

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERIA

CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“ OPTIMIZACION DEL PROCESO DE LA HIDRAULICA APLICANDO
MODELO OSTWALD DE WAELE EN LA SIMULACION DE FASE 12 ¼”
POZO VMT-X7.”**

Proyecto de Grado presentado para optar por el título de Licenciatura
en Ingeniería en Petróleo Gas y Procesos

UNIV.VALDIVIA CHAPI EDSON DEYMAR

TUTOR DE PROYECTO: M.SC.ING. PEDRO REYNALDO MARIN DOMINGUEZ

LA PAZ-BOLIVIA



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Mayor de San Andrés por brindarme la doctrina y a la cual me siento muy en deuda por llenarme de conocimiento y sabiduría para encarar esta nueva etapa en mi vida.

A la facultad de ingeniería, en especial a la carrera de Ingeniería Petrolera porque gracias a sus aulas y docentes pude subir un peldaño más en mi vida profesional.

Un agradecimiento al M.Sc.Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez, por su tiempo y guía en todo el trayecto del desarrollo del proyecto.

Gracias a mi padre (Armengol Santos Valdivia Montalvo), mi madre (Zoila Yaquelin Chapi Villan) y a mis hermanos (Mauricio y Alejandro). Por todo su amor, fortaleza, paciencia y apoyo incondicional para terminar la carrera universitaria.

“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad de penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber”. Albert Einstein

DEDICATORIA

El presente proyecto es dedicado a Dios por estar siempre conmigo, a mis padres porque ellos siempre estuvieron a mi lado brindándome su apoyo y sus consejos para hacer de mi una mejor persona, a mis hermanos por su comprensión y su compañía de estar siempre a mi lado, a mi familia que fueron motivación para salir adelante.

A la Universidad que me abrió sus puertas para ser una mejor persona y un buen profesional.

A los docentes que con el pasar de los años se convirtieron en nuestro ejemplo a seguir.

A mis compañeros ya que con ellos vivimos los buenos y malos momentos que solo se vivirán en la universidad.

Contenido

CAPITULO I.- GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCION	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3.1. Identificación del problema.....	2
1.3.2. Formulación del problema	3
1.4. OBJETIVOS	3
1.4.1. Objetivo general.....	3
1.4.2. Objetivo específico	3
1.5. JUSTIFICACION	4
1.5.1. justificación técnica.....	4
1.5.2. Justificación económica	4
1.5.3. justificación ambiental	4
1.6. ALCANCE.....	5
1.6.1. Alcance temático	5
1.6.2. Alcance geográfico.....	5
CAPITULO II.- FUNDAMENTO TEORICO	6
2.1. PERFORACION ROTATORIA	6
2.2. PRESION	6
2.3. PRESIÓN DE UN FLUIDO.....	7
2.4. GRADIENTE DE PRESIÓN.....	7
2.5. GRADIENTE HIDROSTATICA	7
2.6. PRESION DE FORMACION.....	7
2.7. PRESION NORMAL.....	8
2.8. PRESION ANORMAL	8
2.9. PRESION DE FRACTURA.....	8

2.10. TUBERIA DE REVESTIMIENTO	9
2.11. SARTA DE PERFORACIÓN	9
2.12. FLUIDO DE PERFORACIÓN	9
• Volumen del pozo	10
• Balance de materiales.....	10
2.13. SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	10
2.14. HIDRAULICA	11
2.15. TIPOS DE FLUIDOS	11
• Fluido Newtoniano.....	11
• Fluido No-Newtoniano	12
2.16. REGIMEN DE FLUIDO.....	13
• Flujo laminar	13
• Flujo Turbulento	14
• Flujo Transicional	14
2.17. REOLOGIA.....	15
2.17.1. <i>Velocidad de Corte</i>	15
2.17.2. <i>Esfuerzo de Corte</i>	15
2.17.3. <i>Viscosidad</i>	15
2.17.4. <i>Viscosidad Plástica</i>	16
2.17.5. <i>Viscosidad Efectiva</i>	16
2.17.6. <i>Punto cedente</i>	16
2.17.7. <i>Numero de Reynolds</i>	16
2.18. MODELOS REOLOGICOS.....	16
2.18.1 <i>Modelo de Flujo Plástico de Bingham</i>	17
2.18.2. <i>Modelo de Ley Exponencial</i>	18
2.18.3. <i>Modelo de Herschel Bulkey</i>	18
2.19. CALCULO DE PRESIÓN HIDROSTATICA	19
2.20. FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE TUBERIAS.....	19

2.21.	FLUJO DE FLUIDOS ATREVES DE BROCAS.....	20
2.22.	CALCULO DE PERDIDA DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN	20
2.22.1.	<i>Flujo de tubería</i>	20
2.22.2.	<i>Flujo anular</i>	20
2.22.3.	<i>Flujo de Bits</i>	21
2.22.4.	<i>Cálculos de bombas</i>	21
2.22.5.	<i>Porcentaje de la caída de presión a través de las toberas del trepano</i>	21
2.22.6.	<i>Densidad equivalente de circulación (ECD)</i>	21
2.22.7.	<i>Velocidad de Chorro en las toberas</i>	21
2.22.8.	<i>Área total de flujo de las toberas</i>	21
2.22.9.	<i>Potencia hidráulica en el trepano</i>	22
2.22.10.	<i>Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trepano (HSI)</i>	22
2.22.11.	<i>Potencia hidráulica del sistema</i>	22
CAPITULO III .- DESCRIPCION DE POZO VILLAMONTES – X7.....		23
3.1.	INTRODUCCION	23
3.2.	PERFORACION POZO VMT – X7.....	24
3.2.1.	<i>Vías de acceso pozo VMT-X7</i>	27
3.2.2.	<i>Objetivo de perforación</i>	28
3.2.3.	<i>Resumen direccional</i>	28
3.2.4.	<i>Tramos de perforación</i>	28
3.2.5.	<i>Detalle de la tubería de revestimiento (plazo de ejecución de servicio)</i>	30
CAPITULO IV .- DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PERFORACION		32
4.1.	INTRODUCCION	32
4.2.	CARACTERISTICAS DE LA SARTA DE PERFORACION	33
4.2.1.	<i>Collares de perforación</i>	34
4.2.2.	<i>Tubería de perforación</i>	35
4.2.3.	<i>Tubería de perforación pesada – HWDP</i>	36

4.2.4. Barrenas de perforación.....	37
4.2.4.1. Clasificación de las barrenas de perforación.....	37
• Barrena de cuerpo fijo.....	37
• Barrenas de elementos rodantes.....	38
4.3. HIDRAULICA DE PERFORACION	39
CAPITULO V.- APLICACIÓN PRACTICA DE LA HIDRAULICA	44
5.1. INTRODUCCION	44
5.2. CALCULO PARA LA HIDRAULICA DE PERFORACION	44
5.2.1. Tramo Intermedio.....	44
• Cálculo de las lecturas diales a 600 y 300 rpm.....	45
5.2.1.1. Cálculo de presión total en pozo.....	46
5.2.1.2. Caída de presión al interior de la sarta.....	46
5.2.1.3. Caída de presión en el espacio anular	49
5.2.1.4. Cálculo de la densidad de equivalente de circulación o dinámica (ECD)	52
5.2.1.5. Hidráulica en la barrena de perforación.....	52
5.2.1.6. Potencia Hidráulica del sistema.....	54
5.3. SIMULACION DE LA HIDRAULICA DE PERFORACION DEL POZO	55
5.3.1. Simulación en Excel de la hidráulica de perforación con el Modelo Ostwald De Waele	55
5.3.2. Simulación en Software Well Plan de la hidráulica de perforación	58
5.3.3. Prueba de error de la caída de presión del sistema	67
CAPITULO VI. - ANALISIS DE COSTO.....	68
6.1. INTRODUCCION	68
6.2. COSTO DE ALQUILER DEL EQUIPO DE PERFORACION.....	68
6.3. COSTO DE LOS MATERIALES DE PERFORACION.....	69
6.4. COSTO DEL PERSONAL PARA EL PROYECTO	69
6.5. COSTO TOTAL DEL PROYECTO	71
6.4.1. Situaciones positivas	72

• Fortalezas	72
• Oportunidades	72
6.4.2. <i>Situaciones negativas</i>	72
• Debilidades	72
• Amenazas	72
CAPITULO VII .- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
7.1. CONCLUSIONES	73
7.2. RECOMENDACIONES	74
7.3. BIBLIOGRAFIA	75
7.4. ANEXO	77

RESUMEN

El presente Proyecto tiene como objetivo realizar el estudio y análisis de la simulación de la perforación del pozo villamontes x7, utilizando Excel y el software Well Plan viendo sus diferencias respecto al otro.

El capítulo I y II, se realizó una descripción de todos los fundamentos teóricos que da soporte a este proyecto, como ser el planteamiento del problema, el diseño de los objetivos, las justificaciones y el alcance.

El capítulo III, se realizó la descripción del pozo villamontes X7 donde describe su ubicación, su profundidad del mencionado pozo, tramos de perforación que se deseaba realizar por la empresa YPFB.

El capítulo IV, se realizó una descripción del sistema de perforación, características de la sarta de perforación, la hidráulica de perforación enfatizados en los cálculos a realizarse en la simulación de la perforación.

El capítulo V, se realizó los cálculos correspondientes para obtener una buena hidráulica de perforación aplicando el modelo Ostwald de Waele (Ley de Potencia), así mismo se realizó las simulaciones en Excel y en el Software Well Plan.

El capítulo VI, se realizó un análisis de costos de la perforación del pozo.

El capítulo VII, se realizó las conclusiones correspondientes y recomendación

CAPITULO I.- GENERALIDADES

1.1.INTRODUCCION

En este trabajo se proporcionará un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de una simulación Hidráulica para el Pozo Villamontes-X7

En la ingeniería de perforación, la hidráulica es una parte esencial en las operaciones, donde los cálculos nos permiten realizar un análisis de perfiles de presión en el trayecto del pozo y particularmente en el espacio anular; que contribuyen a la seguridad e integridad del pozo Villamontes-X7, Y también para el cálculo de las propiedades reológicas.

La hidráulica juega un papel vital en el diseño, simulación y ejecución al momento de la operación y un previo análisis de la hidráulica es importante en la perforación, para realizar los cálculos hidráulicos que ayudan en las siguientes decisiones:

- Determinar la energía hidráulica en el trepano.
- Calcular las caídas de presión en la sarta y espacio anular.
- Determinar la capacidad de una limpieza eficiente.
- Utilizar una adecuada potencia de la bomba del fluido de perforación.

Los factores mencionados son necesarios para optimizar la operación y garantizar su desarrollo de una manera segura, eficiente y rentable.

El diseño y los cálculos incorrectos conllevan a obtener un sistema hidráulico ineficaz que puede ocasionar una perforación lenta; además, cuando no se tiene buena limpieza de los recortes puede causar pérdida de circulación del fluido y finalmente no mantener estable las paredes del pozo.

En la simulación y el análisis de la hidráulica es crucial comprender correctamente el sistema hidráulico, discutir el comportamiento del fluido, la presión hidrostática e interpretar los criterios para el tipo de flujo en las operaciones.

1.2.ANTECEDENTES

Este proyecto es determinar, a través de la perforación exploratoria del pozo, el potencial hidrocarburífero de las formaciones Chorro y Tupambi del sistema Carbonífero, con miras de potenciar la participación de Villamontes en el negocio gasífero.

Esta Propuesta de proyecto de grado presenta un modelo matemático de la hidráulica de perforación, que tiene en cuenta el efecto de las variables operativas controlables e incontrolables en la velocidad de perforación durante las operaciones de perforación.

Se modela la perforación del pozo con un mejoramiento de la hidráulica. Los resultados del cálculo de la simulación de la hidráulica de perforación demuestran que, es posible reducir el tiempo invertido para la perforación del pozo y de esa forma también reducir los costos en las operaciones de perforación evitando problemas en el pozo.

1.3.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. Identificación del problema

Existen diversos problemas que se pueden generar en las operaciones de perforación del pozo al no tener un diseño hidráulico adecuado, entre ellos, generar una mala limpieza de pozo, disminución de velocidad, pérdida de circulación del fluido y pérdidas económicas en las operaciones, lo que conlleva a no ser rentable. Por lo tanto, deberíamos llegar a solucionar la interrogante: ¿Cómo realizar los cálculos hidráulicos para lograr analizar y simular el comportamiento del sistema de circulación del fluido de perforación del pozo VMT - X7?

1.3.2. Formulación del problema

Es importante diseñar una propuesta de simulación hidráulica durante las operaciones para optimizar los parámetros y así evitar los posibles problemas durante la ejecución, estos fueron anteriormente descritos.

Con un diseño adecuado de la hidráulica se puede llevar un control de las presiones en las formaciones, mantener suspensión y remover los recortes, transmitir energía a la broca para aumentar la velocidad, obtener la estabilidad Y determinar las características de la bomba.

Se realizara una propuesta analítica (en Excel con los cálculos) , ordenada, y sistematizada de la elaboración de una corrida hidráulica, luego se compara los resultados con la simulación en el software de Land Mark Halliburton Well plan o de drillbench de schlumberger.

1.4.OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Realizar la propuesta analítica y comprender el programa hidráulico de perforación del Pozo VMT - X7, para analizar y simular el comportamiento de la circulación del fluido.

Perforar un pozo vertical exitoso, con lodo base agua y diferencial adecuada para minimizar daño a niveles de interés.

1.4.2. Objetivo específico

- Aplicar el modelo matemático.
- Aplicar el modelo de Ostwald de Waele para obtener valores óptimos para una buena hidráulica de perforación con el Software Land Mark Halliburton WELL PLAN.
- Análisis óptimo para una buena hidráulica.

- Desarrollar una propuesta analítica a través de los modelos planteados utilizando Excel de manera ordenada, y sistematizada de la elaboración de una corrida hidráulica.
- Simular los factores de diseño que intervienen en la evaluación, para obtener un diseño Seguro, económico y factible.

1.5.JUSTIFICACION

1.5.1. justificación técnica

Este proyecto genera un modelo matemático para la Simulación Hidráulica, dentro la perforación de un pozo, donde los cálculos nos permiten realizar un análisis de perfiles de presión en el trayecto del pozo y particularmente en el espacio anular que contribuyen a la seguridad e integridad del pozo.

1.5.2. Justificación económica

Se puede minimizar los costos de la perforación si se tiene los tiempos de perforación y porcentajes de fracturamiento de la roca con el arreglo de perforación, tasas de penetración, disminuyendo los mismos debido a que este proceso es uno de los más caros de la producción petrolera.

1.5.3. justificación ambiental

Al simular la perforación hidráulica se pueden reducir las pérdidas de fluidos que dañan al ambiente.

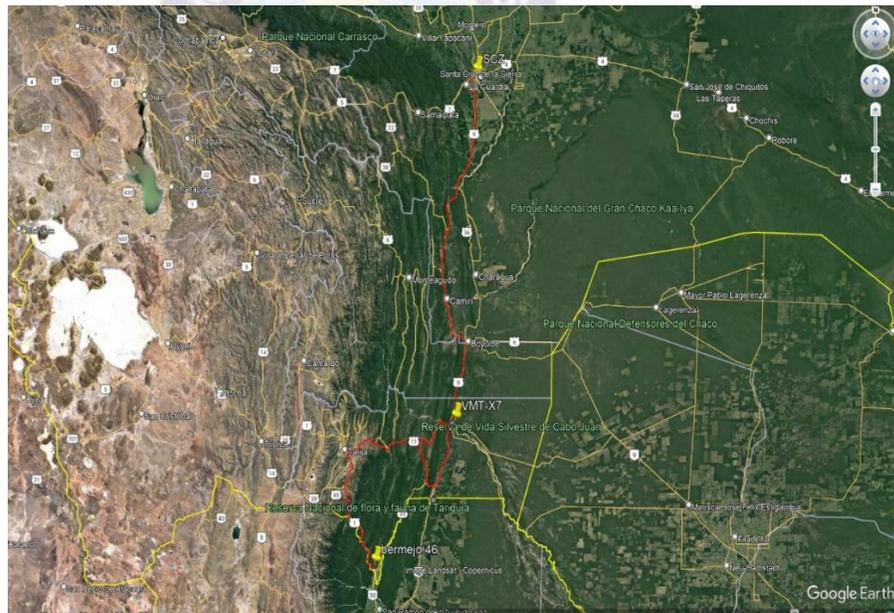
1.6.ALCANCE

1.6.1. Alcance temático

Se realizará la ingeniería básica en el diseño de la Simulación Hidráulica para un pozo vertical a una profundidad final estimada de 4360m MD, considerando todos los aspectos involucrados en lo que se refiere a la hidráulica de un pozo.

1.6.2. Alcance geográfico

El pozo VMT-X7 queda en el departamento de Tarija
Ubicación referencial del pozo



Fuente: especificaciones técnicas servicio de inspección y certificación de material tubular para el pozo vmt-x7 (YPFB)

CAPITULO II.- FUNDAMENTO TEORICO

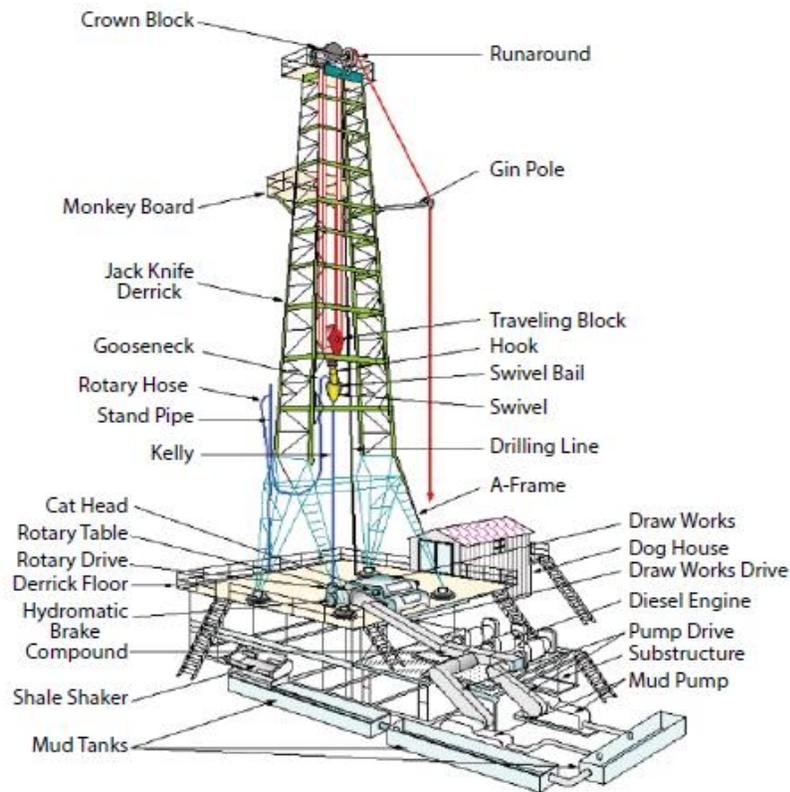
2.1. PERFORACION ROTATORIA

La perforación rotatoria es una técnica mecánica compleja en la que se une una broca al conjunto de fondo de pozo donde se aplica movimiento de rotación para cortar la roca en un avance dirección.

El sistema de perforación rotatoria hace circular el fluido para eliminar los recortes del fondo hacia la superficie. La broca es rotada por una sarta de perforación

compuesto de tubería de perforación y collar de perforación, donde se conectan o ensamblan desde la superficie para que ingresen al interior del pozo. (Mitchell)

Figura 1



2.2. PRESION

Es la fuerza que se genera sobre la superficie de un determinado objeto, y se la calcula dividiendo la fuerza aplicada a una determinada área. Resulta mas sencillo utilizar el valor de la presión en vez del valor de la fuerza, para describir el comportamiento del sistema de circulación de fluidos.

2.3. PRESIÓN DE UN FLUIDO

Un fluido es conocido como una sustancia que no se comporta como un sólido y que tiene la propiedad de fluir, como el agua y el gas. La presión depende de los valores y de la altura vertical de la columna del fluido; por ejemplo, fluido pesado ejercerá una mayor presión porque posee una densidad mayor.

La presión generada por el fluido es un determinado punto de una superficie Y SE MIDE En unidades de libras por pulgada cuadrada (psi), para poder calcular la presión de un determinado fluido por una unidad de longitud o profundidad. PARA ESTE PROCESO se utiliza la ecuación de gradiente de presión.

2.4. GRADIENTE DE PRESIÓN

Es el cociente entre la presión que genera un determinado fluido con respecto a una unidad de longitud o profundidad, esta expresado en unidades de libras por pulgada cuadrada por pie (psi/pie), para el cálculo se debe convertir el valor de la densidad del fluido (lb/gal) a unidades de libras por pulgada cuadrada por pie (psi/pie) utilizando un factor de conversión de 0.052 para obtener el gradiente de presión.

2.5. GRADIENTE HIDROSTÁTICA

Presión generada por la densidad de una altura o columna vertical de un determinado fluido, que puede calcularse en cualquier punto del pozo. El término “hidro” hace referencia al fluido que genera una presión igual al del agua, y “estática” significa sin movimiento. Los valores de densidad y la altura vertical de la columna estacionaria (sin movimiento), son utilizados al calcular la presión hidrostática. Para realizar el cálculo se puede utilizar el gradiente de presión y la profundidad en un determinado punto del pozo.

