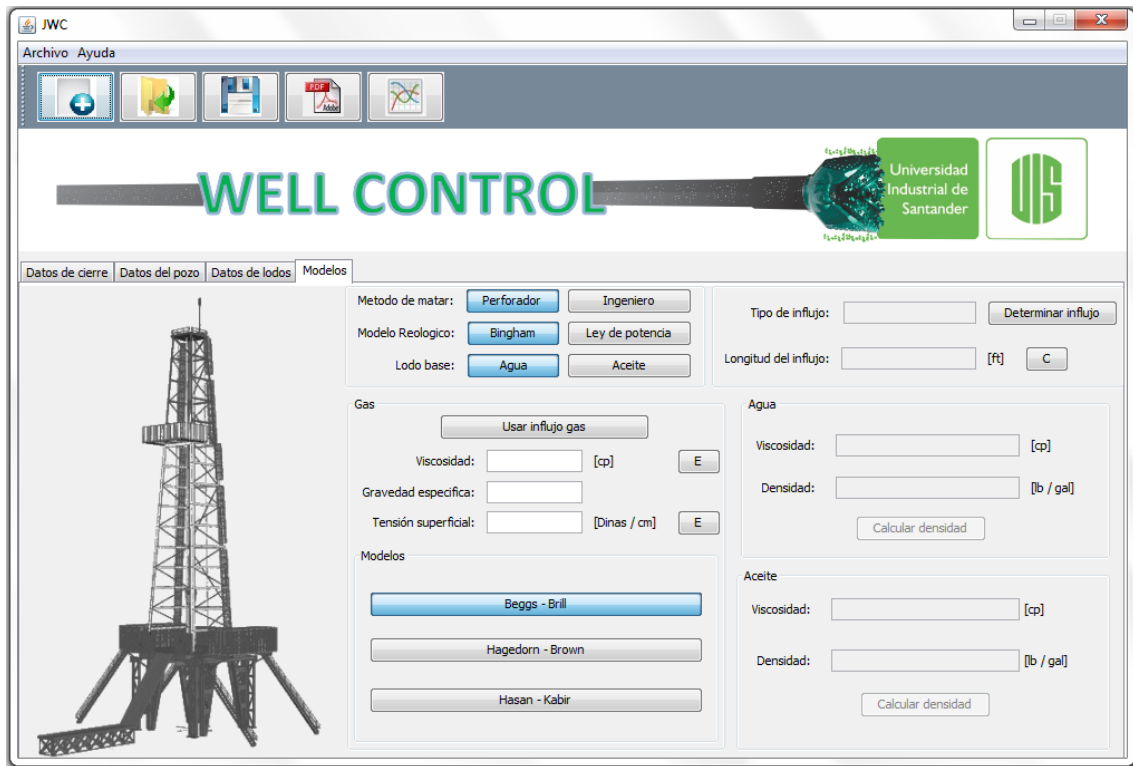
Figura 32. Datos de lodos

The screenshot shows the 'WELL CONTROL' software interface. The title bar indicates the application is 'JWC'. The menu bar includes 'Archivo' and 'Ayuda'. The toolbar contains icons for file operations. The main header features the 'WELL CONTROL' logo and the 'Universidad Industrial de Santander' logo. Below the header, there are four tabs: 'Datos de cierre', 'Datos del pozo', 'Datos de lodos', and 'Modelos'. The 'Datos de lodos' tab is active, displaying a form for entering mud data. On the left side of the form, there is an image of a mud rheology testing apparatus. The form is organized into several sections:

