



---

---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO PARA LA  
PERFORACIÓN BAJO BALANCE.**

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

Efrén López López

Dirigida por:

Ing. Leonardo Cruz Espinoza



Ciudad Universitaria. México, 2011.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

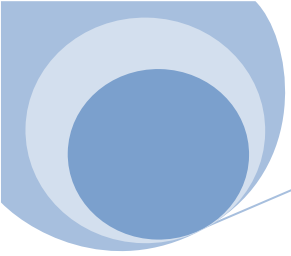


**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

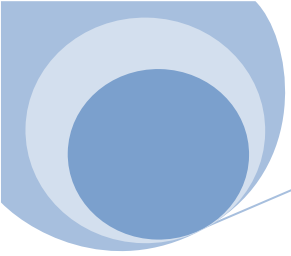
Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



## TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	I
TABLA DE FIGURAS.....	II
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 CONCEPTOS BÁSICOS .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2 DESARROLLO HISTÓRICO.....</b>	<b>8</b>
<b>1.3 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....</b>	<b>9</b>
1.3.1 <i>Elimina la pérdida de circulación .....</i>	<i>9</i>
1.3.2 <i>Incremento en el ritmo de penetración .....</i>	<i>9</i>
1.3.3 <i>Evita la pegadura diferencial .....</i>	<i>10</i>
1.3.4 <i>Protege la formación .....</i>	<i>10</i>
1.3.5 <i>Ventanas operacionales estrechas.....</i>	<i>10</i>
<b>1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE .....</b>	<b>11</b>
1.4.1 <i>Ventajas de perforar bajo balance .....</i>	<i>11</i>
1.4.2 <i>Desventajas de perforar bajo balance .....</i>	<i>12</i>
1.4.3 <i>Resumen .....</i>	<i>15</i>
<b>CAPÍTULO 2: DESARROLLO FÍSICO MATEMÁTICO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1 MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>16</b>
2.1.1 <i>Sistemas de fluidos de inyección.....</i>	<i>17</i>
2.1.2 <i>Sistemas gasificados.....</i>	<i>19</i>
2.1.3 <i>Perdidas de presión.....</i>	<i>19</i>
2.1.4 <i>Comportamiento reológico.....</i>	<i>21</i>
<b>2.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>22</b>
2.2.1 <i>Suposiciones básicas del modelo matemático.....</i>	<i>22</i>
2.2.2 <i>Modelamiento de flujo.....</i>	<i>23</i>
<b>2.3 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO.....</b>	<b>24</b>
2.3.1 <i>Flujo dentro del espacio anular.....</i>	<i>25</i>
2.3.2 <i>Flujo a través de la barrena .....</i>	<i>29</i>
2.3.3 <i>Flujo dentro de la tubería de perforación .....</i>	<i>30</i>
<b>CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1 FLUJO DE TRABAJO DEL PROGRAMA .....</b>	<b>32</b>
<b>3.2 CAPTURA DE INFORMACIÓN.....</b>	<b>35</b>
<b>CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>42</b>
<b>4.1 CASO DE ESTUDIO .....</b>	<b>42</b>
<b>4.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>45</b>
<b>CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>55</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>57</b>
<b>APÉNDICE A .....</b>	<b>59</b>



## TABLA DE FIGURAS

FIGURA 1.1-PREVISIONES DE TONY ERIKSEN PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN MAYO DE 2009 <sup>1</sup> .....	5
FIGURA 1.2-ESTABILIDAD MECÁNICA EN TÉRMINOS DE DENSIDAD EQUIVALENTE. ....	6
FIGURA 1.3-DIFERENCIAS ENTRE LOS TRES TIPOS DE INYECCIÓN EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE. DE IZQ. A DER. A) SARTA PARASITA. B) ANULAR. C) POR MEDIO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	6
FIGURA 1.4-ESQUEMA DE UN ARREGLO TÍPICO DEL EQUIPO SUPERFICIAL PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	7
FIGURA 1.5-CABEZA ROTATORIA PARA CONTENER LA PRESIÓN DEL POZO DURANTE UNA OPERACIÓN DE PBB.....	7
FIGURA 1.6-ESQUEMA QUE REPRESENTA LA DIFERENCIA ENTRE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE. ....	9
FIGURA 1.7- ESQUEMA QUE MUESTRA EL FENÓMENO DE PEGA DIFERENCIAL. ....	10
FIGURA 1.8- COMPARACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE. ....	12
FIGURA 2.1- FORMAS PRINCIPALES DE LAS MEZCLAS GAS-LÍQUIDO (A) VERTICAL ASCENDENTE, (B) HORIZONTAL. ....	16
FIGURA 2.2- DIFERENTES FLUIDOS COMPRESIBLES USADOS EN LA PBB.....	17
FIGURA 2.3- PROCESO DE SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO DEL AIRE POR MEDIO DE UNA MEMBRANA.....	18
FIGURA 2.4- MODELAMIENTO DE FLUJO EN HIDRÁULICA CONVENCIONAL.....	20
FIGURA 2.5- TIPOS DE VISCOSIDAD. ....	21
FIGURA 2.6- COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN VS CAUDAL DE INYECCIÓN DE GAS. ....	23
FIGURA 2.7- REGIONES DE PRESIÓN. ....	24
FIGURA 2.8-REPRESENTACION DEL POZO QUE MUESTRA LAS PRESIONES EN CADA PUNTO DEL SISTEMA. ....	25
FIGURA 3.1- TRAYECTORIA DE FLUJO A TRAVÉS DEL POZO. ....	32
FIGURA 3.2- VENTANA PRINCIPAL DE LA INTERFAZ GRÁFICA.....	35
FIGURA 3.3-TRAYECTORIA DE POZO GENERADA EN TIEMPO REAL.....	36
FIGURA 3.4-VISUALIZACION DEL DISEÑO DE SARTA. ....	37
FIGURA 3.5-MODELO TRIDIMENSIONAL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	38

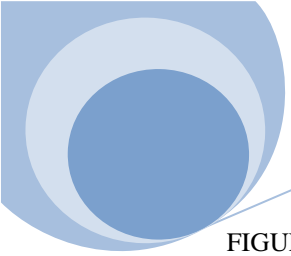


FIGURA 3.6-GRÁFICA DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO. ....	39
FIGURA 3.7-VENTANA QUE PERMITE REALIZAR AJUSTES A LA SIMULACIÓN. ....	40
FIGURA 3.8-VENTANA QUE MUESTRA LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	41
FIGURA 4.1-ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO DEL POZO.....	42
FIGURA 4.2-TRAYECTORIA DE POZO EN A. ....	45
FIGURA 4.3-TRAYECTORIA DE POZO EN B. ....	46
FIGURA 4.4-GEOMETRÍA DE POZO EN A.....	46
FIGURA 4.5-GEOMETRÍA DE POZO EN B.....	47
FIGURA 4.6-DISEÑO DE SARTA EN A.....	47
FIGURA 4.7-DISEÑO DE SARTA EN B. ....	48
FIGURA 4.8-AJUSTE DEL MODELO REOLÓGICO EN A.....	48
FIGURA 4.9-AJUSTE DEL MODELO REOLÓGICO EN B.....	49
FIGURA 4.10-INYECCIÓN POR SARTA DE PERFORACIÓN. ....	49
FIGURA 4.11-GRADIENTE DE TEMPERATURA. ....	50
FIGURA 4.12-DATOS DE INYECCIÓN Y RANGOS DE SIMULACIÓN. ....	50
FIGURA 4.13-VENTANA OPERATIVA CON UNA DENSIDAD DE 0.9 [G/CM <sup>3</sup> ] EN A. ....	51
FIGURA 4.14-VENTANA OPERATIVA CON UNA DENSIDAD DE 0.9 [G/CM <sup>3</sup> ] EN B.....	52
FIGURA 4.15-VENTANA OPERACIONAL ORIGINAL CON UNA DENSIDAD DE 1.04 [G/CM <sup>3</sup> ]......	53

## Sinopsis

Actualmente muchos yacimientos a nivel mundial se encuentran en etapas avanzadas de explotación por lo que ha surgido la necesidad en todas las áreas de la industria petrolera de desarrollar nuevas tecnologías que permitan seguir aprovechando estos recursos, es por eso que dentro de la perforación se han implementado novedosas técnicas para aumentar la eficiencia de las operaciones, una de ellas es la que atañe el presente trabajo denominada perforación bajo balance.

Como su nombre lo indica, este tipo de proceso implica que la presión con la cual se perfora un pozo sea menor a las presiones que se tienen dentro de una ventana operacional común, esto con la finalidad de no causar un mayor daño al yacimiento. Por esta razón la hidráulica de los fluidos inyectados toma mayor relevancia y es imperativo que el ingeniero de perforación tenga pleno conocimiento de su comportamiento para evitar posibles riesgos.

Esta tesis provee las bases teóricas para la creación de una herramienta computacional que calcula los parámetros más importantes de la hidráulica de perforación para un pozo que sea perforado bajo balance en alguna de sus etapas o en su totalidad.

El modelo matemático utilizado parte de la Primera Ley de la Termodinámica que en términos más simples se convierte en una ecuación para el balance de energía conocida como ecuación de Bernoulli, combinada con las correlaciones empíricas para calcular el factor de fricción de Darcy-Weisbach y un modelo para el comportamiento reológico de los fluidos de inyección, permite obtener la combinación idónea de gastos de inyección (gas y lodo) que produzca la presión de fondo óptima para tener la máxima velocidad de perforación que sea posible sin afectar alguno de los elementos involucrados.

Para finalizar, los resultados arrojados por el programa son comparados con los de un simulador comercial para estado estacionario de flujo y con los datos originales de un caso práctico, demostrando así la efectividad que presenta este modelo matemático frente a la realidad.

# CAPÍTULO 1: Introducción a la Perforación Bajo Balance

## 1.1 Conceptos básicos

El creciente número de yacimientos depresionados alrededor del mundo y el incremento en la necesidad de extraer hidrocarburos de forma más eficiente han forzado a la Industria Petrolera a continuar mejorando la tecnología empleada en la perforación (Fig. 1.1). Aparentemente, la combinación de distintas técnicas de perforación que se habían idealizado hace más de 100 años junto con recientes innovaciones tecnológicas han culminado en nuevas técnicas especializadas. Estas técnicas, cuando son diseñadas y ejecutadas correctamente, permiten perforar un pozo de forma económica, segura y exitosa en casi cualquier ambiente dado. Una de estas técnicas es llamada perforación bajo balance (PBB). Este proceso consiste en mantener la presión dentro del pozo por debajo de la presión de formación que está siendo perforada.

Cabe aclarar que la perforación en yacimientos depresionados con técnicas convencionales representa un gran reto, debido a que enfrenta diversos problemas en forma simultánea, tales como: pérdidas totales de circulación, brotes, pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sartas de perforación y descontrol subterráneo; esto genera que los pozos solo se puedan perforar pocos metros dentro del horizonte productor, o que se requiera de una mayor inversión para controlar perdidas o para operaciones riesgosas. Lo anterior obedece a que la densidad equivalente de circulación necesaria para perforar cierta sección de un pozo, contrasta con la que requiere otra sección en tanto se trata de formaciones con diferentes valores de presión que requieren tuberías de revestimiento adicionales, sin embargo, con esta técnica es posible resolver tales situaciones.

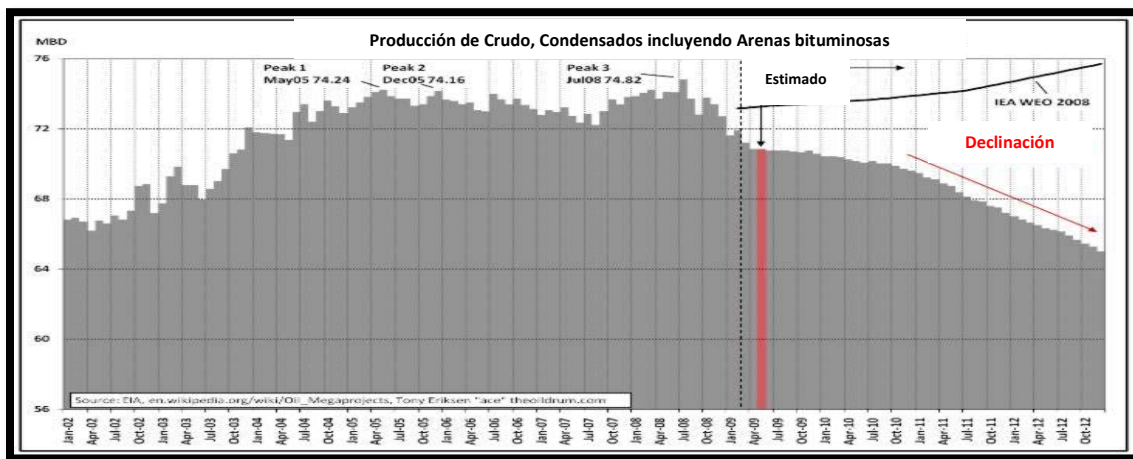


Figura 1.1-Previsiones de Tony Eriksen para la producción de hidrocarburos en mayo de 2009<sup>1</sup>.

Esta técnica consiste en que la presión hidrostática del sistema de circulación en el fondo del pozo se mantiene por debajo de la presión de poro mientras se va perforando<sup>2</sup>. Generalmente se le conoce como “perforación con pozo fluyendo” (Fig. 1.2). En algunos casos, la condición de bajo balance se genera artificialmente por la inyección constante de algún tipo de gas no condensable al fluido de perforación, reduciendo así la densidad efectiva del sistema.

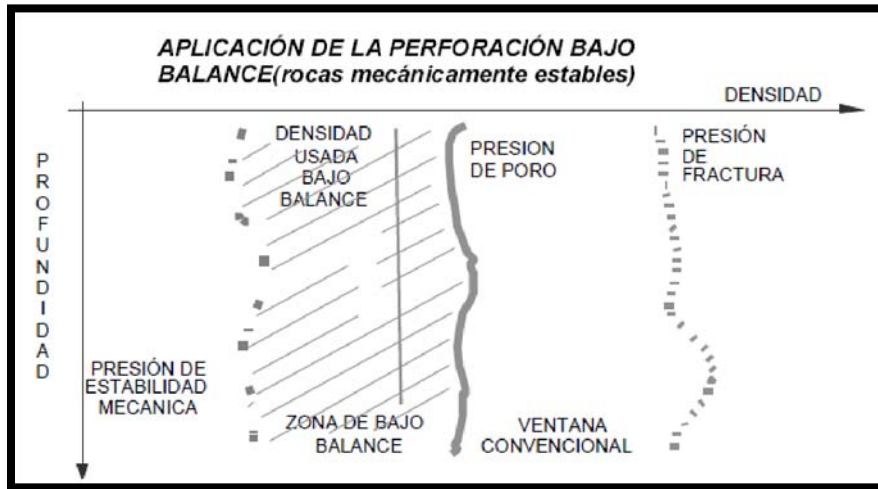


Figura 1.2-Estabilidad mecánica en términos de densidad equivalente.

Existen varios métodos de inyección de gas para reducir la presión hidrostática<sup>3</sup> los cuales son la inyección por medio de sarta parasita, inyección con sarta concéntrica (anular) y la inyección directa o a través de la sarta (Fig. 1.3), en este último proceso el gas no condensable (aire, gas natural, gas procesado, aire oxido-reducido o nitrógeno) se inyecta directamente dentro de la sarta en la superficie, reduciendo la densidad del sistema completo, en su camino de inyección y su retorno por el espacio anular.

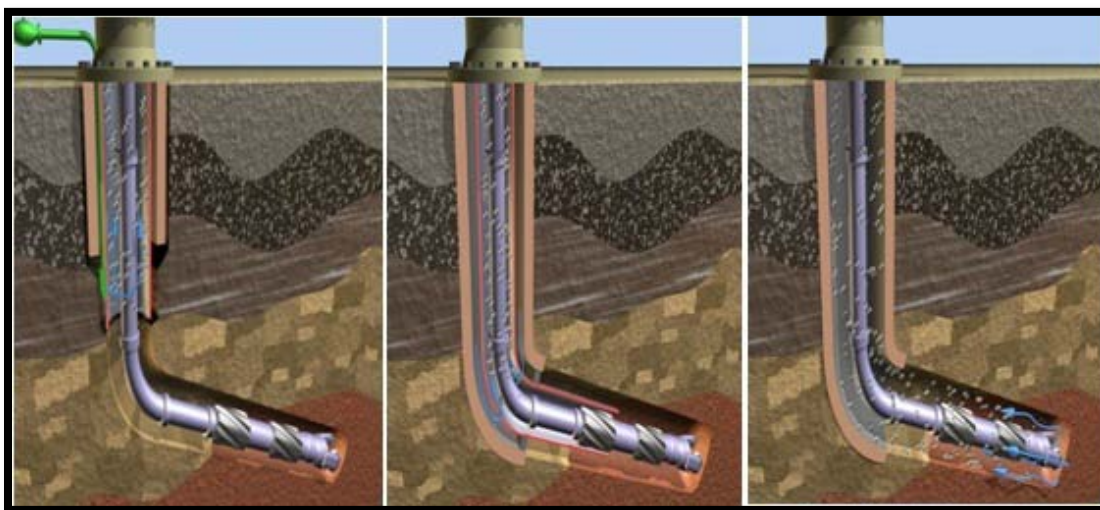


Figura 1.3-Diferencias entre los tres tipos de inyección empleados en la perforación bajo balance. De izq. a der. a) Sarta parasita. b) Anular. c) Por medio de la Sarta de perforación.



Uno de los inconvenientes que tiene este método es que las técnicas de registros que actúan con pulsos de presión del lodo no pueden ser utilizadas mientras se mantiene una condición bajo balance<sup>4</sup>, debido a la compresibilidad del gas en el sistema. Aunque este problema puede ser solucionado con el uso de una tubería parásita o concéntrica que permita la existencia de una columna de fluido dentro de la TP, o con el uso de una herramienta de telemetría magnética.

En esta técnica, generalmente la presión de poro de la formación es superior a la presión generada por la columna hidrostática del fluido de perforación<sup>5</sup>, requiriendo para su operación un adecuado sistema de manejo de presión en superficie (Fig. 1.4) y en el fondo del pozo, que permita rotar y reciprocarse la sarta en condiciones seguras, para lo cual se emplea un tipo de herramienta conocida como cabeza o preventor rotatorio, siendo la presión a manejar el factor determinante para escoger entre los distintos tipos que existen (Fig. 1.5). Otra herramienta indispensable son las válvulas de no-retorno para prevenir la entrada de los fluidos del yacimiento al interior de la sarta de perforación mientras se viaja o cuando se hacen conexiones.

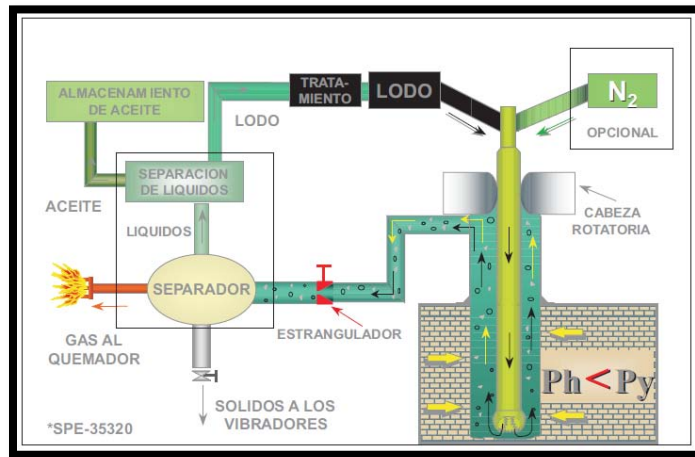


Figura 1.4-Esquema de un arreglo típico del equipo superficial para perforación bajo balance.



Figura 1.5-Cabeza Rotatoria para contener la presión del pozo durante una operación de PBB.

## 1.2 Desarrollo Histórico

A continuación se presenta un resumen de los eventos que dieron lugar a la técnica de perforación bajo balance a través de la historia.

Año	Acontecimiento	Descripción
1860 <sup>6</sup>	El transporte neumático	Representa el primer uso del aire en movimiento para el acarreo de los sólidos en la corriente de aire. Esta corriente de aire se crea a partir de ventiladores que se desarrollaron durante la revolución industrial del siglo XVI.
1870 <sup>6</sup>	Primer compresor confiable	La necesidad de mayores presiones en el flujo de aire y otros gases llevo al primer compresor confiable (estacionario).
1880 <sup>6</sup>	Desarrollo de los mecanismos de combustión interna	Se pudieron desarrollar los compresores reciprocantes y rotatorios. Estos primeros compresores portables se utilizaron a finales de 1880 en la innovación de la industria minera para perforar a través de la percusión neumática los agujeros de la mina y trazar agujeros piloto.
1901 <sup>6</sup>	Investigación sobre espumas y flujo de los fluidos en los pozos	Al inicio de este año en los Estados Unidos se inicio la perforación rotaria en el campo Spindletop en Texas.
1911 <sup>7</sup>	Perforación rotaria en Rusia	Por primera vez se realizo la perforación de varios pozos usando la perforación rotaria en la región de Suruchan.
1938 <sup>7</sup>	Uso de gas para perforar	Se utiliza gas para perforar pozos en California, USA. Y en los años 40 la perforación con gas comienza a tener uso comercial.
1916-1960 <sup>7</sup>	Ecuaciones Reológicas	Estas ecuaciones se vuelven de vital importancia para la solución de problemas de la perforación hidro-aeromecánica.
1922-1990 <sup>7</sup>	Estudio del flujo de fluidos en medios porosos	Se realizan estudios sobre el flujo de los fluidos a través de medios porosos, para poder solucionar problemas sobre la productividad y la perforación de los pozos.

## 1.3 Aplicaciones de la perforación bajo balance

### 1.3.1 Elimina la pérdida de circulación

Cuando se tienen zonas permeables, al utilizar la perforación convencional los fluidos de perforación invaden la formación porque la presión del yacimiento es menor a la presión de la columna hidrostática lo que ocasiona esta pérdida de fluidos. Con la perforación bajo balance se evita este problema, ya que son los fluidos de la formación los que entran al pozo (Fig. 1.6).