2.6. PRESIÓN DE FORMACIÓN

Defina como la presión que generan los fluidos contenidos al interior de los espacios porosos de la formación (roca) este valor puede variar por efectos del peso de

sobrecarga de los diferentes estratos de rocas (capas) que se encuentran sobre la formación, ya que ejercen presión a través de los granos y los poros de la roca que contienen un fluido. En una formación (roca), los granos se constituyen como la parte sólida y los poros son las aberturas que existen entre los mismos: sin embargo, el fluido de formación tiene la capacidad de fluir entre los poros y poder liberarse, lo que puede originar que los granos pierdan parte de su soporte y se compacten entre sí.

2.7. PRESION NORMAL

Cuando los fluidos que se encuentran dentro de los espacios porosos de una formación generan una presión que equivale a una columna vertical de un fluido común o nativo: por ejemplo, el agua que fluye desde la formación hasta llegar a superficie, el valor del gradiente normal del agua generalmente oscila entre 0.433 (psi/pie) y 0.0465 (psi/pie), y es diferente según la zona geológica. Generalmente en muchas áreas geográficas se utiliza el gradiente normal igual a 0.465 (psi/pie) que representa la presión que ejerce una columna vertical de agua salada, debido a que el agua presente es de naturaleza marina (agua salada).

2.8. PRESION ANORMAL

Cuando los fluidos que se encuentran dentro de los espacios porosos de una formación ejercen una mayor presión en comparación a la presión normal de formación, generalmente excediendo el valor de 0.465 (psi/pie). En casi que se obtenga presiones anormales generadas por la compactación de la formación ocasiona que el movimiento de los fluidos dentro de los poros sea restringido o inmóvil. Es importante utilizar fluidos de perforación con altas densidades para poder controlar las presiones anormales de formación en caso de que se presenten durante las operaciones.

2.9. PRESION DE FRACTURA

Defina como la presión que se requiere para deformar o producir una ruptura permanente de la estructura de la matriz de la roca (formación): sin embargo, al aumentar la presión del fluido en comparación a la de formación, usualmente no se logra

generar una fractura debido a que los fluidos de los espacios porosos tienen la capacidad de desplazarse, por otro lado si dichos fluidos porales no tuvieran la capacidad de desplazarse entonces se podría producir la fractura permanente de la formación.

2.10. TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Es un componente que reviste o cubre las paredes del pozo cuando se va perforando, que tiene el objetivo de garantizar la estabilidad de las diferentes etapas. Las principales funciones son: la protección de las formaciones perforadas, aislar formaciones problemáticas que se presentan durante la operación, proveer y brindar un soporte a las paredes del pozo y también controlar las presiones que se ejercen durante la perforación.

2.11. SARTA DE PERFORACIÓN

Es un componente importante del sistema de perforación rotatoria ya que provee una conexión entre el quipo y el trepano. La configuración típica de una sarta consiste en el ensamblaje de diferentes componentes de acero como son las tuberías, los collares de perforación y el trepano, en donde dichos componentes tienen que cumplir dos objetivos principales como proporcionar un conducto para que el fluido sea bombeado a través de él, circular por el espacio anular y también proporcionar torque para perforar la roca.

2.12. FLUIDO DE PERFORACIÓN

Es usualmente denominado también como lodo de perforación, que representa una mezcla de diferentes sustancias o aditivos, es considerado como una parte esencial dentro del sistema de perforación rotatoria debido a que la mayoría de los problemas presentes en las actividades están relacionados con el fluido de manera directa o indirecta. Las operaciones exitosas de un pozo y su costo dependen en cierta medida de las propiedades del fluido: por tal razón, se debe realizar la elección correcta y mantener la cantidad y calidad del fluido durante las operaciones: si no se realiza la correcta selección de las propiedades y calidad del fluido, se pueden presentar muchos comunes como son: baja velocidad de penetración, derrumbe de las paredes de la formación, tubería atascada y pérdida de circulación, etc.; por lo tanto, las personas relacionadas

con la actividad de perforación deben realizar la selección adecuada del fluido y medición o control rutinaria de sus propiedades durante las operaciones.

El personal debe comprender los principios básicos del comportamiento del fluido, y la relación de estos principios con la perforación, también deben tener una visión clara sobre los objetivos de cualquier programa de fluidos, como permitir que se alcance la profundidad objetivo y minimizar los costos.

- Volumen del pozo

para determinar el volumen total del sistema sin tomar en cuenta la sarta o tuberías al interior, se realiza el cálculo para los diferentes intervalos p secciones del pozo utilizando la ecuación para un recipiente cilíndrico vertical.

- Balance de materiales

Es importante permitir realizar un análisis de sólidos, diluciones y determinar los materiales necesarios para preparar la mezcla de un determinado fluido. Hace referencia a la “ley de conservación de la masa”; donde establece que “la masa no puede ser creada ni destruida”.

Está representando en dos partes:

1. El volumen total de los componentes de la mezcla.
2. La masa total de los componentes de la mezcla.

2.13. SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se encarga de efectuar la circulación en las diferentes etapas y componentes del pozo, porque en la circulación se involucran diferentes partes del equipo, en donde el agua y los aditivos necesarios se ,Mezclan a través de un tanque de lodo. Para el proceso, primero se bombea e fluido hacia el interior del pozo por medio de la sarta, el cual circula a través del interior de todos los componentes hasta llegar el trepano, después el fluido retoma a través del espacio anular, removiendo los recortes hasta llegar a la superficie donde circulan por los equipos que realizan el control de los solidos, donde remueven

recortes del fluido para luego reutilizarlo y volverlo a bombear dentro de los solidos, donde remueven recorte del fluido para luego reutilizarlo y volverlo a bombear dentro del pozo.

Se detallan las funciones principales del fluido:

- Retirar y remover los recortes que deben circular del fondo a la superficie por medio del espacio anular.
- Ejercer presiones hidrostáticas suficientes para reducir la probabilidad de un reventon o un influnjo de fluidos.
- Enfriar y lubricar los componentes de la sarta y el trepano.
- Formar un revoque de filtro delgado y poco permeable para asi sellar y estabilizar las paredes del pozo, de esa manera evitar daños en la formación y perdidas de circulación de fluido.
- Suspender los recortes cuando el equipo de perforación se apague, para evitar que caigan y se acumulen en el fondo y también se adhiera a la sarta o al trepano.
- Mantener la estabilidad del pozo.

2.14. HIDRAULICA

Definido como el estudio que describe el comportamiento ya sea en estado de reposo o en movimiento de los fluidos, que están sometidas a fuerzas mecánicas y de presión. La hidrostática es una parte esencial en las operaciones, donde se desarrolla el cálculo de los perfiles de presión en todo el trayecto del pozo y de manera particular en el intervalo del espacio anular, para asegurar la integridad y estabilidad.

2.15. TIPOS DE FLUIDOS

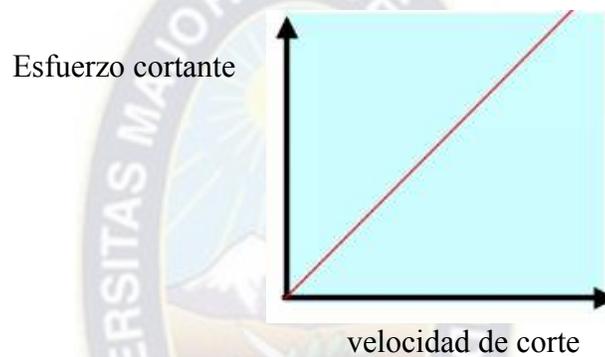
Hay diferentes tipos de fluidos, casi todos los fluidos tienen la siguiente clasificación:

- Fluido Newtoniano

Normalmente, los fluidos newtonianos son aquellos líquidos donde existen sustancias de bajo peso molecular. Los ejemplos incluyen agua, petróleo crudo

ligero, líquidos orgánicos e inorgánicos, gases, soluciones de sales inorgánicas de bajo peso molecular, metales fundidos y sales que presentan un comportamiento de flujo newtoniano.

Se considera que el esfuerzo cortante tiene proporción directa a la velocidad de corte sometidos a una temperatura y presión constantes, y que debido a dicha proporcionalidad constante se denomina como viscosidad dinámica del fluido. Las variables de esfuerzo cortante y a tasa de la deformación están normalmente representadas mediante la Ley de viscosidad de Newton.

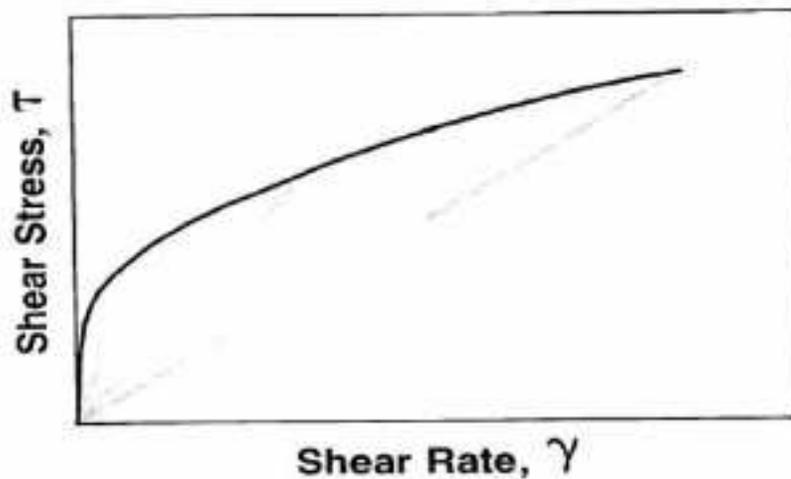


- Fluido No-Newtoniano

“Su comportamiento o propiedad de flujo no es igual a la de un fluido newtoniano; debido a que normalmente la velocidad cortante, no es proporcional al esfuerzo de corte, y no puede describirse mediante un único valor constante de viscosidad, en la mayor parte de los casos se considera que los fluidos que tienen contenidos de sólidos poseen un comportamiento No-Newtoniano, debido a sus características complejas. Algunos otros ejemplos puede ser espumas, suspensiones, soluciones de polímeros y fundiciones”

La mayoría de los fluidos de perforación son No Newtoniano.

Grafica de un ejemplo de un fluido No Newtoniano.



2.16. REGIMEN DE FLUIDO

Quando el fluido circula en el interior de una tubería, collar de perforación, etc., hay diferentes configuraciones geométricas o regímenes de flujo que prevalecen, donde el régimen de flujo se puede definir como un rango de flujos de corriente que tienen formas de lecho similares, resistencia al flujo, y medios de transporte de sedimentos. Mientras se perfora un pozo el comportamiento del fluido puede cambiar debido a que el régimen de flujo está relacionado principalmente a variables como las longitudes, diámetros y el caudal del flujo; en general los regímenes de flujo se pueden clasificar como un flujo laminar, flujo de transición y flujo turbulento.

- Flujo laminar

El régimen de flujo del espacio anular es generalmente laminar, porque se puede definir como el movimiento de un fluido donde cada partícula sigue el mismo camino de las partículas anteriores, el cual se presenta cuando este fluye en capas paralelas, sin ninguna restricción entre las mismas. Se puede generar el flujo a muy bajas velocidades el fluido tiende a fluir de forma organizada y no se presenta un flujo transversal perpendicular a la dirección del flujo; es decir, sin remolinos ni giros. El desplazamiento de las partículas se efectúa de forma ordenada, en línea recta y paralela a las paredes de la tubería, donde el fluido se desplaza más rápido en la sección del centro y lento en las paredes que se

encuentran en contacto con esta, considerando que se presenta el flujo dentro la tubería y en el espacio anular; esto también indica que las capas centrales generalmente se mueven a velocidades mayores que las capas cercanas al pozo o tubería.

- Flujo Turbulento

El flujo turbulento o turbulencia es un régimen de flujo caracterizado por la naturaleza caótica de los cambios de las propiedades del fluido, los turbulentos son siempre muy irregulares y caóticos. Esta turbulencia se produce cuando aumenta la velocidad en las capas que crean resistencia al corte que exceden la capacidad del fluido para permanecer en flujo laminar, donde la estructura en las capas se vuelve caótica y turbulenta; los flujos turbulentos son inestables por definición. Es necesario tener una fuente como suministro de energía constante para continuar con el flujo turbulento, caso contrario la turbulencia se dispersa rápidamente a medida en que se convierte la energía cinética en energía interna generada por un esfuerzo cortante viscoso, lo que provoca la formación de remolinos de muchas escalas de longitud. Si el valor del Reynolds es mayor a 4000 ($NRe > 4000$) se considera turbulento; sin embargo, a menudo se asume que el flujo es turbulento si $NRe > 2100$

- Flujo Transicional

En el caso del flujo de una tubería, cuando la velocidad del fluido aumenta, las capas de fluido comienzan a volverse un poco inestables, y se le denomina flujo de transición; por lo tanto, este flujo se puede definir como una combinación entre flujo laminar y turbulento, donde el flujo turbulento se presenta en la parte central de la tubería y laminar cerca de los bordes o paredes. Si la tasa del flujo continúa aumentando aún más, el flujo se reduce a un flujo turbulento, en tales situaciones, a menudo es difícil estimar la velocidad del flujo a la que pueden producirse las turbulencias. Con intervalo del número de Reynolds, se puede llegar a establecer la zona de transición, donde depende de las siguientes condiciones: si el número de Reynolds es mayor que 2100 y menor que 4100 ($2100 < NRe < 4000$) entonces se considera un flujo de transición el cual no es laminar ni turbulento; sin embargo, generalmente en los diseños se elige un flujo turbulento para estar en el lado seguro.

2.17. REOLOGIA

2.17.1. Velocidad de Corte

Representa al cambio de velocidad de una capa de fluido que pasa por delante de otra capa adyacente; por lo tanto, se puede entender como un gradiente de velocidad. Un sistema de circulación, depende de la velocidad promedio de flujo tomando en cuenta las diferentes dimensiones de la sarta o del espacio anular del pozo; por tal razón, las velocidades tienden a incrementar los valores para las pequeñas geometrías como por ejemplo en los intervalos del interior de la sarta, y tienen valores mínimos para mayores geometrías en las secciones de la tubería de revestimiento o el espacio anular

Cuando se tienen altas velocidades, esto provoca un incremento en la fuerza de resistencia para el esfuerzo cortante; por esa razón, los esfuerzos que se presentan dentro la sarta (donde se generan mayores valores de velocidades de corte) son mayores a comparación a los que se producen dentro del espacio anular (donde se generan menores valores de las velocidades de corte)

2.17.2. Esfuerzo de Corte

Representa la fuerza efectuada sobre un área específica, que se requiere para iniciar el flujo a una determinada velocidad cortante, donde ese valor es expresado en unidades de libras fuerza por cien pies cuadrados (lb/100 pies²). También definido como la fuerza que restringe el flujo, además se puede entender como el esfuerzo de fricción que se genera en el desplazamiento de una capa sobre otra para el fluido, donde ocurre un esfuerzo con mayor facilidad entre las capas del fluido en comparación al esfuerzo entre la capa exterior y la pared o superficie de la tubería; sin embargo, el fluido que se encuentra en roce con la pared o superficie de la tubería no

Fluye.

2.17.3. Viscosidad

La viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir y se define como la razón del esfuerzo cortante a la velocidad de cizallamiento (corte).

2.17.4. Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica representa la contribución de viscosidad al flujo en condiciones dinámicas. Es importante considerar la medida de la viscosidad plástica ya que un aumento de su valor puede generar un aumento del porcentaje de volumen de los sólidos que dependen del tamaño, forma y también el número de partículas en el flujo. Para calcular la viscosidad plástica se utiliza las mediciones de los esfuerzos cortantes obtenidos a 600 y 300 rpm, mediante el viscosímetro Fann..

2.17.5. Viscosidad Efectiva

Representa la viscosidad de un fluido, que varía con respecto al esfuerzo cortante, también se puede definir como la viscosidad que está sometida a ciertas condiciones como velocidad de cortante, presión y temperatura.

2.17.6. Punto cedente

Representa la resistencia, que se define también como la fuerza mínima requerida para iniciar el flujo, y se considera como una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción de las partículas del fluido por las cargas que están ubicadas en las superficies donde están asociados a las propiedades superficiales de los sólidos, la concentración volumétrica y del ambiente eléctrico de sólidos.

2.17.7. Numero de Reynolds

Medida adimensional que clasifica un fluido, es laminar (menor a 2100) o turbulento (mayor a 4000)

2.18. MODELOS REOLOGICOS

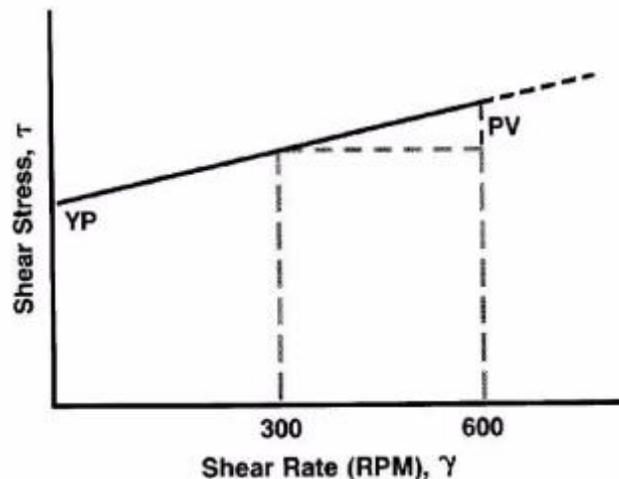
Los modelos reológicos son ecuaciones matemáticas que se utilizan para conocer y analizar el comportamiento de los fluidos, también se considera como el cociente entre el esfuerzo y la velocidad cortante; sin embargo, en general los fluidos son,

No Newtonianos, y no existe un modelo reológico que explique con precisión en comportamiento de las características del flujo.

2.18.1 Modelo de Flujo Plástico de Bingham

Predice que el movimiento ocurrirá cuando se aplique un valor mínimo de esfuerzo de corte (punto cedente). Por lo tanto, una vez iniciado, la relación de esfuerzo y la velocidad de corte será lineal; por ello, se tendrá un fluido newtoniano, con una viscosidad plástica (VP) constante, y dependerá de la temperatura y presión. El modelo representa adecuadamente el comportamiento de fluidos con bentonita, cemento clase G y aceites de baja gravedad; un fluido típico de Bingham presentara una viscosidad elevada, pero no tendrá esfuerzo gel; en fluidos mas complejos, esta sujeto a errores, pues generalmente es inexacto en velocidades bajas, aunque describe el comportamiento a una alta velocidad de corte (300 a 600 rpm).

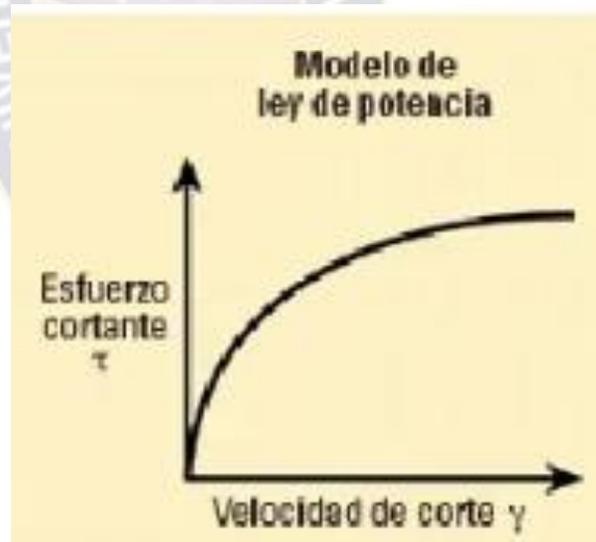
Este modelo supone un comportamiento lineal de la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, pero la línea no cruza el origen como sucede con los fluidos Newtonianos.



2.18.2. Modelo de Ley Exponencial

Este modelo asume que el movimiento del fluido se iniciara con un esfuerzo de corte y mostraran una relación no lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte. Introduce dos índices: “n” (índice exponencial o de comportamiento de flujo) y “K” (índice de consistencia) para determinar la relación.

El modelo de Ley exponencial a diferencia del modelo Plástico de Bingham, se ajusta mejor a la mayoría de los fluidos, ya que no presentan esfuerzo cortante, cuando la velocidad cortante es cero. Predice exactamente el comportamiento del fluido a altas velocidades de cortantes, pero con un margen de error a bajas; no obstante, este modelo se aproxima más a las propiedades del fluido. Dependiendo de los esfuerzos y velocidades de corte, es posible obtener diferentes valores de “n”.



2.18.3. Modelo de Herschel Bulkey

El modelo de Herschel-Bulkley es una combinación del Bingham Plastic y los modelos de ley de potencia. También se conoce como la ley de potencia de

rendimiento. Este modelo considera el esfuerzo cortante del punto de fluencia, que es una deficiencia del modelo de ley de potencia.



2.19. CALCULO DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática del fluido de perforación es una característica importante para mantener control de un pozo. La comprensión de esta función también es necesaria para evitar explosiones. La presión hidrostática se define como la presión estática de una columna de fluido. La mayoría del fluido en la sarta de perforación es principalmente lodo de perforación. Sin embargo, puede contener aire, gas natural, espuma, neblina o lodo aireado. Por lo tanto, esta sección se divide en tres subsecciones para

i) columna de líquido, ii) columna de gas y iii) columna de fluido complejo.

2.20. FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE TUBERIAS

En la operación de perforación rotatoria, el sistema hidráulico consiste en un tubo vertical, una manguera rotatoria, giratorio, Kelly, tubería de perforación, collar de perforación, broca y el espacio anular.

