



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ciencias Físicas

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos

**Análisis y simulación de la hidráulica de perforación
aplicando el modelo de Ley Exponencial para el pozo
somero - Ancash**

MONOGRAFÍA TÉCNICA

Para optar el Título Profesional de Ingeniera Mecánico de Fluidos

AUTOR

Cíntia Rocío TORRES ALÁN

Lima, Perú

2022



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Torres, C. (2022). *Análisis y simulación de la hidráulica de perforación aplicando el modelo de Ley Exponencial para el pozo somero - Ancash*. [Monografía técnica de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ciencias Físicas, Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Cíntia Rocío Torres Alán
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	70498352
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0002-2413-4033
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	
URL de ORCID	
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Rubén Esaú Mogrovejo Gutiérrez
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10623893
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Reuter Arturo Aliaga Díaz
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	07229778
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Eusebio Melchor Vega Bueza
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	08566064
Miembro del jurado 3	
Nombres y apellidos	
Tipo de documento	DNI

Número de documento de identidad	
Datos de investigación	
Línea de investigación	A.2.5.2. Recursos Hídricos
Grupo de investigación	
Agencia de financiamiento	Propia
Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú Departamento: Áncash Provincia: Huarney Distrito: Huarney Latitud: -10.537564 Longitud: -77.885686
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2021-2022
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería mecánica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.03.01



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

(Universidad del PERÚ, Decana de América)

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS

XIII CAP DE LA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA DE FLUIDOS

ACTA DE SUSTENTACIÓN VIRTUAL DE LA MONOGRAFÍA TÉCNICA PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO DE FLUIDOS, MODALIDAD DE TITULACIÓN M-3 - POR SUFICIENCIA PROFESIONAL

Siendo las 9:00 a.m. del día sábado 26 de noviembre de 2022, en la Sala de Sesión Virtual de la Facultad de Ciencias Físicas, bajo la presidencia del Mg. Ing. RUBÉN ESAÚ MOGROVEJO GUTIÉRREZ y con la asistencia de los miembros Ing. REUTER ARTURO ALIAGA DÍAZ y el Dr. Ing. EUSEBIO MELCHOR VEGA BUEZA, se dio inicio a la Sesión Pública Virtual de Sustentación de la Monografía Técnica para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico de Fluidos, mediante la Modalidad de Titulación M-3 Por Suficiencia Profesional, de la Bachiller:

CÍNTIA ROCÍO TORRES ALÁN

El Presidente del Jurado Examinador dio lectura del Resumen del Expediente, e invitó a la Bachiller CÍNTIA ROCÍO TORRES ALÁN, a realizar la Exposición del trabajo de la Monografía Técnica titulada "ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN APLICANDO EL MODELO DE LEY EXPONENCIAL PARA EL POZO SOMERO - ANCASH".

Concluida la exposición de la candidata y luego de las preguntas de rigor por parte del Jurado Examinador, el Presidente invitó a la Bachiller a abandonar momentáneamente la sala de sesión para dar paso a la deliberación y calificación por parte del Jurado. Se procedió a promediar la nota final del curso de actualización y la nota de la sustentación para obtener la calificación final.

Al término de la deliberación del Jurado, se invitó a la candidata a regresar a la sala de sesión para dar lectura a la calificación final obtenida por la Bachiller, la misma que fue:

QUINCE 15

El Presidente del Jurado Mg. Ing. RUBÉN ESAÚ MOGROVEJO GUTIÉRREZ, a nombre de la Nación y de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, declaró a la Bachiller CÍNTIA ROCÍO TORRES ALÁN Ingeniero Mecánico de Fluidos.

Siendo las 9:53 a.m. del mismo día, se levantó la sesión.

Mg. Ing. RUBÉN ESAÚ MOGROVEJO GUTIÉRREZ
PRESIDENTE DEL JURADO

Ing. REUTER ARTURO ALIAGA DÍAZ
MIEMBRO DEL JURADO

Dr. Ing. EUSEBIO MELCHOR VEGA BUEZA
MIEMBRO DEL JURADO

Firmado digitalmente por LOZANO
BARTRA Whualkuer Enrique FAU
20148092282 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 13.12.2022 21:58:54 -05:00

DR. WHUALKUER ENRIQUE LOZANO BARTRA
VICEDECANO ACADÉMICO FCF

Datos de la plataforma virtual institucional del acto de sustentación:

<https://us06web.zoom.us/j/83685614150?pwd=b0dnZFd2dmtMZUNXUVJXbnZMTGFrdz09>

ID de reunión: 836 8561 4150

Código de acceso: 479414

Grabación archivada en el siguiente enlace:

<https://drive.google.com/file/d/1wReZz0BMc-0TKMkQVAkGXaAlxYPufpS/view?usp=sharing>

Anexo 1

Informe de evaluación de Originalidad

1. Facultad de Ciencias Físicas
2. Escuela/Unidad de Posgrado
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos
3. Autoridad Académica que emite el informe de originalidad
El Director de la EPIMF
4. Apellidos y nombres de la autoridad académica
Sarango Julca Douglas Donal
5. Operador del programa Informático de similitudes
Dr. Ing. Douglas Sarango Julca
6. Documento evaluado (1)
"ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN APLICANDO EL MODELO LEY EXPONENCIAL PARA EL POZO SOMERO - ANCASH"
7. Autor del documento (2)
CÍNTIA ROCÍO TORRES ALÁN
8. Fecha de recepción del documento 7/11/22
9. Fecha de aplicación del programa informático de similitudes 10/11/22
10. Software utilizado
 - Turnitin (X)
 - Ithenticate
 - Otro (especificar)
11. Configuración del programa detector de similitudes
 - Excluye textos entrecomillados
 - Incluye Bibliografía
 - Excluye cadenas menores a 40 palabras
12. Porcentaje de similitudes según programa detector de similitudes³
10%
13. Fuentes originales de las similitudes encontradas⁴
14. Observaciones
Ninguna
15. Calificación de originalidad
 - Documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones (X)
 - Documento cumple criterios de originalidad, con observaciones
 - Documento no cumple criterios de originalidad
16. Fecha del Informe 15 /12 /22



Firmado digitalmente por SARANGO
JULCA Douglas Donal FAU
20148092282 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 15.12.2022 21:56:46 -05:00

DR. ING. Douglas Sarango Julca
DIRECTOR (e) DE LA EPIMF

-
- 1 Otro (especificar) Monografía Técnica Modalidad de Titulación M-3 Suficiencia Profesional
 - 2 Apellidos y Nombres completos
 - 3 En letras y números
 - 4 Indicarlas en orden decreciente y su respectivo porcentaje

DEDICATORIA

Agradezco primeramente a la Madre Tierra, quién nos alberga y protege. Y a todos los seres que habitan en ella.

A mis bisabuelos, abuelos y tíos abuelos Q.E.P.D.

A mis Padres docentes Nancy María Alán Romero de Torres y Eduardo Eulogio Torres Pomalía, quienes son mi ejemplo y soporte en el trayecto de mi vida, a mi hermano Irvén Eduardo Torres

Alán, por su cuidado, apoyo y respaldo siempre.

A mi Alma Mater U.N.M.S.M., E.A.P. Ing. Mecánica de Fluidos por cobijarme en los años de formación profesional y a los Ingenieros, docentes por su valiosa enseñanza. Al Ing. José Feliciano Juárez Cespedes Q.E.P.D., por su enseñanza y consejos brindados en mi formación.

Al Ing. Hugo Alberto Teran Nattes, por compartir sus conocimientos y brindarme asesoría y apoyo en todo el desarrollo de la Monografía Técnica.

A toda mi familia, que siempre me brindan soporte.

A mis colegas, compañeros de trabajo y amigos por su apoyo y consejos.

RESUMEN

La presente monografía técnica se realizó con la finalidad de analizar y simular el comportamiento del sistema de circulación del fluido para el pozo somero Áncash. Se enfoca en el diseño hidráulico de la perforación del pozo, desarrollado en tres capítulos, descrito a continuación.

El capítulo 1 hace referencia a las generalidades, donde se realizó la identificación del problema, se planteó un objetivo general como solución para analizar y evaluar el comportamiento del sistema de circulación del fluido de perforación del pozo somero. Los objetivos específicos se desarrollaron en etapas para realizar el programa de la hidráulica de perforación del pozo somero Áncash, y así poder alcanzar la profundidad objetivo del pozo de 80 metros.