- Densidad equivalente de fractura:** Input field [lb / gal]
- Densidad equivalente de formación:** Input field [lb / gal]
- Presión de burbuja del lodo:** Input field [psi] with a button 'E'
- Temperatura de superficie:** Input field [°F]
- Gradiente de temperatura:** Input field [°F / 100 * ft]
- Lodo de matar:**
 - Ø 300: Input field [lb / (100 * ft²)]
 - Ø 600: Input field [lb / (100 * ft²)]
 - Densidad: Input field [lb / gal] with a button 'C'
 - Yield point: Input field [lbf / (100 * ft²)]
 - Viscosidad plastica: Input field [cp] with a button 'C'
- Lodo Original:**
 - Ø 300: Input field [lb / (100 * ft²)]
 - Ø 600: Input field [lb / (100 * ft²)]
 - Densidad: Input field [lb / gal]
 - Tasa matar: Input field [gal / min]
 - Tasa normal: Input field [gal / min]
 - Yield point: Input field [lbf / (100 * ft²)]
 - Viscosidad plastica: Input field [cp] with a button 'C'
- Datos de la formación:**
 - Rata de penetración: Input field [ft / hr]
 - Porosidad: Input field Fracción
 - Permeabilidad: Input field [md]

En la pestaña 4 (figura 33), Modelos, tenemos varios botones de selección y dependiendo de las selecciones varios datos a ingresar. También tenemos el botón Determinar influjo que dependiendo de los datos ingresados determina si el influjo es aceite, agua o gas.

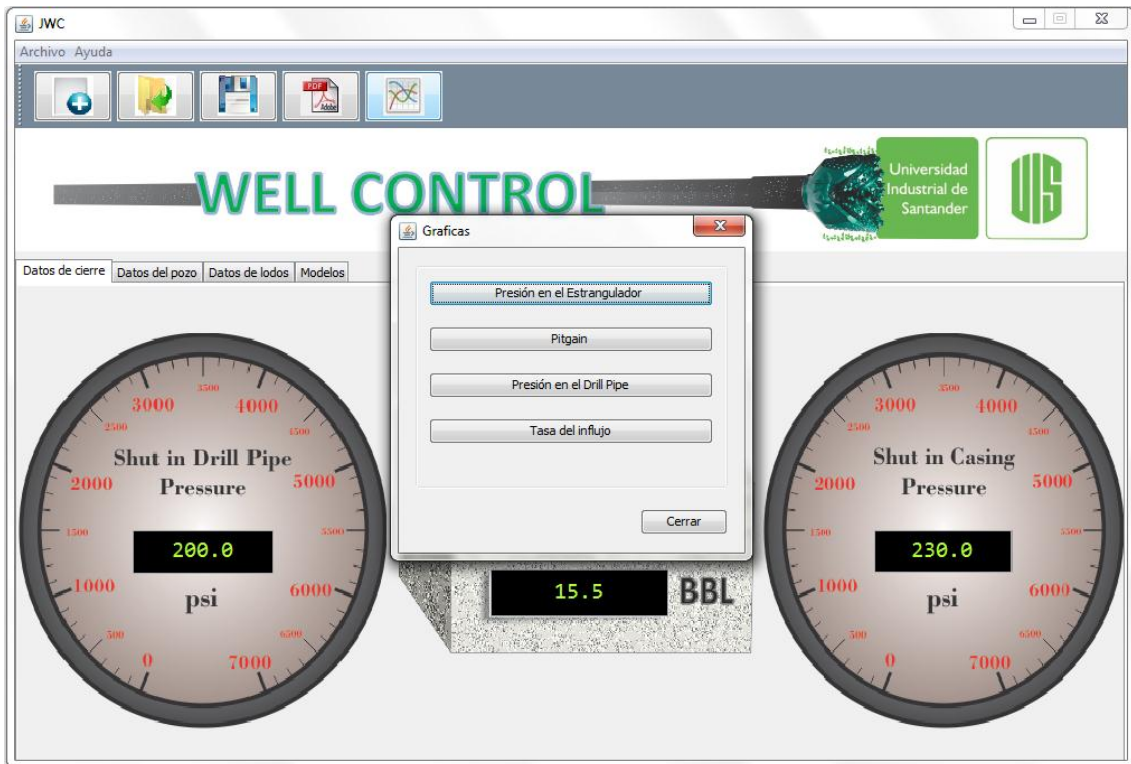
Figura 33. Modelos



4.4. GENERACIÓN DE GRÁFICAS.

Una vez ingresados todos los datos necesarios podemos generar las gráficas mediante el botón graficar de la barra de herramientas. Al activar este botón se abre otra ventana donde seleccionamos cuál de las 4 posibles gráficas queremos generar.