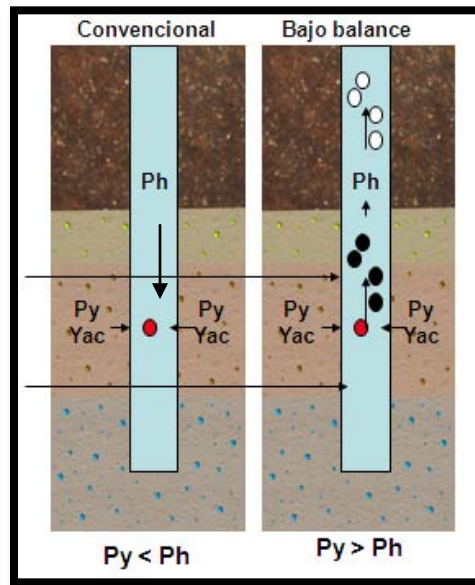


Figura 1.6-Esquema que representa la diferencia entre la perforación convencional y la perforación bajo balance.

### 1.3.2 Incremento en el ritmo de penetración

La mejora en el ritmo de penetración es el resultado de que los fluidos de la formación invadan el agujero y ayuden al acarreo de recortes generados por la barrena. En la mayoría de este tipo de operaciones, los ritmos de penetración son significativamente altos contrariamente a los que se presentan cuando se perfora de manera convencional. Estas velocidades pueden llegar a reducir de forma importante el tiempo de perforación en secciones horizontales de alcance extendido, incrementar la vida útil de la barrena y disminuir los costos operativos. En ciertos yacimientos, las razones expuestas anteriormente representan la principal motivación para perforar bajo balance, más que para reducir el daño a la formación.

### 1.3.3 Evita la pegadura diferencial

Al perforar con la técnica de sobre balance se tiene una diferencia de presión entre los fluidos de perforación y los de formación, si esta diferencia aumenta la sarta de perforación se pega a la pared del agujero, causando que se atrape. En la perforación bajo balance la pega diferencial no ocurre porque la presión de la formación siempre va a ser mayor a la presión ejercida por la columna del fluido de perforación (Fig. 1.7).

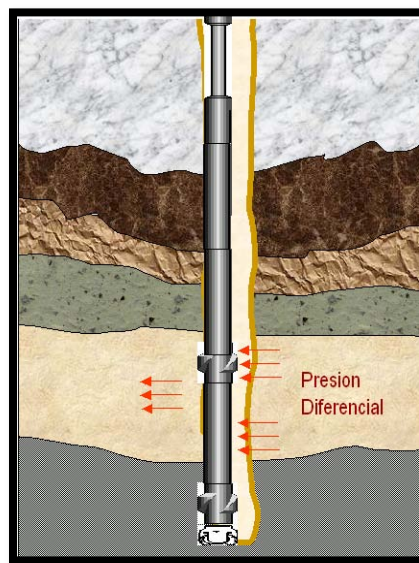


Figura 1.7- Esquema que muestra el fenómeno de Pega Diferencial.

### 1.3.4 Protege la formación

Si se permite la entrada de fluidos de perforación a la formación, estos podrán interactuar con los fluidos in-situ de la misma, lo que puede llevar a incompatibilidades entre ellos ocasionando varios problemas (emulsiones, hinchamiento de arcillas o bloqueo por agua). Los fluidos de perforación no invaden la formación en la perforación bajo balance, con esto se protege a la formación de los problemas que se puedan ocasionar por la invasión de sustancias externas.

### 1.3.5 Ventanas operacionales estrechas

Las ventanas operacionales nos permiten saber, entre otras cosas, el rango de presión dentro del cual debemos mantener nuestros equipos al operar<sup>8</sup>. En la perforación sobre balance los valores de presión se encuentran entre el valor de la presión ejercida por los fluidos atrapados en los poros a la presión con la cual se fractura la formación. En algunas ocasiones la diferencia que presenta la ventana operacional entre la presión de poro y la presión de fractura es muy estrecha para utilizar esta técnica, ya que un pequeño cambio en la densidad del fluido de perforación aumenta considerablemente la presión de la columna hidrostática y se podría fracturar la formación.

En cambio, la perforación bajo balance, emplea valores de presión por debajo del valor de la presión de poro, evitando fracturar la formación.

## 1.4 Ventajas y desventajas de la Perforación Bajo Balance

### 1.4.1 Ventajas de perforar bajo balance

Se evitan los siguientes problemas relacionados con el fluido de perforación:

- Migración de arcillas y finos originada por pérdidas severas de fluido.
- Invasión de sólidos del lodo hacia la formación.
- Pérdidas severas de fluido de perforación en formaciones altamente permeables.
- Bloqueos por agua o hidrocarburos y reducción de las permeabilidades relativas
- Reacciones adversas entre el filtrado y la formación (hinchamiento, disolución de la formación, adsorción química, alteración de la mojabilidad, etc.).
- Reacciones adversas entre el filtrado y los fluidos de la formación (emulsiones, precipitaciones, lodos asfálticos, incrustaciones, etc.).

**La perforación bajo balance indica en tiempo real las zonas productoras de hidrocarburos.** Debido a que la condición de bajo balance genera que la presión del fluido en circulación sea menor a la presión de poro de la formación, se tiene una condición real de flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo (estos fluidos pueden ser aceite, gas o agua). Si existe un apropiado monitoreo de estos fluidos en superficie se puede obtener gran información de las zonas productivas del yacimiento y ser de ayuda valiosa en la navegación del pozo (aplicación en pozos horizontales). Una producción significativa de hidrocarburos líquidos, puede generar ingresos tempranos que puedan recobrar parcialmente algunos de los costos generados al momento de perforar (Fig. 1.8).

**Toma de registros en tiempo real durante la perforación (LWD, MWD) a través del uso de herramientas de Telemetría Electromagnética (EMT).** Anteriormente, una de las grandes desventajas de la perforación bajo balance era la imposibilidad de obtener información de las herramienta LWD/MWD cuando se utilizan sistemas con gas (exceptuando cuando se utilizaban tuberías parasitas o concéntricas que permitían tener una columna de fluido incompresible dentro de la TP). El desarrollo de las herramientas EMT que transmiten información del fondo del pozo a la superficie mientras se va perforando han sido de gran utilidad<sup>9</sup>, ya que estas transmiten sus lecturas aún cuando se lleva a cabo una perforación de este tipo y no se ven afectadas como las herramientas LWD/MWD (que trabajan con pulsos de presión) por la compresibilidad del gas. La únicas limitantes actuales de las herramientas EMT son la temperatura, la profundidad y en algunas ocasiones el tipo de formación, pero se espera que se pueda lograr un mayor desarrollo en estas áreas y así alcanzar mayores profundidades.

**Capacidad de pruebas de flujo o de pozo mientras se perfora.** Diversos operadores han aprovechado las condiciones que se generan en la perforación bajo balance para llevar a cabo pruebas de pozos a uno o varios gastos de producción, para evaluar la capacidad productiva de la formación y sus propiedades durante la perforación.

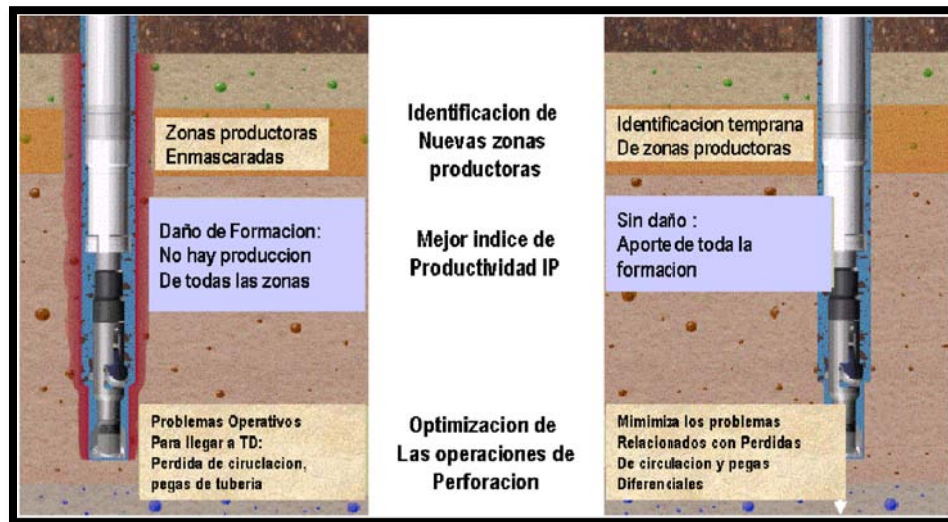


Figura 1.8- Comparación entre la perforación convencional y la perforación bajo balance.

### 1.4.2 Desventajas de perforar bajo balance

Un adecuado entendimiento de los fenómenos potencialmente adversos, como los que se presentan a continuación, que pueden ser asociados con la PBB es esencial para implementar cualquier programa de operación<sup>10</sup>.

**Mayor costo de las operaciones.** La PBB es más cara que un programa de perforación convencional, particularmente si se perfora en un ambiente corrosivo o en presencia de condiciones superficiales adversas (localizaciones remotas, costa afuera, etc.). Así también hay una pequeña desventaja al perforar bajo balance si el pozo no está programado para terminarse de igual forma. Esto generalmente resulta en altos costos adicionales por el equipo que se requiere para introducir la sarta de perforación al pozo en condiciones de flujo en bajo balance.

**Requiere medidas de seguridad mayores.** Las tecnologías para perforar y terminar pozos continúan creciendo. El hecho de que los pozos deban ser perforados y terminados fluyendo, adiciona aspectos de seguridad y técnicos que deben ser tomados en cuenta en cualquier operación de perforación.

El uso de aire, aire oxido-reducido o gas procesado como la fase gaseosa a ser inyectada en la operación de PBB, sin importar la efectividad al reducir costos, puede originar riesgos con respecto



a problemas de corrosión y explosiones. Recientemente se han hecho trabajos considerables en pruebas de alta presión para definir los límites de seguridad de mezclas de fluidos combustibles como gas natural, aceite y lodo de perforación con aire, gas procesado y aire oxido-reducido.

**Poca estabilidad de agujero.** Las paredes del pozo cuando se perfora bajo balance han sido un asunto ampliamente tratado, en especial en formaciones pobremente consolidadas o altamente depresionadas. Existe evidencia considerable de que los riesgos de estabilidad en muchas aplicaciones de PBB no son tan problemáticos como generalmente se suponen, sin embargo se requiere una evaluación de yacimiento a yacimiento para cuantificar los aspectos de estabilidad para cada aplicación de este tipo.

**Mayor daño que la perforación convencional al no mantener de manera continua el bajo balance.** Esto se debe a alguna de las siguientes causas:

- Al efectuar una conexión en perforación rotaria.
- Trabajos periódicos de bombeo para efectuar viajes.
- Surgencias al correr la tubería.
- Bombeo para tomar registro MWD.
- Efecto de impacto en la barrena si se usa sarta parasitaria.
- Efectos de depresionamiento localizados especialmente en zonas de baja permeabilidad.
- Zonas múltiples con diferentes presiones.
- Flujo tapón y colgamiento de líquidos en la zona vertical del pozo.
- Incremento de las caídas de presión por fricción con la profundidad.
- Falla del equipo superficial o de suministros.

**Efectos de imbibición contra corriente por efectos de presión capilar.** Debido a efectos de presión capilar adversos, es posible imbibir fluidos base agua y en algunos casos base aceite dentro de la formación, en la región cercana al pozo, donde estos pueden causar una reducción en la permeabilidad a causa de efectos de incompatibilidad del sistema roca/fluido, o una reducción de la capacidad de flujo debido a bloqueos de la fase acuosa afectando la permeabilidad relativa.

**Daño causado por acristalamiento y trituración de los recortes.** En cualquier operación de perforación, el recorte de perforación se genera por la acción erosiva de la barrena sobre la formación. Adicionalmente, se agregan sólidos al sistema de circulación del fluido, en ocasiones para mejorar la reología y las propiedades del lodo. El tamaño y la cantidad de recortes en la corriente del fluido de perforación depende del tipo de formación, equipo de control de sólidos, tipo de barrena, ritmo de penetración. Los equipos que se usan en operaciones de PBB y operaciones de perforación gas/aire pueden sufrir problemas causados por los siguientes conceptos:

- Acristalamiento: es un pulimiento de la superficie del agujero causada por acción directa de la barrena a la cara de la formación, es particularmente severa cuando se perforan rocas duras a bajos ritmos de penetración o con barrenas desgastadas o dañadas.

- Trituración: Es un pulimiento a la cara de la formación por centralización pobre o resbalones de la sarta. La capa resbaladiza generalmente consta de finos de la formación que son generados y molidos por acción de la barrena, la cual forma una capa delgada, quemada y resbaladiza como pasta que cubre la superficie de la formación. Las operaciones con gas son las más sensibles a este tipo de problemas debido a las pobres propiedades de transporte de sólidos de los sistemas de gases puros.

**Invasión de poros inducida por gravedad en macro poros.** En formaciones que presentan macro porosidad, puede ocurrir invasión de fluidos y sólidos generado por la acción de la gravedad sobre el lado bajo del pozo horizontal. Si las fracturas o vugúlos son muy pequeños y la presión es adecuada, la acción natural de los fluidos de la formación será suficiente para contrarrestar este fenómeno, pero si la presión no es suficiente, o si se tienen porosidades muy grandes, se presenta una reducción en la velocidad del fluido cerca de la pared del pozo, lo que ocasiona en algunos casos la invasión por gravedad. Como consecuencia de esta invasión se tiene pérdida de circulación, aún cuando se mantengan las condiciones bajo balance.

**Dificultad de ejecución en zonas de muy alta permeabilidad.** Desafortunadamente una de las mejores aplicaciones de la PBB, siendo el caso de las formaciones altamente permeables, también puede presentar uno de los mayores retos. Esta dificultad está relacionada con el manejo de la producción de hidrocarburos que se genera con el bajo balance al tener una presión elevada en la formación, ya que el manejo de grandes presiones en superficie resulta costoso y mucho más cuando es en operaciones costa afuera.



### 1.4.3 Resumen

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<p>Se evitan los siguientes problemas relacionados con el fluido de perforación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Migración de arcillas y finos originada por pérdidas severas de fluido.</li> <li>• Invasión de sólidos del lodo hacia la formación.</li> <li>• Problemas por mal diseño del enjarre.</li> <li>• Pérdidas severas de fluido de perforación en formaciones altamente permeables.</li> <li>• Bloqueos por agua o hidrocarburos y reducción de las permeabilidades relativas</li> <li>• Reacciones adversas entre el filtrado y la formación.</li> <li>• Reacciones adversas entre el filtrado y los fluidos de la formación.</li> </ul> <p>Incremento del ritmo de penetración.</p> <p>La PBB indica en tiempo real las zonas productoras de hidrocarburos.</p> <p>Es posible tener mediciones en tiempo real a través del uso de herramientas de Telemetría Electromagnética (EMT).</p> <p>Capacidad de pruebas de flujo o de pozo mientras se perfora.</p>	<p>Mayor costo en las operaciones.</p> <p>Requiere aumentar las medidas de seguridad.</p> <p>Poca estabilidad del agujero.</p> <p>Mayor daño que la perforación convencional al no mantener de manera continua el estado de presión bajo balance.</p> <p>Imbibición contra corriente por efectos de presión capilar.</p> <p>Se requiere terminar el pozo en las mismas condiciones de perforación.</p> <p>Daño causado por acristalamiento y trituración de los recortes.</p> <p>Invasión de los poros inducida por gravedad en macro poros.</p> <p>Dificultad de ejecución en zonas de muy alta permeabilidad.</p>

## CAPÍTULO 2: Desarrollo Físico Matemático

### 2.1 Marco teórico

Desde la década de 1970 se han hecho avances significativos en el campo del flujo multifásico en tuberías y sistemas de producción<sup>7</sup>. Esto ha tenido como resultado el desarrollo de diversos modelos físicos y matemáticos de flujo en condiciones de estado estable o transitorio con los cuales se obtienen resultados aproximados del comportamiento de los fluidos dentro de las tuberías o pozos.

Este tipo de aproximaciones postulan la existencia de diferentes patrones de flujo (Fig. 2.1) para predecir los principales parámetros de los fluidos, como la presión o el porcentaje de gas y líquido dentro de la mezcla. A lo largo de la historia los modelos mecánicos han tomado gran relevancia, sin embargo las correlaciones empíricas y los modelos numéricos como el que nos atañe en el presente trabajo, también han contribuido de manera importante en la creación de herramientas computacionales que permiten generar mejores simulaciones para obtener resultados más acordes con la realidad.

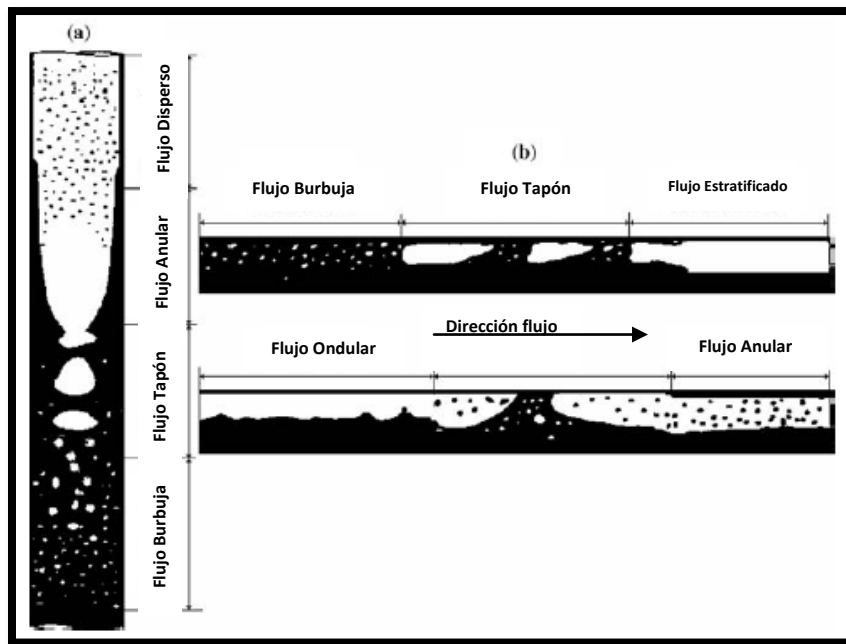


Figura 2.1- Formas principales de las mezclas gas-líquido (a) vertical ascendente, (b) horizontal.

En el caso de la PBB también se cuenta con grandes adelantos, debido a la naturaleza de esta operación, los modelos o correlaciones empleadas para describir el comportamiento hidráulico deben tomar en cuenta las características inherentes de los distintos fluidos compresibles utilizados; es por esta razón que se desarrollan modelos específicos para este proceso.

### 2.1.1 Sistemas de fluidos de inyección

La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles está limitada a las condiciones de litología, presión del yacimiento, hidráulica y al uso de equipo adicional para lograr ahorros en tiempo y disminución de costos. La perforación con fluidos compresibles incluye: aire, gas seco, niebla, espuma y lodo gasificado (Fig.2.2).



Figura 2.2- Diferentes fluidos compresibles usados en la PBB.

Hoy en día la perforación con aire seco todavía se aplica en etapas de roca dura (basamento) y en pozos de agua. No es recomendable en yacimientos de hidrocarburos, puesto que la combinación de oxígeno y gas natural puede causar una mezcla explosiva, aunado al hecho de que el transporte de recortes es complicado por la compresibilidad del aire, ya que a medida que éste fluye dentro del espacio anular la caída de presión por fricción aumenta la presión del aire en el fondo del agujero.

Por otra parte, la experiencia con nitrógeno en operaciones de reparación de pozos lo han convertido en la primera elección para la PBB, el cual tiene como principales características que es un gas inerte que disminuye la corrosión, evita las explosiones y tiene un valor de densidad menor en un 3% en condiciones estándar de temperatura a la del aire por lo que se tiene una eficiencia muy similar a éste último. Cuando se decide utilizar inyección de nitrógeno se están comprometiendo

dos situaciones: aumento en la eficiencia de limpieza del agujero y el incremento de la velocidad de penetración con respecto a los costos que involucra la renta de compresores o carga de combustible.

Actualmente existen dos métodos de suministro de nitrógeno los cuales son la generación por membrana y el criogénico (Fig.2.3).



Figura 2.3- Proceso de separación del Nitrógeno del aire por medio de una membrana.

Otra opción es la utilización de gas natural, si se está perforando bajo balance un yacimiento de hidrocarburos, se puede utilizar un pozo productor cercano o el gasoducto de producción para obtener una cantidad suficiente. A diferencia del nitrógeno, el gas natural forma una mezcla combustible cuando es desfogado a la atmósfera. La gravedad específica del gas depende de su composición, pero oscila en el rango de 0.6 a 0.7, por consiguiente, la velocidad terminal y relación de levantamiento de recortes será diferente a la lograda con la inyección de aire, asumiendo el mismo volumen de circulación.

Si los sistemas de inyección de gas o aire seco no son apropiados, la inyección de una pequeña cantidad de líquido formará inicialmente un sistema de niebla. Generalmente esta técnica ha sido usada en áreas donde existe influjo de agua de formación y evita algunos problemas que pueden presentarse si se perfora con aire seco. Existen varias razones para no generar esta mezcla, pues disminuye la velocidad de penetración y requiere mayores cantidades de aire y mayor presión de inyección.

Los sistemas de espuma se logran inyectando una mayor cantidad de líquido y un agente surfactante. Una espuma es un fluido de perforación con una capacidad de acarreo de recortes muy alta por su elevada viscosidad y baja densidad, lo que permite tener columnas hidrostáticas reducidas dentro del pozo. En superficie la calidad de la espuma está normalmente entre 80% y 95% de gas y el restante es generalmente agua. En el fondo del pozo debido a la presión hidrostática dentro del espacio anular, esta relación cambia porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo del pozo está entre 50% y 60% de gas.