El capítulo 2 trata sobre las bases del marco teórico, en donde se identificó la teoría necesaria para desarrollar la descripción metodológica, el cual logra desarrollar los objetivos específicos descritos, como son los siguientes conceptos: perforación rotatoria, presión, perforación de pozo, presión hidrostática, presión de formación, presión de fractura, tubería de revestimiento, sarta, fluido, hidráulica, reología y modelos reológicos.

La descripción metodológica se desarrolló en el capítulo 3, en base a la fundamentación del marco teórico planteado, inicialmente se estableció la ubicación geográfica, luego se especificó las presiones de formación y fractura para el trayecto del pozo, desde el nivel del terreno hasta la profundidad objetivo de 80 metros, posteriormente se estableció la geometría del pozo en dos fases, luego se identificó los componentes de la sarta mediante la norma API RP 7G para así establecer las dimensiones de la tubería de perforación (drill pipe) y el collar de

perforación (drill collar), y además la selección un trépano tricónico de 12.25 pulgadas con código IADC 117 en la fase 2. En base al manual de fluidos de perforación API, se determinó el tipo y las propiedades recomendadas para el fluido como la densidad, viscosidad plástica (PV) y punto cedente (YP), posteriormente se utilizó las ecuaciones matemáticas del modelo de Ley Exponencial para realizar cálculos hidráulicos, para finalmente realizar la simulación de la hidráulica de perforación del pozo con el simulador Drillbench y poder efectuar una comparación de resultados.

ÍNDICE

1. GENERALIDADES	1
1.1. Introducción	1
1.2. Importancia del tema.....	2
1.3. Identificación del problema	3
1.4. Propuesta de solución	3
1.5. Objetivos.....	4
1.5.1. Objetivo General	4
1.5.2. Objetivos específicos.....	4
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Antecedentes	5
2.1.1. Antecedentes Nacionales.....	5
2.1.2. Antecedentes Internacionales.....	5
2.2. Bases teóricas fundamentales	6
2.2.1. Perforación rotatoria.....	6
2.2.2. Presión.....	7
2.2.3. Presión de un fluido.....	8
2.2.4. Gradiente de presión.....	9
2.2.5. Presión hidrostática	9
2.2.6. Presión de formación.....	10
2.2.7. Presión normal.....	11
2.2.8. Presión anormal.....	11

2.2.9.	Presión de fractura.....	12
2.2.10.	Tubería de revestimiento.....	12
2.2.11.	Sarta de perforación	13
2.2.12.	Fluido de perforación	14
2.2.13.	Sistema de circulación del fluido de perforación	17
2.2.14.	Hidráulica.....	18
2.2.15.	Tipos de Fluidos.....	18
2.2.16.	Regímenes del Flujo.....	20
2.2.17.	Reología	24
2.2.18.	Modelos Reológicos.....	29
2.2.19.	Cálculos de la hidráulica	32
3.	DESARROLLO METODOLÓGICO.....	45
3.1.	Ubicación geográfica del Pozo Somero Áncash.....	45
3.2.	Consideraciones de diseño y cálculos de ingeniería.....	47
3.2.1.	Especificar las densidades y presiones de formación y fractura	47
3.2.2.	Establecer la geometría del pozo.....	52
3.2.3.	Identificar los componentes de la sarta	56
3.2.4.	Definir el tipo y las propiedades del fluido de perforación.....	61
3.2.5.	Realizar los cálculos hidráulicos del pozo somero.....	69
3.3.	Simulación de la hidráulica de perforación del pozo.....	87
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	91
4.1.	Resultados.....	91

4.2. Discusión de resultados.....	93
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
5.1. Conclusiones.....	100
5.2. Recomendaciones	103
BIBLIOGRAFÍA	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Regímenes de Flujo.....	36
Tabla 2 Ubicación del Pozo Somero.....	46
Tabla 3 Densidades de Formación y Fractura.....	51
Tabla 4 Dimensiones y Pesos de Tuberías de Acero Forjado.....	55
Tabla 5 Geometría del Pozo.....	55
Tabla 6 Dimensiones de la Tubería de Perforación	57
Tabla 7 Dimensiones del Collar de Perforación	58
Tabla 8 Configuración de la Sarta de Perforación	61
Tabla 9 Aditivos del Fluido de Perforación	62
Tabla 10 Balance de Masa de la Mezcla del Fluido de Perforación.....	67
Tabla 11 Propiedades Reológicas	69
Tabla 12 Dimensiones de la Bomba Triplex.....	70
Tabla 13 Dimensiones de los Componentes de la Sarta de Perforación.....	72
Tabla 14 Datos Iniciales Para la Sarta.....	74
Tabla 15 Datos Iniciales Para el Espacio Anular	78

Tabla 16 Parámetros de Entrada para el Simulador Drillbench	88
Tabla 17 Resultados de la Hidráulica de Perforación con el Modelo de Ley Exponencial	91
Tabla 18 Comparación de los Resultados	93
Tabla 19 Propiedades Termofísicas – Drillbench	95
Tabla 20 Propiedades Termofísicas - Simulación.....	97
Tabla 21 Comparación de las Ecuaciones utilizadas para el Cálculo de la Caída de Presión en el Trepano.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Componentes de la Perforación Rotatoria	7
Figura 2 Presión	8
Figura 3 Presión Hidrostática.....	10
Figura 4 Presión de Formación	10
Figura 5 Clasificación de la Presión de Formación	11
Figura 6 Presión de Fractura	12
Figura 7 Tuberías de Revestimiento	13
Figura 8 Componentes de la Sarta de Perforación	14
Figura 9 Fluido de Perforación	15
Figura 10 Sistema de Circulación del Fluido de Perforación	18
Figura 11 Fluido Newtoniano	19
Figura 12 Fluido No-Newtoniano	20

Figura 13 Características de Flujo Laminar	22
Figura 14 Características de Flujo Turbulento	23
Figura 15 Características de Flujo Transicional.....	24
Figura 16 Balanza de Fluido de Perforación.....	28
Figura 17 Viscosímetro de Fann	29
Figura 18 Modelos Reológicos	30
Figura 19 Modelo de Bingham para un Fluido No-Newtoniano	31
Figura 20 Modelo de Ley Exponencial.....	32
Figura 21 Ubicación Geográfica del Pozo Somero Áncash.....	45
Figura 22 Ubicación del Acuífero Fortaleza.....	46
Figura 23 Ventana Operativa de Perforación.....	52
Figura 24 Diámetros Recomendados de Tuberías de Revestimientos y Hoyos.....	54
Figura 25 Geometría del Pozo.....	56
Figura 26 Selección del Trépano Tricónico Mediante el Código IADC	60
Figura 27 Secciones del Volumen del Pozo.....	63
Figura 28 Rangos Recomendados de Viscosidad Plástica y Punto Cedente para los Fluidos Base Agua	68
Figura 29 Diagrama del Pozo.....	73

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

La Ciencia de la “Mecánica de Fluidos” es importante en la Ingeniería de Perforación, porque existe un término en común denominado “hidráulica”, que es utilizado para explicar los fluidos en reposo o en movimiento.

En Ingeniería de Perforación, la hidráulica es una parte esencial en las operaciones, donde los cálculos nos permite 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 somero Áncash, 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. El análisis de la hidráulica es importante en la perforación para realizar los cálculos hidráulicos que ayudan en las siguientes decisiones:

- Seleccionar adecuadamente las boquillas en el trépano.
- Determinar la energía hidráulica en el trépano.
- 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.

Estos factores son necesarias para optimizar la operación, y se desarrolle de una manera eficiente, segura 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 una buena limpieza de los

recortes puede causar pérdida de circulación del fluido y, finalmente no mantener estable las paredes del pozo.

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

El propósito de realizar la perforación del Pozo somero Áncash es para realizar la instalación de un nuevo “Sistema de Protección Catódica” con cama anódica profunda, para proteger y controlar la velocidad de corrosión externa de la estructura metálica enterrada del Mineroducto ubicado a 290 metros de distancia superficial.