Figura 34. Generación de graficas



Al seleccionar una de las 4 gráficas (figura 34), la gráfica aparece en una nueva ventana:

Al abrirse la gráfica en una nueva ventana, nos da la facilidad de genera nuevas gráficas sin perder las ya generadas (iremos viendo como aparecen nuevas ventanas), y podemos cerrar las que no necesitamos.

La ventana de la gráfica generada nos permite también:

- Acercar y alejar la gráfica con la rueda de desplazamiento del mouse.
- Acercar la gráfica en una zona determinada formando un recuadro de la zona desde su esquina superior izquierda, así como alejar haciendo un recuadro pero desde la esquina inferior derecha.

- Visualizar las coordenadas de cualquier punto de la gráfica generada colocando el cursor sobre dicho punto.
- Acercar, alejar y restablecer la gráfica en cualquier de los dos ejes (o en ambos) mediante las opciones que aparecen al darle clic derecho sobre la gráfica.
- Copiar, guardar o imprimir la gráfica tal y como la estemos visualizando en cualquier momento, mediante las opciones al darle clic derecho.
- Personalizar la gráfica mediante la opción *Propiedades* al darle clic derecho, permitiendo lo siguiente: cambiar colores de fondo, de línea, de nombre de los ejes y de título de la gráfica, así como cambiar el tipo de letra (fuente) o invertir los ejes (pasar el eje horizontal al vertical y viceversa), entre otras cosas.

4.5. GUARDADO Y GENERACIÓN DE PDF.

La opción Guardar, nos permite guardar todos los datos ingresados, por si queremos seguir trabajando con ellos en otro momento. El archivo generado es de formato POZO (extensión .pozo) y solo puede ser abierto y visualizado nuevamente mediante la opción *abrir* del programa.

La opción de Generar PDF, nos permite exportar todos los datos ingresados en un PDF, donde los podemos visualizar de manera ordenada y sin necesidad de usar el programa; el PDF generado solo es para la visualización de los datos ingresados ya que no se pueden importar o abrir desde el programa de nuevo, a menos que se ingresen manualmente.

CONCLUSIONES

- Con esta herramienta se puede obtener un indicativo del valor de la presión que se espera tener en el estrangulador mientras el influjo es circulado, manteniendo la presión de fondo constante.
- Factores tales como presión, temperatura, gravedad específica, entre otras, juegan un papel importante al momento de determinar el comportamiento real del gas dentro del pozo, ya que estas modifican la distribución del mismo mientras este llega a superficie.
- Las propiedades de la formación y los parámetros de perforación afectan considerablemente las condiciones iniciales del influjo, alterando principalmente la distribución inicial.
- La velocidad del gas es un parámetro importante porque es la que determina el tiempo que se demora en llegar el influjo a superficie, lo cual depende de la presión, temperatura, densidad, tensión interfacial evaluadas en cada sección del pozo.
- El caudal de la bomba es el que domina el tiempo que dura en salir todo el influjo del pozo, este tiempo se ve afectado por las capacidades anulares presentes en el estado mecánico.
- Los modelos matemáticos utilizados para representar el comportamiento del flujo bifásico dan una buena predicción del comportamiento del gas, teniendo una desviación muy pequeña entre ellos.
- Los modelos reológicos utilizados en esta herramienta son los más adecuados para describir el comportamiento del lodo a lo largo del espacio anular, presentándose diferencias mínimas en los cálculos del gradiente de fricción.
- El método del ingeniero maneja tiempos y presiones menores al del perforador, debido a que este se realiza en una sola circulación.