### 2.1.2 Sistemas gasificados

En estos sistemas el líquido se gasifica para reducir la densidad, lo que complica el cálculo de la hidráulica. La proporción gas-líquido debe ser calculada cuidadosamente para asegurar que se utiliza un sistema de circulación estable. Si se utiliza demasiado gas se pueden presentar problemas de descontrol, limpieza del agujero y por consiguiente pegadas de tubería; si no se utiliza suficiente gas, se excede la presión de fondo requerida y el pozo se convierte en un sistema sobre balanceado que puede terminar en pérdidas de circulación. Las densidades efectivas de los líquidos gasificados se encuentran principalmente entre 0.48 a 0.84 [gr/cc].

Recientemente los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación predominantemente usados en el mundo en operaciones de esta índole. Su base líquida está conformada por agua, aceite, diesel o lodo que se gasifican utilizando aire, nitrógeno o menos frecuente gas natural.

### 2.1.3 Perdidas de presión

Los fluidos multifásicos tienen una gran compresibilidad debido a la presencia de la fase gaseosa. Esta puede presentarse de forma natural en el lodo de perforación, por ejemplo, cuando se perfora un estrato que contiene gas o puede ser adicionado por métodos artificiales. El conocimiento de la distribución de presión dentro del sistema de circulación de la mezcla permite determinar las caídas de presión entre el pozo y la formación a su alrededor. Un control oportuno de estas variaciones de presión da la posibilidad de prevenir complicaciones futuras.

Las caídas de presión en tuberías o ductos están en función de tres componentes<sup>5</sup>:

1. Presión estática
2. Presión de fricción
3. Presión de aceleración

En un modelo hidráulico convencional (fluido monofásico), la presión estática está directamente relacionada con la densidad del fluido. El cálculo de la presión de fricción es un proceso de cuatro pasos (determinar modelo reológico, número de Reynolds, régimen de flujo y la pérdida de presión) (Fig. 2.4). Por último la presión de aceleración es ignorada porque no existe expansión (o es muy poca) del fluido entre el fondo del pozo y la superficie. En un sistema multifásico, todo se vuelve mucho más complicado puesto que hay muchos más factores a considerar. El diseño de un sistema de circulación de una PBB tiene que tener en cuenta factores tales como:

Presión en el fondo del pozo: Esta presión debe ser menor que la presión estática del yacimiento bajo condiciones tanto estáticas como dinámicas, para permitir que el fluido se desplace desde el yacimiento hasta el pozo. Esta diferencial de presión origina la productividad del pozo.

Desempeño y control de flujo: La productividad es función no solo de la presión de fondo, sino también de las características del yacimiento tales como permeabilidad, porosidad, área de flujo, radio de drene y un diferencial de presión. La caída de presión (Drawdown) es uno de los factores más importantes para controlar el flujo. De este modo, la presión de fondo tiene que ser controlada ya sea por la hidrostática del fluido de perforación o por la contrapresión aplicada en el estrangulador.

Desempeño del motor en un ambiente de flujo multifásico: Durante la perforación con fluidos multifásicos, es importante que el desempeño del motor no sea influenciado por la hidráulica, esto es, que el gasto de fluido debe estar dentro del rango de operación del motor. Debe considerarse que el gas, a la presión y temperatura del fondo del pozo, actúa mas como un líquido, por consiguiente mientras más gas se agregue a la mezcla el motor recibirá un mayor gasto, el cual es conocido como volumen de liquido equivalente (ELV).

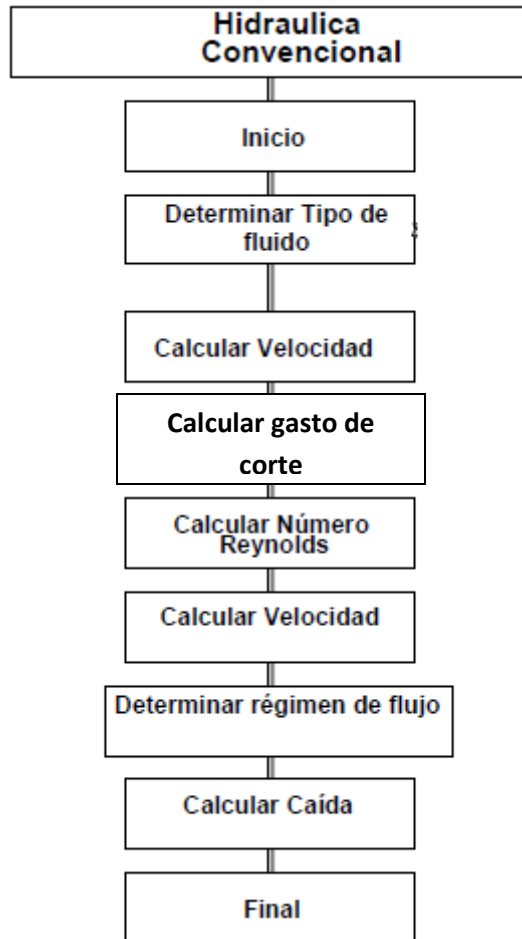


Figura 2.4- Modelamiento de flujo en hidráulica convencional.

### 2.1.4 Comportamiento reológico

Para determinar las ecuaciones que rigen las caídas de presión por fricción se requiere una descripción matemática de las fuerzas viscosas presentes en el fluido, la cual es conocida como modelo reológico, estos modelos nos permiten predecir el comportamiento del fluido en movimiento.

El modelo más simple es el Newtoniano, que se deriva de la relación lineal entre el esfuerzo y la tasa de corte, desafortunadamente la mayoría de los fluidos de perforación no se ajustan a este modelo reológico y son denominados no-Newtonianos.

Cuando un fluido es no-Newtoniano y no lineal presenta una viscosidad diferente para cada tasa de corte, esta es llamada viscosidad absoluta. La viscosidad plástica se puede explicar como la parte de la resistencia al flujo causada por fricción mecánica y es afectada por la concentración de sólidos y el tamaño y la forma de las partículas (Fig. 2.5).

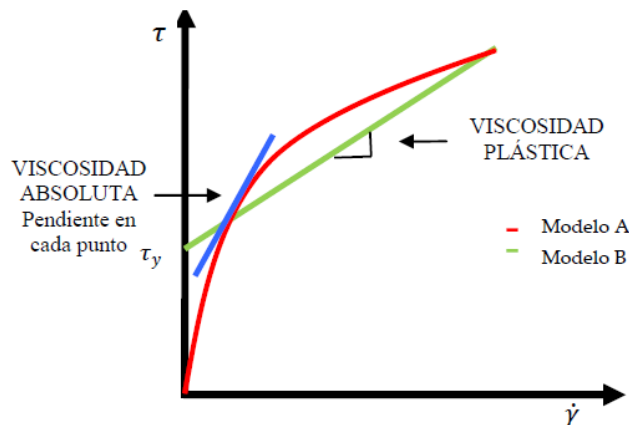


Figura 2.5- Tipos de Viscosidad.

Los modelos reológicos generalmente usados por los ingenieros de perforación para aproximar el comportamiento de un fluido son el modelo no Newtoniano, el modelo plástico de Bingham y el modelo de Ley de Potencia por lo simple de las ecuaciones y la facilidad con la que se estiman los parámetros involucrados. Sin embargo, algunos autores<sup>11</sup> consideran que estos modelos no siempre tienen la capacidad de caracterizar el fluido en un rango amplio de tasas de corte y extienden el análisis a otros modelos reológicos. Para este estudio se seleccionaron tres modelos en total:

**1.- Ley de Potencia<sup>12</sup>**; es un modelo de dos parámetros para el cual la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta. La relación entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte está dada por la ecuación:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad (2.1)$$

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.

**2.- Modelo de Herschel-Bulkley<sup>13</sup>**; es el resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia. La siguiente ecuación describe el comportamiento de un fluido regido por este modelo:

$$\tau = \tau_y + (k\dot{\gamma}^n) \quad (2.2)$$

En este modelo los parámetros “ $n$ ” y “ $k$ ” se definen igual que en Ley de Potencia. Como casos especiales se tienen que el modelo se convierte en Plástico de Bingham cuando  $n=1$  y en Ley de Potencia cuando  $\tau_y = 0$ .

**3.- Modelo de Robertson-Stiff<sup>14</sup>**; fue presentado en 1979 como un modelo híbrido de los modelos Ley de Potencia y Plástico de Bingham para representar lechadas de cemento y lodos. La ecuación que lo caracteriza es:

$$\tau = k(\dot{\gamma}_0 + \dot{\gamma})^n \quad (2.3)$$

El parámetro  $\dot{\gamma}_0$  es considerado una corrección a la tasa de corte, de modo que  $\dot{\gamma}_0 + \dot{\gamma}$  representa la tasa de corte requerida por un fluido pseudo-plástico puro para producir el esfuerzo de cedencia del modelo de Bingham. Los parámetros “ $n$ ” y “ $k$ ” se definen igual que en Ley de Potencia.

## 2.2 Objetivo de la investigación

Las operaciones modernas de perforación requieren un cuidadoso control de la presión; cuando se trata de perforar dentro de la ventana operacional, perforar bajo balance o realizar un lavado de pozo, un factor que toma relevancia es el cálculo de la hidráulica del sistema en cuestión.

Esta tesis tiene como objetivo describir el desarrollo y la teoría detrás de un simulador numérico para determinar la combinación óptima de gastos de gas y lodo que asegure el ritmo máximo de penetración en una perforación bajo balance, para lograr esto se emplean distintos parámetros como la geometría del pozo, propiedades de los fluidos, valores de presión y de gastos de inyección de los fluidos de perforación.

### 2.2.1 Suposiciones básicas del modelo matemático

Guo et. al.<sup>15</sup> desarrollaron un programa de computo para predecir el gasto óptimo de inyección de aire que asegura el máximo ritmo de penetración. Aunado a su experiencia en control de pozos, asumieron que los fluidos aireados pueden ser tratados como una mezcla homogénea de gas, líquido y sólidos, donde estos últimos se toman como partículas del mismo peso y densidad que son distribuidos uniformemente en la mezcla de gas y líquido.



Tomando en cuenta lo anterior y bajo un régimen de flujo estacionario dentro de un ambiente isotérmico, la base del modelo matemático del programa de computo está conformado por la combinación de la ecuación de Bernoulli, la ecuación para los gases reales y una ecuación para determinar la densidad promedio de la mezcla. Todo esto se conjunta en un proceso iterativo donde intervienen también ecuaciones para calcular caídas de presión que se encuentran en la norma API RP 13D.

### 2.2.2 Modelamiento de flujo

Dentro de la PBB, las caídas de presión dependen de la presión hidrostática o de la presión por fricción. La ventana operativa nos permite determinar para un gasto de inyección de gas dado, si el flujo es dominado por la hidrostática o por la fricción.

A medida que el gas es inyectado en el sistema, la presión hidrostática comienza a disminuir y la presión por fricción comienza a aumentar debido a que el gas se comprime en el fondo del pozo y se expande camino a la superficie (Fig. 2.6).

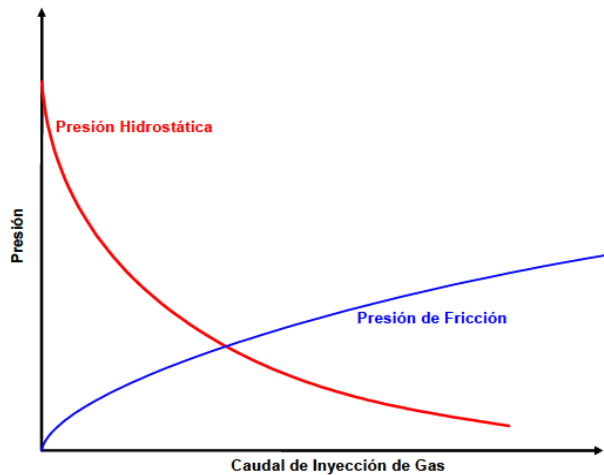


Figura 2.6- Comportamiento de la presión vs caudal de inyección de gas.

Si estos dos efectos se combinan en una curva simple, se obtiene la curva típica de presión vs gasto de inyección, llamada curva “J”. La primera parte de esta es dominada hidrostáticamente y la declinación de la presión es muy rápida. Conforme sigue aumentando la cantidad de gas en el sistema, la presión en el fondo del pozo también aumenta, esta parte de la curva es dominada por la fricción. (Fig. 2.7).

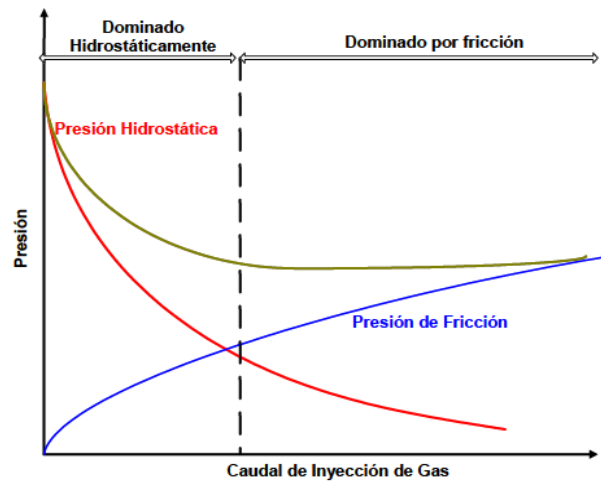


Figura 2.7- Regiones de presión.

Cuando se diseña un sistema de circulación que proporciona estabilidad en el fondo del pozo, este debe evitar los picos de presión. Cualquier punto en la curva de desempeño con pendiente negativa es dominado por las pérdidas por presión hidrostática. Estos puntos son inherentemente inestables, muestran grandes cambios de presión con pequeñas variaciones en el gasto de gas e incrementos en la presión de fondo al disminuirlo. Operar en la sección de la curva que se encuentra en esta área significa que se tendrá una condición severa de flujo durante la perforación.

Los puntos con una pendiente positiva en la curva son dominados por la fricción. Estos puntos son inherentemente estables y exhiben un aumento en la presión de fondo con el incremento en el gasto de gas; esto no implica que las pérdidas por fricción sean mayores a las pérdidas por presión hidrostática. En cambio significa que la reducción en la caída de presión hidrostática asociada a una mayor cantidad de gas es menor que el incremento en la caída de presión por fricción.

Un concepto equivocado existente en la PBB es que a mayor cantidad de gas tendremos una situación más favorable. Esto es el resultado de no distinguir en que región de presión nos encontramos, además de que puede incrementarse dramáticamente el costo asociado con el gas. Saponja<sup>16</sup> recomienda ejecutar esta técnica de perforación en la parte dominada por la fricción, ya que en la parte contraria se reporta la ocurrencia de una presión de fondo cíclica y la dificultad para obtener un sistema estable. Por lo que no siempre un mayor volumen de gas es mejor.

### 2.3 Desarrollo del modelo matemático

Con el fin de obtener predicciones razonables de las características de flujo en operación de PBB, es necesario deducir un modelo matemático consistente que pueda ser utilizado para cumplir con este objetivo.

En todos los problemas que abarcan fluidos compresibles, el proceso de resolución debe comenzar con un valor de temperatura y presión conocidos, en este caso, a la salida del sistema de circulación. El desarrollo del modelo inicia con el análisis del flujo de gas y de los fluidos incompresibles dentro del espacio anular y continuara por el sistema en dirección descendente, pasando a través de la

barrena y terminando en la parte interna de la sarta de perforación hasta llegar a la superficie nuevamente<sup>17</sup>.

### 2.3.1 Flujo dentro del espacio anular

Al discretizar la profundidad total del pozo en pequeños intervalos es posible obtener valores de presión que nos permiten generar un gradiente y así determinar el comportamiento del flujo en cada parte del sistema (Fig. 2.8).

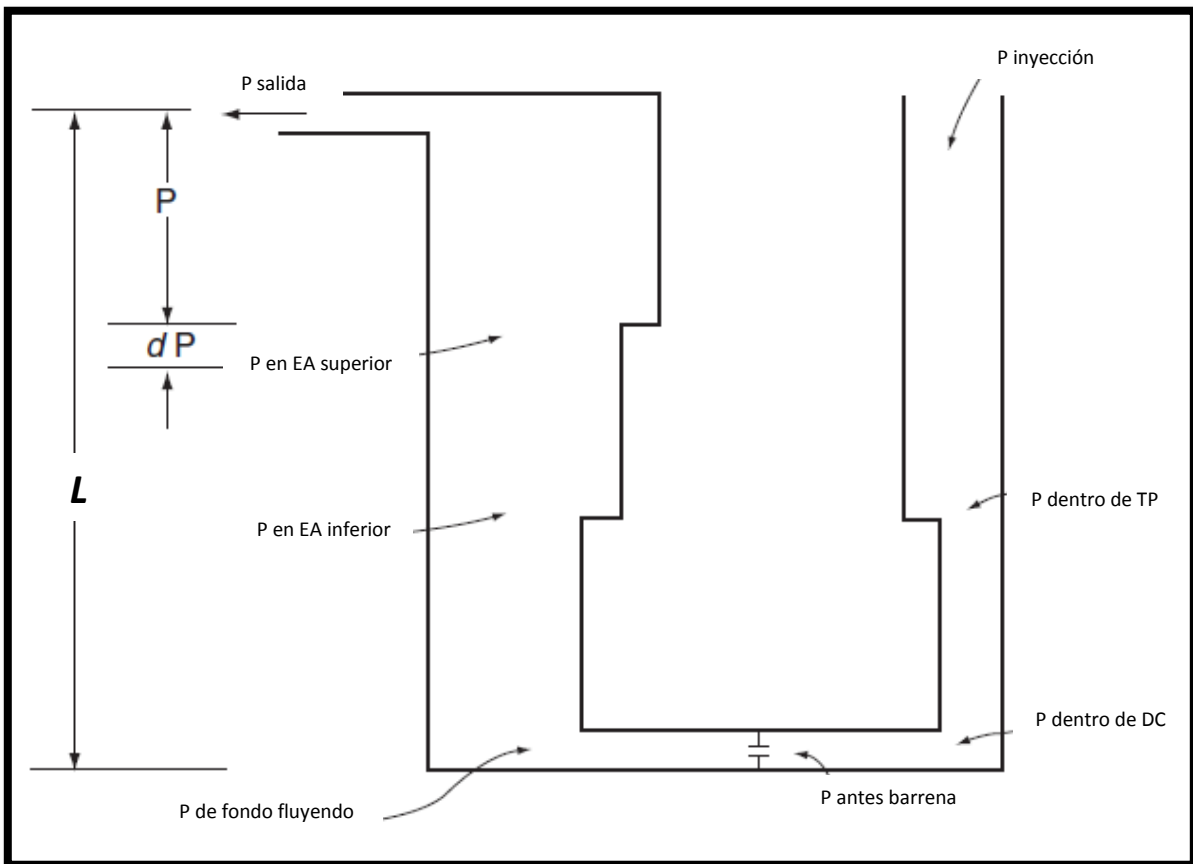


Figura 2.8-Representación del pozo que muestra las presiones en cada punto del sistema.

Por lo tanto, partiendo de la Primera Ley de la Termodinámica se puede derivar una ecuación general de balance de energía, que llevada a términos de flujo de fluidos dentro de una tubería recibe el nombre de ecuación de Bernoulli:

$$\frac{dP}{\rho_m} + \frac{v}{g_c} dv + \frac{g}{g_c} dz + \frac{2fv^2}{g_c d_e} dL = 0 \quad (2.4)$$

Despreciando el término del cambio de la velocidad y sustituyendo la longitud por la profundidad, la ecuación (2.4) se convierte en:

$$dP = \rho_m \left[ 1 + \frac{2fv^2}{g(D_e - D_i)} \right] dH \quad (2.5)$$

Donde el primer término del lado derecho representa el cambio en la presión debido al peso de la columna de fluido dentro del espacio anular, y el segundo el cambio debido a las pérdidas por fricción. Como se trata de un fluido multifásico es necesario calcular la densidad de la mezcla por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_m = [(1 - \alpha_{gas})(\rho_{lodo})] + [(\alpha_{gas})(\rho_{gas})] \quad (2.6)$$

En la deducción de la ecuación anterior se considera que la contribución de los sólidos es muy pequeña en comparación con el porcentaje aportado por el gas y el fluido incompresible, con lo que la fracción de gas se obtiene con la ecuación:

$$\alpha_{gas} = \frac{Q_{gas}}{Q_{gas} + Q_{lodo}} \quad (2.7)$$

El gasto de gas en cada punto se puede determinar por medio de:

$$Q_{gas_n} = \frac{(Q_{gas_{n-1}})(\rho_{gas_{n-1}})}{\rho_{gas_n}} \quad (2.8)$$

Y el valor de la densidad del gas inicial se obtiene con ayuda de la Ley de los Gases Reales:

$$\rho_{gas_i} = \frac{pM}{ZRT} \quad (2.9)$$

La velocidad de la mezcla cambia en función de la posición dentro del espacio anular, y esta dado por:

$$v_m = \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi}{4}(D_e^2 - D_i^2)} \quad (2.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.6) y (2.10) en la ecuación (2.5) queda:

$$P = \{[(1 - \alpha_{gas})(\rho_{lodo})] + [(\alpha_{gas})(\rho_{gas})]\} \left\{ 1 + \frac{2f}{g(D_e - D_i)} \left[ \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi}{4}(D_e^2 - D_i^2)} \right]^2 \right\} dH \quad (2.11)$$

La ecuación (2.11) contiene solamente dos variables independientes que son la presión y la profundidad. Todos los demás términos son constantes conocidas. Separando variables e integrando desde la superficie hasta el fondo del pozo se obtiene:

$$\int_{P_i}^P \frac{dP}{B_a(P)} = \int_0^H dh \quad (2.12)$$

Donde:

$$B_a(P) = \{[(1 - \alpha_{gas})(\rho_{lodo})] + [(\alpha_{gas})(\rho_{gas})]\} \left\{ 1 + \frac{2f}{g(D_e - D_i)} \left[ \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi}{4}(D_e^2 - D_i^2)} \right]^2 \right\}$$

El factor de fricción de Darcy-Weisbach mencionado en la ecuación anterior está determinado por las correlaciones empíricas, utilizadas en la mecánica de fluidos, relacionadas con el número de Reynolds para flujo turbulento:

$$f = \frac{a}{N_{Re_a}^b} \quad (2.13)$$

$$N_{Re_a} = \frac{(D_e - D_i)v_m \rho_m}{\mu_{ea}} \quad (2.14)$$

La viscosidad es calculada con las ecuaciones (2.1), (2.2), (2.3) y los factores  $a$  y  $b$  por medio de:

$$a = \frac{\log n_a + 3.93}{50} \quad (2.15)$$

$$b = \frac{1.75 - \log n_a}{7} \quad (2.16)$$

Conforme la profundidad aumenta es necesario calcular el nuevo valor de presión en este punto, lo cual se logra por medio del cambio que se presenta en la densidad del gas; ya que esta propiedad se ve afectada no solo por la temperatura y la profundidad sino también por la presión misma, por lo anterior se requiere un gradiente de presión:

$$P_t = P_h + P_f \quad (2.17)$$

Donde:

$$P_h = \Delta P_h (h_2 - h_1) \quad (2.18)$$

$$\Delta P_h = 0.052(\rho_m) \quad (2.19)$$

$$P_f = \Delta P_f (h_2 - h_1) \quad (2.20)$$

$$\Delta P_f = \frac{f v_m^2 \rho_m}{25.81(D_2 - D_1)} \quad (2.21)$$

Las ecuaciones (2.5) a (2.21) son utilizadas en un proceso de cálculo iterativo comenzando en la superficie (con la presión de salida del sistema) y continuando para cada subsecuente cambio de diámetro dentro del espacio anular hasta que la presión de fondo fluyendo sea determinada.