La bomba de lodo descarga el fluido de perforación que pasa a través de las líneas de superficie, y sistema hidráulico. El lodo comienza a viajar hacia abajo a través de la tubería de perforación y collares de perforación y es expulsado a través

de las boquillas de la broca, luego regresa a la superficie a través del anillo. Dado que el lodo entra en la sarta de perforación y sale del espacio anular en el mismo nivel, la única presión requerida es para superar las pérdidas por fricción en el sistema.

Cuando circula el fluido de perforación, se produce una caída de presión debido a la fricción entre los fluidos y la superficie en contacto. La presión que obliga a circular el fluido de perforación a través del sistema hidráulico es suministrada por la bomba de lodo. La presión de la bomba de lodo se utiliza en parte para superar las pérdidas por fricción del sistema hidráulico, incluyendo instalaciones de superficie. La presión restante de la bomba se consume como presión de la boquilla de la broca pérdida, donde se necesita la alta velocidad de la boquilla para eliminar los recortes de la barrena y sus alrededores.

2.21. FLUJO DE FLUIDOS ATREVES DE BROCAS

Una broca triconicas tiene tres boquillas.

2.22. CALCULO DE PERDIDA DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN

En el sistema de perforación, la pérdida de presión total incluye pérdidas de presión en la superficie, conexiones pérdidas de presión, pérdidas de presión de la tubería (es decir, sarta de perforación: tubería de perforación, collar de perforación), presión anular pérdidas y caída de presión a través de la barrena

2.22.1. Flujo de tubería

Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar la pérdida de presión mientras el modelo de Bingham Nuevamente, la velocidad crítica se puede calcular usando unidades imperiales y la velocidad media

2.22.2. Flujo anular

Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar la pérdida de presión cuando el modelo de Bingham se utiliza La velocidad media.

Nuevamente, la velocidad crítica se puede calcular usando unidades imperiales

2.22.3. Flujo de Bits

La caída de presión a través de la boquilla de la broca

2.22.4. Cálculos de bombas

La presión de la bomba es la presión requerida para hacer circular el lodo a lo largo de la circulación. Es la suma de toda la caída de presión en cada paso del sistema.

2.22.5 Porcentaje de la caída de presión a través de las toberas del trepano

2.22.6. Densidad equivalente de circulación (ECD)

Es denominado como presión dinámica o presión de circulación de fondo, esta en uncion de la altura y densidad de la columna de fluido, cuando este se incrementa significa la densidad equivalente del fluido también aumenta, debido a que se encuentra en movimiento; a ello se le denomina como “Densidad Equivalente de Circulación (ECD)”

2.22.7. Velocidad de Chorro en las toberas

Se calcula la velocidad de circulación de las toberas del tepano, en el cual el chorro de fluido de alta velocidad limpia los dientes del trepano y el fondo del pozo.

“Las velocidades recomendadas para las toberas del trepano deben variar entre 250 y 450 (pies/seg), para que no puedan desgastar la estructura de corte del trepano”

2.22.8. Área total de flujo de las toberas

Es el área del pozo, donde se imparte una sección de chorro con el fluido para una adecuada limpieza.

2.22.9. Potencia hidráulica en el trepano

El fluido transmite potencia hidráulica al trepano, la circulación del fluido debe tener la potencia necesaria para limpiar el hoyo delante del trepano para obtener un proceso eficiente,

Se debe calcular la potencia total disponible en la cara del trepano, donde se determina el grado de la optimización hidráulica, que es importante en la limpieza del hoyo y para poder alcanzar un flujo laminar en el espacio anular.

2.22.10. Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trepano (HSI)

“se realiza el calculo para convertirla potencia hidráulica total en el trepano a una potencia HSE, en la cara del área del trepano.”

2.22.11. Potencia hidráulica del sistema

El propósito del siguiente calculo es describir el uso eficiente de la circulación, que tiene que proveer la máxima potencia hidraulica que requiere dicho sistema para desplazar o circular el fluido hacia el pozo y este circule hacia la superficie por el espacio anular.

CAPITULO III .- DESCRIPCION DE POZO VILLAMONTES – X7

3.1. INTRODUCCION

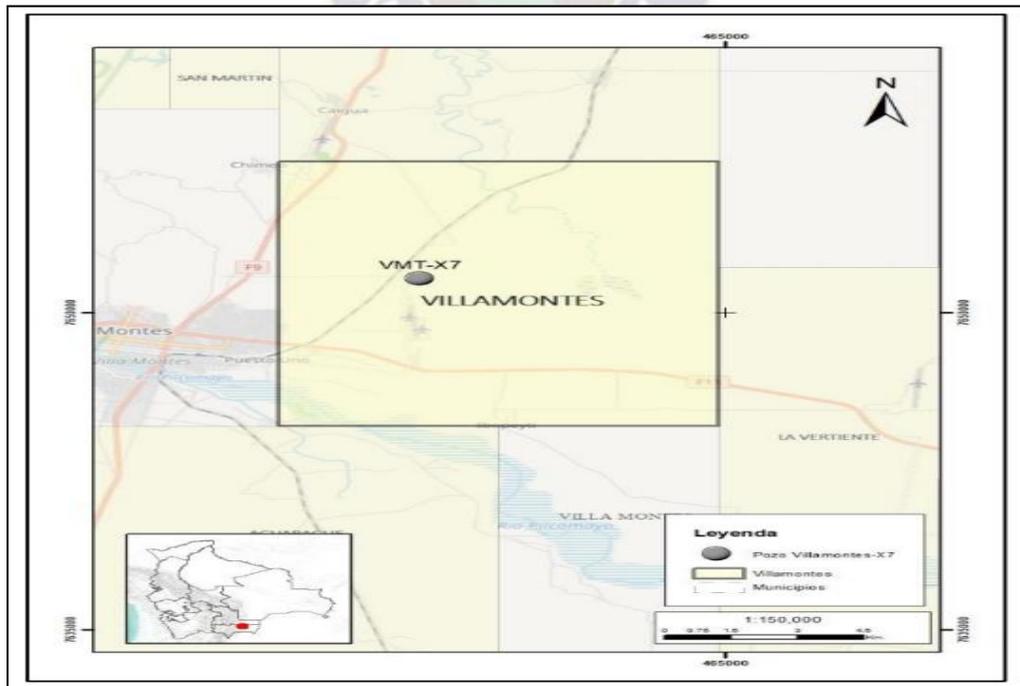
Este Pozo está ubicado en el Municipio Villamontes, Provincia Gran Chaco, del Departamento de Tarija, en las coordenadas del sistema WGS-84 Zona 20S Proyección UTM:

coordenadas de superficie UTM / WGS 84	X: 458.087 (m) Este	Y: 7.651.616 (m) Norte
Elevacion sobre el nivel del mar	: 412.00 (m)	

Explicó que el objetivo de este proyecto es determinar, a través de la perforación exploratoria del pozo, el potencial de Gas y condensado.

El pozo Villamontes-X7 tiene como objetivo alcanzar una profundidad de 4.360 metros a fin de evaluar e investigar las formaciones Chorro y Tupambi del sistema Carbonífero, en la perspectiva de ampliar la frontera exploratoria en Bolivia. Los recursos potenciales estimados en ambas formaciones son alentadores y se espera un caudal inicial de 27 millones de pies cúbicos por día (MMpcd).

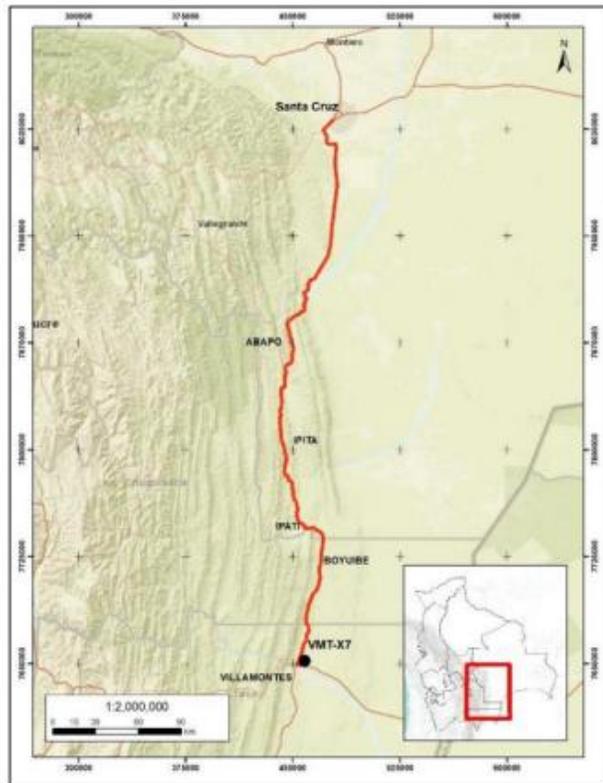
Mapa de ubicacion del pozo vmt-X7



Fuente: Especificaciones técnicas, tubería de prueba para el pozo vmt-x7 (ypfb).

- El pozo VMT-X7 se encuentra ubicado en el área Villamontes del Sub andino Sur, el mismo se encuentra dentro del Anticlinal de Villa Montes, el cual forma parte del tren estructural San Roque-Taiguati-Villa Montes-San Antonio, con orientación NE-SW, ubicada en la provincia Geológica Pie de Monte; la cual limita al Oeste con la provincia del Subandino Sur y al Este con la Llanura Chaqueña.

Políticamente, está emplazado en la Provincia Gran Chaco, departamento Tarija. Limita al Sur con la República Argentina.



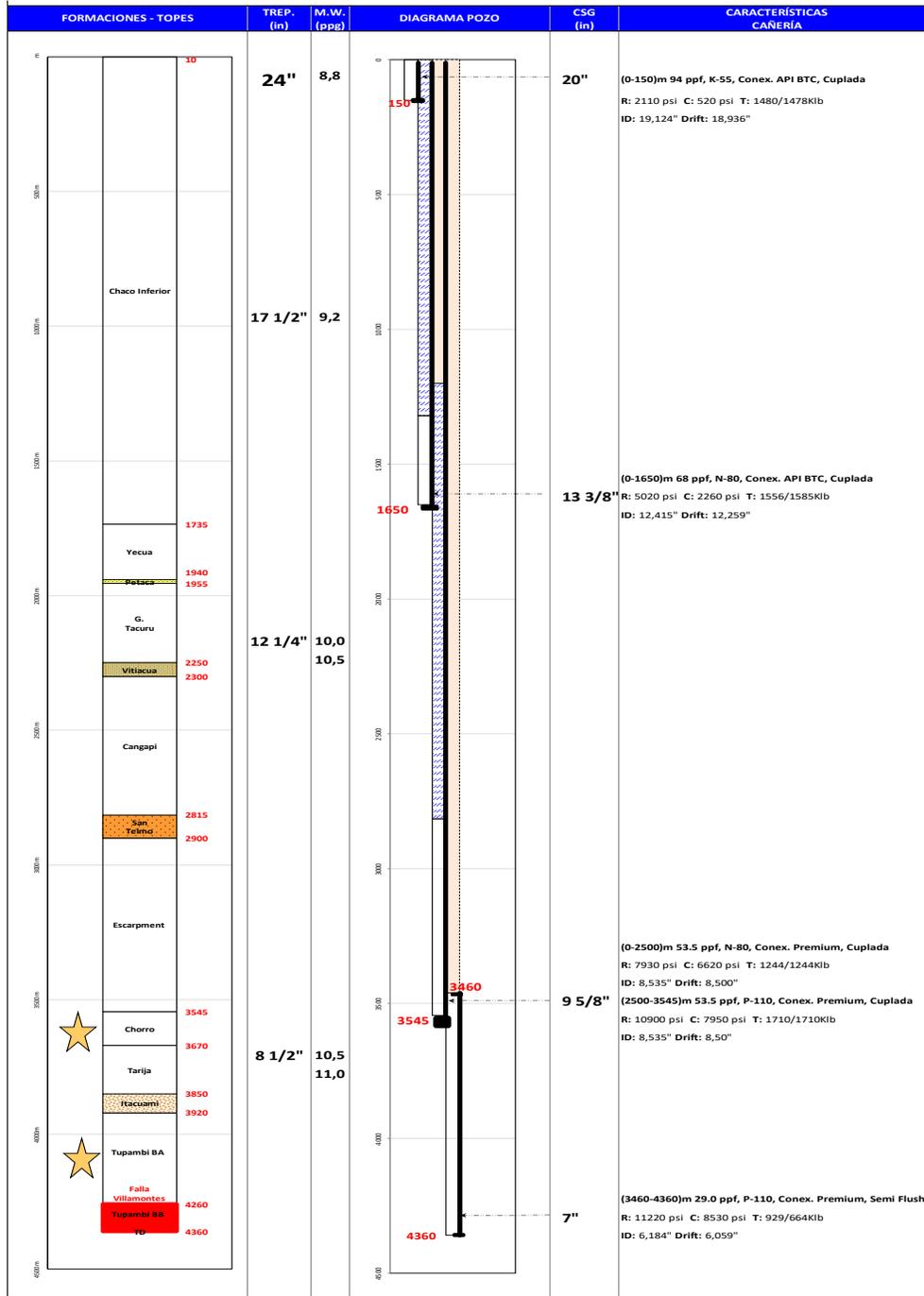
Fuente: Especificaciones técnicas, tubería de prueba para el pozo vmt-x7 (ypfb).

3.2. PERFORACION POZO VMT – X7

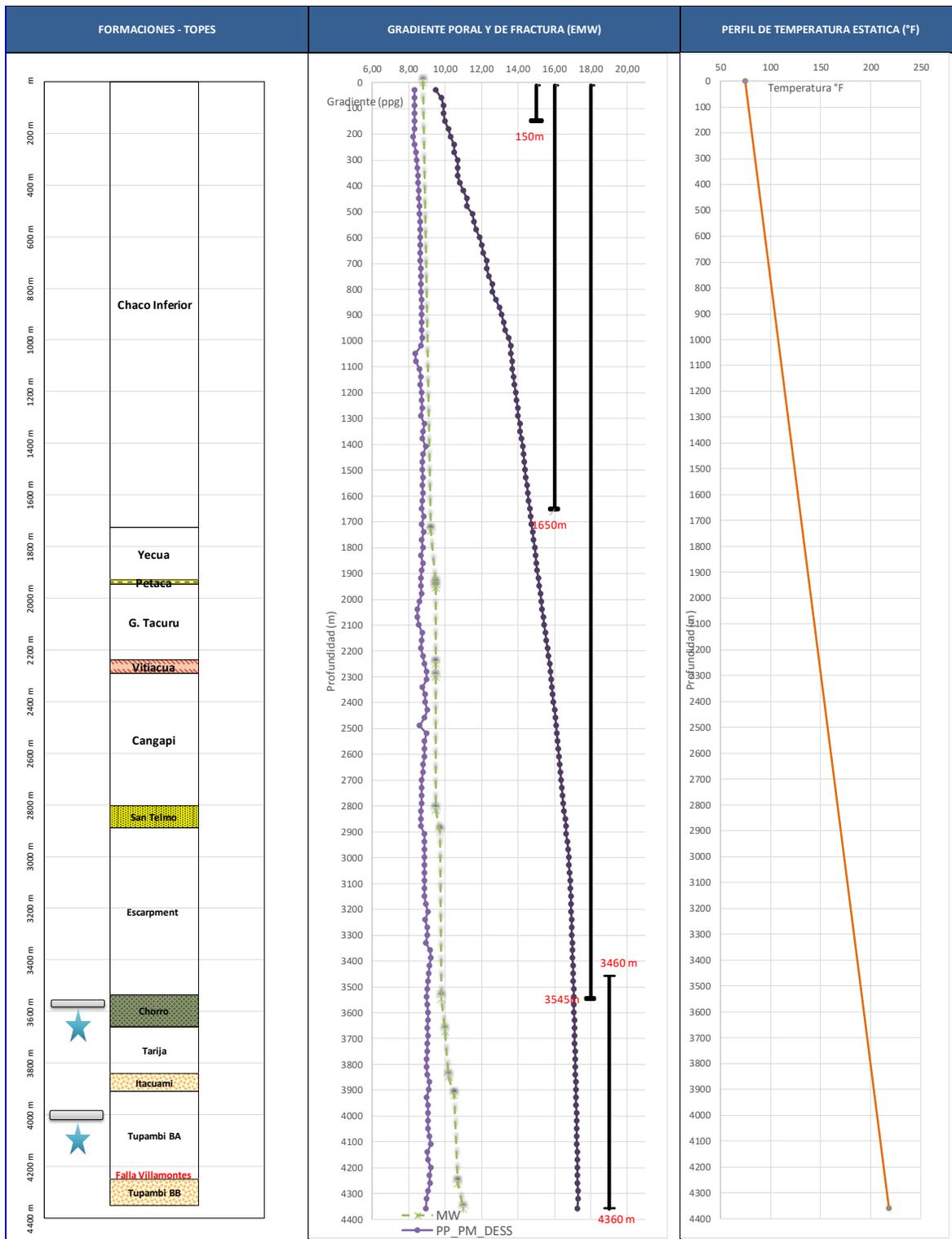
El objetivo principal es perforar la formaciones Chorro y Tupambi del sistema Carbonífero y encontrar una cantidad suficiente de hidrocarburos para justificar la perforación.

Se requiere perforar un pozo vertical, de acuerdo con los Programas de Perforación del pozo exploratorio VMT-X7, por lo que el control vertical es importante para alcanzar los objetivos propuestos en de cada pozo.

ESTADO SUB SUPERFICIAL DEL POZO – Villamontes-X7



Fuente: Esquema de pozo Villamontes x7, YPFB.



Ventana Operativa Pozo VMT-X7

3.2.1. Vías de acceso pozo VMT-X7

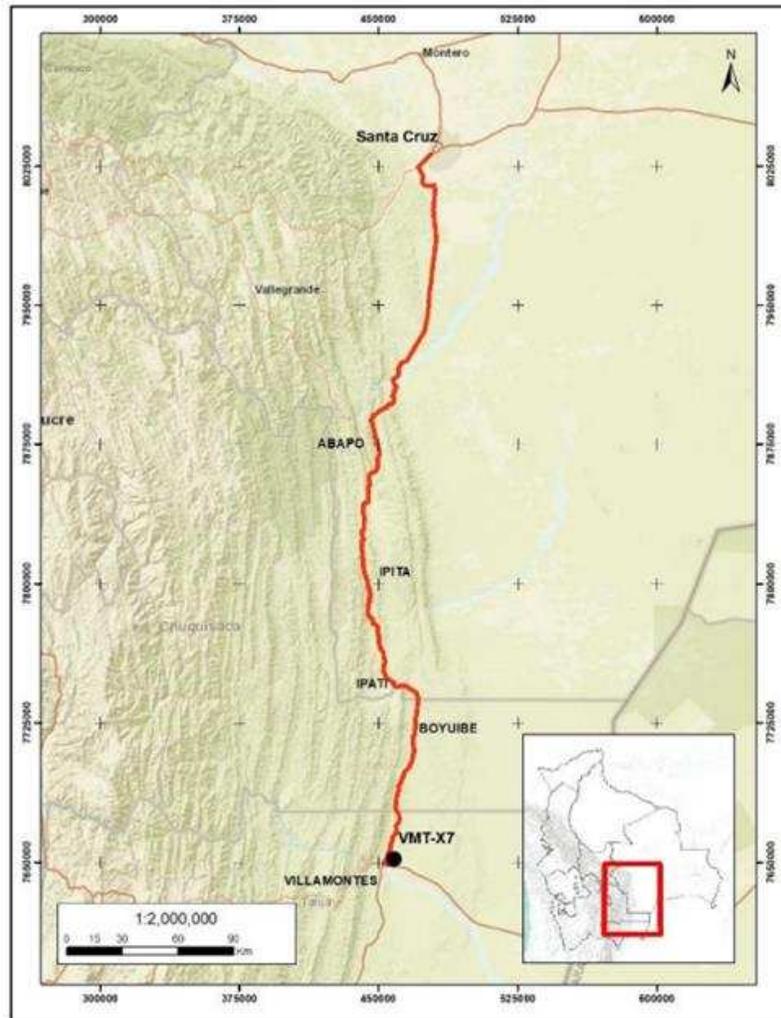


Tabla 3.1. Se observa las rutas viables desde Santa Cruz – Pozo VMT-X7

RUTA SANTA CRUZ - POZO VMT-X7				
N°	Desde	Hasta	Dist. Km.	Km. (Acum.)
1	Santa Cruz	Camiri	290	290
2	Camiri	Villamontes	158	448
3	Villamontes	Pozo VMT-X7	9	457

3.2.2. Objetivo de perforación

- Investigar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Chorro y Tupambi del sistema Carbonífero.
- Perforar un pozo vertical exitoso, con lodo base agua y diferencial adecuada para minimizar daño a los niveles de interés
- Mantener cero accidentes con días de impedimento, derrame o incidentes.

3.2.3. Resumen direccional

Por ello se requiere que el Contratista proporcione el servicio de control de verticalidad perforación, adecuado para los diámetros de perforación de cada fase, tipo de fluido de perforación y temperatura esperada en los pozos, que permita cumplir la tortuosidad de la trayectoria planificada, para permitir realizar el perfilaje eléctrico y la bajada de las cañerías programadas para cada sección.

Realizar Registros Direccionales según sea requerido para cumplir con el programa direccional y de control de verticalidad (inclinación, Dirección), minimizando la tortuosidad del pozo.