RECOMENDACIONES

- En el momento de diseñar el lodo de matar, se debe tener en cuenta que las propiedades de este sean las adecuadas para contener la presión de formación, pero lo suficientemente ligeras para impedir trabajos excesivos de la bomba y evitar daño a la formación.
- Se debe seleccionar un diámetro y número de boquillas adecuado para evitar pérdidas excesivas de presión en la broca, de esta manera se tiene una presión de bombeo adecuada y se evita el sobredimensionamiento de los equipos.
- Se debe manejar un caudal de matar bajo para proporcionar un control más detallado de la operación, ya que de esta manera se permite la expansión adecuada del gas y se puede tener un mejor control de las presiones de superficie.
- En la herramienta los MD (*measured depth* en pozos desviados) ingresados por el usuario deben ser digitados de manera que el segundo dato sea mayor o igual al primero, el tercero mayor o igual al segundo y así sucesivamente.
- El ángulo de desviación del pozo debe estar entre cero y noventa grados (0-90) tomando como referencia el eje vertical, debido a que las ecuaciones matemáticas aplican relaciones sinusoidales y al ingresarles valores fuera de este rango se pueden obtener datos erróneos.
- La presión en el estrangulador debe ser un poco mayor que la proporcionada por la herramienta, debido a que esta no tiene en cuenta las pérdidas de presión en la línea de matar.

- Si la herramienta proporciona información acerca de que el influjo es agua o aceite, se debe asumir y tratar como si este fuera gas, debido a que en el software se supone que el gas no se solubiliza en el agua y el aceite es negro (cantidades despreciables de gas), y en la realidad todos los influjos tienen cantidades considerables de gas. Esto se realizó en la herramienta con fines ilustrativos.
- Esta herramienta constituye una guía práctica de cómo se debe tratar un pozo cuando se desea retirar un influjo, sin embargo el ingeniero debe estar siempre alerta a las reacciones y cambios en los equipos, para tomar las medidas adecuadas y así culminar con éxito la operación.

BIBLIOGRAFIA

1. BEGGS, H.D.; BRILL, J.P.; A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. Journal of Petroleum Technology, May 1973.
2. BOURGOYNE, A.T. Jr.; et al.; Applied Drilling Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1986.
3. BRILL, J.P; BEGGS, H.D.; Two-Phase Flow in Pipes, Sixth Edition, January 1991.
4. BRILL, J.P.; ARLRACHAKARAN, S.J.; State of the Art in Multiphase Flow. U. of Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 1992.
5. CAETANO, E.F.; SHOHAM, O.; BRILL, J.P.; Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus - Part I: Single-Phase Friction Factor, Taylor Bubble Rise Velocity, and Flow Pattern Prediction. Journal of Energy Resources Technology, Vol 114, March 1992.
6. CHOE, J.; Advanced Two-Phase Well Control Analysis. Seoul National University, Volume 40, No. 5. May 2001
7. FAISAL ABDULLAH ALADWANI, B.Sc.; Application of Mechanistic Models in Predicting Flow Behavior in Deviated Wells Under Ubd Conditions. Kuwait University, May 2003.
8. GRIFFITH, P. AND SNYDER, G.A.; The Bubbly-Slug Transition in a High Velocity Two-Phase Flow, report no. 5003-29 (TID 20947), Massachusetts Inst. of Technol, Cambridge, 1964.
9. HASAN, A.R.; KABIR, C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in vertical well. SPE Production Engineering, May 1988
10. HASAN, A.R.; KABIR, C.S.; Two-Phase Flow in Vertical and Horizontal Annuli. Int. J. Multiphase Flow, Vol. 18, No. 2, pp. 279-293. 1992.

11. LEBLANC, J.L.; LEWIS, R.L.; A Mathematical Model of a Gas Kick. Houston, Texas: SPE Paper 1860 presented at SPE 42nd Annual Fall Meeting, October 1-4. 1967.
12. LEITÃO, H.C.F.; ET AL.; General Computerized Well Control Kill Sheet for Drilling Operations with Graphical Display Capabilities. Denver, Colorado: SPE 20327 presented at the Fifth SPE Petroleum Computer Conference, June 25-28, 1990.
13. MCCAIN, W.D; The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well, Tulsa. OK pp 284-285, 1973.
14. MAURER ENGINEERING INC; Well Control Model, Theory and User's Manual. Houston, Texas. February 1993.
15. NICKENS, H.V.; A Dynamic Computer Model of a Kicking Well. SPE Drilling Engineering, June 1987.
16. O'BRIAN, P.L.; ET AL.; An Experimental Study of Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids. SPE Drilling Engineering, March 1988.
17. SANTOS, O.L. A.; Important Aspects of Well Control for Horizontal Drilling Including Deepwater Situations. SPE/IADC Drilling Conference, March 1991.
18. SANTOS, O.L. A.; Well-Control Operations in Horizontal Wells. SPE Drilling Engineering, June 1991.
19. SCHLUMBERGER. Manual de Control De Pozos, Agosto 2001.
20. VAN SLYKE, D.C.; HUANG, E.T.S.; Predicting Gas Kick Behavior in Oil-Based Drilling Fluids Using a PC-Based Dynamic Wellbore Model. Houston, Texas: IADC/SPE Paper #19972, presented at the 1990 IADC/SPE Drilling Conference, February 1990.
21. WELL CONTROL SCHOOL; Manual de control de pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