### 2.3.2 Flujo a través de la barrena

La técnica empleada para calcular el cambio de presión en las boquillas de la barrena asume que la mezcla de gas y lodo que pasa a través de ellas tiene un alto porcentaje de fluido incompresible. Bajo estas condiciones la mezcla se toma como un fluido enteramente incompresible. En consecuencia, la caída de presión a través de la barrena es deducida por:

$$\Delta P_b = \frac{156 \rho_m (Q_{gas} + Q_{lodo})^2}{D_n^4} \quad (2.22)$$

El cambio de presión resultante se suma a la caída de presión por las herramientas (motor de fondo, turbina, etc.) y a la presión de fondo fluyendo dentro del espacio anular para conocer el valor de la presión dentro de la tubería de perforación.

$$P_{tp} = \Delta P_{ea} + \Delta P_b + \Delta P_{hmtas} \quad (2.23)$$

Dada la gran diversidad de herramientas que se emplean en la PBB, está fuera de los alcances de este trabajo deducir un modelo matemático para calcular las caídas de presión dentro de las mismas. Sin embargo, esta información puede ser proporcionada por el usuario o puede ser consultada en las tablas de rendimiento suministradas por el fabricante.

### 2.3.3 Flujo dentro de la tubería de perforación

El gas combinado con el fluido incompresible es inyectado dentro de la tubería de perforación desde la superficie. Este es un flujo de dos fases. La presión diferencial en el flujo corriente abajo dentro de la sarta de perforación se produce en un incremento de profundidad de manera similar a lo que ocurre en el espacio anular, por lo que se emplea la siguiente ecuación:

$$dP = \rho_m \left[ 1 - \frac{2f v^2}{g D_i} \right] dH \quad (2.24)$$

Las ecuaciones (2.6), (2.7), (2.8) son utilizadas para determinar la densidad de la mezcla en cada intervalo de profundidad seleccionado, y la velocidad dentro de la tubería de perforación se obtiene con:

$$v_m = \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi D_i^2}{4}} \quad (2.25)$$

Sustituyendo (2.6) y (2.25) en (2.24):

$$P = \left\{ [(1 - \alpha_{gas})(\rho_{lodo})] + [(\alpha_{gas})(\rho_{gas})] \right\} \left\{ 1 - \frac{2f}{g D_i} \left[ \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi D_i^2}{4}} \right]^2 \right\} dH \quad (2.26)$$

Al tener solamente dos variables es posible resolver la ecuación anterior integrando desde el fondo del pozo hasta la superficie dentro de la sarta de perforación:

$$\int_{P_{in}}^P \frac{dP}{B_i(P)} = \int_0^H dh \quad (2.27)$$



Donde:

$$B_i(P) = \{[(1 - \alpha_{gas})(\rho_{lodo})] + [(\alpha_{gas})(\rho_{gas})]\} \left\{ 1 - \frac{2f}{gD_i} \left[ \frac{Q_{gas} + Q_{lodo}}{\frac{\pi}{4} D_i^2} \right]^2 \right\}$$

El factor de fricción es calculado con la ecuación (2.13) y el Número de Reynolds con la ecuación:

$$N_{Re_p} = \frac{D_i v_m \rho_m}{\mu_{ep}} \quad (2.28)$$

Los factores  $a$  y  $b$  emplean las ecuaciones (2.15) y (2.16) respectivamente. Para los gradientes de presión utilizamos las ecuaciones (2.17) a (2.20) y para obtener el gradiente de presión por fricción:

$$\Delta P_f = \frac{f v_m^2 \rho_m}{25.81 D_1} \quad (2.29)$$

Partiendo de un valor de presión conocido (dentro de la sarta de perforación por encima de la barrena) y continuando para cada cambio de diámetro interno hasta que la presión de inyección sea determinada.

Con esto se concluye el modelo matemático para flujo multifásico dentro del sistema de circulación generado por la PBB.

## CAPÍTULO 3: Descripción General del Programa de Cómputo

### 3.1 Flujo de trabajo del programa

El modelo matemático descrito anteriormente fue implementado en un programa de cómputo llamado Proyecto UBD, realizado con el lenguaje de programación FORTRAN 90, bajo una interfaz gráfica de usuario (GUI) que facilita la alimentación de información y la presentación de resultados.

El pozo es dividido esquemáticamente en celdas o nodos. Los cálculos comienzan tomando las condiciones iniciales de presión, densidad, temperatura, área transversal y gastos de inyección en una primera celda. A lo largo de la trayectoria de flujo se utiliza un algoritmo iterativo que emplea estos valores para resolver el conjunto de ecuaciones que permiten obtener el gradiente de presión junto con algunos parámetros mencionados para las celdas sucesivas. Siguiendo este procedimiento podemos conocer los porcentajes de gas y líquido en cada nivel de profundidad, lo que nos proporciona un registro completo del comportamiento de estos fluidos al variar las condiciones de flujo (Fig. 3.1).

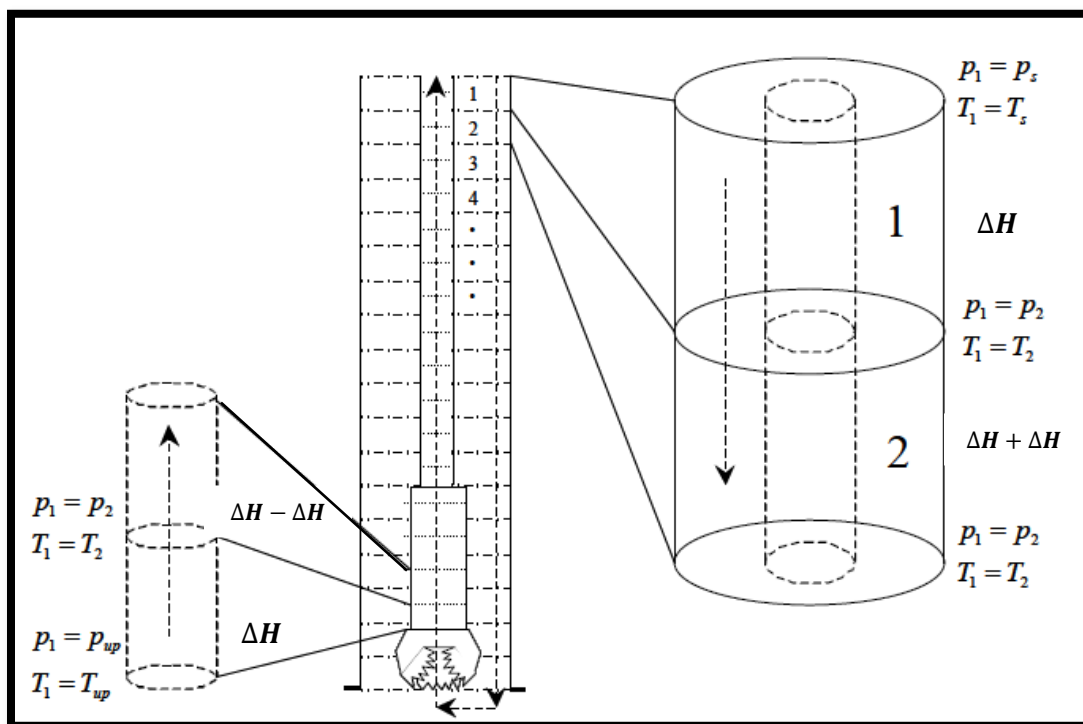
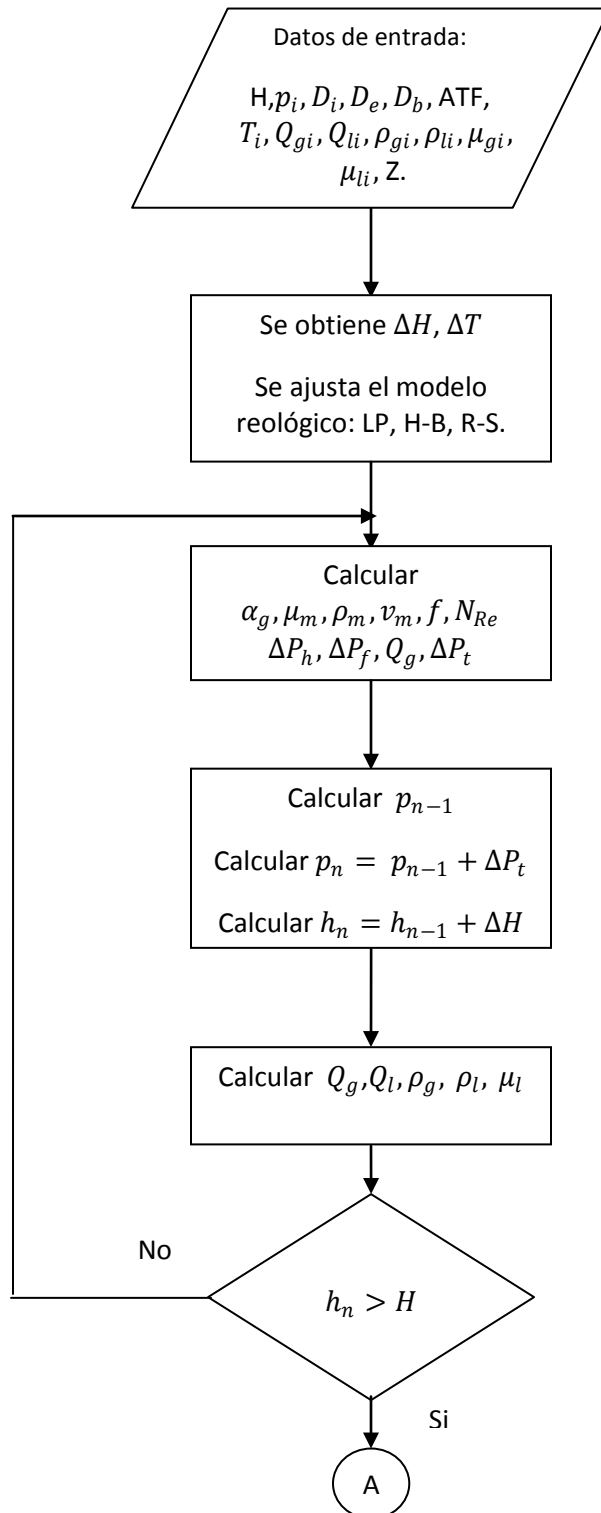
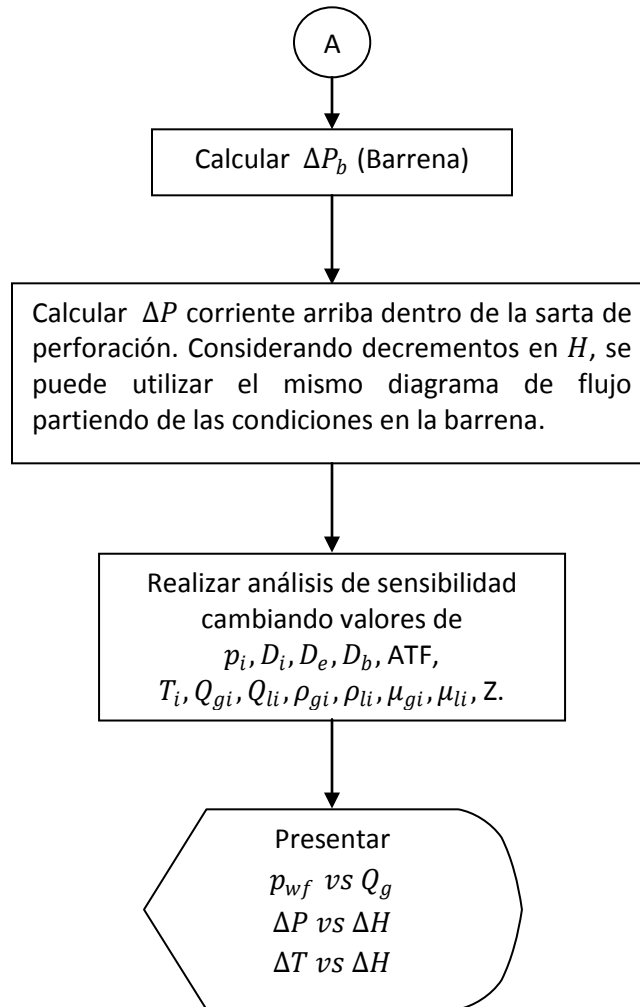


Figura 3.1- Trayectoria de flujo a través del pozo.

A continuación se muestra el diagrama de flujo utilizado dentro del programa.

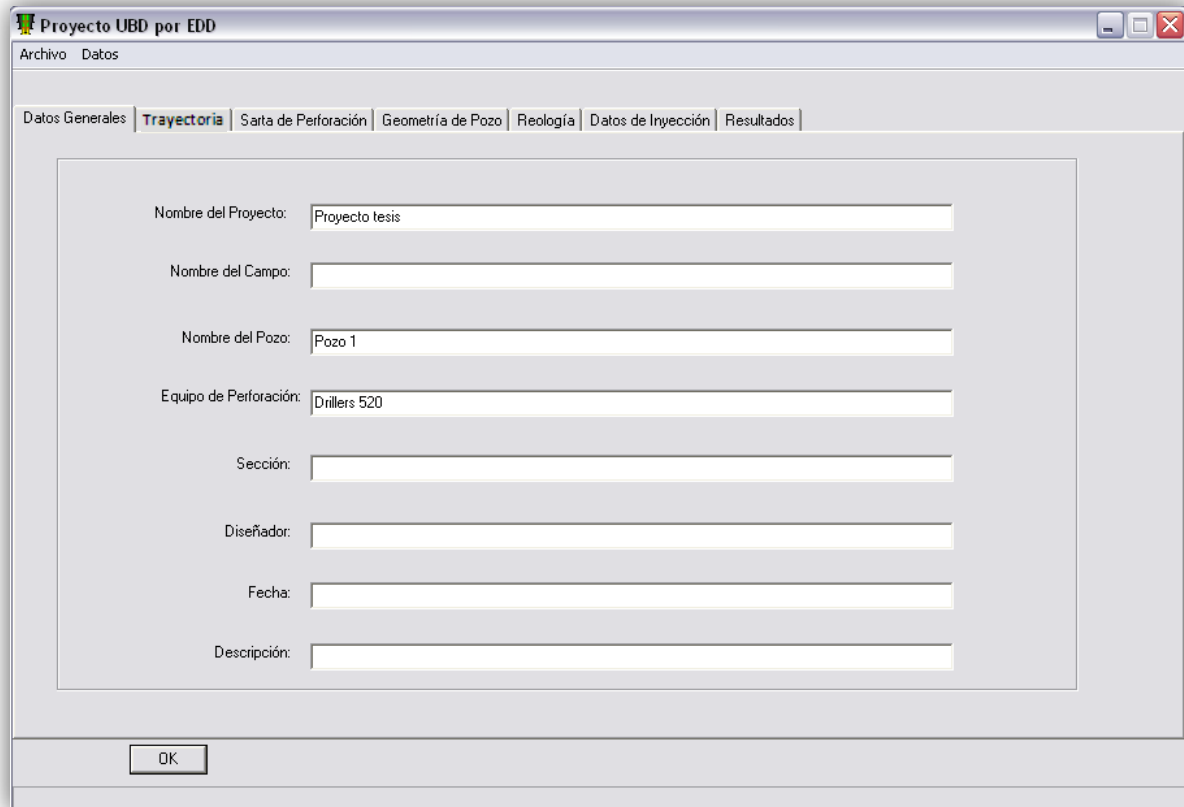




Una vez que se obtienen estos resultados, el usuario puede simular modificaciones en las condiciones de operación para determinar cuál es el mejor escenario y de esta manera disminuir costos eliminando riesgos innecesarios.

### 3.2 Captura de información

Para determinar las condiciones de simulación, se necesita de la información por parte del usuario. Esta sección presenta las opciones de entrada de la interfaz gráfica (Fig. 3.2). La finalidad es crear un ambiente visual amigable que permita tener una mejor experiencia de trabajo.



The screenshot shows a software window titled "Proyecto UBD por EDD" with a menu bar containing "Archivo" and "Datos". Below the menu bar is a tabbed interface with seven tabs: "Datos Generales", "Trayectoria", "Sarta de Perforación", "Geometría de Pozo", "Reología", "Datos de Inyección", and "Resultados". The "Trayectoria" tab is currently selected. The main area of the window contains a form with the following fields:

- Nombre del Proyecto: Proyecto tesis
- Nombre del Campo: [Empty]
- Nombre del Pozo: Pozo 1
- Equipo de Perforación: Drillers 520
- Sección: [Empty]
- Diseñador: [Empty]
- Fecha: [Empty]
- Descripción: [Empty]

At the bottom left of the window is an "OK" button.

Figura 3.2- Ventana principal de la interfaz gráfica.

Como se puede observar en esta figura, la ventana principal consta de siete pestañas: Datos generales, Trayectoria, Sarta de perforación, Geometría de pozo, Reología, Datos de inyección y Resultados. En cada una de ellas se analizan las distintas partes que se requieren del sistema de circulación. Siendo la primera pestaña el lugar donde se tiene la información general del pozo.

En la segunda pestaña el usuario debe proporcionar la trayectoria de pozo tomando en cuenta el límite máximo de puntos. Para mayor facilidad, este modulo admite archivos importados de Microsoft Excel® en formato CSV que la contengan. Aunque la proyección azimutal no interfiere con los cálculos de hidráulica es incluida para generar un esquema grafico en tiempo real de la trayectoria en tres dimensiones (Fig. 3.3).

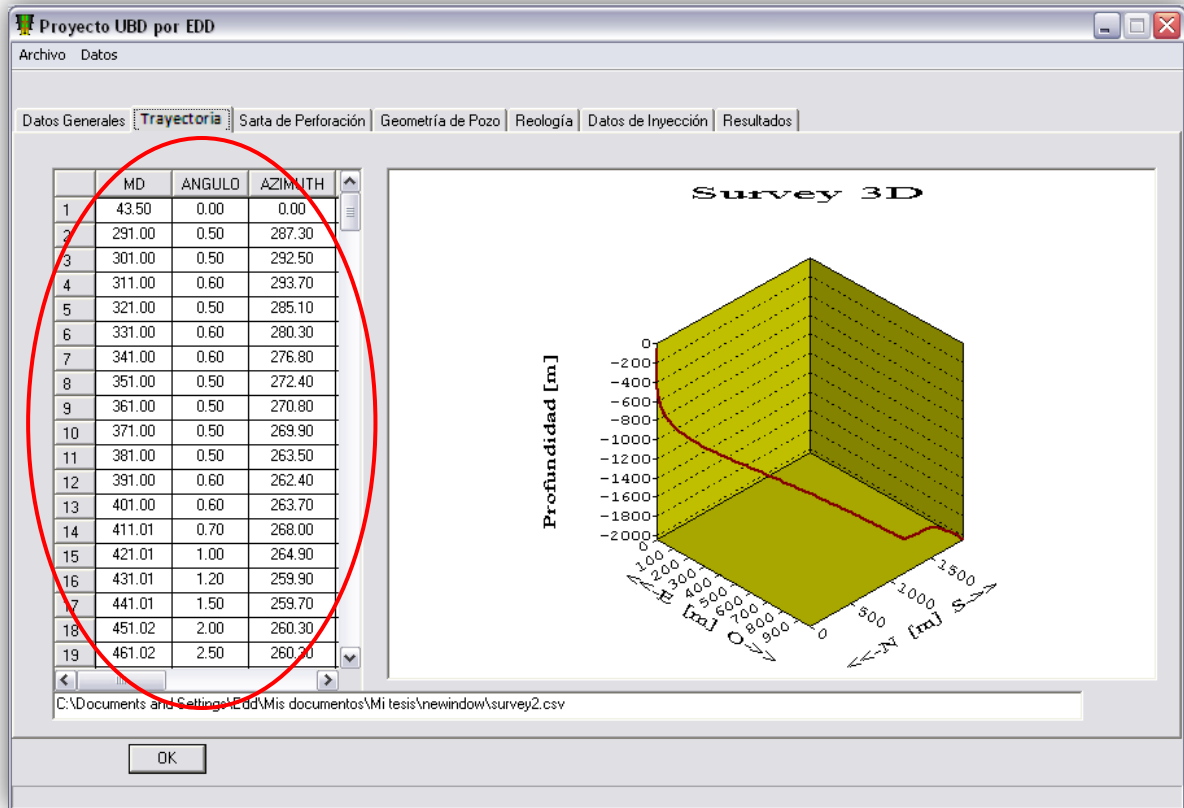


Figura 3.3-Trayectoria de pozo generada en tiempo real.