1.2. Importancia del tema

Una comprensión detallada del papel que juega la hidráulica sobre los fluidos de perforación es fundamental para poder desarrollar adecuadamente las operaciones. Se debe comprender diferentes conceptos, modelos y conjuntos de ecuaciones que se pueden utilizar para planificar, optimizar y calcular la hidráulica de la operación de perforación. También se debe conocer las fortalezas y las ventajas de un software de ingeniería utilizado en las simulaciones hidráulicas para posteriormente analizar y comparar los resultados.

Los cálculos de los diversos parámetros hidráulicos de una operación de perforación son muy importantes para controlar muchas variables del fluido, de tal manera que el pozo pueda ser completado de forma segura, con un daño mínimo a las formaciones, de esa manera asegurar que la operación sea rentable.

1.3. 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 la velocidad, pérdidas de circulación del fluido, y también se puede tener 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 somero -Ancash?

1.4. Propuesta de solución

Es importante diseñar un programa hidráulico para la planificación de una perforación del pozo, para poder analizar previamente el comportamiento de circulación, y también es importante realizar los cálculos y simulaciones hidráulicas 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, determinar las características de la bomba.

Los pozos son diferentes, por ello es de suma importancia seleccionar el tipo de un fluido adecuado y sus propiedades reológicas.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Realizar y comprender el programa hidráulico de perforación del Pozo Somero Áncash, para analizar y simular el comportamiento de la circulación del fluido mediante el Modelo de Ley Exponencial.

1.5.2. Objetivos específicos

- a.** Especificar las densidades y presiones de formación y fractura.
- b.** Establecer la geometría del pozo.
- c.** Identificar los componentes de la sarta.
- d.** Definir el tipo y las propiedades del fluido.
- e.** Realizar los cálculos hidráulicos del pozo.
- f.** Simular la hidráulica de perforación del pozo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes Nacionales

Carrión R. A. (2015). *Fluido de perforación – Sistema base agua para perforación de pozos de petróleo y gas* (Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Centro del Perú), realiza un estudio donde desarrolla y analiza la aplicación de los fluidos de base agua en las operaciones de pozos petroleros en la selva peruana, considerando la implementación del control y monitoreo del impacto ambiental que generan los fluidos en las operaciones para que el proyecto sea viable. La tesis concluye que los controladores de filtrado basados en polímeros de celulosa poli aniónica (PAC) aportan cloruros al fluido de perforación, el contenido de cloruros de los efluentes industriales tratados provenientes del lodo, estuvo dentro de los límites que señala el D.S. N° 037-2008 PCM, consecuentemente se consiguió mejorar los costos, alcanzándose una reducción del 30.65% en los productos del fluido.

2.1.2. Antecedentes Internacionales

García J. E. (2014). *Diseño del software “Hydraulics Pro” para el cálculo de reología e hidráulica en el sistema de circulación del fluido de perforación de pozos petroleros* (Tesis de pregrado, Escuela Superior Politécnica del Litoral), realizó el modelamiento y simulación de la hidráulica de perforación para analizar y describir el comportamiento de circulación en las operaciones en Ecuador, donde se utilizó el modelo reológico más apropiado, con el propósito de desarrollar un software denominado “Hydraulics Pro” que permita realizar los cálculos reológicos e hidráulicos con el fin de obtener los resultados de las caídas de presión para cada sección del pozo. Concluye que el software “Hydraulics Pro” es un programa versátil, que integra de manera

didáctica las técnicas de cálculo de la hidráulica, facilitando al usuario la verificación y mejor estimación de las pérdidas de presión en un pozo petrolero.

Pabón O. D. (2016), *Desarrollo de Software para Analizar la Hidráulica de Perforación* (Estudio Técnico, Universidad Central del Ecuador), desarrolla el software denominado “Soluciones Hidráulicas” que es utilizado para realizar los cálculos de las diferentes variables que intervienen en la hidráulica de perforación de pozos, y tiene la ventaja de contar con un entorno sencillo y de fácil manejo para el usuario. El estudio técnico concluye que el software denominado “Soluciones Hidráulicas” fue desarrollado mediante el entorno de programación Visual Basic de Visual Studio 2015, con el cual efectuó los cálculos para la hidráulica de manera accesible y de fácil manejo para el usuario a través de un diseño establecido, y además permite un fácil manejo de la información que se obtiene, esto de una forma física y digital.

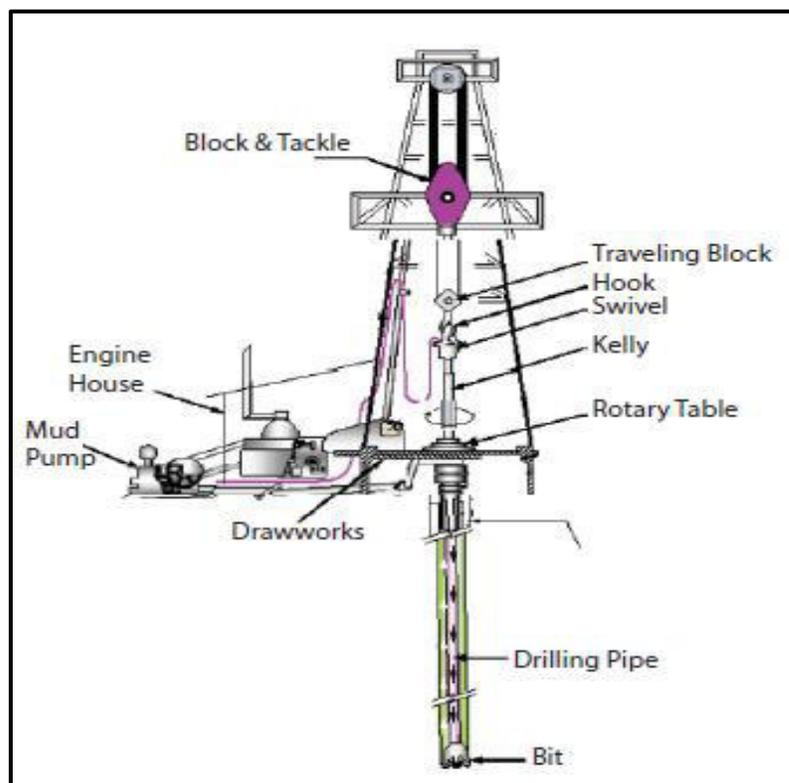
2.2. Bases teóricas fundamentales

2.2.1. Perforación rotatoria

Es una técnica mecánica compleja en la que se conecta un trépano a la sarta donde se aplica fuerza y movimiento de rotación para lograr cortar la roca en un avance de dirección. En el sistema de perforación rotatoria se prepara y se hace circular un fluido que cuente con ciertas propiedades específicas para así poder remover recortes del fondo hacia la superficie. El montaje de sarta está compuesto por tuberías y collares, donde se conectan o ensamblan desde superficie para que ingresen al interior del pozo (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 1

Componentes de la Perforación Rotatoria



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 23) por M.E. Hossain & A.A. Al-Mejed, Wiley, 2015”.

2.2.2. Presión

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 más sencillo utilizar el valor de la presión en vez del valor de la fuerza, para describir el comportamiento del sistema de circulación de fluidos (OXY, 2010)

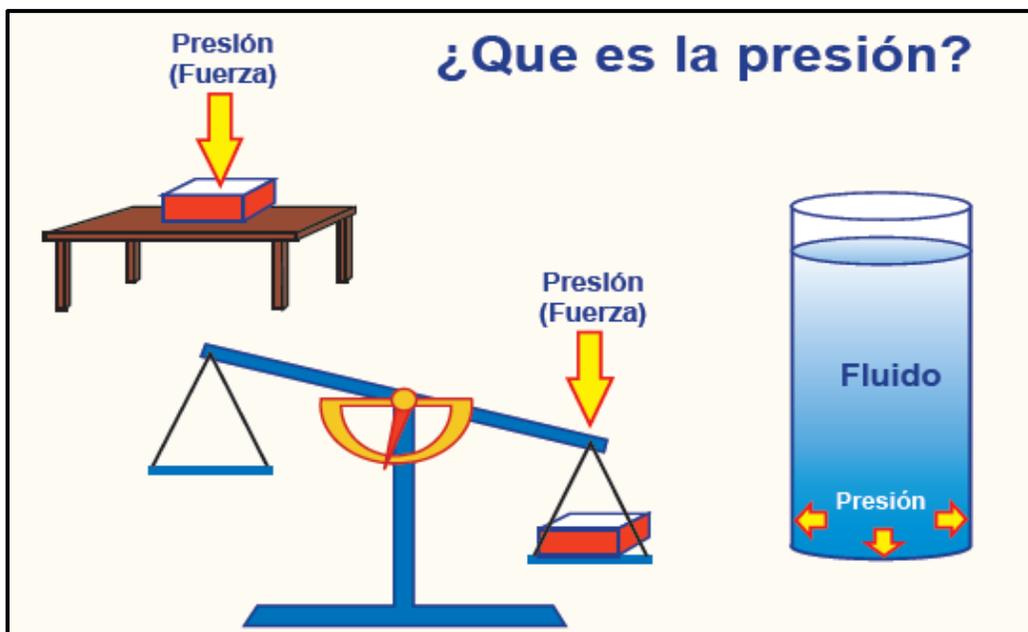
2.2.3. Presión de un fluido

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 de densidad y de la altura vertical de la columna del fluido; por ejemplo, un fluido pesado ejercerá una mayor presión por que posee una densidad mayor.