ANEXO A: NOMENCLATURA

P_h = Presión hidrostática (psi)

ρ = Densidad (ppg)

TVD = Profundidad vertical verdadera (ft)

G_h = Gradiente hidrostático del fluido (psi/ft)

G_p = Gradiente de presión del fluido nativo, (psi/ft)

P_n = Presión normal, (psi)

ΔP_f = Pérdidas por fricción en el espacio anular, (psi)

$SIDPP$ = Shut in drill pipe pressure, (ppg)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, (psi)

ρ_k = densidad del lodo de matar, (ppg)

BHP = Presión de fondo, (psi)

V_{pit} = Ganancia en tanques, (bbl)

$Capacidad\ Anular$ = Capacidad del espacio anular, (bbl/ft)

$SICP$ = Shut in casing pressure, (psi)

μ_p = Viscosidad plástica, (cp)

τ_y = Punto de cedencia, (lb/100 ft²)

Q = Caudal de flujo, (gal/min)

d = Diámetro del tubo, (in)

d_2 = Diámetro interno del casing o del hoyo, (in)

d_1 = Diámetro externo del drill collar o drill pipe, (in)

N_{re} = Numero de Reynolds, (adimensional)

f = Factor de fricción, (adimensional)

n = Índice de ley de potencia, (adimensional)

K = Índice de consistencia, (adimensional)

$\tilde{\lambda}$ = Holdup, (fracción)

A_L = Área ocupada por el líquido, (in²)

A_s = Área de la sección transversal disponible al flujo, (in²)

V_s = Velocidad superficial, (ft/s)

μ = Viscosidad, (cp)

d_h = Diámetro hidráulico, (in)

N_{FR} = Número de Froude, (adimensional)

g = Aceleración gravitacional, (32.2 ft/s²)

σ_l = tensión superficial del líquido, (dinas/cm)

Θ = Angulo de desviación del pozo con respecto a la vertical, (grados)

$\left(\frac{dp}{dx}\right)_f$ = Gradiente de fricción, (psi/ft)

R_s = Solubilidad, (scf/STB)

T = Temperatura, °F

γ_g = Gravedad específica del gas, (adimensional)

B = Factor volumétrico de formación, (condiciones estándar/condiciones de yacimiento)

Z = Factor de compresibilidad del gas, (adimensional)

q_g = Caudal de gas, (scf/s)

k = Permeabilidad, (md)

ϕ = Porosidad de la roca, (fracción)

C_f = Compresibilidad de la roca, (1/psi)

r_w = Radio del pozo, (in)

h_r = Espesor perforado, (ft)

SUBÍNDICES

g= Gas

L= Líquido (lodo)

s= Con deslizamiento entre las fases

ns= Sin deslizamiento entre las fases

m= Mezcla (líquido más gas)

ODM= lodo original

K= lodo de matar

tp= Dos fases

ANEXO B: EJEMPLO DE APLICACIÓN

Un pozo horizontal es perforado con una rata de penetración de 10 ft/h a una profundidad vertical verdadera de 3640 ft, con 5000 ft de drill pipe (OD: 5 in; ID: $4^{13}/_{32}$ in), 400 ft de drill collar (OD: 8 in; ID: $2^{13}/_{16}$ in), 2100 ft de casing (ID: 11 in) y el diámetro de la broca es de $9^{7}/_{8}$ in y esta tiene un total de 5 boquillas, cada una de $8/_{32}$ in. La temperatura de superficie son 100 °F y el gradiente geotérmico es de 1.6 °F/100 ft.