Ingeniería y Análisis de registros direccionales, sección vertical para pozos con vista en 2D y 3D, a partir de las coordenadas polares UTM, planas, locales, TVD, tasas de incremento (Build y Turn rates).

3.2.4. Tramos de perforación

El programa de perforación para el pozo VMT – X7 establece que se tendrán 5 tramos de perforación, los cuales corresponden a : tramo superficial, tramo intermedio, tramo productor y tramo liner. Los criterios a ser utilizados en la perforación de los tramos y sus características se muestran en la tabla.

El programa incluye la bajada de cañerías para el pozo VMT-X7 de 20”, 13³/₈”, 9⁵/₈”, Liner 7”, Liner 5” (Contingencia); tubería para Pruebas DST, bajada de arreglo final de 3¹/₂” para abandono temporal.

Tabla 3.2. Requerimiento mínimo para el pozo **Villamontes-X7**

DEFINICIÓN	UNIDAD	SECCIONES					
Diámetro de Agujero	(plg)	24”	17 ½”	12¼”	8½”	6”	Terminación
Longitud MD	(m)	±150	±1.650	±2.815	±3.920	±4.360	+ -4.360
PROFUNDIDADES PLANEADAS							
Diámetro de Cañería	(plg)	20”	13 3/8”	9 ⁵ / ₈ ”	7”	5”	
Tope de Cañería	(m)	Sup.	Intermedia	Intermedia	Producción	Producción	
Prof. Asentamiento	(m)	±150	±1.650	±2.815	±3.920	±4.360	
Longitud a perforar	(m)	±150	±1.500	±1.165	±1.105	±440	
Washout Factor	(%)	25	25	25	15	10	
Total Días (Sección)	(días)	10	48	54	41	30	
FLUIDOS DE PERFORACIÓN PLANIFICADO							
Base		Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua
Sistema de Fluido		Tixotrópico	Tixotrópico	Polimérico-Inhibido	Drill In	Drill In	Formiato de Sodio / Potasio
Volumen a preparar	(bbl)	2.200	10.200	5.600	4.700	3.000	4.500
PRINCIPALES PROPIEDADES DE FLUIDO DE PERFORACIÓN RECOMENDADO							
Densidad	(lb/gal)	8.6 – 8.9	8.9 – 9.5	9.5 – 10.0	10.0 – 11.0	10.0 – 11.0	8.6 – 8.9
Viscosidad Plástica	(cp)	12 - 15	12 - 15	20 - 30	25 – 35	25 – 35	
Punto Cedente	(lbf/100pie ²)	30 - 35	30 - 35	25 - 30	30 - 40	30 - 40	
Geles	(lbf/100pie ²)	20-45/25-65	20-45/25-65	10-15/16-30	10-15/16-30	10-15/16-30	
Lect. (R3/R6)	()	15-35/20-45	15-35/20-45	10-14/12-20	10-14/12-20	10-14/12-20	
Filtrado API	(cc/30min)	S/C	< 5	< 5	< 5	< 5	
Filtrado HPHT	(cc/30min)	N/A	< 14	< 12	< 10	< 10	
MBT	(ppb)	< 15	< 15	< 15	< 5	< 5	
Sólidos Perf.	(% vol)	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5	
pH	()	9.0 – 10.5	9.0 – 10.5	9.0 – 10.5	9.0 – 10.5	9.0 – 10.5	9.0 – 9.5
Ion Cloruros	Mg/lit						200-700
Turbidez	NTU						<20

Fuente: Especificaciones técnicas, tubería de prueba para el pozo vmt-x7 (ypfb).

donde se utilizará fluido de perforación y terminación base Agua, preparado en locación más los materiales de contingencia que el pozo requiera con la aprobación del Fiscal de fluidos y/o Company Man.

Composición Baches:

Bache Viscoso

Para baches de lodo base agua se usará GOMA XANTICA a una concentración de 3-4 lpb hasta llegar a una con viscosidad de 200-300 seg/qt. Sobre la base del lodo circulante.

Bache LCM

Dependiendo de la admisión en baches sellantes lodo BASE AGUA, se empieza con CARBONATOS SELLANTES con pérdidas de 5-8 BPH de 10- 30 lpb, si continua, empezar con OM-500,OM-800, OM-1200 y otros sellantes de acuerdo a la admisión, inclusive tapones con dichos materiales balancear en las perdidas y presurizar.

3.2.5. Detalle de la tubería de revestimiento (plazo de ejecución de servicio)

Actividad	Tiempo (días)	TOTAL (días)
Movilización	7	7
Perforación Fase 24"	15	22
Perforación Fase 17 ½"	50	72
Perforación Fase 12 ¼"	60	132
Perforación Fase 8 ½"	45	177

Acondicionamiento	10	187
Contingencia	25	212
DST 1	25	237
DST 2	25	262
Abandono Temporal	20	282
Desmovilización	7	289
Entrega y Revisión de Informe Final	25	314
Cierre de Contrato	15	329

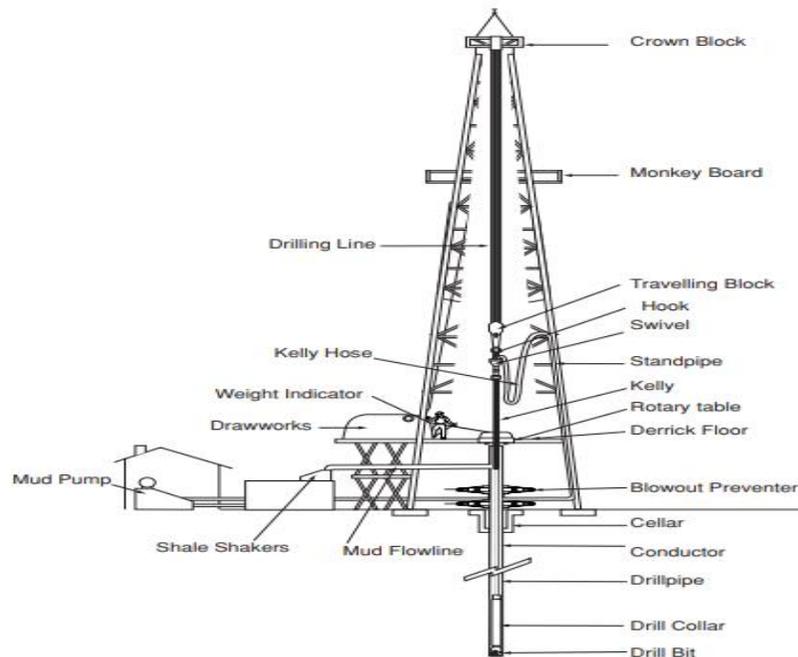


CAPITULO IV .- DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PERFORACION

4.1. INTRODUCCION

La perforación rotatoria ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la barrena, mientras que los lastra barrenas (Dril Collars) y la barrena imponen peso sobre la roca.

Para enfriar y lubricar continuamente la barrena, dar estabilidad al agujero, y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación, al alcanzar la barrena, este lodo pasa a través de las toberas de la barrena, choca contra el fondo del agujero y luego sube en el espacio anular (espacio entre diámetro externo de la columna de perforación y pared del pozo), acarreado los recortes que están suspendidos en él.



Fuente: Heriot-Watt_Drilling_Engineering (Fort)

En la superficie, se filtra el lodo con zarandas y otros dispositivos que eliminan los recortes, y luego se bombea de nuevo dentro del pozo. La circulación del lodo de perforación le proporciona a la perforación rotatoria la eficacia y capacidad de retirar los recortes del pozo sin sacar la tubería a la superficie (serrano, 2014).

Cabe mencionar una vez evaluado la existencia de un yacimiento petrolífero, la única forma de confirmarlo es mediante la perforación.

4.2. CARACTERISTICAS DE LA SARTA DE PERFORACION

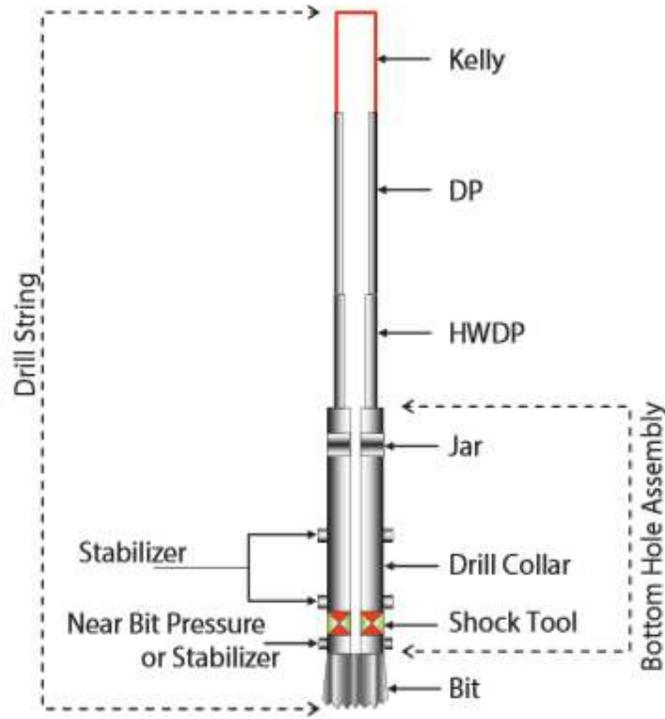
La sarta de perforación es un término generalizado que a veces también se denomina columna de perforación. Es la conexión entre el equipo y la broca. La sarta de perforación tiene dos objetivos principales: proporciona un conducto para que el fluido de perforación sea bombeado hacia abajo a través de él y circule de regreso por el espacio anular, proporciona torsión a la broca para cortar la roca.

Las funciones principales de la sarta de perforación son: suspender la broca, transmitir torque giratorio desde Kelly a la broca (es decir, impartir movimiento giratorio a la broca), proporcionar un conducto para hacer circular el fluido de perforación hacia la barrena (es decir, proporcionar un conducto de fluido desde el equipo a la barrena. (Hossain, 2015)

Una sarta de perforación consta de los siguientes componentes:

- Barrena
- Dril collar o Lastra-Barrena
- Tubería pesada de perforación o tubería de pared gruesa
- Tubería de perforación
- Estabilizadores
- Sustitutos de acoples
- Conectores de barrena
- Acople de tubulares

- Perno (pin, Macho)
- Caja (box)
- Motor de fondo MWD/LWD



Fuente: (Hossain, 2015)

4.2.1. Collares de perforación

Son tubulares metálicos de gran espesor de pared. Los extremos tienen roscas maquinadas en el torno (caja y perno). Sus principales funciones son de proveer el peso para colocar sobre la barrena (WOB), mantener la tubería de perforación en tensión y así prevenir el pandeo de la sarta de perforación y el efecto de péndulo para la perforación de agujeros rectos.

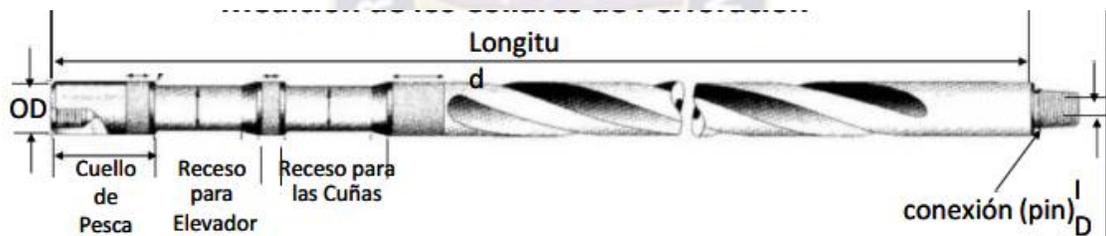
Se fabrican en variedad de tamaños de diámetro externo e interno. Por lo general en longitudes de 30 a 31 pies.(PEMEX, 2003)

Collares de perforación



Fuente: (PEMEX, 2003)

Pueden tener forma de barra cuadrada para perforar en zonas con alta tendencia natural a la desviación del agujero. Espiralados para perforar en zonas con tendencia al atrapamiento de la sarta. Pueden tener recesiones para instalar elevadores y cuñas rotatorias.



Fuente: (PEMEX, 2003)

4.2.2. Tubería de perforación

Sirve como conducto o conductor del fluido de perforación, transmitiendo la rotación desde la superficie hasta la barrena en el fondo.

Sus principales componentes son:

- Conectores de rosca acoplados en los extremos del cuerpo tubular sin costura.
- Un tubo cilíndrico sin costura exterior y pasaje central fabricado de acero fundido.

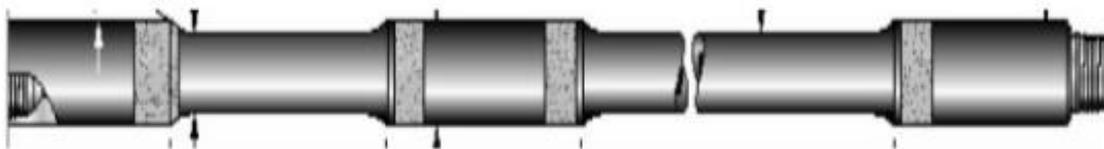
Colocado manual de la tubería de perforación



Fuente: (PEMEX, 2003)

4.2.3. Tubería de perforación pesada – HWDP

Tiene mayor espesor de pared y acoples mas largos que la TP regular, con refuerzo metálico externo en el centro del cuerpo del tubo, también disponible con diseño exterior espiralado.



Fuente: (PEMEX, 2003)

Se usa entre tubería de perforación normal y la lastra barrena para permitir que haya una transición suave entre módulos de sección de los componentes de la sarta de perforación.

4.2.4. Barrenas de perforación

una barrena es una herramienta que es una parte fundamental del BHA, es el primer elemento dentro del conjunto de BHA (Bottom Hole Assembly) arreglo de fondo de pozo y no podemos perforar un pozo sin este componente.

Herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para corar o triturar la información durante el proceso de la perforación rotatoria y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar. La mayoría de las barrenas funcionan raspando o triturando la roca, o ambas acciones a la vez.

4.2.4.1. Clasificación de las barrenas de perforación

Las barrenas se clasifican en tres grupos, brocas con elementos rodantes Roller Cone y las de cuerpo fijo y las híbridas que combinan (que mezclan un cuerpo fijo y elementos rodantes).

- Barrena de cuerpo fijo.

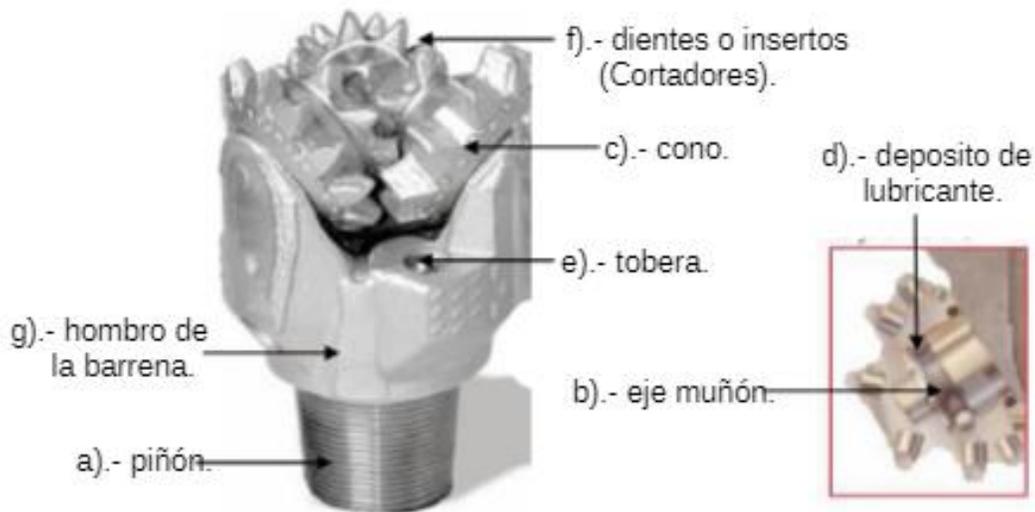
Las brocas de cortadores fijos son mas simples que las brocas de conos, ya que ellas no tienen partes móviles. Constan de aletas con cortadores fijos que son integrales con el cuerpo de la broca y rotan como una unidad con la sarta de perforación. Las brocas PDC son las más utilizadas en este grupo, creados para litología variables y una mayor resistencia.



Fuente: Manual para ayudante de perforador, perforador y malacatero.

- Barrenas de elementos rodantes

Las brocas de elementos rodantes mas conocidos brocas triconicas (Roller Cone) pueden tener uno o más conos.



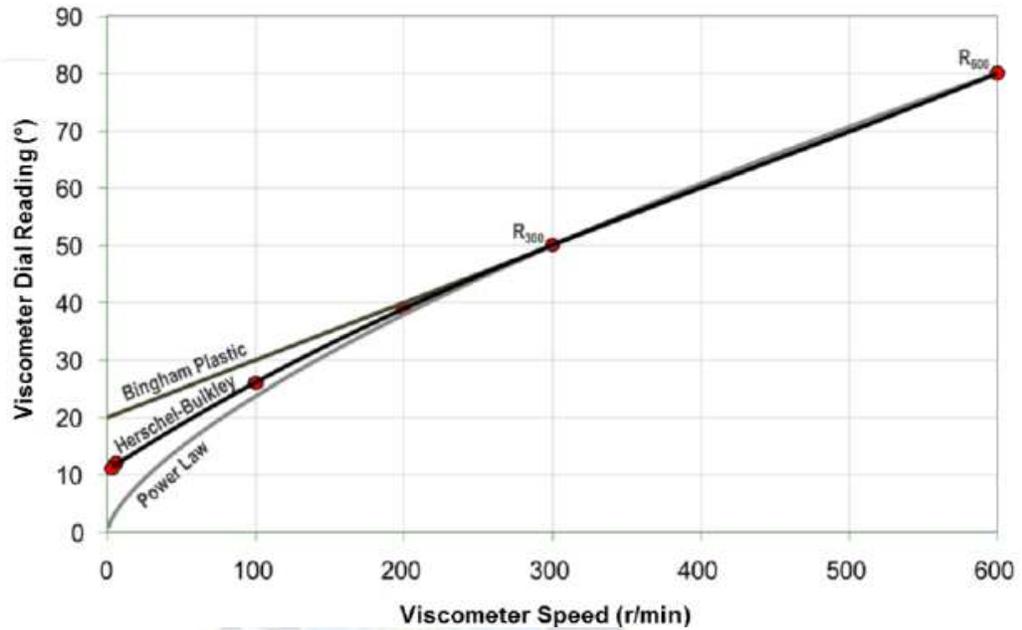
su característica principal es la presencia de conos que giran alrededor de sus ejes a medida que la broca lo hace sobre fondo. Existen dos tipos de cuchillas: de dientes fresados y de inserto o de carburo de tungsteno.

4.3. HIDRAULICA DE PERFORACION

La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con los objetivos de mejorar la eficiencia de la barrena y proveer un eficiente acarreo de los recortes de formación a la superficie. El sistema hidráulico está integrado por el equipo superficial, la sarta de perforación, y el espacio anular. El cálculo hidráulico en este sistema define el diámetro óptimo de las toberas de la barrena, con el cual se obtendrá la potencia hidráulica del flujo del fluido de perforación que promueva la óptima remoción de recortes, incremento en la velocidad de penetración y en la vida de la barrena. En consecuencia, una reducción en el costo total de la perforación.

Ya teniendo las propiedades reológicas para un fluido han sido determinadas y modeladas para predecir el comportamiento del flujo, los cálculos hidráulicos son cálculos hidráulicos son efectuados para determinar qué efecto tendrá este fluido en particular sobre las presiones del sistema. Las presiones críticas son la presión total del sistema (presión de la bomba), a (presión de la bomba), la pérdida de presión a lo largo de la barrena y pérdida de presión anular. (convertida en ECD).

Para ver el comportamiento del fluido de perforación en el pozo se cuenta con modelos reológicos, en la industria de perforación los modelos más utilizados son: Modelo Plástico de Bingham, Modelo de Ostwald de Waele (Modelo de Ley Exponencial) y Modelo de Herschel-Bulkley (Modelo de Ley exponencial Modificada). Cada modelo difiere del esfuerzo de cedencia necesario para inicial el flujo del fluido.



Fuente: reología e hidráulica de fluidos de perforación, practica recomendada API 13D 2017.

Muestra los reogramas trazados en coordenadas rectangulares para tres modelos reologicos discutidos mas adelante en esta sección. Las curvas se trazan utilizando los datos del viscosímetro (lectura del dial frente a la velocidad de rotación) medidos en un viscosímetro estándar de 6 velocidades. (13D, 2017).

En la tabla siguiente se muestra las ecuaciones para modelo de Ostwald de Waele a emplear para la realización de los cálculos hidráulicos la cual tendrá relación para el cálculo de la hidráulica en la barrena, además dichos cálculos ayudaran en la realización para el modelo para la velocidad de perforación.