El programa reconoce los cambios en la dirección N/S como E/O y las diferencias entre la profundidad real (TVD) y la profundidad medida (MD), el único requisito para importar archivos es que estos cumplan con el orden en que se encuentran las cabeceras de las columnas.

En el tercer modulo el usuario debe alimentar al programa con la información del diseño de sarta, para generar un modelo agregando los elementos necesarios, tales como: tubería de perforación, lastra barrenas, motores de fondo y diversas herramientas que tienen un uso extendido dentro de la perforación (Fig. 3.4).

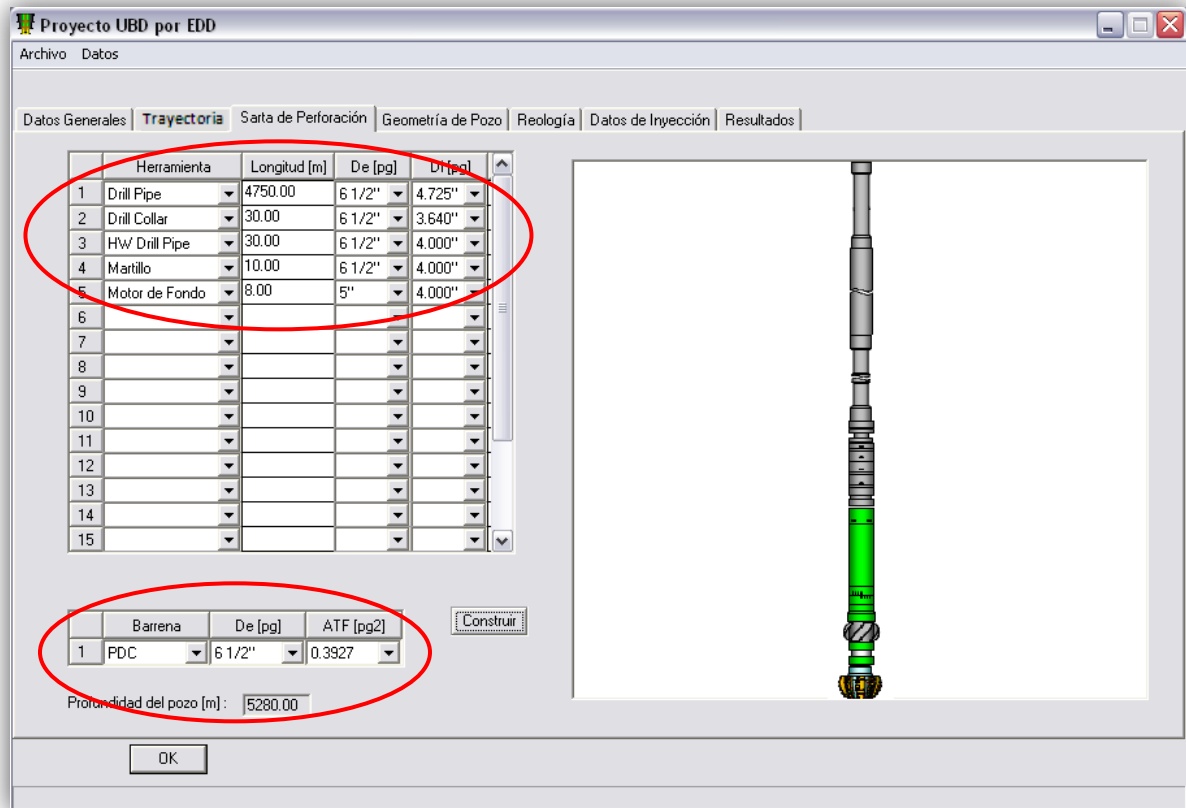


Figura 3.4-Visualizacion del diseño de sarta.

Es posible construir una sarta con un máximo de veinte secciones combinando doce tipos de herramientas diferentes dentro de un mismo modelo.

En el cuarto apartado se encuentra lo referente a las tuberías de revestimiento, similar al modulo anterior aquí podemos introducir el número de etapas, valores de los diámetros y longitudes tanto del pozo entubado como de agujero descubierto (Fig. 3.5).

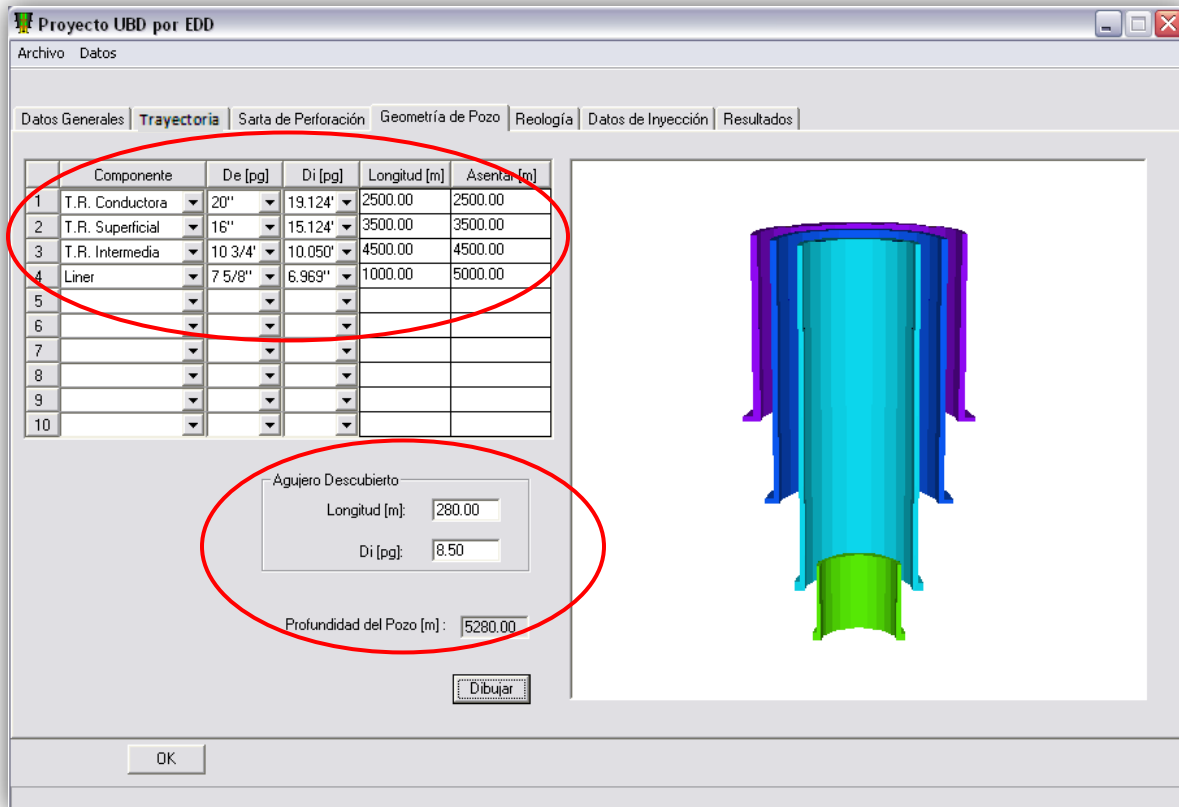


Figura 3.05-Modelo tridimensional de la tubería de revestimiento.

Una vez que se han completado las profundidades de asentamiento, se genera un modelo tridimensional donde se aprecian los cambios de etapa de forma clara gracias a la clasificación por colores y a la diferencia de diámetros.



La quinta sección analiza el comportamiento reológico del fluido, para lograrlo se requiere introducir los valores de las lecturas tomadas del viscosímetro a distintas velocidades. El programa realiza un ajuste de este comportamiento con ayuda de tres modelos reológicos distintos para elegir cuál de ellos es el mejor (Fig. 3.6).

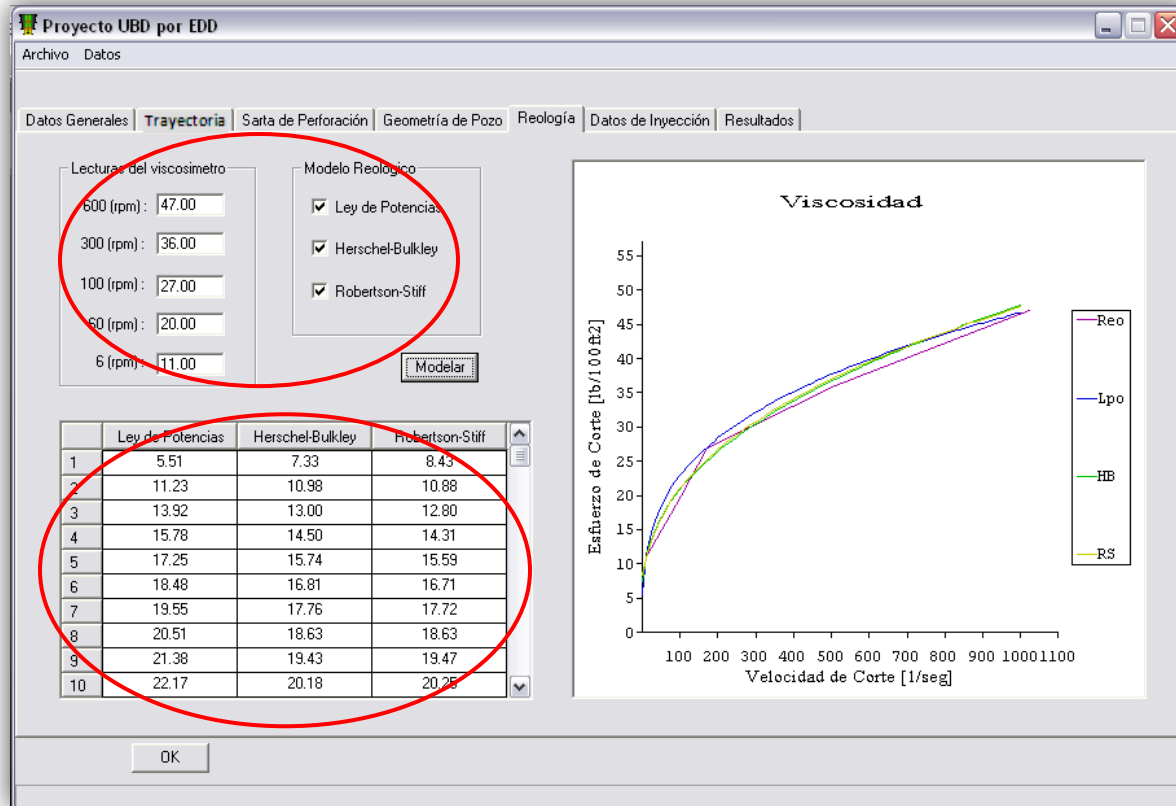


Figura 3.6-Gráfica de la viscosidad del fluido.

Si se requiere observar un solo modelo, únicamente se deberán desmarcar las casillas de aquellos que no le parezcan adecuados y volver a modelar para que la gráfica sea depurada.

En la penúltima sección se toman en cuenta los datos de inyección tales como temperatura, presión, gastos de inyección y propiedades de los fluidos. Así como también los rangos de valores entre los que deseamos realizar la simulación (Fig. 3.7).

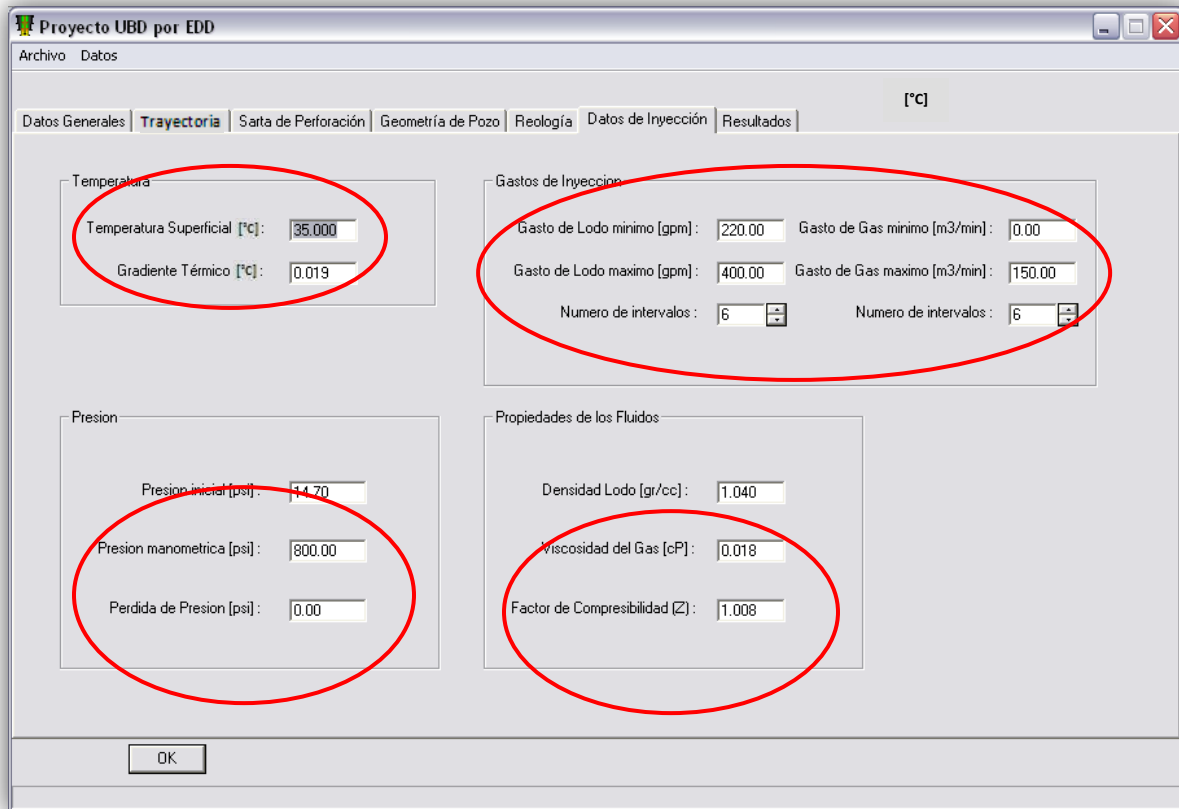


Figura 3.7-Ventana que permite realizar ajustes a la simulación.

Es factible hacer un análisis de sensibilidad de nuestro caso de estudio al ajustar cada una de las variables presentadas. Es importante mencionar que estos ajustes deben ser razonables para obtener resultados congruentes y favorables, de lo contrario se pueden llegar a resultados inesperados y alejados de la realidad.

Para finalizar tenemos la parte de los resultados, aquí se presentan tres gráficas que muestran el comportamiento de distintos parámetros involucrados en la simulación. El usuario puede manipular la cantidad de resultados que desea observar en pantalla al mismo tiempo (Fig. 3.8).

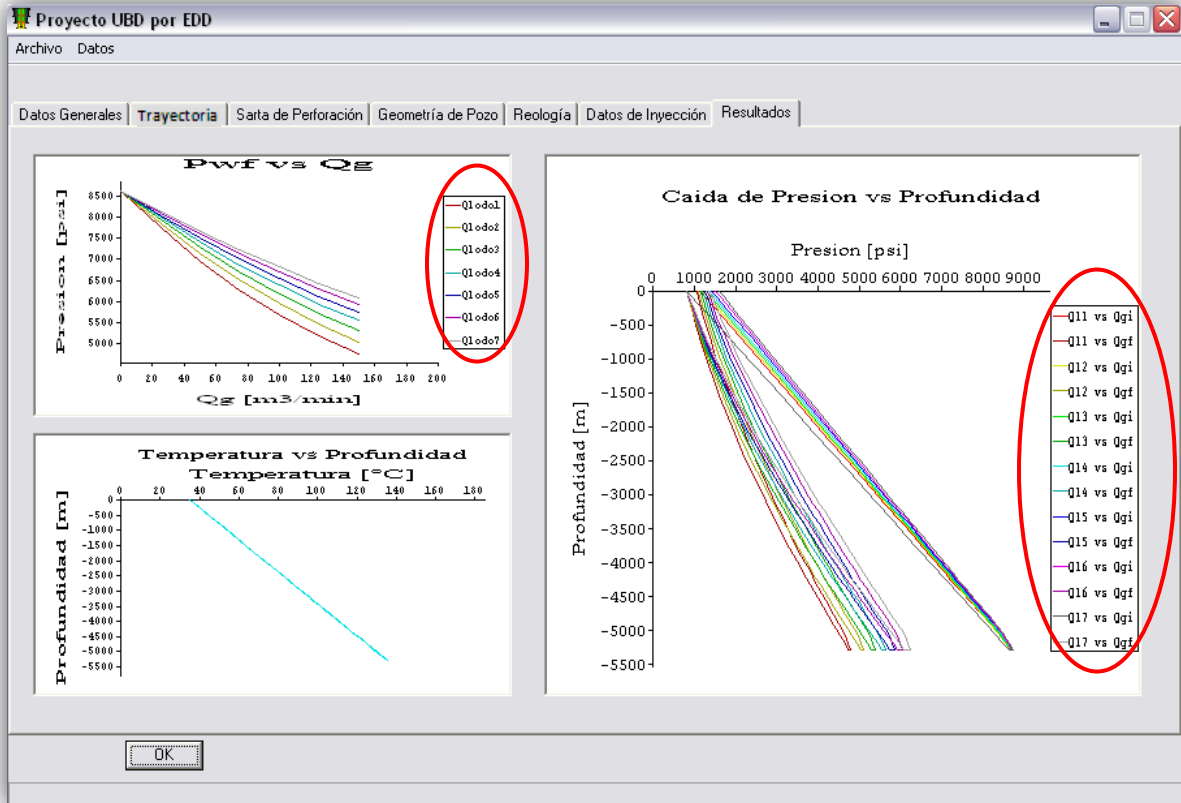


Figura 3.8-Ventana que muestra los resultados de la simulación.

Una vez que se ha establecido la manera en que trabaja este programa, en el siguiente capítulo se abordaran los resultados obtenidos en un caso real comparados con los de un programa comercial de hidráulica actualmente en el mercado.

## CAPÍTULO 4: Evaluación de los Resultados

### 4.1 Caso de estudio

Para validar el programa de cómputo, se obtuvieron los datos de un pozo perforado con PBB. Este pozo, denominado Pozo #101, es direccional (el programa direccional se encuentra en el Apéndice A) y fue perforado en 5 etapas, siendo la última de ellas la zona donde se lleva a cabo nuestro análisis (Fig. 4.1).

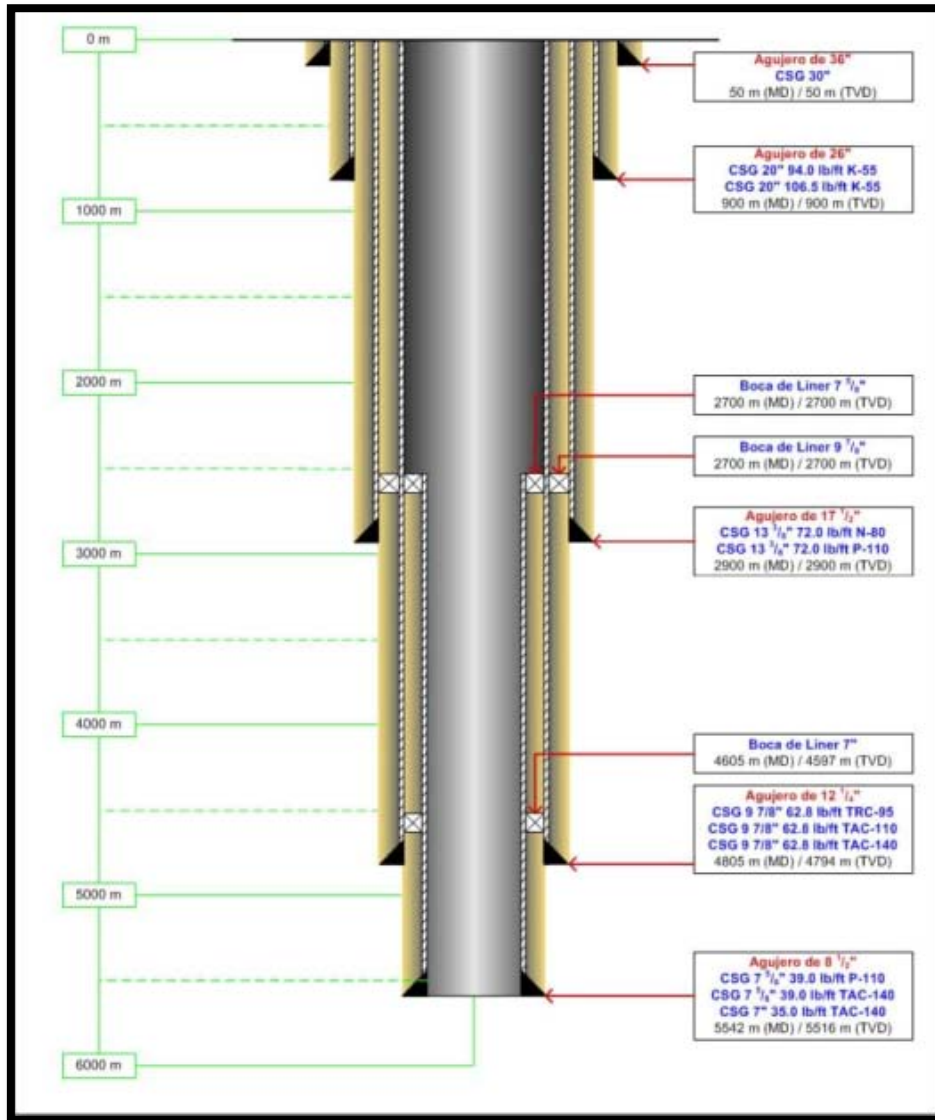


Figura 4.1-Estado mecánico programado del pozo.