Los datos de la herramienta MWD son los siguientes: kill off point a 2500 ft, MD₁= 2600 ft $\Theta=10^\circ$; MD₂= 3000 ft $\Theta=30^\circ$; MD₃= 4000 ft $\Theta=50^\circ$; MD₄= 5000 ft $\Theta=70^\circ$; MD₅= 5400 ft $\Theta=90^\circ$.

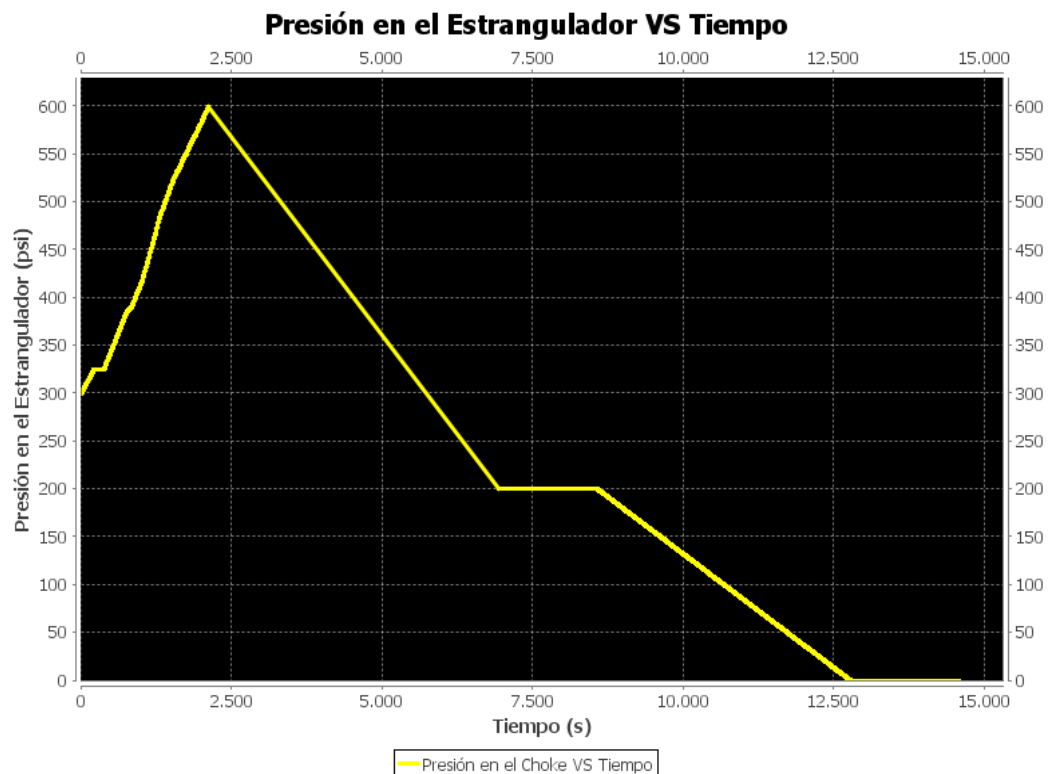
De la formación se conoce que la permeabilidad en las capas superiores es de 200 md, y presenta una porosidad del 10%, se espera que en esa formación se encuentre un gas con una viscosidad aproximada de 0.018 cp y de gravedad específica 0.7.

El lodo con el que se estaba perforando tiene es base agua y tiene una densidad de 9.5 ppg, $\Theta_{300}=7.4$ y $\Theta_{600}=14.5$, la tasa de bombeo durante la perforación es de 300 gpm, la densidad equivalente de la formación a la cual surge es de 9 ppg y de las pruebas de leak off test se obtuvo una densidad equivalente de fractura es de 15 ppg.