Tabla 4.1. Ecuaciones para modelo de Ostwald de Waele

Modelo de Ostwald de Waele				
nombre de la variable	En el interior de la Herramienta	ecuacion	En espacio Anular	ecuacion
índice de Ley Exponencial	$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$	1a.	$n_a = 0.657 * \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right)$	1b.
Índice de Consistencia	$k_p = \frac{5.11 * \theta_{300}}{511^{n_p}}$	2a.	$k_a = \frac{5.11 * \theta_{100}}{170.2^{n_a}}$	2b.
Velocidad de Flujo	$V_p = 24.51 * \frac{Q}{D_i^2}$	3a.	$V_a = 24.51 * \frac{Q}{D_{\text{hoyo}}^2 - D_e^2}$	3b.
Viscosidad Efectiva	$\mu_{ep} = 100 * k_p \left(\frac{1.6 * V_p}{D_i} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p+1}{4n_p} \right)^{n_p}$	4a.	$\mu_{ea} = 100 * k_a * \left(\frac{2.4 * V_a}{D_H - D_e} \right)^{(n_a-1)} * \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$	4b.
Nemero de Reynolds	$NR_{ep} = 15.467 * \frac{D_i * V_p * \rho}{\mu_{ep}}$	5a.	$NR_{ea} = 15.467 * \frac{(D_H - D_e) * V_a * \rho}{\mu_{ea}}$	5b.
Factor de Friccion	$f_p = \frac{\log(n_p) + 3.93}{50} \left(\frac{1.75 - \log(n_p)}{7} \right)^{NR_{ep}}$	6a.	$f_a = \frac{24}{NR_{ea}}$	6b.
Perdida de Presion	$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92.916 * D_i} * L$	7a.	$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho}{92.916 * (D_H - D_e)} * L$	7b.
EDC	$ECD = \rho_{\text{lodo}} + \frac{\rho_{\text{Espacio Anular}}}{0.052 * TVD}$			8a.

Fuente: manual de fluidos de perforación API, procedimiento estándar para las pruebas de los fluidos de perforación

Tabla 4.2. Ecuaciones para la Hidráulica en la Barrena

Hidraulica de la Barrena de Perforacion		
Perdida de presion de la barrena	$P_{Barrena} = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$	9a.
% de Perdida de presion de la barrena	$\% \Delta P_t = \frac{P_{Barrena}}{P_{Total}} * 100$	10a.
Velocidad de Tobera en la barrena	$V_n = \frac{417.2 * Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots}$	11a.
Impacto hidraulico	$IF = \frac{V_n * Q * \rho}{1930}$	12a.
Potencia Hidraulica en la barrena	$HHP_{Barrena} = \frac{Q(GPM) * P_{Barrena}(psi)}{1740}$	13a.

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación API, Procedimiento estándar para las pruebas de los fluidos de perforación

Donde:

- n : *Indice de Ley Exponencial*
- k : *Indice de Consistencia*
- Q : *Caudal (GPM)*
- D_i y D_1 : *Diametro interno (plg)*
- D_e : *Diametro externo (plg)*
- D_{hoyo} : *Diametro hoyo (plg)*
- μ_{ep} : *Viscosidad Efectiva (cp)*
- V_p : *Velocidad de Flujo (ft/min)*
- ρ : *Densidad de lodo (lpg)*
- f : *Factor de friccion*
- L : *Longitud de Tuberia (ft)*
- P_p : *Perdida de Presion (psi)*
- ECD : *Densidad Equivalente de Circulacion (lpg)*
- P_{barrena} : *Perdida de Presion en la barrena (psi)*
- D_{n1} : *Diametro de Tobera (1/32plg)*
- V_n : *Velocidad de Tobera en la barrena (ft/s)*
- IF : *Impacto Hidraulico (lb)*
- hhp_{barrena} : *Potencia Hidraulica en la barrena (hhp)*

CAPITULO V.- APLICACIÓN PRACTICA DE LA HIDRAULICA

5.1.INTRODUCCION

Para los cálculos de la hidráulica de perforación se utiliza el modelo de Ostwald de Waele (Ley de Potencia) de acuerdo a los datos recopilados, con el fin de obtener los parámetros adecuados de optimización, los cuales ayudaran en la simulación tanto como en Excel y el Well Plan

5.2.CALCULO PARA LA HIDRAULICA DE PERFORACION

Se empieza el cálculo hidráulico con el tramo Intermedio con las ecuaciones descritas en el capítulo anterior.

5.2.1. Tramo Intermedio

Tabla 5.1. Datos para el tramo Intermedio:

TVD Tramo superficial(m)	1650
dametro de casing (plg)	13.375
TVD Tramo Intermedio(m)	3545
diametro de TRP (plg)	12.25
Densidad de lodo (lpg)	10
Caudal (GPM)	650

Fuente: Especificaciones técnicas para servicios generales VMT X7, YPFB

Con los datos de Punto cedente y Viscosidad plástica, se puede obtener los datos de reología del tramo intermedio

Tabla 5.2. Datos punto cedente y viscosidad plástica

Viscosidad plastica(cp)	30
Punto cedente (lb_f/ft^2)	30

Fuente: Especificaciones técnicas, tubería de prueba para el pozo vmt-x7 (ypfb).

- Cálculo de las lecturas diales a 600 y 300 rpm

$$YP = \theta_{300} - PV$$

De la ecuación del punto cedente, despejamos y calculamos la lectura dial a 300 rpm, conociendo los valores de $PV = 30$ cP y $YP = 30$ lb/pies², del fluido de perforación.

$$YP = \theta_{300} - PV$$

$$\theta_{300} = YP + PV$$

$$\theta_{300} = 30 + 30$$

$$\theta_{300} = 60$$

De la ecuación de viscosidad plástica, despejamos y calculamos también la lectura dial a 600rpm, conociendo los valores de $PV = 30$ cP y $\theta_{300} = 60$

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300}$$

$$\theta_{600} = PV + \theta_{300}$$

$$\theta_{600} = 30 + 60$$

$$\theta_{600} = 90$$

Tabla 5.3. Datos de reología del tramo Intermedio:

Tramo	θ_{600}	θ_{300}	θ_{100}	θ_3
Intermedio	90	60	35.53	10

Según las piezas de las tuberías utilizadas en el pozo vertical para perforar la fase estudiada y la conveniencia del software a utilizar Well Plan se dividirá por zonas de estudio según el diámetro de las piezas de tuberías para obtener longitudes equivalentes para los cálculos hidráulicos.

Tabla 5.4. Detalle de tuberías para el tramo estudiado.

Componente	OD Inches	ID Inches	Long. metros	Total metros
Trépano PDC 12 1/4"	12,25		0,35	0,35
DHM 8", AKO 1.15°, w/STB 12 1/8" + FV	8,00	3,00	10,36	10,71
String Stab. 12 1/8"	8,25	2,50	1,70	12,41
Monel (MWD-GR) 8"	8,00	3,25	8,32	21,82
1 Drill Collar 8"	8,00	2,813	9,30	39,77
6 Drill Collar 8"	8,00	2,813	56,00	98,39
Drilling Jar 8"	8,13	2,81	5,90	104,29
3 Drill Collar 8"	8,00	2,813	28,50	132,79
9 HWDP 5 1/2"	5,50	3,25	84,15	217,39
DP 5 1/2"	5,50	4,78	3327,61	3545,00

Fuente: Elaboración propia con datos recolectado.

5.2.1.1. *Calculo de presión total en pozo*

Para la caída de presión total en pozo se analizará la caída de presión en el arreglo direccional tanto como al interior de la tubería y en el espacio anular.

5.2.1.2. *Caída de presión al interior de la sarta*

a) **Índice de la Ley Exponencial en la tubería (DP 5 1/2")**

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \dots\dots\dots (Ec. 1a.)$$

$$n_p = 3.32 \log \frac{90}{60}$$

$$n_p = 0.584$$

b) Índice de consistencia en la tubería "K" (DP 5 1/2")

$$k_p = \frac{5.11 * \theta_{300}}{511^{n_p}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2a.})$$

$$k_p = \frac{5.11 * 60}{511^{0.584}}$$

$$k_p = 8.0014$$

c) Velocidad de flujo en la tubería (DP 5 1/2")

$$V_p = 24.51 * \frac{Q}{D_i^2} \dots\dots\dots(\text{Ec 3a.})$$

$$V_p = 24.51 * \frac{650}{4.78^2}$$

$$V_p = 697.27(\text{pie}/\text{min})$$

d) Viscosidad efectiva en la tubería (DP 5 1/2")

$$\mu_{ep} = 100 * k_p \left(\frac{1.6 * V_p}{D_i} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p+1}{4n_p} \right)^{n_p} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4a.})$$

$$\mu_{ep} = 100 * k_p \left(\frac{1.6 * 697.27}{4.78} \right)^{(0.584-1)} \left(\frac{3*0.584+1}{4*0.584} \right)^{0.584}$$

$$\mu_{ep} = 91.417(\text{cp})$$

e) Numero de Reynolds

$$NR_{ep} = 15.467 * \frac{D_i * V_p * \rho}{\mu_{ep}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 5a.})$$

$$NR_{ep} = 15.467 * \frac{4.78 * 697.27 * 10}{91.417}$$

$$NR_{ep} = 5639.059$$

f) Factor de fricción de Fanning

$$f_p = \frac{a}{NR_{ep}^{(b)}} \dots\dots\dots (Ec. 6a.)$$

$$a = \frac{\log(n_p) + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log(n_p)}{7}$$

$$a = \frac{\log(0.584) + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log(0.584)}{7}$$

$$a = 0.073938$$

$$b = 0.2833.03$$

$$f_p = \frac{\frac{\log(0.584) + 3.93}{50}}{NR_{ep}^{\left(\frac{1.75 - \log(0.584)}{7}\right)}}$$

$$f_p = 0.006399$$

g) Perdidas de presión en el intervalo de tubería (DP 5 1/2")

$$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92.916 * D_i} * L \dots\dots\dots (Ec. 7a.)$$

$$p_p = \frac{0.006399 * 697.27^2 * 10}{92.916 * 4.78} * 5503.97$$

$$p_p = 385.56(psi)$$

Tabla 5.5. Caída de presión al interior de la sarta.

TUBERIAS	CAIDA DE PRESION
DP 5 1/2"	385.56
9 HWDP 5 1/2"	104.13
3 Drill Collar 8"	66.22
Drilling Jar 8"	13.77
6 Drill Collar 8"	130.11
1 Drill Collar 8"	21.60
Monel (MWD-GR) 8"	10.30
String Stab. 12 1/8"	6.64
DHM 8", AKO 1.15°, w/STB 12 1/8" + FV	18.13
DP 5 1/2"	379.22
PRESION TOTAL INTERIOR DE LA SARTA	1135.68

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos.

5.2.1.3. Caída de presión en el espacio anular

a) Índice de ley exponencial "n" (DP 5 1/2")

Para el cálculo se utilizó la ecuación;

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

Se rempazan a continuación con los valores que ya se conocen: $\theta_{600} = 90$ y $\theta_{300} = 60$

$$\theta_{100} = 60 - \frac{2(90 - 60)}{3}$$

$$\theta_{100} = 35.53$$

Ahora para el cálculo de n, Se rempaza los siguientes datos:

$$n_a = 0.657 * \log\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 1b.})$$

$$n_a = 0.657 * \log\left(\frac{35.53}{10}\right)$$

$$n_a = 0.361741$$

b) Índice de consistencia "K"

$$k_a = \frac{5.11 * \theta_{100}}{170.2^{n_a}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2b.})$$

$$k_a = \frac{5.11 * 35.53}{170.2^{0.361741}}$$

$$k_a = 28.31304$$

c) Velocidad promedio de flujo espacio anular (DP 5 1/2")

$$V_a = 24.51 * \frac{Q}{D_{hoy}^2 - D_e^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 3b.})$$

$$V_a = 24.51 * \frac{650}{12.25^2 - 5.5^2}$$

$$V_a = 132.97 \text{ (pie/min)}$$

d) Viscosidad efectiva en el espacio anular (DP 5 1/2")

$$\mu_{ea} = 100 * k_a * \left(\frac{2.4 * V_a}{D_H - D_e}\right)^{(n_a - 1)} * \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a}\right)^{n_a} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4b.})$$

$$\mu_{ea} = 100 * 28.31304 * \left(\frac{2.4 * 132.97}{12.25 - 5.5}\right)^{(0.361741 - 1)} * \left(\frac{2 * 0.361741 + 1}{3 * 0.361741}\right)^{0.361741}$$

$$\mu_{ea} = 285.619$$

e) Numero de Reynolds

$$NR_{ea} = 15.467 * \frac{(D_H - D_e) * V_a * \rho}{\mu_{ea}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 5b.})$$

$$NR_{ea} = 15.467 * \frac{(12.25 - 5.5) * 132.97_a * 10}{285.619}$$

$$NR_{ea} = 486.045$$

f) Factor de fricción de Fanning

$$f_a = \frac{24}{NR_{ea}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6b.})$$

$$f_a = \frac{24}{486.045}$$

$$f_a = 0.049378$$

g) Caída de presión en el espacio anular (DP 5 1/2")

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho}{92.916 * (D_H - D_e)} * L \dots\dots\dots(\text{Ec. 7b.})$$

$$P_a = \frac{0.049378 * 132.97^2 * 10}{92.916 * (12.25 - 5.5)} * 5503.97$$

$$P_a = 76.61 \text{ (psi)}$$

Tabla 5.6. Caída de presión en el espacio anular.

TUBERIAS	CAIDA DE PRESION
DP 5 1/2"	76.61
9 HWDP 5 1/2"	3.84
3 Drill Collar 8"	2.75
Drilling Jar 8"	0.60
6 Drill Collar 8"	5.41
1 Drill Collar 8"	0.90
Monel (MWD-GR) 8"	0.80
String Stab. 12 1/8"	0.18
DHM 8", AKO 1.15°, w/STB 12 1/8" + FV	1.00
DP 5 1/2"	72.04
PRESION TOTAL ESPACIO ANULAR	164.14

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos.

5.2.1.4. Calculo de la densidad de equivalente de circulación o dinámica (ECD)

$$ECD(lp g) = \rho_{lodo} + \frac{P_{espacio\ anular}(psi)}{0.052 * TVD(ft)} \dots \dots \dots (Ec. 8a.)$$

$$ECD(lp g) = 10 + \frac{164.14}{0.052 * 11630.6}$$

$$ECD(lp g) = 10.27$$

5.2.1.5. Hidráulica en la barrena de perforación

a) Perdida de presión de la barrena

$$P_{barrena}(psi) = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2} \dots \dots \dots (Ec. 9a.)$$

$$P_{barrena}(psi) = \frac{156 * 10 * 650^2}{(12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2)^2}$$

$$P_{barrena}(psi) = 882.93 (psi)$$

b) Porcentaje de perdida de presión en la barrena

$$\% \Delta P_{barrena} = \frac{P_{barrena}}{P_t} * 100 \dots \dots \dots (Ec. 10a.)$$

$$\% \Delta P_{barrena} = \frac{882.93}{1135.68 + 164.14 + 882.93} * 100$$

$$\% \Delta P_{barrena} = 40.4\%$$

c) Velocidad de tobera en la barrena

$$V_n = \frac{417.2 * Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots} \dots\dots\dots(\text{Ec. 11a.})$$

$$V_n = \frac{417.2 * 650}{12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2}$$

$$V_n = 313.86 \left(\frac{\text{pie}}{\text{s}}\right)$$

d) Impacto hidráulico

$$IF = \frac{V_n * Q * \rho}{1930} \dots\dots\dots(\text{Ec. 12a.})$$

$$IF = \frac{313.86 * 650 * 10}{1930}$$

$$IF = 1057.04 \text{ (lb)}$$

e) Potencia hidráulica en la barrena

$$HHP_{barrena} = \frac{Q * P_{barrena}}{1740} \dots\dots\dots(\text{Ec. 13a.})$$

$$HHP_{barrena} = \frac{650 * 882.93}{1740}$$

$$HHP_{barrena} = 329.8 \text{ (HP)}$$

f) Potencia hidráulica en la barrena por pulgada cuadrada

$$HSI = \frac{1.27 * HHP_{barrena}}{D_{barrena}^2}$$

$$HSI = \frac{1.27 * 329.8}{12.25^2}$$

$$HSI = 2.7 \left(\frac{hp}{plg^2} \right)$$

5.2.1.6. Potencia Hidráulica del sistema

$$HHP_{sistema} = \frac{Q * P_{sistema}}{1740}$$

$$HHP_{sistema} = \frac{650 * (1135.68 + 164.14 + 882.93)}{1740}$$

$$HHP_{sistema} = 815.14 (HP)$$

Los resultados hallados para el tramo intermedio en la fase 12 ¼ indican que, para tener una optimización hidráulica, se recomienda utilizar en la barrena de 12 ¼, seis jets de diámetro de 12/32, los cuales logran una caída de presión en la barrena de 23.06% y una potencia hidráulica en la barrena por pulgada cuadrada de 2.7 hhp/plg².

5.3. SIMULACION DE LA HIDRAULICA DE PERFORACION DEL POZO

5.3.1. Simulación en Excel de la hidráulica de perforación con el Modelo Ostwald De Waele

Caida de Presion

Tuberia
ID (in)
OD (in)
D hoyo (in)
Longitud (ft)
Densidad (lb/gal)
Caudal (gpm)
θ_{600}
θ_{300}
θ_{100}
θ_3

DP 5 1/2"

4.78

5.5

12.25

5503.97

10

650

90

60

35.53

10

Correr Datos

Fuente: Elaboración propia en Excel.

Una vez teniendo ya las tuberías y diámetros y todos los datos necesarios que forman parte de la simulación se los introduce al siguiente interfaz para cada tubería y se vayan llenando en una base de datos y se calculen automáticamente y nos muestre la caída de presión de una manera más rápida y eficaz.

Viendo los resultados en una gráfica vistas más adelante.

Tabla 5.7. : Muestra la base de datos

Tubería	ID	OD	D hoyo	Longitud	Densidad	Caudal	θ_{600}	θ_{300}	θ_{100}	θ_3	
DP 5 1/2"		4.78	5.5	12.25	5503.97	10	650	90	60	35.53	10
9 HWDP 5 1/2"		3.25	5.5	12.25	276.1	10	650	90	60	35.53	10
3 Drill Collar 8"		2.813	8	12.25	93.5	10	650	90	60	35.53	10
Drilling Jar 8"		2.81	8.13	12.25	19.35	10	650	90	60	35.53	10
6 Drill Collar 8"		2.813	8	12.25	183.7	10	650	90	60	35.53	10
1 Drill Collar 8"		2.813	8	12.25	30.5	10	650	90	60	35.53	10
Monel (MWD-GR)		3.25	8	12.25	27.3	10	650	90	60	35.53	10
String Stab. 12		2.5	8.25	12.25	5.6	10	650	90	60	35.53	10
DHM 8", AKO 1.		3	8	12.25	33.9	10	650	90	60	35.53	10
DP 5 1/2"		4.78	5.5	12.415	5413.38	10	650	90	60	35.53	10

Fuente: Elaboración propia en Excel.

En esta tabla (base de datos) se muestra cómo se van llenando los datos necesarios para luego automáticamente se calcule la caída de presión para cada una de las tuberías.

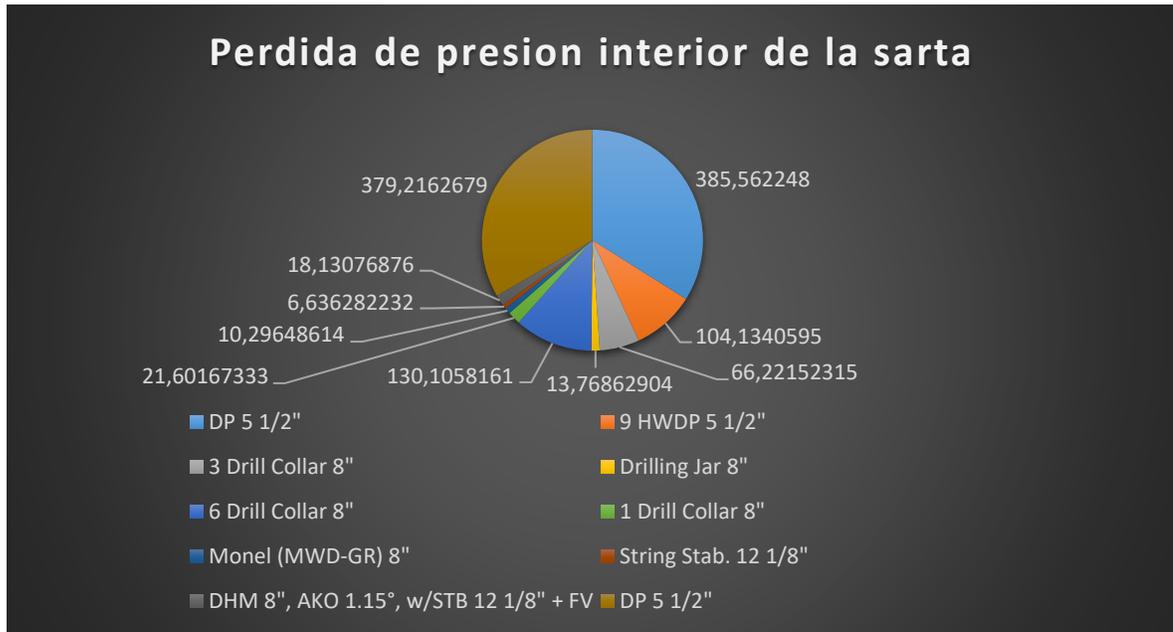
Tabla 5.8: muestra los datos calculados

n_p	k_p	V_p	μ_{ep}	NR_{ep}	NR_{ec}	a	b	f_p	P_p
0.58462298	8.00141973	697.269831	91.4172621	5639.05911	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00639934	385.562248
0.58462298	8.00141973	1508.30769	56.5256754	13413.238	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00500634	104.1340595
0.58462298	8.00141973	2013.34038	47.2167792	18552.2532	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00456681	66.22152315
0.58462298	8.00141973	2017.64162	47.1540378	18596.7711	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00456371	13.76862904
0.58462298	8.00141973	2013.34038	47.2167792	18552.2532	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00456681	130.1058161
0.58462298	8.00141973	2013.34038	47.2167792	18552.2532	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00456681	21.60167333
0.58462298	8.00141973	1508.30769	56.5256754	13413.238	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00500634	10.29648614
0.58462298	8.00141973	2549.04	40.7621807	24180.5032	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00423657	6.636282232
0.58462298	8.00141973	1770.16667	51.1596565	16055.1319	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00475773	18.13076876
0.58462298	8.00141973	697.269831	91.4172621	5639.05911	3469.06652	0.07393752	0.28330345	0.00639934	379.2162679

Fuente: Elaboración propia en Excel.