El ensamble de fondo propuesto para la perforación de la etapa de 8 1/2" se muestra en la siguiente tabla. La barrena seleccionada cuenta con 8 boquillas de 13/32" dando un área total de flujo de 1.037 pg<sup>2</sup>.

Ensamble de Fondo para Perforación de Etapa de 8 1/2"				
Elemento	Longitud	Acumulado	OD	ID
	[m]	[m]	[in]	[in]
Drill Pipe 5" 25.60 lb/ft S-135	376.3	5275.0	4.800	4.000
Drill Pipe 5" 19.50 lb/ft S-135	1700.0	4898.7	4.855	4.276
Drill Pipe 5" 19.50 lb/ft G-105	1000.0	3198.7	4.855	4.276
Drill Pipe 5" 19.50 lb/ft X-95	1000.0	2198.7	4.855	4.276
Drill Pipe 5" 19.50 lb/ft E	1000.0	1198.7	4.855	4.276
HWDP 5" 50 lb/ft	135.0	198.7	5.000	3.000
X-Over	1.0	63.7	6.750	2.813
Martillo Hidráulico Mecánico	5.0	62.7	6.750	2.250
Drill Collar	27.0	57.7	6.750	2.240
Estabilizador 6 3/4" x 8 1/2"	1.5	30.7	6.750	3.000
Drill Collar No Magnético	9.0	29.2	6.750	2.813
MWD	10.4	20.2	6.750	4.725
Drill Collar No Magnético	4.5	9.8	6.750	2.813
VCP	1.0	5.3	6.750	2.813
RSS	4.0	4.3	6.750	2.250
Barrena PDC 8 1/2"	0.3	0.3	6.750	2.250

Tabla 4.1-Herramientas que componen el ensamble de perforación.

Como ya se ha mencionado en capítulos anteriores, los fluidos empleados en este tipo de técnica deben cumplir con ciertas características, las cuales se enlistan en las siguientes tablas:

Fluido de Perforación	
Etapa de 8 1/2"	
Tipo:	Polimérico Espumado
Densidad:	1.04 [g/cm3] - 0.9 [g/cm3]
Sólidos:	3%- 5%

Tabla 4.2-Propiedades del fluido de perforación.

Lecturas del viscosímetro	
	Etapa de 8 ½"
$\theta_{600}$	49
$\theta_{300}$	34
$\theta_{100}$	19
$\theta_{60}$	16
$\theta_6$	15

Tabla 4.3-Comportamiento reológico experimental del fluido.

La fase gaseosa del fluido bifásico que será inyectado en el pozo es Nitrógeno, el cual tiene una pureza en el rango de 96% - 98.5% con las propiedades siguientes:

Gas de Inyección	
	Etapa de 8 ½"
Tipo:	Nitrógeno
Peso Molecular:	28.013
Gravedad específica:	0.972

Tabla 4.4-Propiedades del Nitrógeno.

El perfil geotérmico de temperatura se asume del programa de perforación considerando los pozos de correlación para el pozo #101.

Gradiente Geotérmico	
Profundidad Vertical	Temperatura
[m]	[°C]
0	35
950	68
2900	95
4900	128
5200	136
5450	138
5700	142
6000	155

Tabla 4.5-Perfil de temperatura.

Como datos adicionales se toman la viscosidad del Nitrógeno a condiciones estándar (0.018 [cP]), la presión manométrica (800 [lb/pg<sup>2</sup>]) y un intervalo de agujero descubierto de 470 [m] (4805[m]-5275[m]).

## 4.2 Comparación de resultados

En este apartado se realiza el llenado de información y el proceso de simulación en ambos programas para determinar la exactitud con la que cuenta la herramienta desarrollada en esta investigación. Por último, los resultados se comparan con los de la ventana operacional utilizada en campo para perforar este pozo dentro del intervalo antes mencionado.

Se comienza con la trayectoria del pozo en A) programa comercial y B) Proyecto UBD:

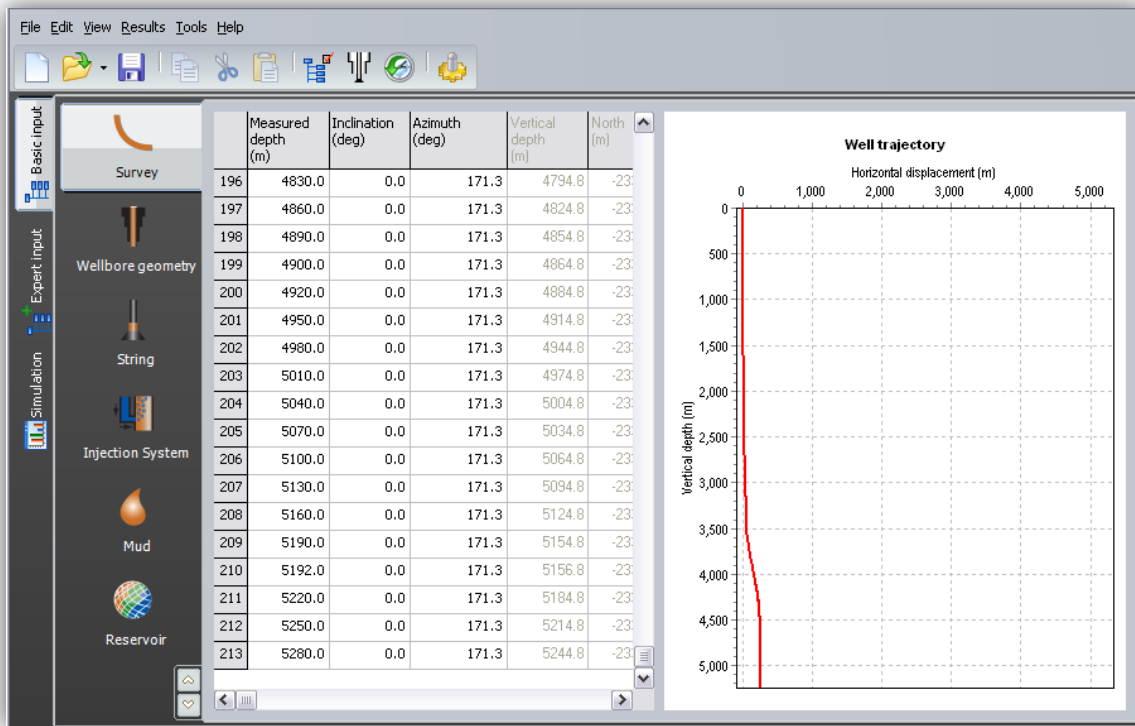


Figura 4.2-Trayectoria de pozo en A.

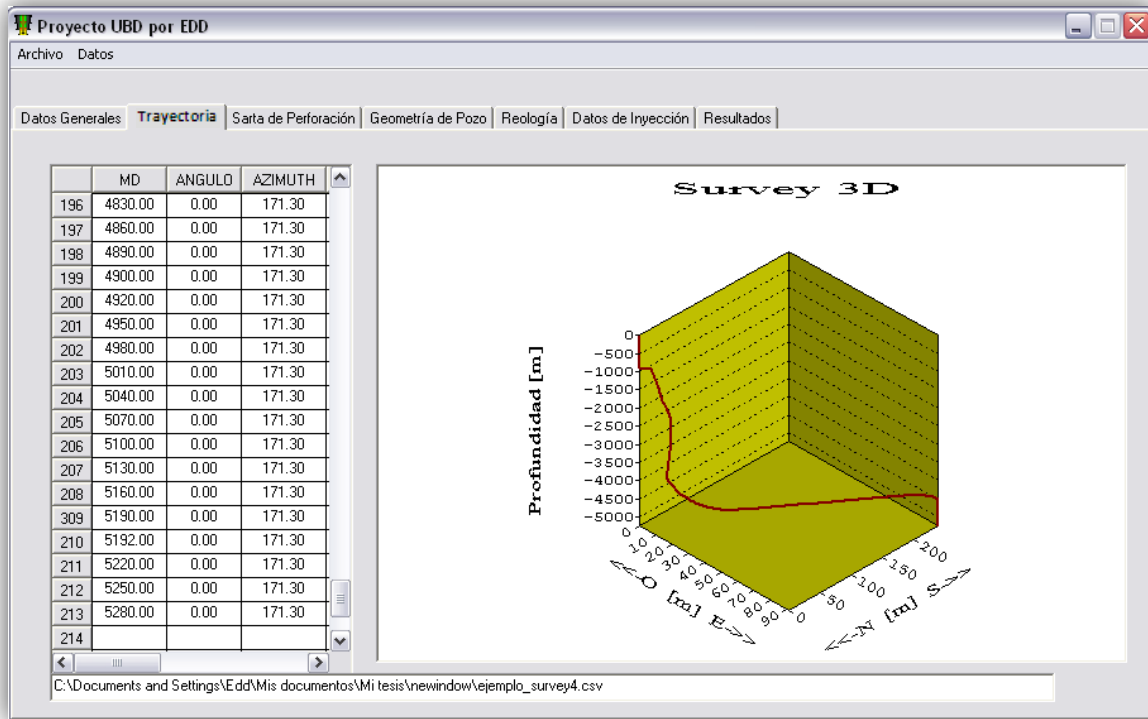


Figura 4.3-Trayectoria de pozo en B.

Se introduce la geometría del pozo y el diseño de sarta:

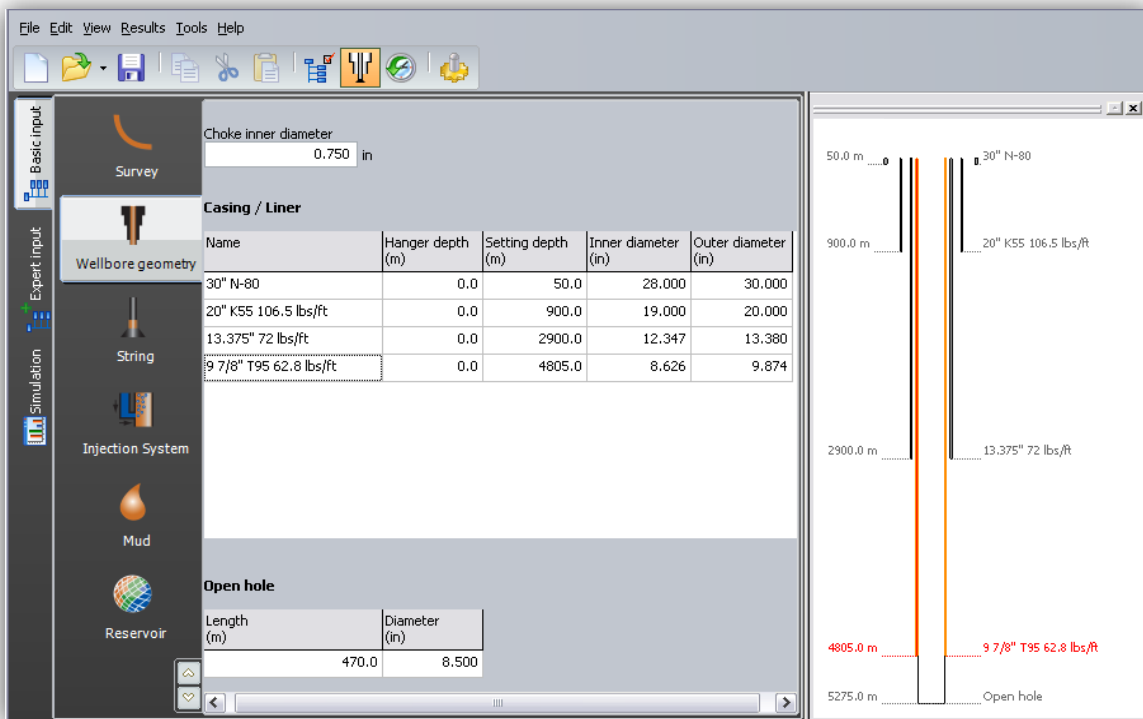


Figura 4.4-Geometría de pozo en A.



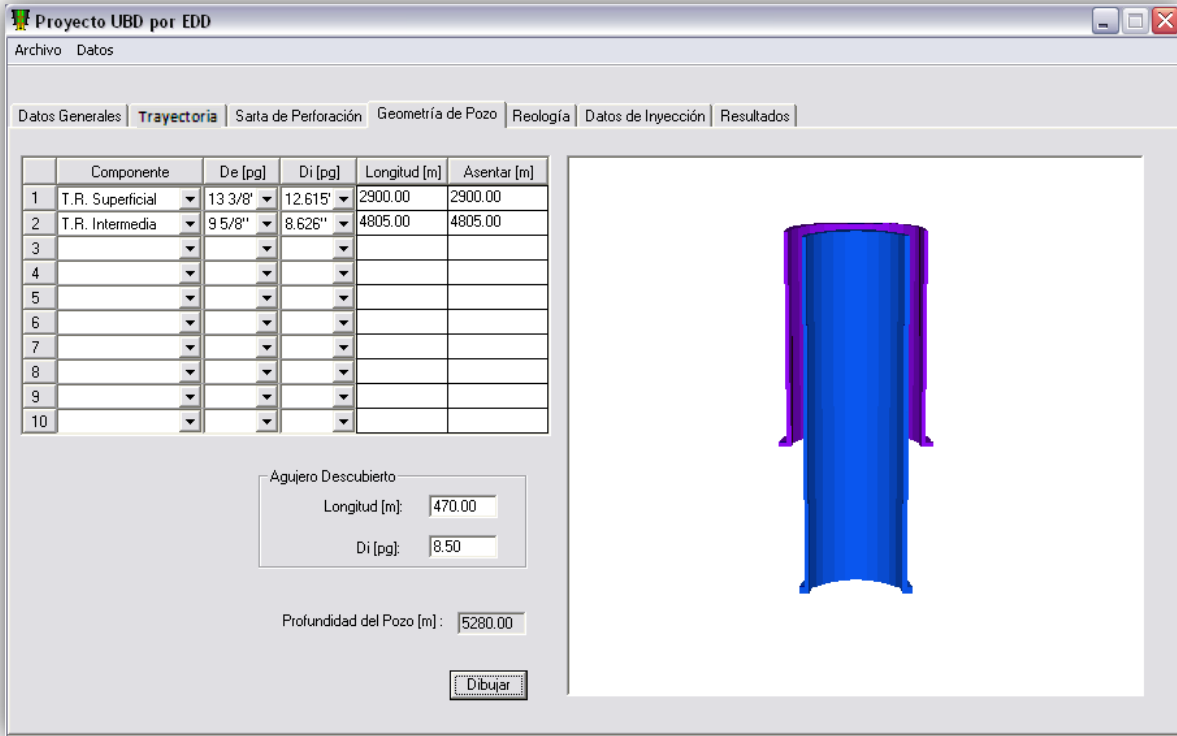


Figura 4.5-Geometría de pozo en B.

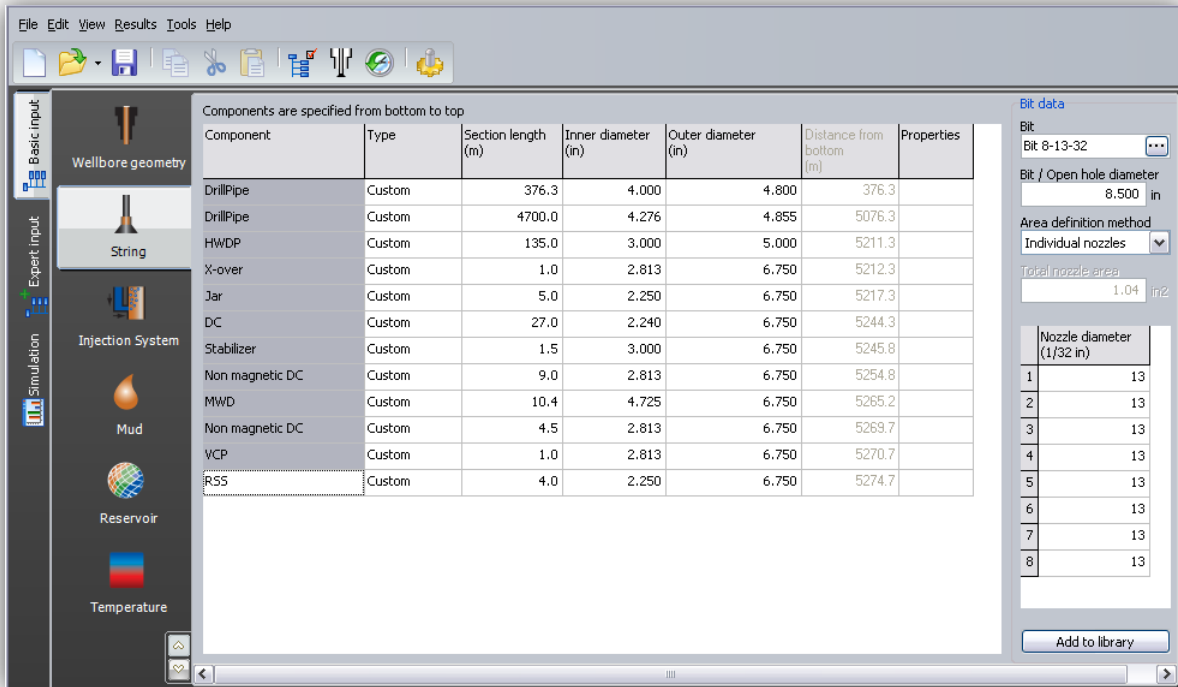


Figura 4.6-Diseño de sarta en A.

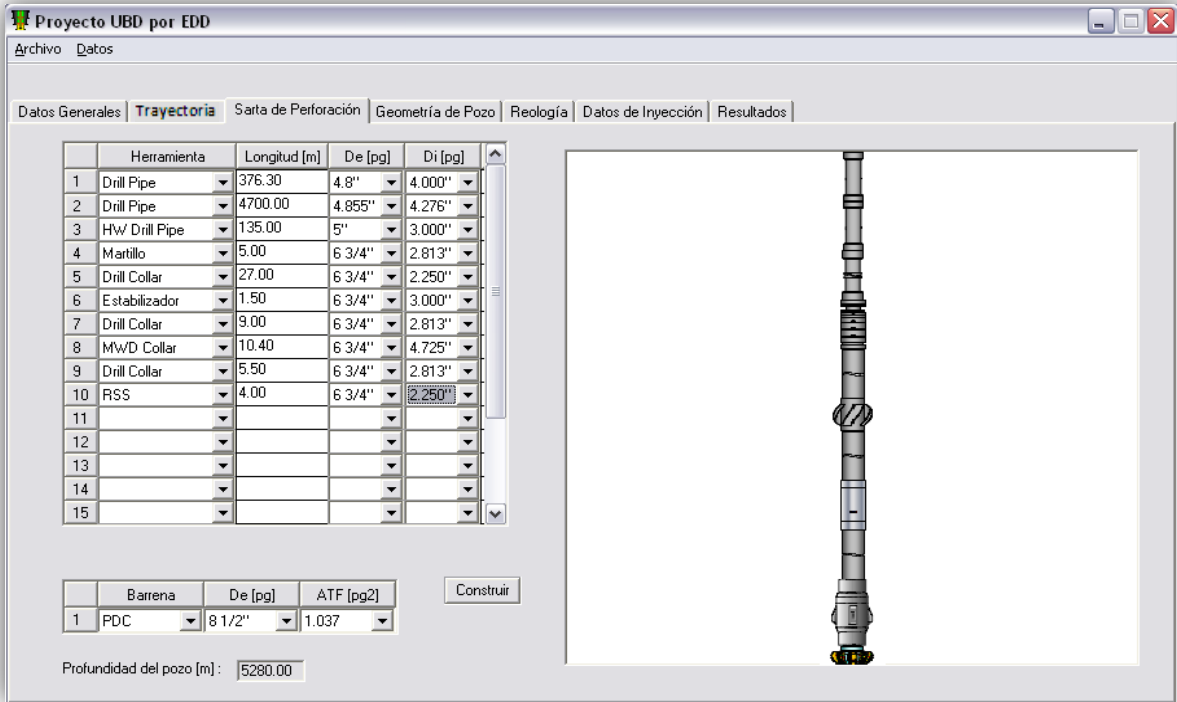


Figura 4.7-Diseño de sarta en B.

Después se ajusta el modelo reológico y se proporcionan las condiciones de inyección:

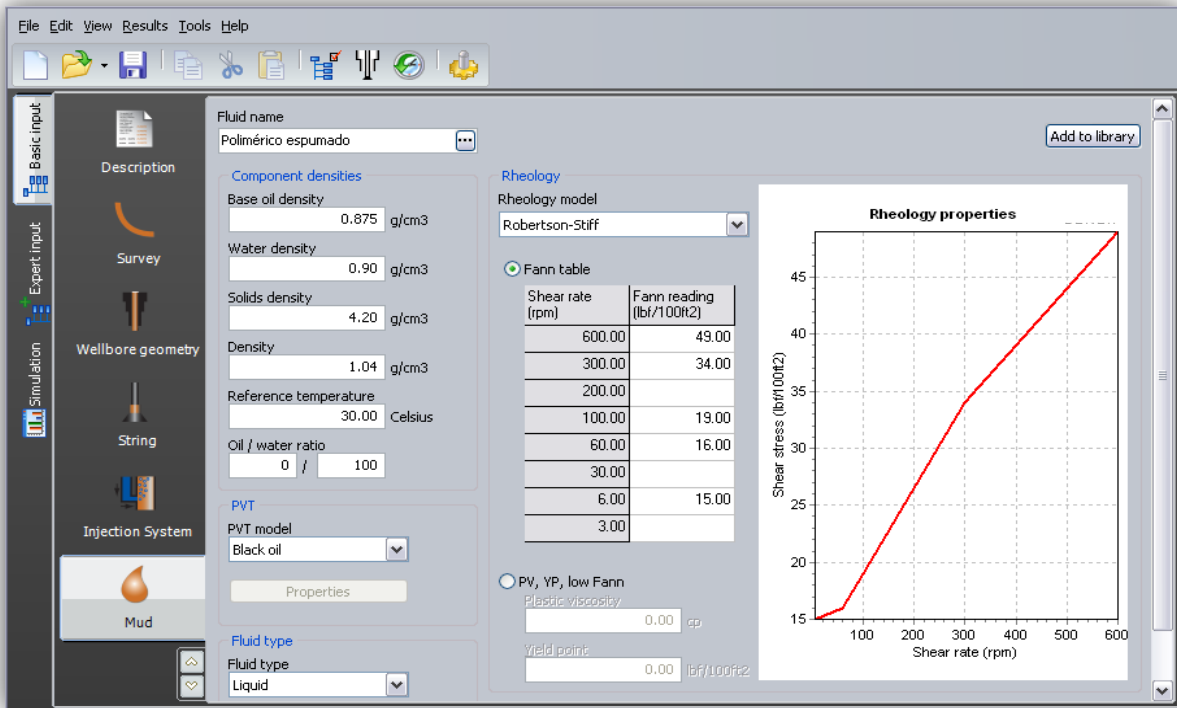


Figura 4.8-Ajuste del modelo reológico en A.