La presión generada por el fluido en un determinado punto de una superficie está en unidades de libras por pulgada cuadrada (psi), para poder calcular la presión de un determinado fluido por una unidad de longitud o profundidad, se utiliza la ecuación de gradiente de presión (Well Control School, 2003)

Figura 2

Presión



Adaptada del "Manual de control de pozos (p. 8) por Well Control International, 2013".

2.2.4. Gradiente de presión

Es el cociente entre la presión que genera un determinado fluido con respecto a una unidad de longitud o profundidad, está 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 (Well Control School, 2003)

$$Grad_{form} = 0.052 \rho_{form} \quad (1)$$

Donde: $Grad_{form}$ es la gradiente de formación (psi/pie), ρ_{form} la densidad de formación (lb/gal) y el factor de conversión 0.052.

2.2.5. Presión 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 utilizadas 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 (Well Control School, 2003)

$$Ph = 0.052 \rho_{fluido} TVD \quad (2)$$

Donde: Ph es la presión hidrostática (psi), ρ_{fluido} densidad del fluido (lb/gal), TVD la profundidad vertical verdadera (pies) y el factor de conversión 0.052.

Figura 3

Presión Hidrostática



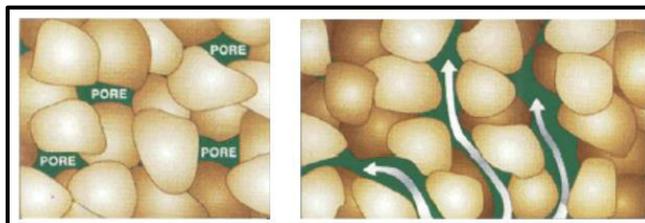
Adaptada del “Manual de compresión del control de pozos (p. 8) por OXY, 2010”.

2.2.6. Presión de formación

Definida 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 (Well Control School, 2003)

Figura 4

Presión de Formación



Adaptada del “Manual de compresión del control de pozos (p. 29) por OXY, 2010”.

2.2.7. Presión normal

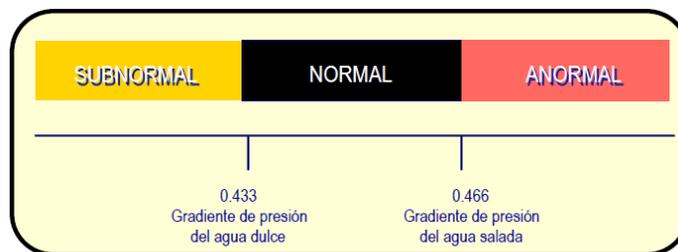
Cuando los fluidos que se encuentran dentro de los espacios porosos de una formación generan una presión que equivale a una columna vertical de un fluido común o nativo; por ejemplo, el agua que fluye desde la formación hasta llegar a superficie, el valor del gradiente normal del agua generalmente oscila entre 0.433 (psi/pie) y 0.465 (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) (Well Control School, 2003)

2.2.8. Presión 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 caso que se obtengan 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 (Well Control School, 2003)

Figura 5

Clasificación de la Presión de Formación



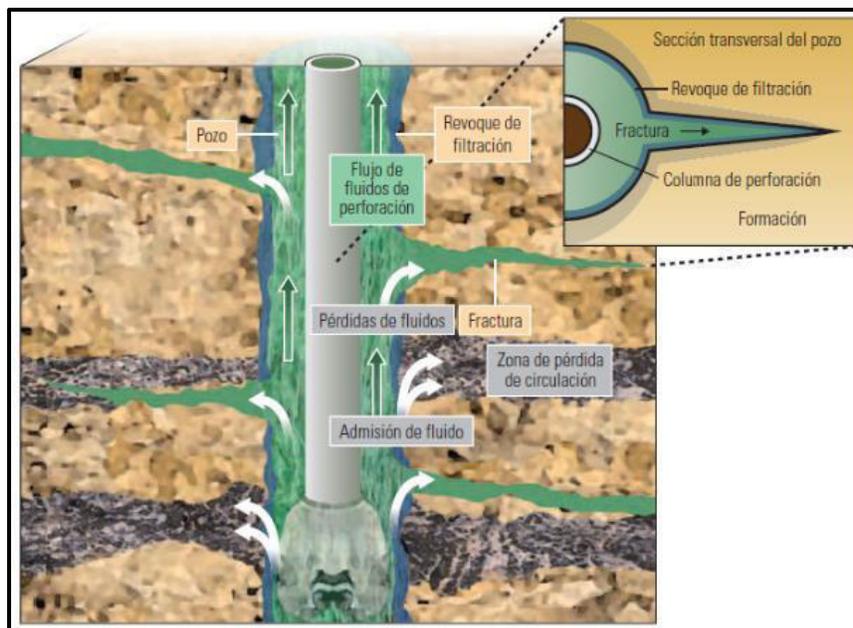
Adaptada del "Curso de fluidos de perforación (p. 5) por M-I Swaco, 2015".

2.2.9. Presión de fractura

Definida 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 sí dichos fluidos porales no tuvieran la capacidad de desplazarse entonces se podría producir la fractura permanente de la formación (Well Control School, 2003)

Figura 6

Presión de Fractura



Adaptada de "Oilfield review invierno (p. 27) por Schlumberger, 2012".

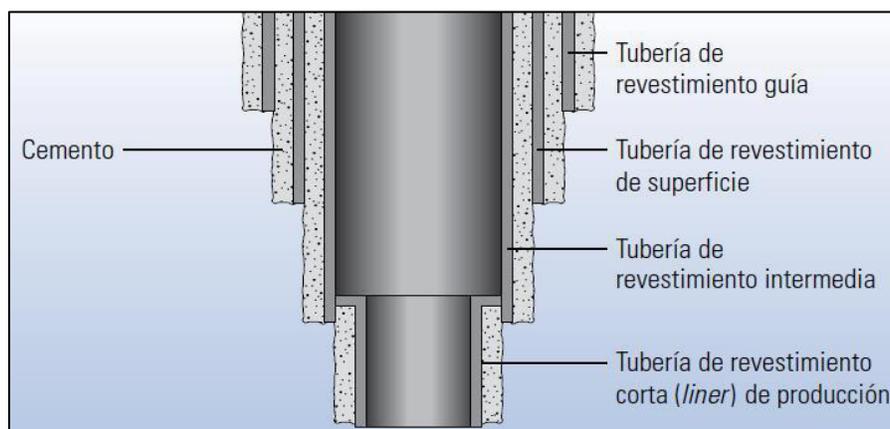
2.2.10. Tubería de revestimiento

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 (PEMEX, 2002)

Figura 7

Tuberías de Revestimiento



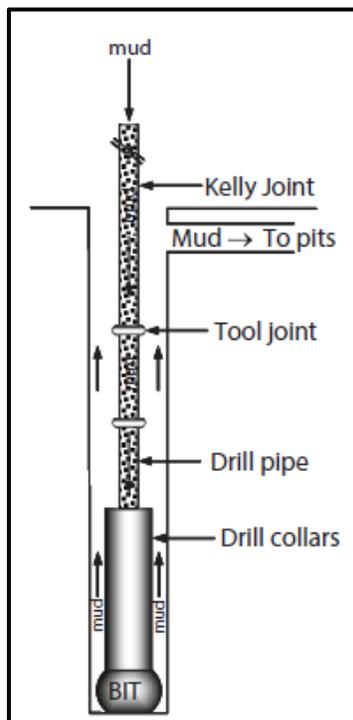
Adaptada de "Oilfield review verano (p. 64) por Schlumberger, 2012".