Una vez teniendo las fórmulas adecuadas ya ensambladas al Excel, en la **tabla** se puede observar la realización de los cálculos para cada uno de las tuberías y obtener la caída de presión dentro de la sarta.

Figura 5.1.



Fuente: elaboración propia en Excel.

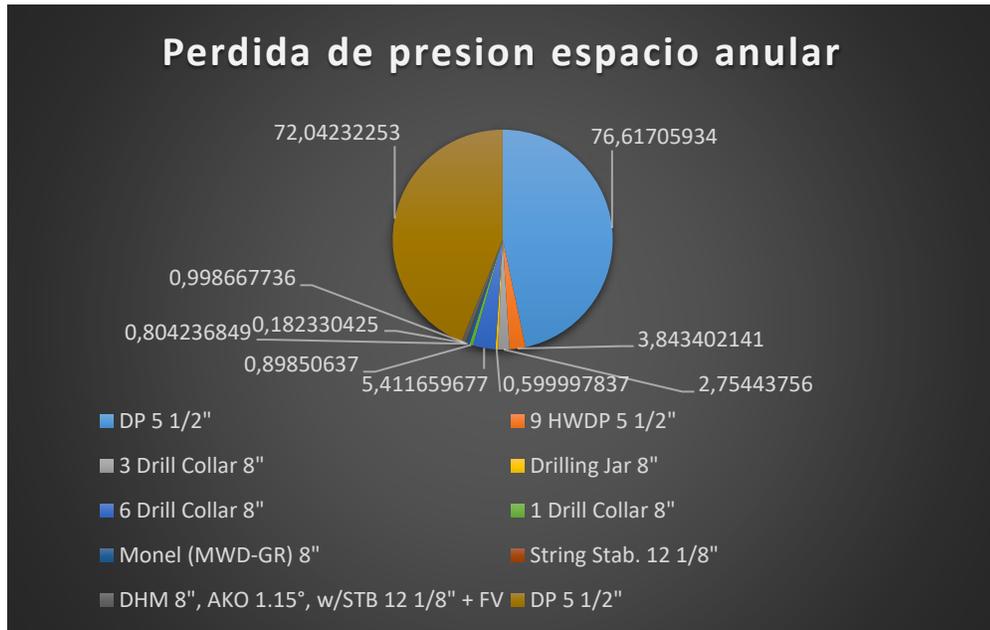
Tabla 5.9: muestra los datos calculados espacio anular

n_a	k_a	V_a	μ_{ea}	NR_{ea}	NR_{ec}	f_a	P_p
0.36174105	28.3130367	132.970266	285.61945	486.045154	2974.41476	0.04937813	119.214372
0.36174105	28.3130367	132.970266	285.61945	486.045154	2974.41476	0.04937813	3.84340214
0.36174105	28.3130367	185.115468	172.124154	706.961732	2974.41476	0.03394809	2.75443756
0.36174105	28.3130367	189.738417	166.109023	727.889324	2974.41476	0.03297205	0.59999784
0.36174105	28.3130367	185.115468	172.124154	706.961732	2974.41476	0.03394809	5.41165968
0.36174105	28.3130367	185.115468	172.124154	706.961732	2974.41476	0.03394809	0.89850637
0.36174105	28.3130367	185.115468	172.124154	706.961732	2974.41476	0.03394809	0.80423685
0.36174105	28.3130367	194.286585	160.558623	748.643845	2974.41476	0.03205797	0.18233043
0.36174105	28.3130367	185.115468	172.124154	706.961732	2974.41476	0.03394809	0.99866774

Fuente: elaboración propia en Excel.

Una vez teniendo las fórmulas adecuadas ya ensambladas al Excel, en la **tabla** se puede observar la realización de los cálculos para cada uno de las tuberías y obtener la caída de presión en el espacio anular.

Figura 5.2



Fuente: elaboración propia en Excel.

5.3.2. Simulación en Software Well Plan de la hidráulica de perforación

Well Plan, es un software avanzado que es utilizado para el diseño y evaluación de todas las operaciones.

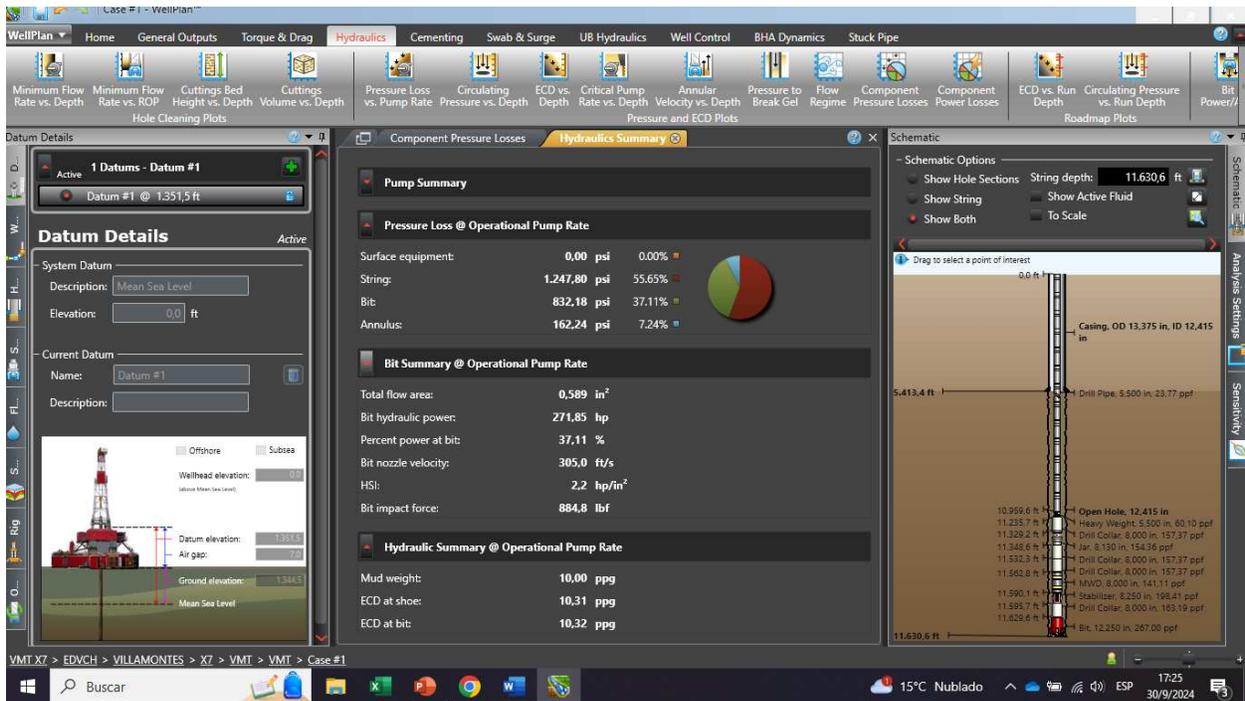
Realiza el enfoque en la hidráulica de perforación, modelado de presiones y temperaturas durante todas las fases de la operación y también combina el modelado dinámico de las temperaturas del pozo con el modelado de flujo.

En el software Well Plan introduce las variables más importantes y más detallado. La presión y la temperatura son dependientes de las propiedades de fluido, propiedades termofísicas y descripción detallada de la geometría del pozo.

Figura 5.3

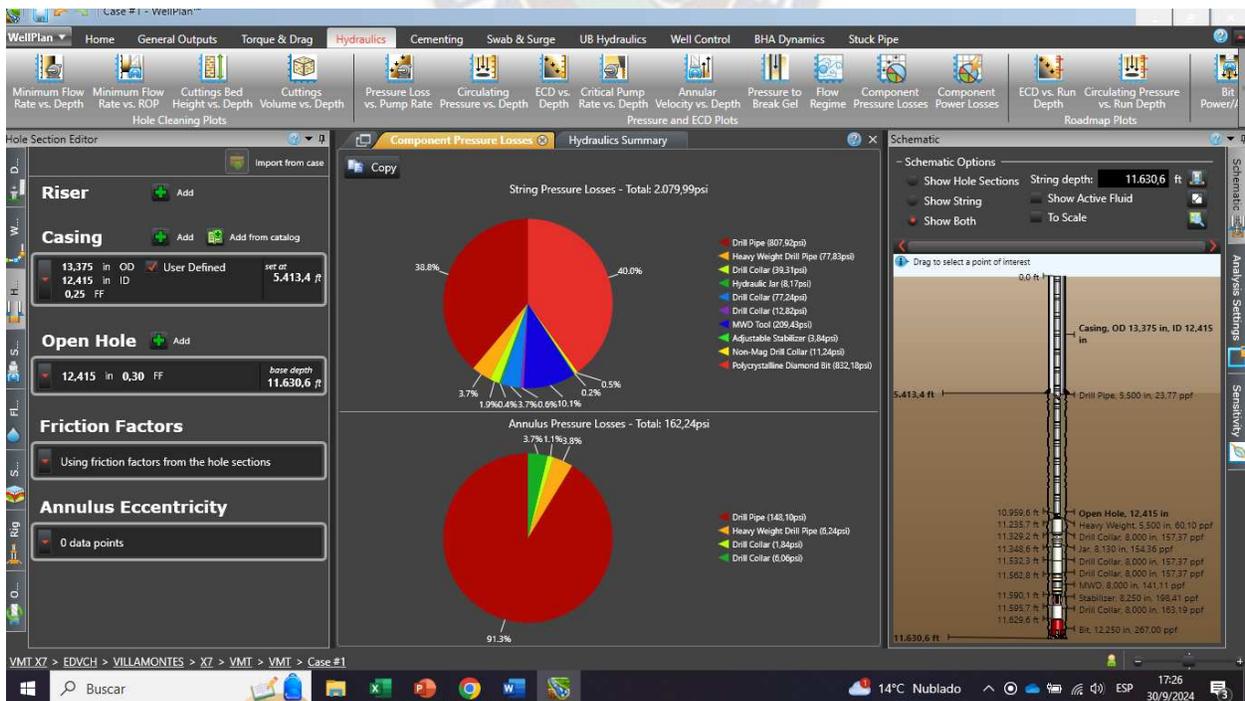


Figura 5.4



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.5



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Una vez añadido los datos necesarios se puede observar los resultados de esta manera, te da un enfoque del esquema de pozo, tanto como las pérdidas de presiones dentro la tubería, espacio anular y en el trepao las que son requeridas.

Figura 5.6



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.7

Section Type	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
5 Drill Collar	183,70	11,532,3	8,000	2,813
6 Drill Collar	30,50	11,562,8	8,000	2,813
7 MWD	27,30	11,590,1	8,000	3,250

Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.8

Section Type	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
7 MWD	27,30	11,590,1	8,000	3,250
8 Stabilizer	5,60	11,595,7	8,250	2,500
9 Drill Collar	33,90	11,629,6	8,000	3,000
10 Bit	1,00	11,630,6	12,250	

Details for the selected Bit

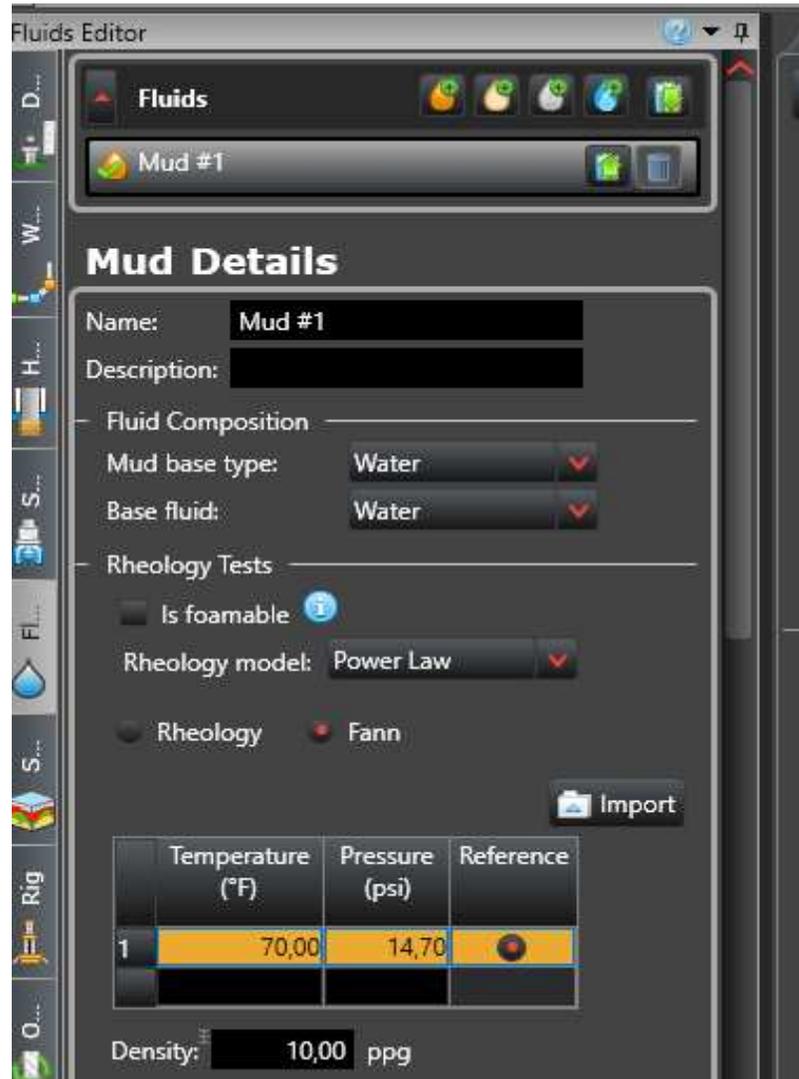
Type: Polycrystalline Dia
Description: Polycrystalline Diamond Bit 0,589 in²

Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

En la figura 5.5 , 5.6 y 5.7 se pueden observar los datos requeridos introducidos en Well Plan, tanto de las tuberías y herramientas a utilizar también el trepante con sus respectivos diámetros internos, externos y su longitud independientemente, también se observa que es necesario

introducir la profundidad hasta donde se requiere, en este caso es la fase 12 ¼ , con una profundidad de 9.235,0 (ft).

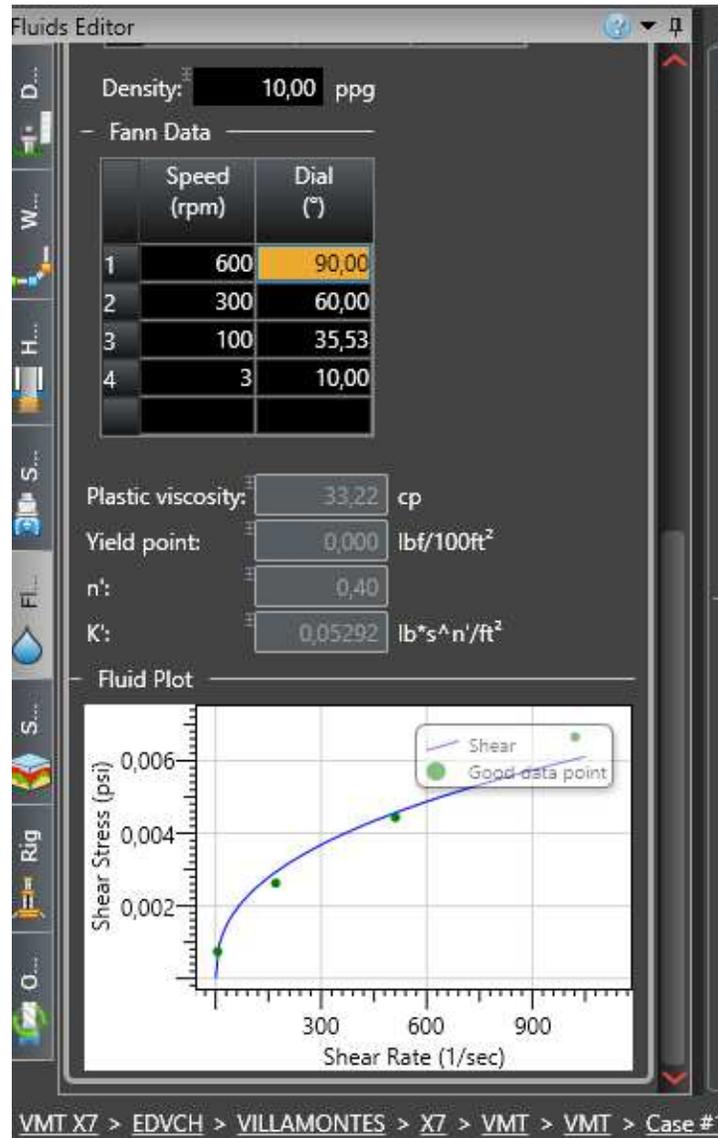
Figura 5.9



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

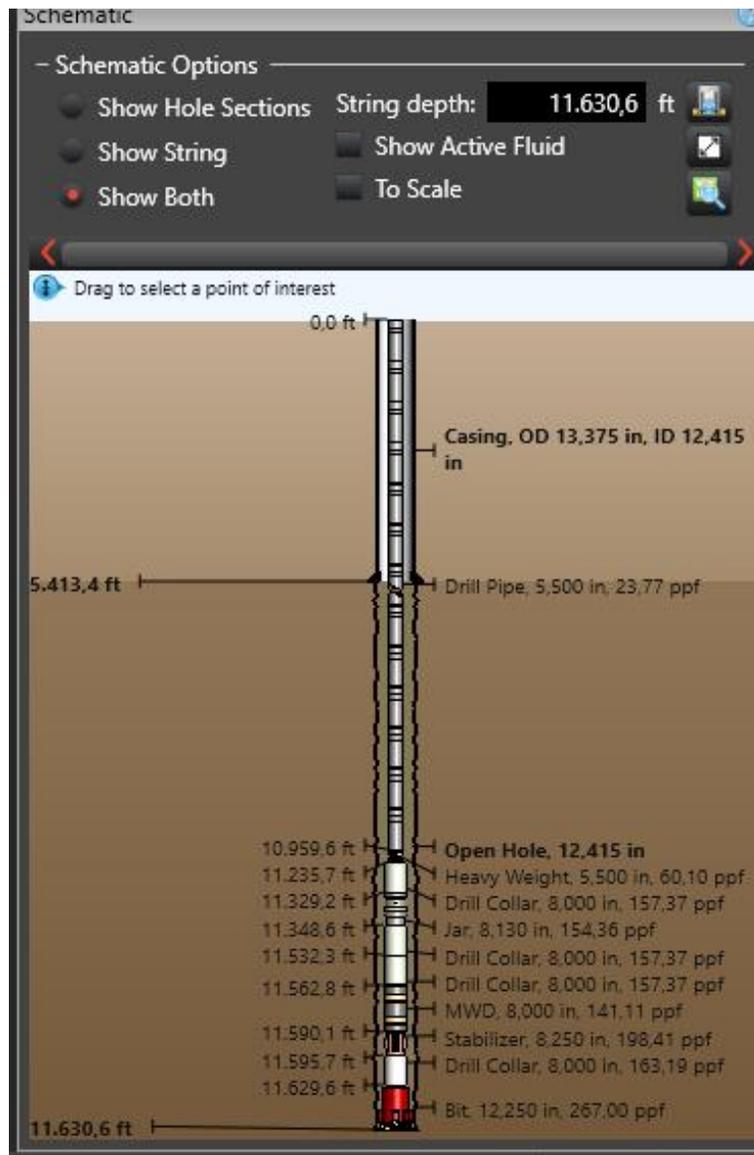
En la figura 5.8 se puede observar los siguientes parámetros y datos introducidos, como el fluido ahí se especifica que es base agua, el modelo a realizar Ley de Potencia (Power Law), también se observa el parámetro a utilizar elegido viscosímetro de Fann ya que tenemos los datos requeridos para ese parámetro, también se observa el dato requerido de la Densidad que es 10 (ppg).