En ese momento es detectado que el pozo está surgiendo y se toma la decisión de cerrarlo, los datos de cierre dicen que la presión en el drill pipe es de 200 psi y la presión en el casing es de 300 psi. Se registró un nivel en las piletas de 10 barriles. Se calcula que la densidad de lodo para matar es de 10.2122 ppg y el caudal de matar es de 150 gpm. Los esfuerzos de corte del lodo de matar son $\Theta_{300}=7.4$ y $\Theta_{600}=14.5$.

Utilizando la herramienta e ingresando los datos según se explicó en la sección 4, utilizando el método del perforador para matar el pozo, la correlación de Beggs-Brill para la zona de dos fases y el modelo de Bingham para la zona de una fase, se obtuvieron los siguientes comportamientos.

Figura 35. Presión en el estrangulador versus el tiempo.



En la figura 35 se puede ver representado el comportamiento de la presión en el estrangulador para una circulación completa, si analizamos la pendiente de la recta final esta depende del gradiente de fricción que genere el lodo de matar. Si las propiedades reológicas de este tienen un valor tal que la viscosidad y el esfuerzo de corte den un gradiente de fricción elevado, entonces se requerirá que el choke esté completamente abierto. Por esto es importante tener un lodo con las propiedades reológicas adecuadas.

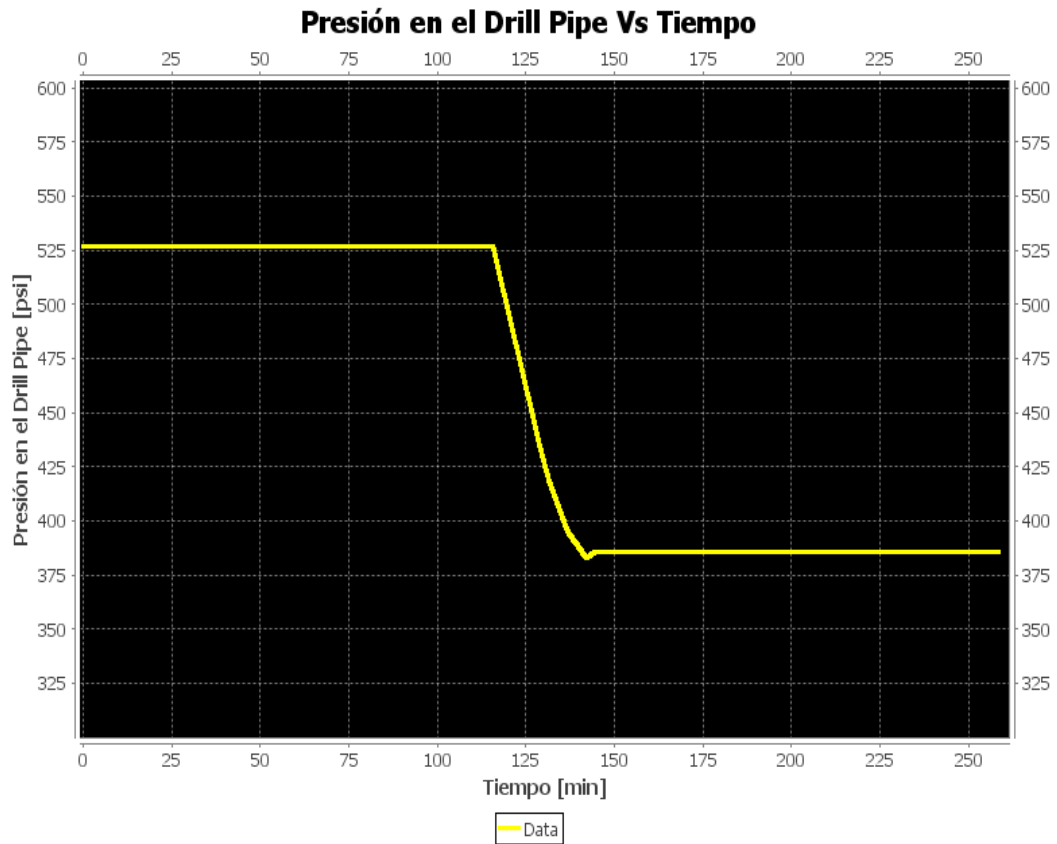
Figura 36. Pit Gain versus tiempo.