2.2.11. Sarta de perforación

Es un componente importante del sistema de perforación rotatoria ya que provee una conexión entre el equipo y el trépano. 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 trépano, 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 al trépano para perforar la roca (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 8

Componentes de la Sarta de Perforación



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 323) por M.E.

Hossain & A.A. Al-Mejed, Wiley ,2015”.

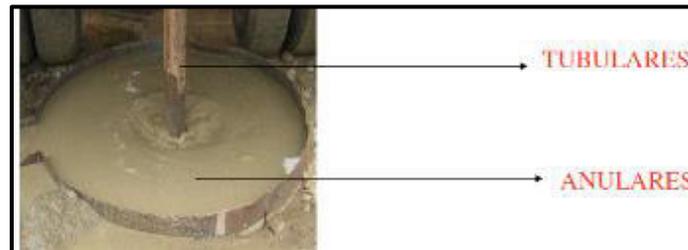
2.2.12. Fluido de perforación

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 problemas comunes como son: baja velocidad de penetración, derrumbe de las paredes de la formación, tubería atascada y pérdida de circulación, etc.; por lo tanto, la personas relacionadas con la actividad de perforación deben realizar la selección adecuada del fluido y la 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 (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 9

Fluido de Perforación



Adaptada del “Curso de fluidos de perforación (p. 38) por M-I Swaco”.

- 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 o secciones del pozo utilizando la ecuación para un recipiente cilíndrico vertical.

$$V_{sección} = \frac{D^2}{1,029} * h \quad (3)$$

Donde: $V_{sección}$ es el volumen de la sección (bbl), h la altura de la sección (pies) y D es el diámetro del revestimiento (pulg).

- Balance de materiales

Es importante porque permite 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 representado en dos partes:

1. El volumen total de los componentes de la mezcla.

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots \quad (4)$$

Donde:

V_{Total} : Volumen total de la mezcla (bbl).

$V_1 + V_2 + V_3 + \dots$: Volúmenes (bbl).

2. La masa total de los componentes de la mezcla.

La ecuación para hallar la densidad del componente o aditivo se representa como:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (5)$$

Donde ρ es la densidad (lb/gal), m la masa (lb) y V el volumen (gal).

$$V_{Total} \rho_{total} = V_1\rho_1 + V_2\rho_2 + V_3\rho_3 + \dots \quad (6)$$

Donde:

V_{Total} : Volumen total de la mezcla (bbl).

ρ : Densidad (lb/gal).

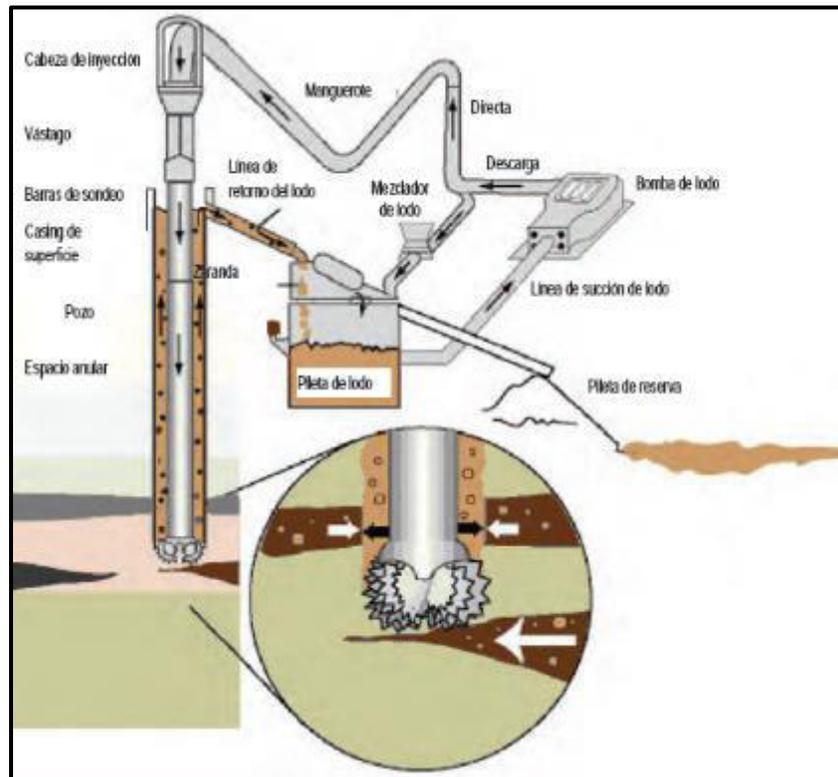
$V_1 + V_2 + V_3 + \dots$: Volúmenes (bbl).

2.2.13. 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 el fluido hacia el interior del pozo por medio de la sarta, el cual circula a través del interior de todos los componentes hasta llegar al trépano, después el fluido retorna a través del espacio anular, removiendo los recortes hasta llegar a superficie donde circulan por los equipos que realizan el control de los sólidos, donde remueven recortes del fluido para luego reutilizarlo y volverlo a bombear dentro del pozo (Hossain & Al-Majed, 2015)

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 reventón o un influjo de fluidos.
- Enfriar y lubricar los componentes de la sarta y el trépano.
- Formar un revoque de filtro delgado y poco permeable para así sellar y estabilizar las paredes del pozo, de esa manera evitar daños en la formación y pérdidas 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 trépano.
- Mantener la estabilidad del pozo (Energy API, 2001)

Figura 10*Sistema de Circulación del Fluido de Perforación*

Adaptada del “Manual de control de pozos (p. 43) por Well Control International, 2013”.

2.2.14. Hidráulica

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 Hidráulica 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 (Hossain & Al-Majed, 2015)

2.2.15. Tipos de Fluidos

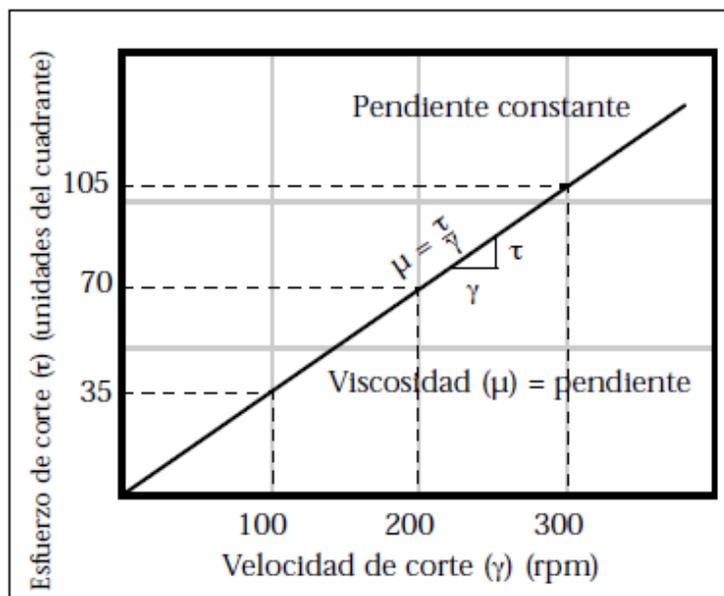
Hay diferentes tipos de fluidos, casi todos los fluidos tienen la siguiente clasificación:

✓ 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. Además, 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 la tasa de la deformación están normalmente representadas mediante la Ley de Viscosidad de Newton (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 11

Fluido Newtoniano



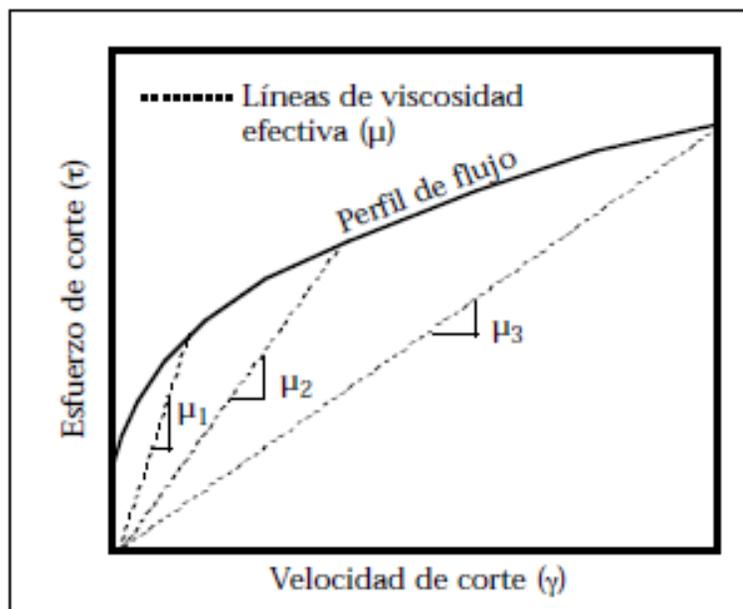
Adaptada del "Manual de fluidos de perforación (p. 179) por Instituto Americano del Petróleo, API, 2001".