Figura 5.10



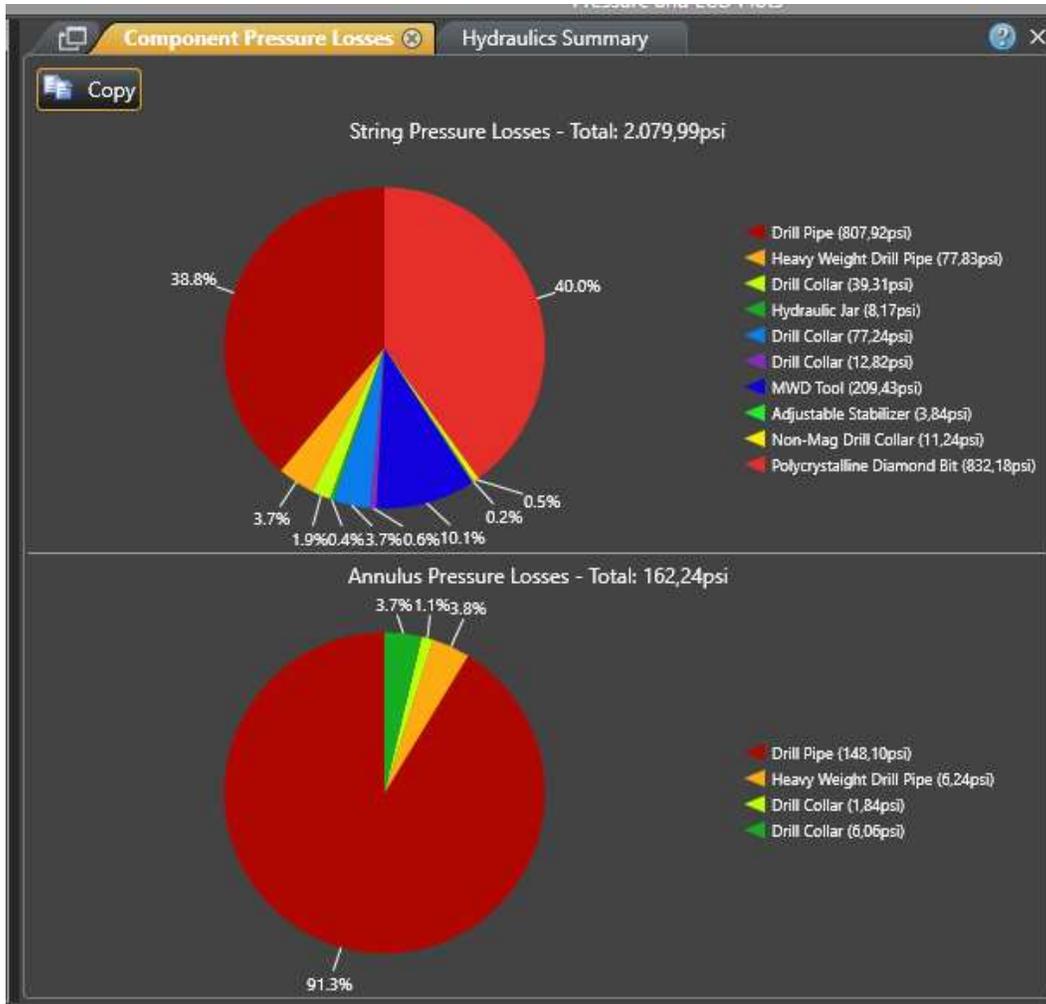
Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.11



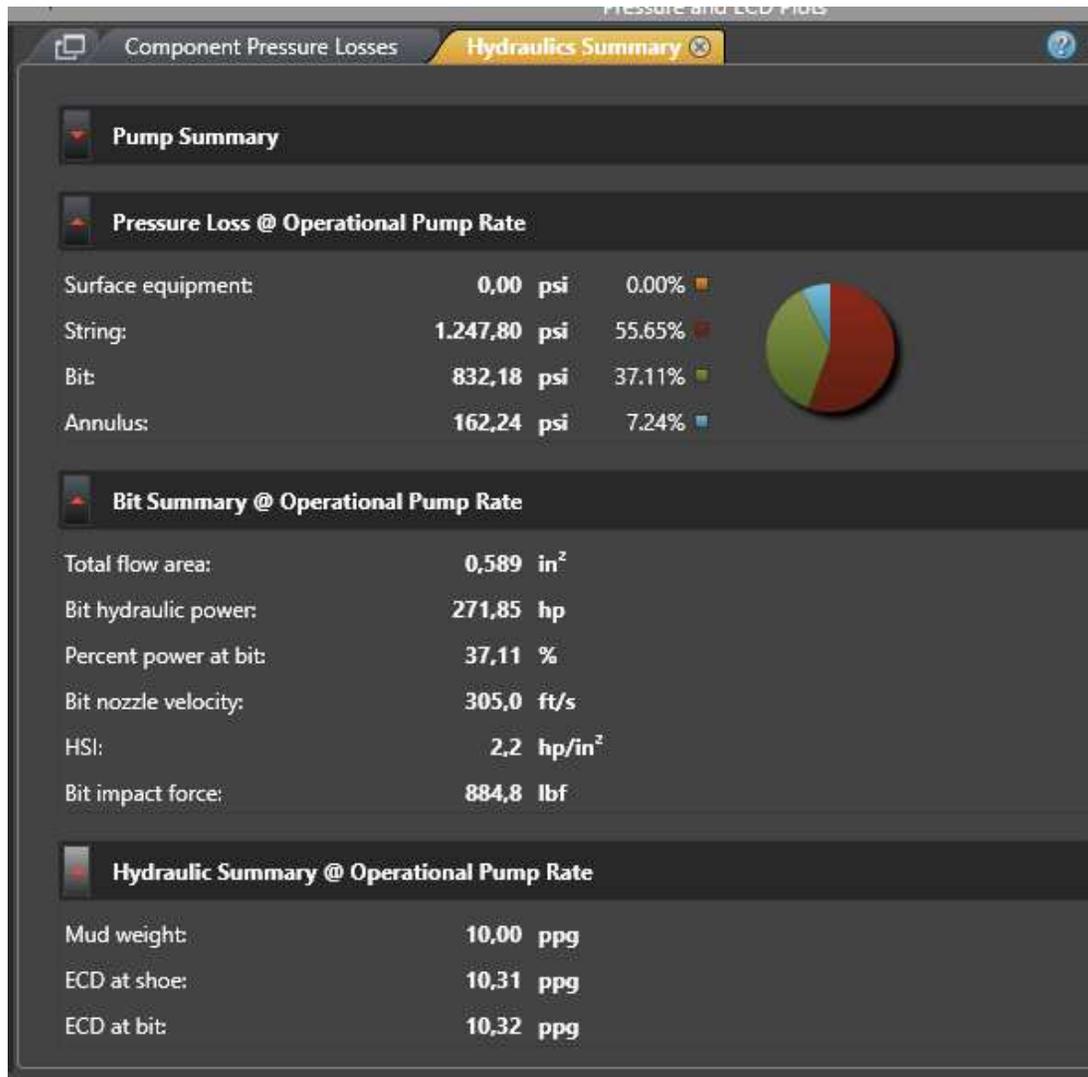
Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.12



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

Figura 5.13



Fuente: elaboracion propia en Well Plan.

La parte de la hidráulica en el simulador es una herramienta para realizar cálculos de estado estático de los parámetros hidráulicos del pozo durante las operaciones donde se analizan las variables de presión, viscosidad equivalente y densidad equivalente de circulación (ECD).

Existen varios parámetros de entrada para la simulación.

Entre las características que se puede resaltar del simulador son los cálculos de flujo y propiedades reológicas dependientes de la presión y temperatura, evaluación de los efectos térmicos y cambios en el peso del lodo en pozos estáticos. El entorno del simulador es amigable y de fácil uso, ya que permite una planificación de pozos eficientes. Las amplias opciones de gráficas son características únicas para los estudios de sensibilidad que facilitan la mejora y optimización de la operación de perforación.

COMPARACION DE RESULTADOS DEL SISTEMA HIDRAULICO		
Variables	Modelo Ostwald de Waele	Simulacion Well Plan
Caida de presion total dentro la sarta de perforacion (psi)	1135.67	1247.8
Caida de presion total en el espacio anular (psi)	164.15	162.24
Caida de presion total en el trepano (psi)	882.93	832.18
Caida de presion en el sistema (psi)	2182.75	2242.23
Porcentaje de caida de presion en el trepano (%)	40.4	37.11
Densidad Equivalente de circulacion (ECD) (lpg)	10.27	10.31
Impacto hidraulico (lbf)	1057.04	884.8
Potencia hidraulica en la barrena por pulgada cuadrada (HSI)	2.7	2.2

Fuente: elaboracion propia.

5.3.3. Prueba de error de la caida de presion del sistema

$$E = \frac{\text{Valor teorico} - \text{valor Experimental}}{\text{Valor teorico}} * 100\%$$

$$E = \frac{2182.75 - 2242.23}{2182.75} * 100\%$$

$$E = 2.72\%$$

Viendo un error de 2.72 % que es bajo al 5% se puede decir que es una simulación optima y puede ser validada, ya que la simulación teórica es en estado estático y la simulación practica es en estado dinámico, entonces es aceptable para manejar estos cálculos para un análisis hidráulico.

CAPITULO VI. - ANALISIS DE COSTO

6.1. INTRODUCCION

Disminuir los costos es uno de los aspectos más importantes para llevar a cabo este estudio y el tiempo en las operaciones de perforación. Lograr que estos parámetros sean disminuidos son muy buenos indicativos de que los parámetros de perforación has sido optimizados hasta el 30% del costo del pozo.

En este punto se estima el costo de los equipos de perforación, materiales, fluidos de perforación y el personal, a fin de conocer el costo total del proyecto.

La tasa de cambio utilizada en el presente proyecto será de 6.96 bs c/dólar.

6.2. COSTO DE ALQUILER DEL EQUIPO DE PERFORACION.

El costo de alquiler de los equipos de perforación para el pozo se detalla en la tabla; estos precios fueron obtenidos de la resolución administrativa No 0054 de la empresa ANH.

EQUIPO	COMPONENTES		CANTIDAD	TIEMPO (dias)	COSTO UNITARIO (\$/dia)
Alquiler de equipo de perforacion de 3.000 HP	Superficial	Sistema de Izaje	1	329	36098.65
		Sistema de rotacion			
		sistema de circulacion			
		Sistema Motriz			
		Sistema de control de pozo			
	Intermedio	Tuberia de perforacion			
		Tuberia pesada			
		Drill collar			
		Estabilizador			
		Crossover			
COSTO DE ALQUILER DEL EQUIPO DE PERFORACION					11876455.9

Fuente: Elaboración propia en base a especificaciones de la ANH

6.3. COSTO DE LOS MATERIALES DE PERFORACION

En la siguiente tabla se presenta el costo de compra de los materiales de perforación para el tramo estudiado.

ITEM	CANTIDAD (piezas)	COSTO UNITARIO (\$us/unidad)	COSTO TOTAL (\$us)	COSTO TOTAL (Bs)
tubería intermedia	364	1,968.79	716,639.56	4,987,811.34
Trepano PDC de 12 1/4"	4	10,000.00	40,000.00	278,400.00
COSTOS DE COMPRA DE MATERIALES DE PERFORACION			756,639.56	5,266,211.34

Fuente: Elaboración propia en base a especificaciones de la ANH

6.4. COSTO DEL PERSONAL PARA EL PROYECTO

Se detallan los costos del personal requerido para llevar a cabo la perforación, considerado los días que trabajara, donde se tiene previsto que las operaciones de perforación del nuevo pozo, la fase 12 ¼ tendrá una duración de 60 días. El personal requerido para la perforación corresponde a un total de 50 personas para poder cubrir los tres turnos de trabajo.

Cabe aclarar que el salario de cada personal para el proyecto se obtuvo de la resolución administrativa N° 0054 de la empresa ANH.

PERSONAL OPERATIVO	N° PERSONAL REQUERIDO	PERIODO (Dias)	SALARIO (\$us/dia)	TOTAL (\$us)	TOTAL (Bs)
Company man	3	329	1,050.00	1,036,350.00	7,212,996.00
Tool Pusher	3	329	480.00	473,760.00	3,297,369.60
Perforador	3	329	300.00	296,100.00	2,060,856.00
Encuellador	3	329	150.00	148,050.00	1,030,428.00
Cuadrilla	12	329	130.00	513,240.00	3,572,150.40
Quimico de lodos	3	329	250.00	246,750.00	1,717,380.00
Ayudante Quimico	3	329	127.30	125,645.10	874,489.90
Quimico de cementos	1	32	200.00	6,400.00	44,544.00
Ayudante de quimico de cementos	1	32	120.00	3,840.00	26,726.40
Operador de registros	3	25	250.00	18,750.00	130,500.00
ayudante de registros	3	25	135.00	10,125.00	70,470.00
soldador	3	329	150.00	148,050.00	1,030,428.00
Ingeniero mecanico	3	329	150.00	148,050.00	1,030,428.00
Ingeniero electrico	3	329	200.00	197,400.00	1,373,904.00
Supervisor de HSE	2	329	19.07	12,548.06	87,334.50
Medico de equipo	3	329	200.00	197,400.00	1,373,904.00
COSTO TOTAL DEL PERSONAL DE PERFORACION (\$US)				3,582,458.16	24,933,908.79

Fuente: Elaboración propia en base a especificaciones de la ANH

6.5. COSTO TOTAL DEL PROYECTO

Luego de haber realizado los costos de los equipos, herramientas y demás materiales empleados en la perforación del nuevo pozo en la fase 12 ¼, se produce a realizar una sumatoria de todos estos costos.

Además, se considera un porcentaje de imprevistos del 15% debido a que se puedan presentar diferentes problemáticas en el pozo que retardan los tiempos de perforación, es por eso esta razón que se toma un porcentaje adicional al costo total programado.

SUBTOTALES	COSTO TOTAL (\$us)	COSTO TOTAL (Bs)
Equipo de perforacion	11,876,455.90	82,660,133.06
Compra de herramientas de perforacion	756,639.56	5,266,211.34
personal para el proyecto	3,582,458.16	24,933,908.79
Costo Subtotal (\$us)	16,215,553.62	112,860,253.19
Imprevistos 15%	2,432,333.04	16,929,037.98
Costo total (\$us)	18,647,886.66	129,789,291.17

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto según a los cálculos realizados es de Bs 129.789.291,17 (bolivianos ciento veinte y nueve millones setecientos ochenta y nueve mil doscientos noventa y uno con 17/100). Equivalente a \$us 18.647.886,66 (dieciocho millones seiscientos cuarenta y siete mil ochocientos ochenta y seis con 66/100).

Se presenta a continuación el siguiente análisis FODA del proyecto:

6.4.1. Situaciones positivas

- Fortalezas

Tener una buena perforación y tener menos gastos económicos debido a una buena simulación bien desarrollada con el software Well Plan.

- Oportunidades

Incorporación de softwares con el modelo para futuras perforaciones en Bolivia

Brindar información para pozos de correlación para futuras exploraciones en la misma área.

El software colabora en la previsión de rendimiento de la perforación

6.4.2. Situaciones negativas

- Debilidades

La exploración en Bolivia involucra riesgos e inversiones elevadas que deben arriesgar las compañías Petroleras.

- Amenazas

Empresas extranjeras cuentan con especialistas en modelaje matemático aplicado al estudio del rendimiento de los procesos de perforación, lo que generan bastante competencia con nuestro país.

El resultado dependerá de la veracidad de los datos registrados en el pozo y el método utilizado, para tener errores cada vez más bajos.

CAPITULO VII .- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- ✓ Gracias a los datos obtenidos por YPFB se definieron las propiedades recomendadas para el fluido como son la viscosidad plástica, punto cedente y diámetros de tuberías, que fueron valores importantes como datos de entrada para realizar los cálculos hidráulicos mediante el modelo Ostwald de Waele y el simulador Well Plan.
- ✓ Haciendo una comparación en la pérdida de presión del sistema entre el modelo Ostwald de Waele y Well Plan, se observa que no hay mucha variación haciendo una prueba de errores se pudo ver que solo hay un error de 2.72% que es bajo al 5%, se puede decir que es una simulación óptima.
- ✓ Analizando los resultados de impacto de fuerza y el HSI, se puede decir que son óptimos, mientras más alto el resultado mejor, ya que con el HSI alto la broca tiene mejor limpieza juntamente con la fuerza de impacto.
- ✓ Se realizaron los cálculos hidráulicos del pozo considerando que la mayoría de los fluidos no newtonianos son complejos para ser descritos por el único valor de viscosidad, es por esta razón que se determinó emplear el modelo de Ley Exponencial, debido a que el fluido o lodo de perforación es considerado no newtoniano (comportamiento pseudoplástico). Por otro lado, se consideró que el modelo reológico seleccionado puede describir el comportamiento del fluido a bajas velocidades cortantes, a comparación del modelo plástico de Bingham, que establece que el flujo no se inicia hasta que alcance un valor mínimo de esfuerzo (cedencia), luego el comportamiento es similar al de un fluido newtoniano, ya que la viscosidad es constante y no varía con las velocidades cortantes. Además, el modelo de Ley Exponencial, es matemáticamente más complejo que el modelo Plástico de Bingham, porque genera una mayor precisión en la determinación de los esfuerzos de cortes a bajas velocidades cortantes.

- ✓ Finalmente se concluye que se pudo optimizar el proceso de la hidráulica de perforación durante el desarrollo del pozo VMT-X7 aplicando simulación numérica, y optimización de los parámetros hidráulicos.

7.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda contar con datos del bloque, del reservorio, y del pozo en tiempo real a fin de obtener resultados cada vez más eficaces para posteriores diseños.

Se recomienda aplicar los cálculos hidráulicos y el uso del simulador Well Plan para cualquier sistema de circulación de diferentes pozos, que tengan diferentes profundidades objetivo y distintos propósitos; los cuales, pueden ser por ejemplo: pozos de agua, geotérmicos, petroleros, etc., donde se debe conocer que valores y factores influyen en la hidráulica de perforación, como son las propiedades de los fluidos, los modelos reológicos, régimen de flujo, caídas de presión y la optimización hidráulica.

En caso de planificar el diseño del pozo con una geometría diferente, considerando las dimensiones de los componentes de la sarta y utilizando diferentes propiedades reológicas para fluido; se recomienda realizar un nuevo cálculo de la hidráulica de perforación para poder verificar y comparar si los nuevos resultados obtenidos, presentan valores óptimos en base a las recomendaciones del Manual API.

Se recomienda estudiar los pozos cercanos para poder sacar valores requeridos para una mejor simulación.

7.3. BIBLIOGRAFIA

13D, A. R. (2017). *Rheology and Hydraulics* .

Fort, J. (s.f.). *Drilling Engineering*.

Hossain, M. E. (2015). *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*.

PEMEX, P. (2003). Manual para el I.T.P. y coordinacion de perforacion y mantenimiento de pozos. mexico D.F.

serrano, r. (2014). programa envisual basic para el calculo de la hidraulica basica, perdida de presion por friccion, optimizacion de la hidraulica y la relacion de transportes de recortes. mexico.

Rober F, Stefan Z., (2011). *Fundamentals Of Drilling Engineering*. Society Of Petroleum Engineers.

Energy API (2001). Manual de fluidos de perforacion: procedimientos estandar para pruebas de Fluidos de PERforacion. Dallas, Texas,: American Petroleum Institute.

Hawker, D. (2001). *Hidraulica de Fluido de Perforacion*. Calfary, Canada: Datalog.

Neal J. Adams, PennWell Publishing Company, *Drilling Engineering*.

Well Control School. (2003). Manual de Control de pozos. Harvey, Luisiana

YPFB, <https://siscon.ypfb.gob.bo/procesos29506>

Garcia Soria, J. E. (2014). Diseño del Software Hydraulics Pro para el calculo de Reologia e Hidraulica en el Sistema de Circulacion del Fluido de perforacion de pozos petroleros.

Robert F, & Stefan Z., (2011). Fundamentals Of Drilling Engineering. Society Of Petroleum Engineers.

API Recommended Practices 13D Seventh Edition, (September 2017). Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids.

John Ford, Heriot-Watt University. Department of Petroluem Engineering.