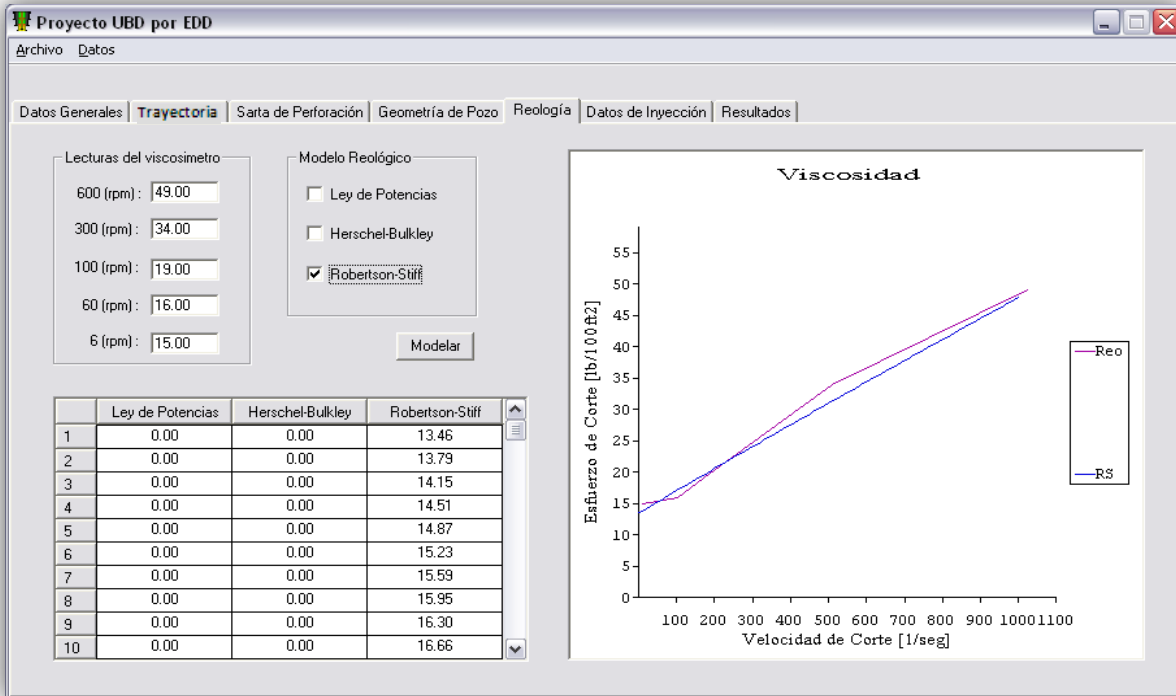


Figura 4.9-Ajuste del modelo reológico en B.

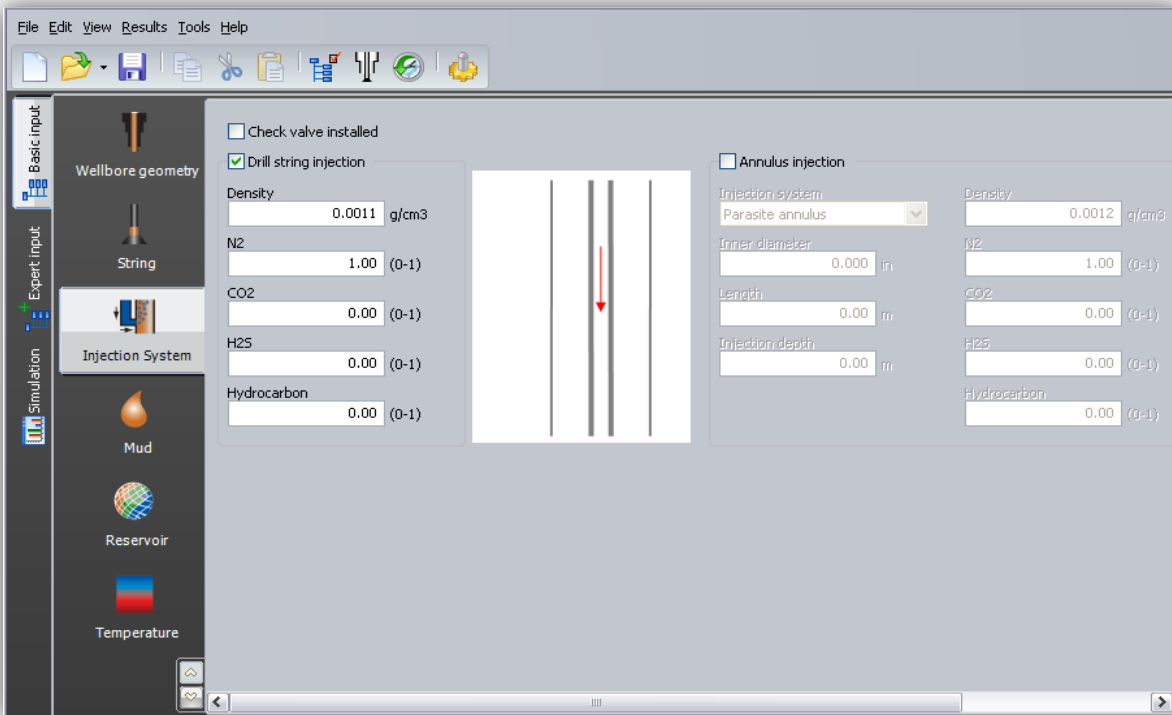


Figura 4.10-Inyección por sarta de perforación.

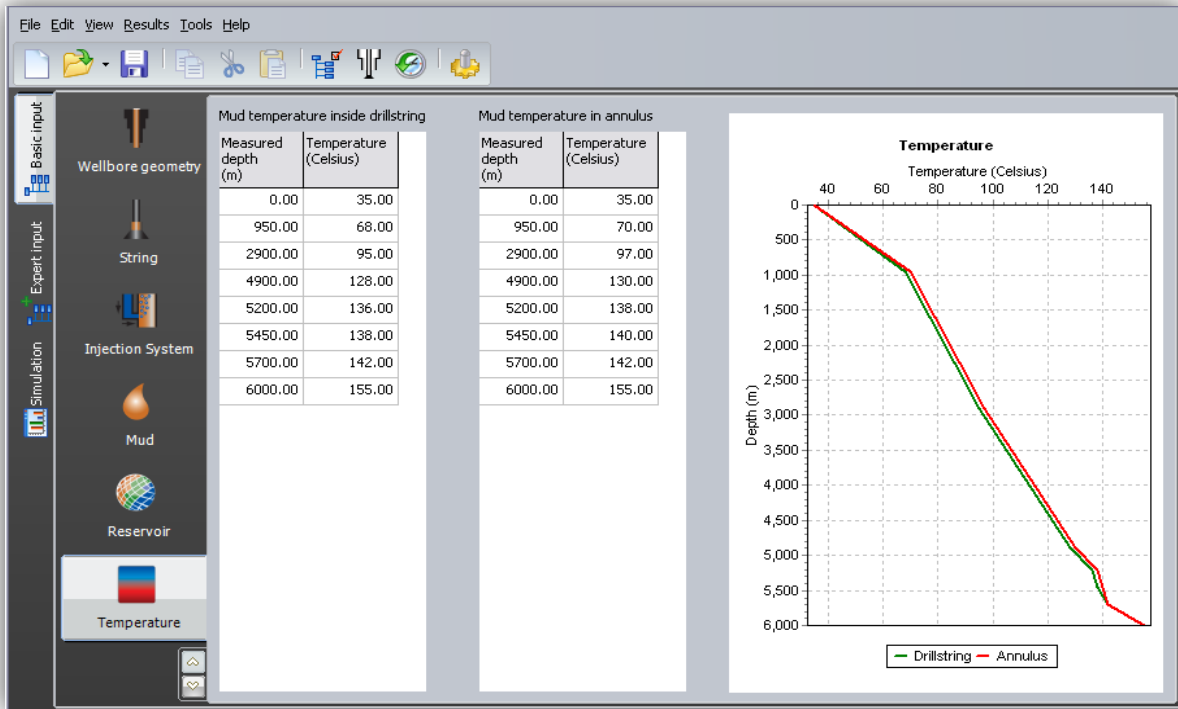


Figura 4.11-Gradiente de temperatura.

**Temperatura**

Temperatura Superficial [°C]: 35.000

Gradiente Térmico [°C]: 0.019

**Gastos de Inyección**

Gasto de Lodo mínimo [gpm]: 220.00    Gasto de Gas mínimo [m3/min]: 0.00

Gasto de Lodo máximo [gpm]: 400.00    Gasto de Gas máximo [m3/min]: 150.00

Numero de intervalos: 6    Numero de intervalos: 6

**Presion**

Presion inicial [psi]: 14.70

Presion manometrica [psi]: 800.00

Perdida de Presion [psi]: 0.00

**Propiedades de los Fluidos**

Densidad Lodo [gr/cc]: 0.900

Viscosidad del Gas [cP]: 0.018

Factor de Compresibilidad (Z): 1.008

Figura 4.12-Datos de inyección y rangos de simulación.

Los intervalos seleccionados para los gastos de inyección van de 220 [gpm] a 400 [gpm] de líquido y de 0 [m<sup>3</sup>/min] a 150 [m<sup>3</sup>/min] de gas, con una tasa de penetración de 7 [m/hr]. Uno de los factores que afectan notablemente el desempeño de la operación es la densidad del lodo, en este caso se toma un rango que va de 0.9 [g/cm<sup>3</sup>] a 1.04 [g/cm<sup>3</sup>].

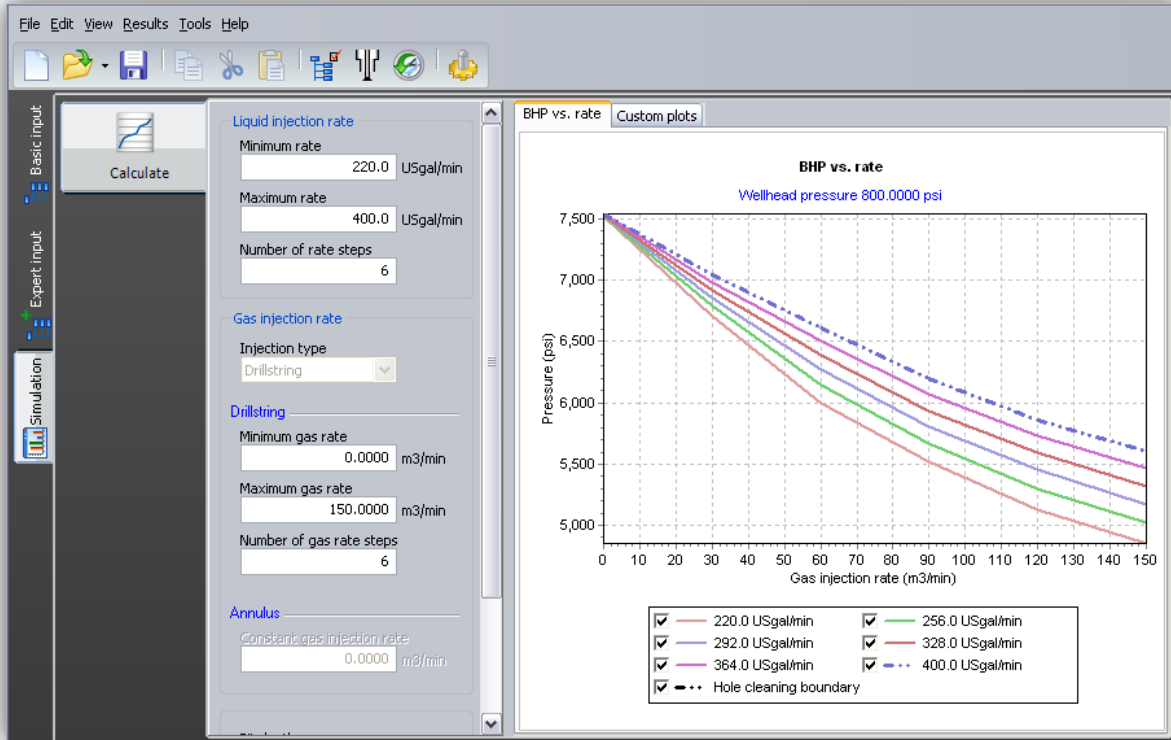


Figura 4.13-Ventana operativa con una densidad de 0.9 [g/cm<sup>3</sup>] en A.

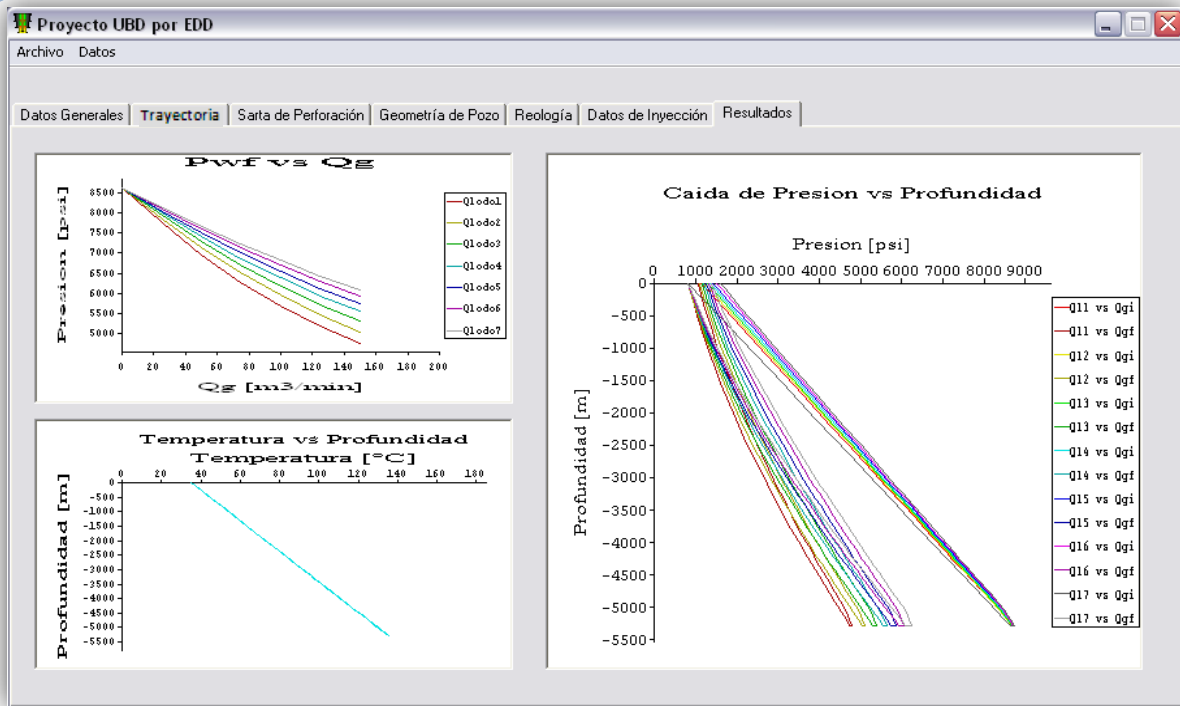


Figura 4.14-Ventana operativa con una densidad de 0.9 [g/cm³] en B.

Cambiando la densidad de 0.9 [g/cm³] a 1.04 [g/cm³] se observa una variación aproximadamente de 1000 [lb/pg²], si comparamos estos valores con las mediciones en campo se tendrá una idea más clara del porcentaje de exactitud de ambos programas y consecuentemente se podrá validar el modelo matemático implementado. Las siguientes tablas muestran los resultados arrojados:

Programa comercial ■

Programa desarrollado ■

Valores de Pwf para distintos gastos de inyección con densidad de lodo de 0.9 [g/cm³]								
Gas/Lodo	220 [gpm]	280 [gpm]	340 [gpm]	400 [gpm]				
0 [m³/min]	7517	7580	7522	7589	7530	7598	7538	7608
25 [m³/min]	6827	6759	6942	6926	7031	7037	7117	7115
50 [m³/min]	6222	6042	6425	6336	6590	6537	6747	6682
75 [m³/min]	5739	5427	5961	5811	6186	6081	6403	6281
100 [m³/min]	5377	4905	5634	5347	5859	5668	6071	5911
125 [m³/min]	5076	4468	5349	4940	5589	5296	5805	5571
150 [m³/min]	4854	4101	5123	4585	5370	4962	5600	5261

Tabla 4.6- Resultados para el valor de densidad mínimo.

Valores de Pwf para distintos gastos de inyección con densidad de lodo de 1.04 [g/cm <sup>3</sup> ]								
Gas/Lodo	220 [gpm]	280 [gpm]	340 [gpm]	400 [gpm]	220 [gpm]	280 [gpm]	340 [gpm]	400 [gpm]
0 [m <sup>3</sup> /min]	8555	8609	8562	8615	8570	8623	8585	8632
25 [m <sup>3</sup> /min]	7797	7722	7924	7904	8025	8024	8141	8109
50 [m <sup>3</sup> /min]	7145	6163	7366	7258	7552	7479	7738	7638
75 [m <sup>3</sup> /min]	6597	5474	6860	6674	7124	6976	7356	7197
100 [m <sup>3</sup> /min]	6204	5645	6489	6150	6745	6514	6992	6786
125 [m <sup>3</sup> /min]	5855	5135	6182	5685	6452	6093	6689	6405
150 [m <sup>3</sup> /min]	5605	4702	5914	5273	6194	5711	6451	6053

Tabla 4.7- Resultados para el valor de densidad máximo.

En la ventana operacional del pozo se maneja una densidad de 1.04 [g/cm<sup>3</sup>] para la etapa de 8 ½”:

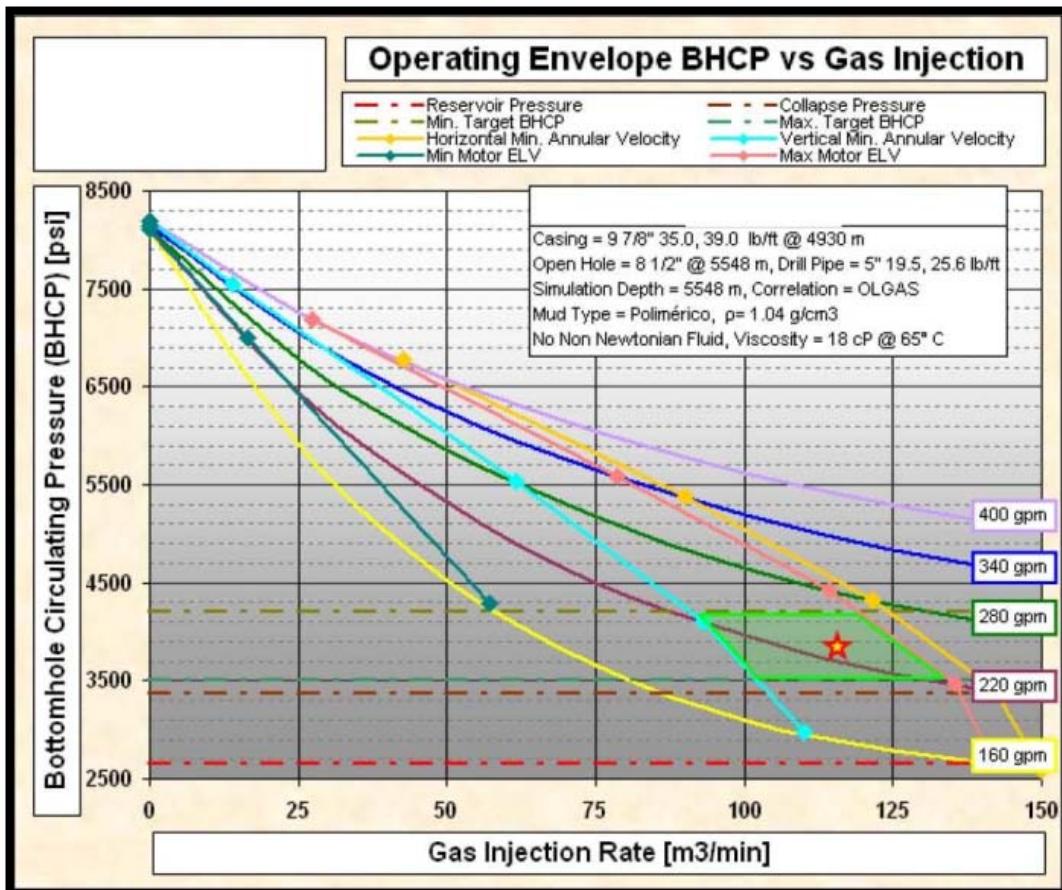


Figura 4.15-Ventana operacional original con una densidad de 1.04 [g/cm<sup>3</sup>].