✓ 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 pueden ser espumas, suspensiones, soluciones de polímeros y fundiciones” (Hossain & Al-Majed, 2015).

Figura 12

Fluido No-Newtoniano



Adaptada del “Manual de fluidos de perforación (p. 182) por Instituto Americano del Petróleo, API, 2001”.

2.2.16. Regímenes del Flujo

Cuando 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 (Hossain & Al-Majed, 2015)

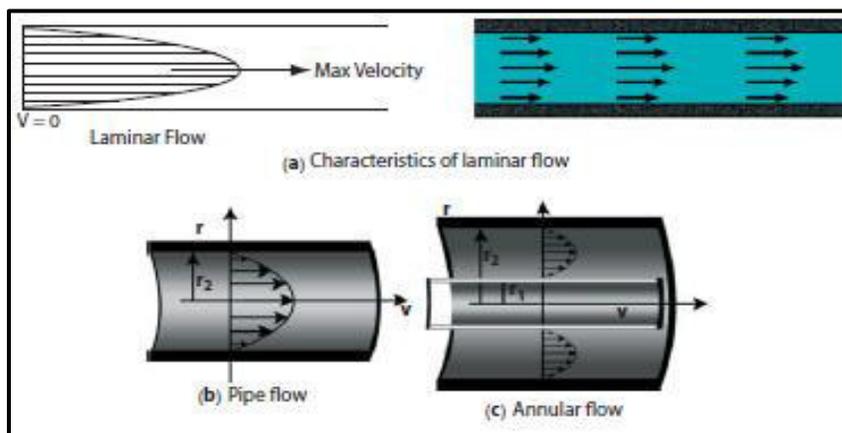
✓ **Flujo Laminar**

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 de bombeo como la velocidad a la que comienza la turbulencia, en donde a 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 encuentra 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. Las características de este régimen de flujo son que el patrón de flujo es lineal (sin flujo radial), la máxima velocidad del fluido que se genera en el parte central de la tubería y la velocidad en contacto con la pared es cero, produce erosión mínima del pozo y también por el efecto del incremento de la velocidad de flujo cambia el régimen de laminar a turbulento. El

flujo laminar se puede caracterizar por el número de Reynolds (NRe), donde depende de las siguientes condiciones: si el valor del número de Reynolds es menor que 2100 ($NRe < 2100$) entonces se considera un flujo laminar (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 13

Características de Flujo Laminar



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 157) por M.E. Hossain & A.A. Al-Mejed, Wiley, 2015”.

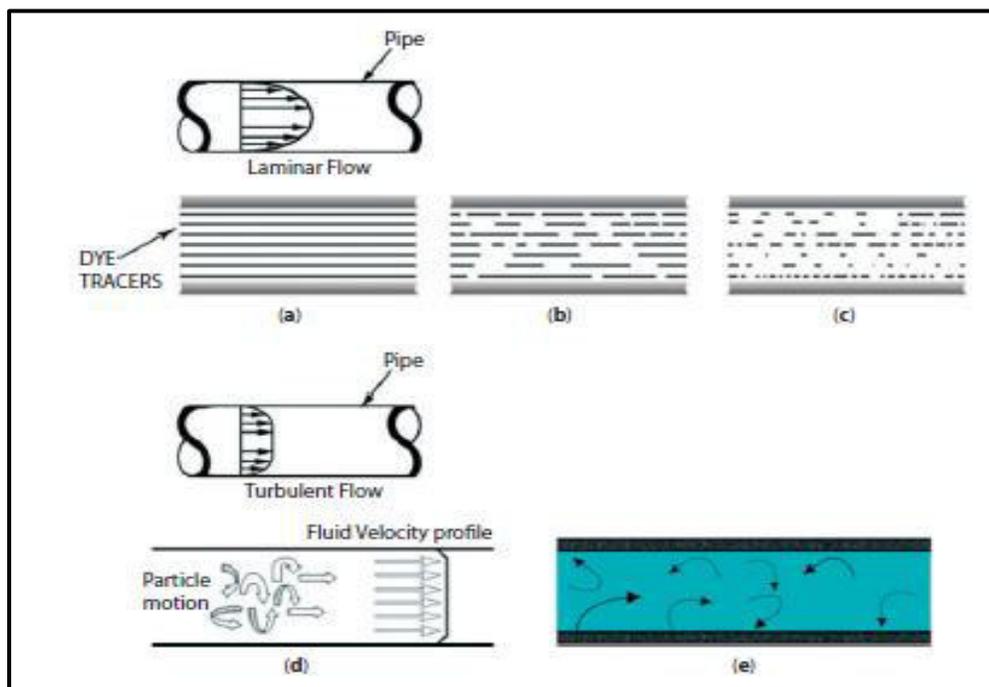
✓ Flujo Turbulento

El flujo turbulento o turbulencia es un régimen de flujo caracterizado por la naturaleza caótica de los cambios de las propiedades del fluido, los flujos turbulentos son siempre muy irregulares y caóticos. Esta turbulencia se produce cuando aumenta la velocidad entre las capas que crean resistencias 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 que asumimos que el flujo es turbulento si $NRe > 2100$ ” (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 14

Características de Flujo Turbulento



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 157) por M.E. Hossain & A.A. Al-Mejed, Wiley, 2015”.

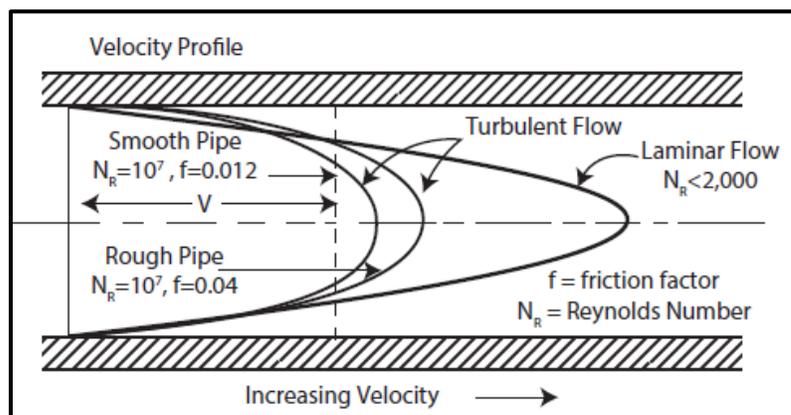
✓ Flujo Transicional

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 de flujo continúa aumentando aún más, el flujo se reduce a un flujo turbulento,

en tales situaciones, a menudo es difícil estimar la velocidad de flujo a la que pueden producirse las turbulencias. Con un 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 ($2100 < N_{Re} < 4000$) 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 (Hossain & Al-Majed, 2015)

Figura 15

Características de Flujo Transicional



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 161) por M.E.

Hossain & A.A. Al-Mejed Wiley, 2015”.

2.2.17. Reología

Ciencia que estudia el comportamiento, deformación y el flujo; por el cual, al determinar algunas medidas es posible establecer su comportamiento, que estará sometida a diferentes condiciones asociados a la temperatura, presión, velocidad de corte, entre otras. La reología analiza la relación entre el esfuerzo, velocidad cortante y las variaciones que provocan en las propiedades de flujo del fluido que se pueden presentar dentro de los componentes de la sarta y del espacio anular de las secciones del pozo (Energy API, 2001)

Las siguientes definiciones son necesarias para comprender las ecuaciones de los sistemas hidráulicos.