En la Figura 36 podemos observar que la ganancia en tanques hasta que sale la parada representa la expansión del gas a lo largo de la circulación.

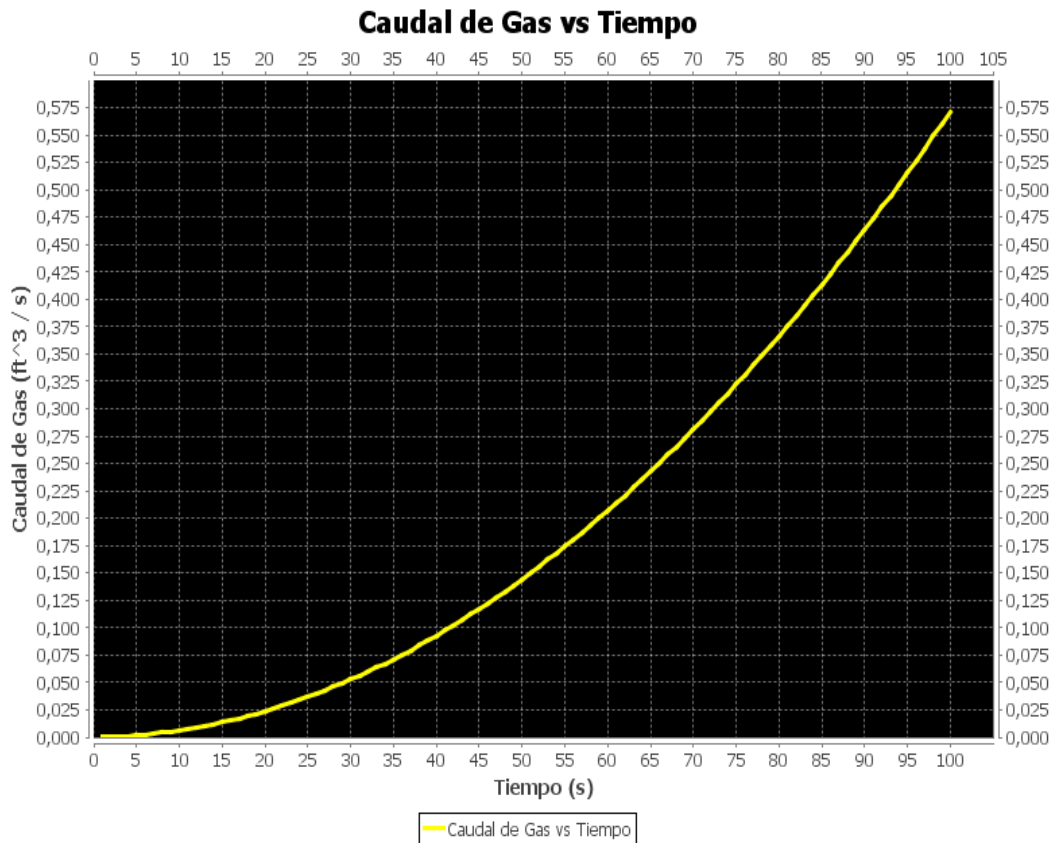
El punto máximo de esta grafica nos representa la expansión máxima o ideal que debe tener el gas, además de que sirve como ayuda para el personal que está atento a los cambios en la ganancia.

Figura 37. Presión en el drill pipe versus el tiempo.



La presión en el drill pipe es el segundo punto de control (figura 37), para este comportamiento tenemos que esta presión es la necesaria para poder mantener la presión de fondo constante, sin embargo si se requiere de mayor presión en el drill pipe para lograr la circulación esta puede ser aplicada teniendo en cuenta los gradientes de fractura.

Figura 38. Caudal de gas versus tiempo.



En la Figura 38 se representa el caudal de gas que ha entrado el pozo mientras se perfora. Esta grafica termina cuando el volumen calculado es igual al pit gain registrado como dato de entrada. Ya que esta aplica la ley de flujo radial de Darcy, este caudal depende de las propiedades de la formación y del diferencial de presión entre la presión de formación y la de fondo fluyendo, además de la rata de penetración que se tenga en el momento en que se perfora.