Valores de Pwf originales con densidad de lodo de 1.04 [g/cm <sup>3</sup> ]				
Gas/Lodo	220 [gpm]	280 [gpm]	340 [gpm]	400 [gpm]
0 [m <sup>3</sup> /min]	8150	8187	8244	8290
25 [m <sup>3</sup> /min]	6475	6783	7069	7271
50 [m <sup>3</sup> /min]	5322	5874	6287	6590
75 [m <sup>3</sup> /min]	4500	5156	5671	6043
100 [m <sup>3</sup> /min]	3991	4698	5195	5637
125 [m <sup>3</sup> /min]	3583	4294	4800	5300
150 [m <sup>3</sup> /min]	3295	4036	4528	5061

Tabla 4.8- Valores de presión de la ventana operacional.

El porcentaje de error esta dado por:

$$e_a = ABS \left| \frac{\text{Valor calculado} - \text{Valor medido}}{\text{Valor medido}} \right| \times 100 \quad (4.1)$$

Aplicando la ecuación (4.1) a los valores de presión de ambos programas obtenemos un porcentaje de error promedio de 4.3 % para una densidad de lodo de 0.9 [g/cm<sup>3</sup>] y de 5.4 % para una densidad de 1.04 [g/cm<sup>3</sup>]. De igual forma aplicamos la misma ecuación para comparar los valores originales encontrando un porcentaje de 21% de error para el modelo del programa comercial y de 17% para el proyecto UBD.



## CAPÍTULO 5: Conclusiones y Recomendaciones

Esta tesis provee las bases para crear un programa de cómputo para la hidráulica de perforación bajo balance que puede utilizarse como herramienta de diseño en el control de la presión por medio de la óptima combinación de parámetros de operación como gastos de inyección, presión superficial y densidad del lodo para un determinado conjunto de condiciones de pozo.

Entre sus principales ventajas se encuentra el modelo matemático implementado, ya que por su relativa simplicidad consume poco tiempo de cálculo y facilita la obtención de una amplia gama de resultados, que junto a la interfaz gráfica desarrollada permite un fácil manejo del programa por parte del usuario y también una mayor comprensión del proceso que se lleva a cabo, se debe agregar que existe la posibilidad de ajustar, agregar o disminuir la cantidad de datos para la sarta de perforación, la geometría de pozo, así como en valores de reología y condiciones de operación para obtener variaciones de una misma simulación de manera eficiente.

Algunas de las desventajas técnicas que presenta son que no cuenta con una base de datos para almacenar las principales características de las herramientas empleadas, además de que no permite guardar los datos de las corridas que se llegaron a realizar y de esta forma comparar los distintos casos resultantes. Por último, pero no menos importante es necesario un análisis más riguroso para poder utilizar este programa en aplicaciones de campo garantizando su efectividad y con esto descubrir los fallos que disminuyen la eficacia de su utilización.

En el caso desarrollado en esta ocasión, la herramienta demostró su efectividad contra un modelo para flujo estacionario implementado en un paquete comercial, desafortunadamente al comparar los resultados contra los datos originales el porcentaje de error fue de aproximadamente un 17%. Una de las probables causas de esta diferencia de error puede ser que el programa no toma en cuenta como los cambios de temperatura afectan la variación de los volúmenes de fluidos dentro del pozo a distintas profundidades.

Para ayudar a solventar las problemáticas encontradas se requiere de un nuevo enfoque que considera que la ventana operacional resultante no puede decir la historia completa. Cada punto en ella corresponde a un valor de presión para un gasto específico de inyección de gas únicamente. Por lo tanto es necesario implementar un sub-modelo mecanístico de estado estable<sup>18</sup> compuesto de ecuaciones para predecir los patrones de flujo y los parámetros del flujo bifásico a lo largo de la trayectoria del pozo y así obtener una descripción de los perfiles de colgamiento, de líquido in-situ y las velocidades reales de los fluidos.

Cabe mencionar que para un mejor desempeño de esta herramienta, un modelo para flujo transitorio sería la solución, es decir, al integrar la variable tiempo el rango de aplicación se incrementa. Por ejemplo se podrían considerar las variaciones en el flujo debidas a los viajes de sarta y los tiempos de conexión de tubería y así mitigar las fluctuaciones de presión causadas por estos mismos fenómenos. Aunque esto trae consigo mayores complicaciones y por consecuencia mayor tiempo de diseño, brindaría grandes beneficios a los ingenieros de perforación en este tipo de operaciones.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Tony Eriksen, [www.theoilworld.com](http://www.theoilworld.com), año 2009, [citado en mayo 2011].
- 2.-Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos División Sur: “Procedimientos de Perforación bajo balance”, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos División Sur, 1998.
- 3.-Gas Research Institute (GRI): “Underbalanced Drilling Manual”, publicado por Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.
- 4.-Bourgoyne, A.T. Jr.: “Well Control Considerations for Underbalanced Drilling”, paper 38584, 1997.
- 5.-Weatherford: “Manual de Introducción a la Perforación Bajo Balance”, publicado por Weatherford, San Antonio, Texas, 1999.
- 6.- Lyons, William C., Guo, Boyun, Seidel, Frank A.: “Air and Gas Drilling Manual”, Ed. Mc Graw-Hill, 2002.
- 7.- Leonov, Eugeny G., Isaev, Valeriy I.: “Applied Hydro-Aeromechanics in Oil and Gas Drilling”; Ed. Wiley, 2010.
- 8.-Bourgoyne, A.T. Jr., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. A.T., et al.: “Applied drilling Engineering”, SPE, Richardson, Texas, 1991.
- 9.-Breske, S.J.: “Underbalanced Directional Drilling”, PetroSkills, 2010.
- 10.-Moore, P.L.: “Drilling Practices Manual”, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1985.
- 11.-Santanu Khataniar, Godwin A. Chukwua, Hua Xu: “Evaluation of rheological models and application to flow regime determination”, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volumen 11, No. 2, Junio 1994, pp 155-164.
- 12.-Hemphill T., Campos W. and Pilehvari A.: "Yield-Power Law Model More Accurately Predicts Mud Rheology", Oil & Gas Journal, Volumen 91, No. 34, Agosto 23, 1993, pp 45-50.
- 13.-Kelessidis, V.C., Maglione, R., Tsamantaki, C., Aspirtakis, Y.: “Optimal determination of rheological parameters for Herschel-Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling”, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volumen 53, Junio 2006, pp 203-224.

- 14.-Ohen, A. Henry, Blick, F. Edward: “Golden section search for determining parameters in Robertson-Stiff non-Newtonian fluid model”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volumen 4, Agosto 1989, pp 309-316.
- 15.-Guo, B., Hareland G., Rajtar, J.: “Computer Simulation Predicts Unfavorable Mud Rate for Aerated Mud Drilling”, artículo SPE 26892, presentado en la Conferencia SPE Regional del Este, Pittsburgh, Pa., Noviembre, 1993.
- 16.-Saponja, J.: “Challenges With Jointed-Pipe Underbalanced Operations”, artículo SPE 37066, presentado en la Conferencia SPE Internacional de Tecnología para Pozos Horizontales, Calgary, Cabada, Noviembre, 1996.
- 17.-Lyons, William C., Guo, B., Graham, Reuben L., Hawley, Greg D.: “Air and Gas Drilling Manual Applications for Oil and Gas Recovery Wells and Geothermal Fluids Recovery Wells”, Tercera Edición, Elsevier & Gulf Professional Publishing, USA, 2009.
- 18.-Pérez-Téllez, C., “Improved Bottomhole Pressure Control Underbalanced Drilling Operations”, Tesis de Doctorado en la Universidad de Luisiana, Mayo 2003.

# APÉNDICE A

En este apéndice se incluye la trayectoria direccional del pozo #101 para referencia.

Plan Direccional Real - Programado del Pozo						
Profundidad Medida	Inclinación	Azimut	Profundidad Vertical	N+S-	E+W-	Severidad
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[deg/30 m]
720	0	0	720	0	0	0
750	0	0	750	0	0	0
780	0	0	780	0	0	0
810	0	0	810	0	0	0
840	0	0	840	0	0	0
870	0	0	870	0	0	0
900	0	0	900	0	0	0
907	1.10	150.30	906.90	-7.60	4.30	0.04
936	1.10	154.80	935.90	-8.10	4.60	0.09
964	1.10	148.80	963.90	-8.50	4.80	0.12
1406	0.40	192.60	1405.90	-13.70	6.70	0.06
1434	0.60	170.30	1433.90	-14.00	6.70	0.49
1463	0.30	169.30	1462.90	-14.20	6.70	0.52
1491	0.50	187.90	1490.90	-14.40	6.70	0.25
1519	0.80	161.90	1518.90	-14.70	6.80	0.44
1548	0.70	142.60	1547.90	-15.10	7.00	0.28
1576	0.40	153.30	1575.90	-15.30	7.10	0.34
1603	0.70	168.20	1602.90	-15.50	7.20	0.37
1663	0.50	189.30	1662.90	-16.10	7.20	0.15
1720	0.60	144.90	1719.90	-16.60	7.30	0.22
1777	1.20	176.00	1776.90	-17.50	7.60	0.40
1860	0.80	180.40	1859.90	-18.90	7.60	0.15
1979	1.50	162.30	1978.80	-21.20	8.10	0.20
2035	0.90	164.30	2034.80	-22.40	8.40	0.32
2063	0.40	122.80	2062.80	-22.60	8.60	0.70
2091	0.70	150.30	2090.80	-22.80	8.70	0.42
2120	0.50	95.10	2119.80	-23.00	8.90	0.60
2149	0.50	85.90	2148.80	-23.00	9.20	0.08
2178	0.60	144.40	2177.80	-23.10	9.40	0.56
2206	0.70	110.10	2205.80	-23.30	9.70	0.42
2235	0.50	103.10	2234.80	-23.40	9.90	0.22
2263	0.30	91.10	2262.80	-23.40	10.10	0.23
2291	0.50	65.70	2290.80	-23.40	10.30	0.28
2319	1.00	37.50	2318.80	-23.10	10.60	0.65
2349	1.20	26.90	2348.80	-22.60	10.90	0.28
2378	1.30	23.50	2377.80	-22.00	11.10	0.13
2405	1.40	17.60	2404.80	-21.50	11.40	0.19
2434	1.60	26.90	2433.80	-20.80	11.70	0.37
2462	1.40	10.90	2461.80	-20.10	11.90	0.55
2492	1.70	18.70	2491.80	-19.30	12.10	0.37
2522	1.60	20.70	2521.70	-18.50	12.40	0.12
2550	2.10	16.50	2549.70	-17.60	12.70	0.55
2577	2.00	27.20	2576.70	-16.70	13.10	0.44
2606	1.80	20.40	2605.70	-15.90	13.50	0.31
2634	1.60	16.60	2633.70	-15.10	13.70	0.25
2663	1.60	8.80	2662.70	-14.30	13.90	0.23
2692	1.50	21.80	2691.70	-13.50	14.10	0.38
3014	9.30	16.00	3012.00	15.40	22.90	0.73
3020	9.03	17.46	3017.90	16.40	23.10	1.80
3030	8.58	20.11	3027.80	17.60	23.60	1.80
3040	8.16	23.03	3037.70	19.20	24.20	1.80
3050	7.76	26.25	3047.60	20.40	24.70	1.80
3060	7.39	29.82	3057.50	21.60	25.40	1.80
3070	7.05	33.74	3067.40	22.60	26.00	1.80
3080	6.74	38.04	3077.40	23.60	26.70	1.80
3090	6.48	42.71	3087.30	24.50	27.50	1.80



APÉNDICE A

Plan Direccional Real - Programado del Pozo						
Profundidad Medida	Inclinación	Azimut	Profundidad Vertical	N+S-	E+W-	Severidad
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[deg/30 m]
3100	6.26	47.75	3097.20	25.30	28.20	1.80
3110	6.09	53.10	3107.20	26.00	29.10	1.80
3120	5.98	58.70	3117.10	26.50	29.90	1.80
3130	5.93	64.48	3127.10	27.00	30.90	1.80
3140	5.93	70.27	3137.00	27.40	31.80	1.80
3150	6.00	76.00	3147.00	27.70	32.80	1.80
3160	5.80	80.46	3156.90	28.00	33.80	1.50
3170	5.64	85.20	3166.80	28.10	34.80	1.50
3180	5.51	90.19	3176.80	28.10	35.80	1.50
3190	5.43	95.37	3186.80	28.10	36.70	1.50
3200	5.40	100.66	3196.70	27.90	37.80	1.50
3210	5.41	105.96	3206.70	27.70	38.60	1.50
3220	5.47	111.21	3216.60	27.40	39.50	1.50
3230	5.57	116.30	3226.60	27.00	40.30	1.50
3240	5.72	121.17	3236.50	26.60	41.20	1.50
3250	5.90	125.77	3246.50	26.00	42.00	1.50
3260	6.12	130.07	3256.40	25.40	42.90	1.50
3270	6.37	134.06	3266.40	24.60	43.70	1.50
3280	6.64	137.73	3276.30	23.60	44.50	1.50
3290	6.95	141.09	3286.20	22.90	45.20	1.50
3300	7.27	144.16	3296.10	21.90	46.00	1.50
3310	7.61	146.97	3306.10	20.90	46.70	1.50
3320	7.97	149.53	3316.00	19.70	47.40	1.50
3330	8.35	151.87	3325.90	18.50	48.10	1.50
3340	8.74	154.00	3335.80	17.20	48.80	1.50
3350	9.13	155.95	3345.60	15.70	49.50	1.50
3360	9.54	157.74	3355.50	14.30	50.10	1.50
3370	9.96	159.38	3365.40	12.70	50.70	1.50
3380	10.38	160.89	3375.20	11.00	51.30	1.50
3390	10.81	162.28	3385.00	9.30	51.90	1.50
3400	11.24	163.57	3394.90	7.40	52.40	1.50
3410	11.68	164.76	3404.70	5.50	53.00	1.50
3420	12.13	165.87	3414.40	3.50	53.50	1.50
3430	12.58	166.89	3424.20	1.50	54.00	1.50
3440	13.03	167.85	3434.00	-0.70	54.50	1.50
3450	13.49	168.75	3443.70	-3.00	55.00	1.50
3460	13.95	169.58	3453.40	-5.30	55.40	1.50
3470	14.41	170.37	3463.10	-7.70	55.80	1.50
3480	14.87	171.11	3472.80	-10.20	56.20	1.50
3483	15.00	171.30	3475.40	-10.90	56.40	1.50
3510	15.00	171.30	3501.80	-17.90	57.40	0.00
3540	15.00	171.30	3530.70	-25.50	58.60	0.00
3570	15.00	171.30	3559.70	-33.20	59.80	0.00
3600	15.00	171.30	3588.70	-40.90	60.90	0.00
3630	15.00	171.30	3617.70	-48.60	62.10	0.00
3660	15.00	171.30	3646.60	-56.20	63.30	0.00
3690	15.00	171.30	3675.60	-63.90	64.50	0.00
3720	15.00	171.30	3704.60	-71.80	65.60	0.00
3750	15.00	171.30	3733.60	-79.30	66.80	0.00
3780	15.00	171.30	3762.60	-86.90	68.00	0.00
3810	15.00	171.30	3791.50	-94.60	69.20	0.00
3840	15.00	171.30	3820.50	-102.30	70.30	0.00
3870	15.00	171.30	3849.50	-110.00	71.50	0.00
3900	15.00	171.30	3878.50	-117.80	72.70	0.00
3930	15.00	171.30	3907.40	-125.30	73.90	0.00
3960	15.00	171.30	3936.40	-133.00	75.00	0.00

APÉNDICE A

Plan Direccional Real - Programado del Pozo						
Profundidad Medida	Inclinación	Azimut	Profundidad Vertical	N+S-	E+W-	Severidad
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[deg/30 m]
3990	15.00	171.30	3995.40	-140.70	76.20	0.00
4020	15.00	171.30	3994.40	-148.30	77.40	0.00
4050	15.00	171.30	4023.40	-156.00	78.60	0.00
4080	15.00	171.30	4052.30	-163.70	79.70	0.00
4110	15.00	171.30	4081.30	-171.40	80.90	0.00
4140	15.00	171.30	4110.30	-179.00	82.10	0.00
4150	15.00	171.30	4119.90	-181.60	82.50	0.00
4160	14.67	171.30	4129.60	-184.10	82.90	1.00
4170	14.33	171.30	4139.30	-186.60	83.20	1.00
4180	14.00	171.30	4149.00	-189.00	83.60	1.00
4190	13.67	171.30	4158.70	-191.40	84.00	1.00
4200	13.33	171.30	4168.40	-193.70	84.30	1.00
4210	13.00	171.30	4178.20	-195.90	84.70	1.00
4220	12.67	171.30	4187.90	-198.10	85.00	1.00
4230	12.33	171.30	4197.70	-200.30	85.30	1.00
4240	12.00	171.30	4207.40	-202.40	85.70	1.00
4250	11.67	171.30	4217.20	-204.40	86.00	1.00
4260	11.33	171.30	4227.00	-206.40	86.30	1.00
4270	11.00	171.30	4236.80	-208.30	86.60	1.00
4280	10.67	171.30	4246.70	-210.10	86.90	1.00
4290	10.33	171.30	4256.50	-211.90	87.10	1.00
4300	10.00	171.30	4266.30	-213.70	87.40	1.00
4310	9.67	171.30	4276.20	-215.40	87.60	1.00
4320	9.33	171.30	4286.10	-217.00	87.90	1.00
4330	9.00	171.30	4295.90	-218.60	88.10	1.00
4340	8.67	171.30	4305.80	-220.10	88.40	1.00
4350	8.33	171.30	4315.70	-221.60	88.60	1.00
4360	8.00	171.30	4325.60	-223.00	88.80	1.00
4370	7.67	171.30	4335.50	-224.30	89.00	1.00
4380	7.33	171.30	4345.40	-225.60	89.20	1.00
4390	7.00	171.30	4355.30	-226.80	89.40	1.00
4400	6.67	171.30	4365.30	-228.00	89.60	1.00
4410	6.33	171.30	4375.20	-229.10	89.70	1.00
4420	6.00	171.30	4385.20	-230.20	89.90	1.00
4430	5.67	171.30	4395.10	-231.20	90.10	1.00
4440	5.33	171.30	4405.10	-232.10	90.20	1.00
4450	5.00	171.30	4415.00	-233.00	90.30	1.00
4460	4.67	171.30	4425.00	-233.90	90.50	1.00
4470	4.33	171.30	4434.90	-234.80	90.60	1.00
4480	4.00	171.30	4444.90	-235.40	90.70	1.00
4490	3.67	171.30	4454.90	-236.00	90.80	1.00
4500	3.33	171.30	4464.90	-236.60	90.90	1.00
4510	3.00	171.30	4474.90	-237.20	91.00	1.00
4520	2.67	171.30	4484.90	-237.70	91.10	1.00
4530	2.33	171.30	4494.80	-238.10	91.10	1.00
4540	2.00	171.30	4504.80	-238.50	91.20	1.00
4550	1.67	171.30	4514.80	-238.80	91.20	1.00
4560	1.33	171.30	4524.80	-239.00	91.30	1.00
4570	1.00	171.30	4534.80	-239.20	91.30	1.00
4580	0.67	171.30	4544.80	-239.40	91.30	1.00
4590	0.33	171.30	4554.80	-239.50	91.30	1.00
4600	0.00	171.30	4564.80	-239.50	91.30	1.00
4620	0.00	171.30	4584.80	-239.50	91.30	0.00
4650	0.00	171.30	4614.80	-239.50	91.30	0.00
4680	0.00	171.30	4644.80	-239.50	91.30	0.00
4710	0.00	171.30	4674.80	-239.50	91.30	0.00



Plan Direccional Real - Programado del Pozo						
Profundidad Medida	Inclinación	Azimut	Profundidad Vertical	N+/S-	E+W-	Severidad
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[deg/30 m]
4740	0.00	171.30	4704.80	-239.50	91.30	0.00
4770	0.00	171.30	4734.80	-239.50	91.30	0.00
4800	0.00	171.30	4764.80	-239.50	91.30	0.00
4830	0.00	171.30	4794.80	-239.50	91.30	0.00
4860	0.00	171.30	4824.80	-239.50	91.30	0.00
4890	0.00	171.30	4854.80	-239.50	91.30	0.00
4900	0.00	171.30	4864.80	-239.50	91.30	0.00
4920	0.00	171.30	4884.80	-239.50	91.30	0.00
4950	0.00	171.30	4914.80	-239.50	91.30	0.00
4980	0.00	171.30	4944.80	-239.50	91.30	0.00
5010	0.00	171.30	4974.80	-239.50	91.30	0.00
5040	0.00	171.30	5004.80	-239.50	91.30	0.00
5070	0.00	171.30	5034.80	-239.50	91.30	0.00
5100	0.00	171.30	5064.80	-239.50	91.30	0.00
5130	0.00	171.30	5094.80	-239.50	91.30	0.00
5160	0.00	171.30	5124.80	-239.50	91.30	0.00
5190	0.00	171.30	5154.80	-239.50	91.30	0.00
5192	0.00	171.30	5157.00	-239.50	91.30	0.00
5220	0.00	171.30	5184.80	-239.50	91.30	0.00
5250	0.00	171.30	5214.80	-239.50	91.30	0.00
5280	0.00	171.30	5244.80	-239.50	91.30	0.00
5310	0.00	171.30	5274.80	-239.50	91.30	0.00
5340	0.00	171.30	5304.80	-239.50	91.30	0.00
5370	0.00	171.30	5334.80	-239.50	91.30	0.00
5400	0.00	171.30	5364.80	-239.50	91.30	0.00
5430	0.00	171.30	5394.80	-239.50	91.30	0.00
5460	0.00	171.30	5424.80	-239.50	91.30	0.00
5490	0.00	171.30	5454.80	-239.50	91.30	0.00
5520	0.00	171.30	5484.80	-239.50	91.30	0.00
5550	0.00	171.30	5514.80	-239.50	91.30	0.00
5551	0.00	171.30	5516.00	-239.50	91.30	0.00