7.4. ANEXO

ANEXO 1 Comparación de resultados

COMPARACION DE RESULTADOS DEL SISTEMA HIDRAULICO		
Variables	Modelo Ostwald de Waele	Simulacion Well Plan
Caida de presion total dentro la sarta de perforacion (psi)	1135.67	1247.8
Caida de presion total en el espacio anular (psi)	164.15	162.24
Caida de presion total en el trepano (psi)	882.93	832.18
Caida de presion en el sistema (psi)	2182.75	2242.23
Porcentaje de caida de presion en el trepano (%)	40.4	37.11
Densidad Equivalente de circulacion (ECD) (lpg)	10.27	10.31
Impacto hidraulico (lbf)	1057.04	884.8
Potencia hidraulica en la barrena por pulgada cuadrada (HSI)	2.7	2.2

ANEXO 2 Diagrama de flujo para los cálculos hidráulico

Diagrama de flujo dentro de la sarta de perforación

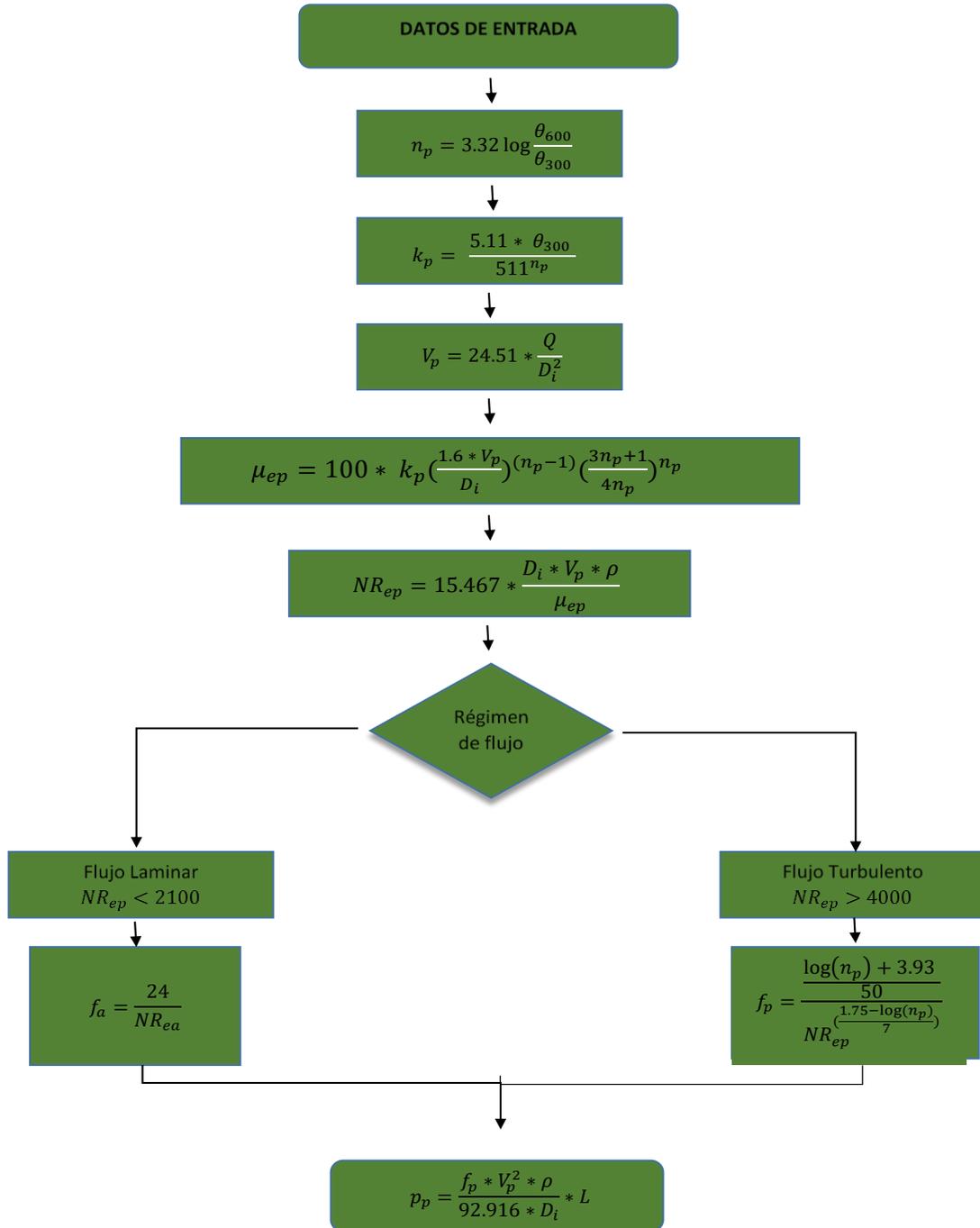
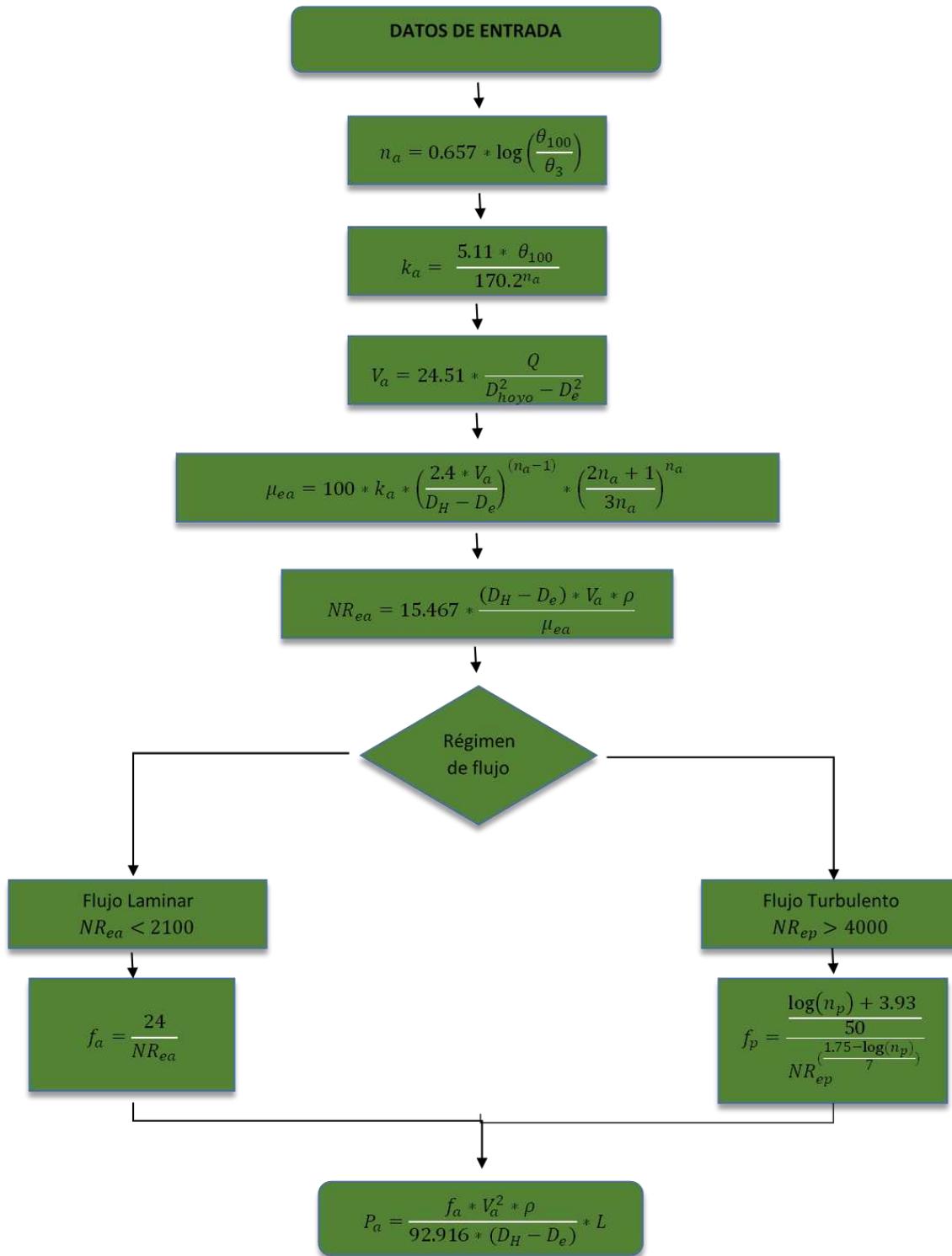
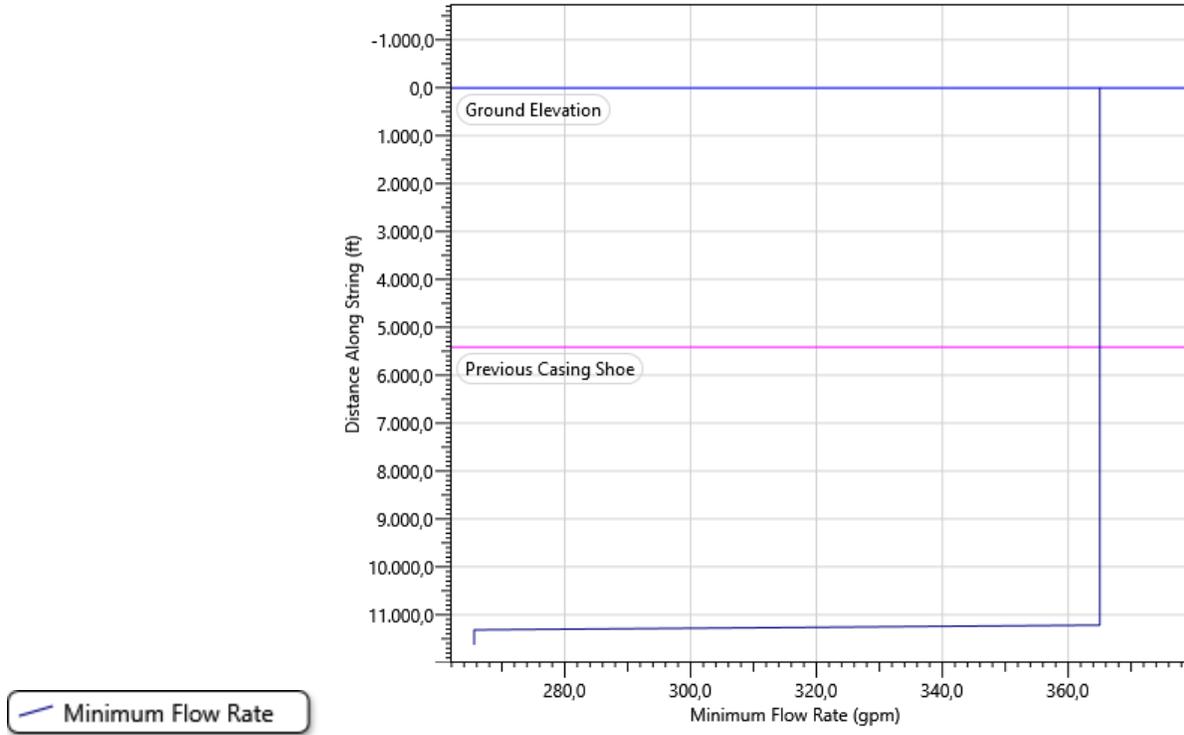


Diagrama de flujo dentro en el espacio anular

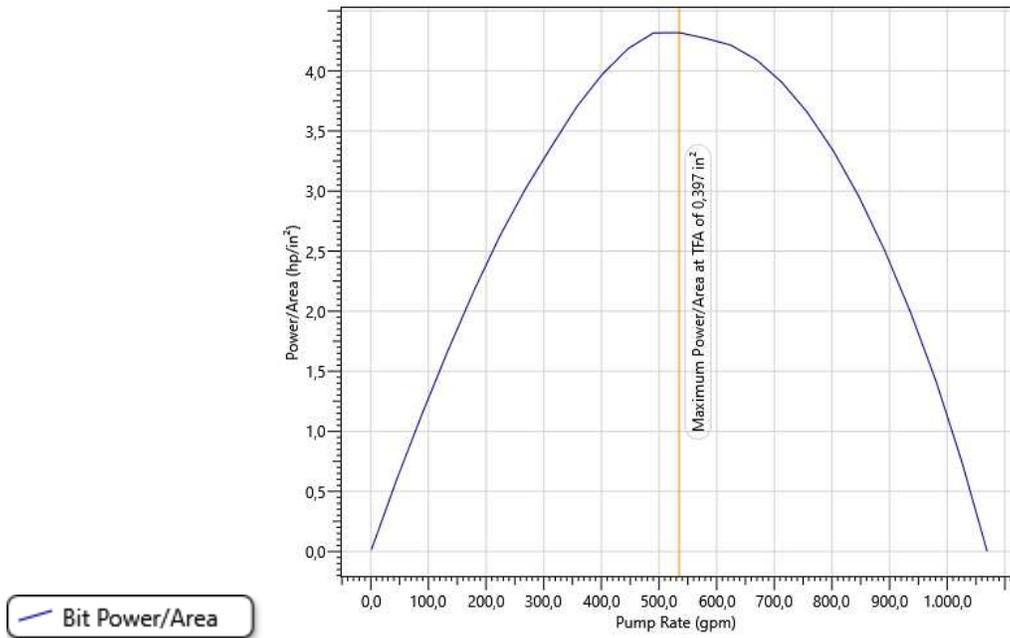


ANEXO 3

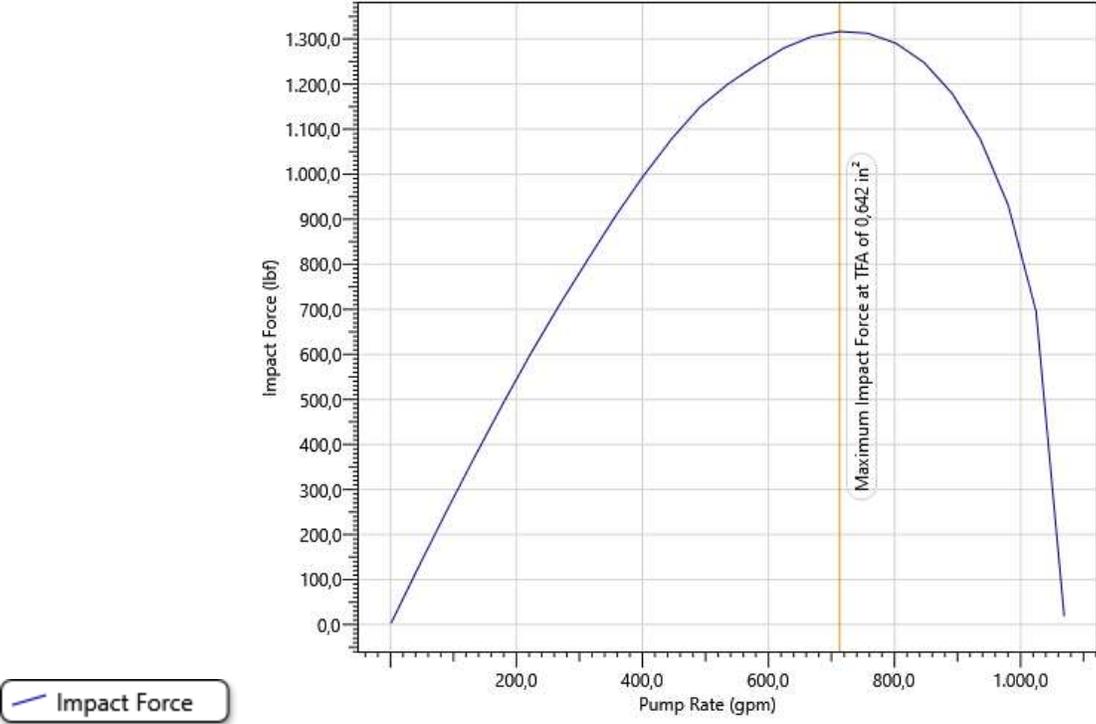
Grafica de caudal mínimo vs profundidad



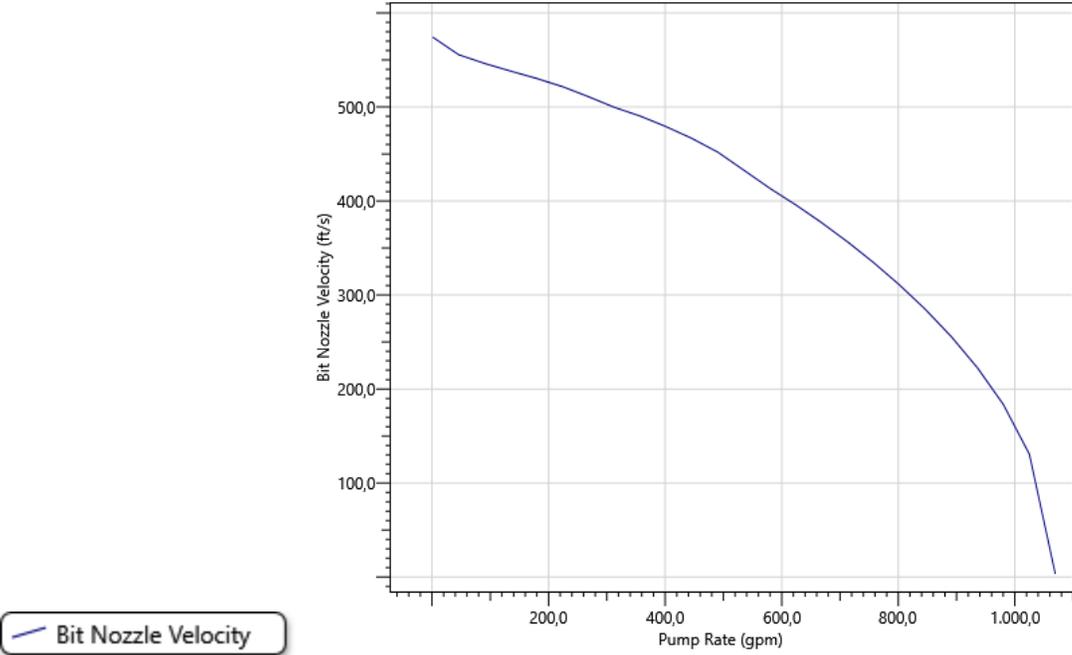
Grafica de la potencia sobre área de bit



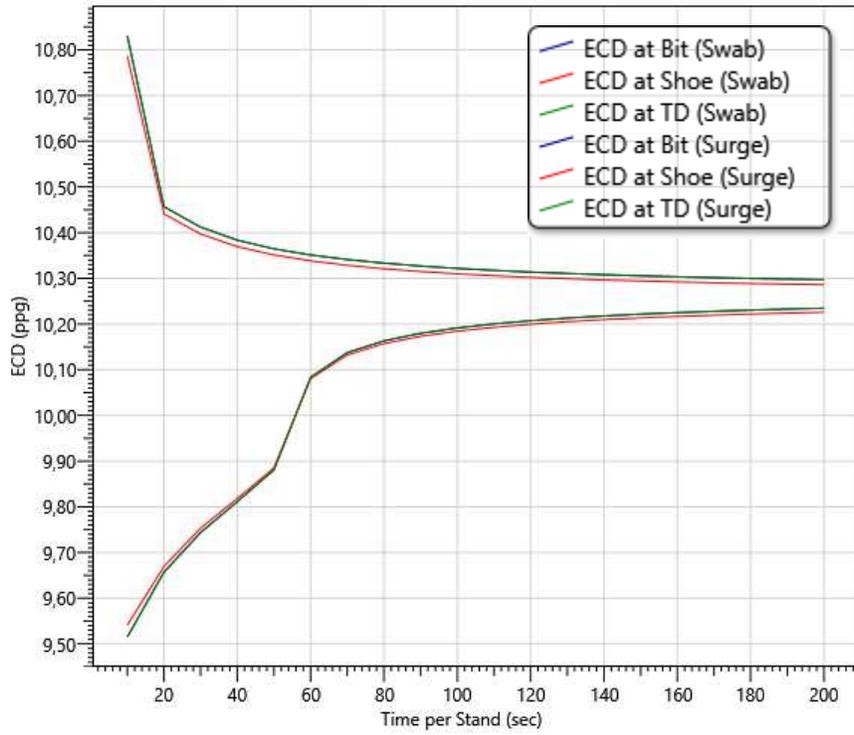
Grafica de fuerza de impacto de la broca.



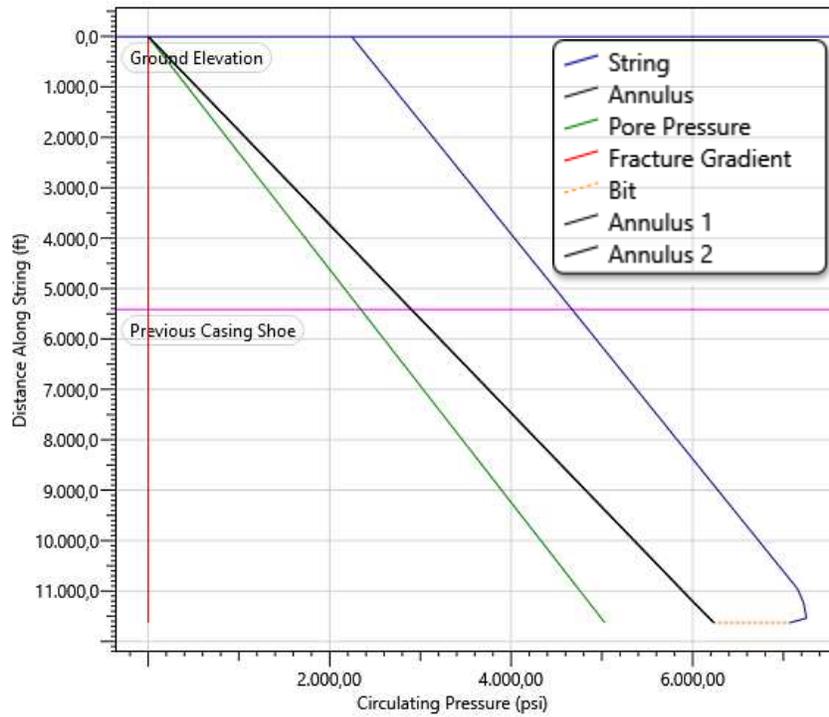
Velocidad de la boquilla de la broca



ECD vs Tiempo de viaje abierto



Resultados obtenidos de reporte de presión



Edson Deymar Valdivia Chapi

deymarval6644@gmail.com

celular: 69719059



2024-TTES-1356-D-1

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3018/2024
La Paz, 02 de octubre de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **26 de septiembre de 2024**, por **EDSON DEYMAR VALDIVIA CHAPI** con **C.I. N° 9249198 LP**, con número de trámite **DA 1717/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE LA HIDRAULICA APLICANDO MODELO OSTWALD DE WAELE EN LA SIMULACION DE FASE 12 ¼" POZO VMT-X7**", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los"*



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 365
casi esq. Urmilagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junin, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"OPTIMIZACION DEL PROCESO DE LA HIDRAULICA APLICANDO MODELO OSTWALD DE WAELE EN LA SIMULACION DE FASE 12 ¼" POZO VMT-X7"** a favor del autor y titular: **EDSON DEYMAR VALDIVIA CHAPI** con **C.I. N° 9249198 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:
Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



RgOOI7Gn9Fh28L

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urmilagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Callees Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

www.senapi.gob.bo