✓ **Velocidad de corte (Shear rate) (sec^{-1})**

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 (Energy API, 2001)

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) (Energy API, 2001)

✓ **Esfuerzo de corte (Shear stress, τ) ($\text{lb}/100 \text{ ft}^2$)**

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 ($\text{lb}/100 \text{ pies}^2$). 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 (Energy API, 2001)

✓ **Viscosidad μ (centipoises) (cP)**

“Representa a la relación que existe entre el esfuerzo y la velocidad cortante que especifica la resistencia al flujo” (Rabia, 2001).

✓ **Viscosidad Plástica (PV) (cP)**

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 (Rabia, 2001)

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (7)$$

Donde PV es la viscosidad plástica (cP: centipoise), θ_{600} la lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm, θ_{300} a 300 rpm.

✓ **Viscosidad Efectiva μ (centipoises) (cP)**

“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” (Energy API, 2001).

✓ **Punto cedente (YP) (lb/100 ft²)**

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 (Energy API, 2001)

$$YP = \theta_{300} - PV \quad (8)$$

Donde: YP representa el punto cedente (lb/100 pies²), PV la viscosidad plástica (cP: centipoise), θ_{600} y θ_{300} son las lecturas del dial del viscosímetro a 600 rpm y a 300 rpm respectivamente.

✓ **Tixotropía y esfuerzos gel (lb/100 ft²)**

Término utilizado para describir la capacidad que tienen los fluidos para formar una estructura gel, y de aplicarse un esfuerzo vuelve a fluir, muchos de los fluidos poseen dicha capacidad gel debido a que contienen partículas cargadas eléctricamente, estas se unen entre sí para formar una matriz rígida. Se miden usualmente en eventos críticos con el “viscosímetro de Fann (VG)”, generalmente en intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos (Energy API, 2001)

La formación del esfuerzo gel, dependen del tipo y la cantidad de sólidos en suspensión, temperatura, tiempo y de los químicos utilizados; se tendrá una variación de la tendencia a la gelificación con cualquier efecto que no permita el enlace de las partículas, estos valores sirven para determinar la suspensión de los recortes y del material densificante (Energy API, 2001)

✓ **Número de Reynolds (NRe)**

“Medida adimensional que clasifica un fluido, es laminar (menor a 2100) o turbulento (mayor a 2100)” (Rabia, 2001).

✓ **Balanza de fluido de perforación**

“La balanza convencional utiliza un brazo graduado y un contrapeso para hallar la densidad, en su mayoría de las aplicaciones es adecuada, si el fluido contiene aire atrapado en gran volumen, la balanza presurizada sería la más apropiada” (Well Control School, 2003).

Figura 16

Balanza de Fluido de Perforación



Adaptada del Manual de control de pozos (p. 210) por Well Control International, 2003.

✓ **Viscosímetro de Fann**

También llamado medidor VG, es un instrumento que utiliza un motor eléctrico. Sirve para obtener lecturas directas o digitales de la resistencia del fluido, por lo general las lecturas se miden a 300 rpm o 600 rpm; con ello se determina la “viscosidad plástica (VP)” y el “punto cedente del fluido (YP)”. También se puede utilizar para obtener el esfuerzo gel, o la tixotropía (Well Control School, 2003)

Figura 17

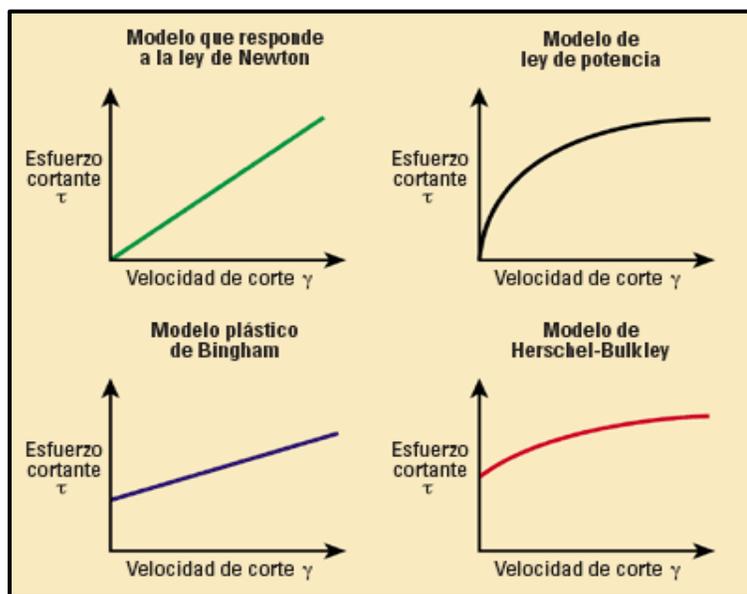
Viscosímetro de Fann



Adaptada del Manual de control de pozos (p. 212) por Well Control International, 2003.

2.2.18. Modelos Reológicos

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 de cortante; sin embargo, en general los fluidos son no newtonianos, y no existe un modelo reológico que explique con precisión el comportamiento de las características de flujo (Energy API, 2001)

Figura 18*Modelos Reológicos*

Adaptada de Modelos reológicos por Schlumberger Limitada, 2022,

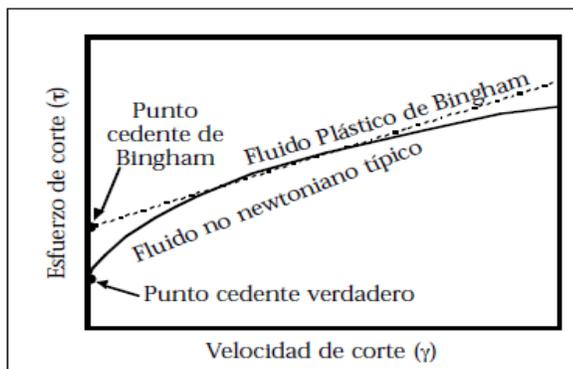
(<https://glossary.oilfield.slb.com/>), CC BY 2.0.

- **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 del esfuerzo (τ) y la velocidad de cortante (γ) 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 presentará una viscosidad elevada, pero no tendrá esfuerzo gel; en fluidos más complejos, está sujeto a errores, pues generalmente es inexacto en velocidades bajas, aunque describe el comportamiento a una alta velocidad de corte (300 a 600 rpm) (Hawker, 2001)

Figura 19

Modelo de Bingham para un Fluido No-Newtoniano



Adaptada del Manual de fluidos de perforación (p. 184) por Instituto Americano del Petróleo, 2001, API.

- **Modelo de Ley Exponencial**

Este Modelo asume que el movimiento del fluido se iniciará con un esfuerzo de corte y mostrarán una relación no lineal entre el esfuerzo (τ) y la velocidad de cortante (γ). Introduce dos índices: “n” (índice exponencial o de comportamiento de flujo) y “K” (índice de consistencia) para determinar la relación (Hawker, 2001)

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” (Hawker, 2001)

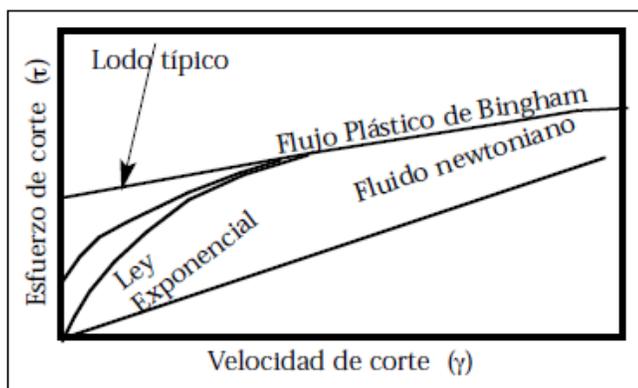
“El índice “n”, indica el grado de comportamiento no newtoniano, en un rango de velocidades cortantes, si “n” es mínimo entonces la viscosidad del fluido disminuye con el esfuerzo de corte” (Energy API, 2001).

Se clasifican en tres tipos de comportamientos:

“Si: $n < 1$: Fluido no newtoniano, $n = 1$: Fluido newtoniano y si $n > 1$: Fluido dilatante que aumenta su viscosidad con el esfuerzo” (Energy API, 2001).

Figura 20

Modelo de Ley Exponencial



Adaptada del Manual de fluidos de perforación (p. 184) por Instituto Americano del Petróleo (API), 2001.

2.2.19. Cálculos de la hidráulica

Antes de realizar los cálculos hidráulicos, se debe establecer el modelo y propiedades reológicas, para predecir el comportamiento de flujo. Posteriormente se deben realizar los cálculos de hidráulicos para las caídas de presión dentro la sarta, también a través del trépano, espacio anular, en donde una caída de la presión total será igual a la presión de bombeo (Energy API, 2001)

- **Cálculo del Caudal de la Bomba**

Las bombas triplex de desplazamiento positivo tipo émbolo son comúnmente utilizadas, donde un ciclo representa una carrera (“stroke”) la cual, en la rotación, el valor de 1 stroke por minuto (stk/min) equivale a igual a 1 revolución por minuto (RPM). El caudal puede ser calculado o estar rotulados en tablas, y se utilizan las unidades de barriles por stroke (bbl/stk) o galones por stroke (gal/stk), también para el caudal se utilizan las unidades de (bbl/min) o gal/min). Para determinar el caudal de trabajo se multiplica el caudal de la bomba que esta expresado en (bbl/stk) por la velocidad de rotación, que esta expresado en (stk/min), tomando en cuenta una eficiencia volumétrica, que puede variar de 85 a 100% (Energy API, 2001)

- **Bombas Triplex de Lodo**

“Funcionan durante la carrera que realizan los liners y usualmente son de seis a doce pulgadas, y las velocidades que se encuentran en valores de sesenta a ciento veinte strokes por minuto (stk/min)” (Energy API, 2001).

$$Q_{Caudal\ de\ la\ Bomba} = \frac{DI_{Liner}^2 L Rend}{4,116} \quad (9)$$

Donde:

$Q_{Caudal\ de\ la\ Bomba}$: (bbl/stk).

DI_{Liner} : Diámetro del liner (pulg).

L : Longitud (pulg).

$Rend$: (decimal).

- **Procedimiento para el cálculo hidráulico mediante el modelo de Ley Exponencial**

- ✓ **Caídas de presión dentro la sarta**

Se calcula en cada componente de la sarta, como tuberías y collares de perforación, considerando sus dimensiones como el diámetro interno y longitud total.

- ✓ **Índice de ley exponencial “n”**

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (10)$$

Donde n_p es el índice de ley exponencial (adimensional), θ_{600} la lectura dial del viscosímetro a 600 rpm y θ_{300} lectura dial del viscosímetro a 300 rpm.

- ✓ **Índice de consistencia “K”**

$$K_p = \frac{5.11\theta_{300}}{(511)^{n_p}} \quad (11)$$

Donde K_p el Índice de consistencia (lb/100 pie²), n_p es el Índice de ley exponencial (adimensional) y θ_{300} la Lectura dial del viscosímetro a 300 rpm.

- ✓ **Velocidad promedio de flujo dentro la sarta de perforación**

“Es la velocidad media dentro de la sarta, está expresada como una velocidad promedio; es decir, el flujo está circulando a una velocidad constante, con un perfil lineal sin cambios”

(Energy API, 2001).

$$V_p = 24.51 \frac{Q}{D_i^2} \quad (12)$$

Donde V_p es la Velocidad promedio (pie/min), Q el Caudal de la bomba (gal/min) y D_i el Diámetro interior del componente (pulg).

✓ **Viscosidad efectiva dentro la sarta de perforación**

$$\mu_{ep} = 100 K_p \left(\frac{1.6 V_p}{D_i} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{(n_p)} \quad (13)$$

Donde:

μ_{ep} : Viscosidad efectiva (cP).

n_p : Índice de ley exponencial (adimensional).

K_p : Índice de consistencia (lb/100 pies²).

V_p : Velocidad promedio de flujo (pie/min).

D_i : Diámetro interior del componente (pulg).

✓ **Número de Reynolds**

$$NR_{ep} = \frac{15.467 D_i V_p \rho}{\mu_{ep}} \quad (14)$$

Donde:

NR_{ep} : Número de Reynolds (adimensional).

D_i : Diámetro interior del componente (pulg).

V_p : Velocidad promedio de flujo (pie/min).

ρ : Densidad del fluido de perforación (lb/gal).

μ_{ep} : Viscosidad efectiva (cP).

✓ **Régimen de flujo y número de Reynolds crítico**

“Para el cálculo, se compara el valor obtenido del número de Reynolds en base al comportamiento que experimenta un fluido newtoniano; por ejemplo, el agua que fluye a través de un tubo circular” (Transocean, 2000).

Tabla 1*Regímenes de Flujo*

Numero de Reynolds (NRe)	Régimen de Flujo
< 2100	Laminar
2100 – 4000	Transicional
> 4000	Turbulento

Adaptada del “Manual del curso de prácticas de perforación (cap. 5 - p. 8) por Transocean, 2000”.

“Dado que los fluidos no se comportan igual que un verdadero fluido newtoniano, se han desarrollado las siguientes ecuaciones para determinar el Reynolds crítico, en donde el régimen cambia de laminar a turbulento” (Transocean, 2000).

$$\text{Flujo Laminar: } NR_{ec} = 3470 - 1370n_p$$

$$\text{Flujo Transicional: } 3470 - 1370n_p < NR_{ec} < 4270 - 1370n_p \quad (15)$$

$$\text{Flujo Turbulento } NR_{ec} = 4270 - 1370n_p$$

Donde:

NR_{ec} : Número de Reynolds (adimensional).

n_p : Índice de ley exponencial (adimensional).

✓ **Factor de fricción de Fanning**

Expresadas como las fuerzas de fricción que se presentan en alguna parte donde se desplaza el fluido (capas interactuando entre sí, entre las paredes de la tubería, el espacio anular, y otras restricciones). Para poder calcular las caídas de presión en el sistema, se debe hallar el

coeficiente denominado “Factor de Fricción de Fanning” que depende del tipo de flujo de circulación (Hawker, 2001)

Para fluidos $NR_e < 2100$ (*Flujo Laminar*)

- Dentro la tubería:

$$f_p = \frac{16}{NR_{ep}}$$

- En el espacio anular:

$$f_a = \frac{24}{NR_{ea}}$$

Para fluidos $2100 < NR_e < 4000$ (*Flujo Transicional*)

- Dentro la tubería:

$$f_p = \left(\frac{NR_{ep} - c}{800} \right) \left(\frac{a}{(4270 - 1370n_p)} - \frac{16}{c} \right) + \frac{16}{c} \quad (16)$$

- En el espacio anular:

$$f_a = \left(\frac{NR_{ea} - c}{800} \right) \left(\frac{a}{(4270 - 1370n_p)} - \frac{24}{c} \right) + \frac{24}{c}$$

Para fluidos $NR_e > 4000$ (*Flujo Turbulento*)

Ecuación para flujo turbulento que puede ser utilizado para ambos casos, en la sarta y espacio anular.

$$f_{p-a} = \frac{a}{NR_{ep-a}^{(b)}}$$

Donde f_{p-a} es el factor de fricción (adimensional), NR_{ep-a} el número de Reynolds (adimensional) y el n_p es el índice de ley exponencial (adimensional).

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

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

$$c = 4270 - 1370n_p$$

✓ **Caída de presión dentro los componentes de la sarta**

$$P_p = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92,916 D_i} L \quad (17)$$

Donde P_p es la caída de presión (psi), f_p el factor de fricción (adimensional), V_p la velocidad promedio de flujo (pie/min), ρ densidad del fluido de perforación (lb/gal), D_i diámetro interior del componente (pulg) y L la longitud total del componente (pies).

✓ **Cálculo de la caída de presión en el espacio anular**

Es la sumatoria de las caídas de presión en cada sección del espacio anular, dichas secciones están separadas según la variación del diámetro; por ejemplo, alguna variación en la sarta, revestimiento o en el hoyo del pozo abierto. Al igual que las ecuaciones de la caída de presión dentro de la sarta, el factor de fricción debe ser calculado antes de la caída de presión para cada sección (Energy API, 2001)

✓ **Índice de ley exponencial “n”**

Para determinar la lectura 100 dial del fluido, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\theta_{100} = \theta_{300} - \frac{2(\theta_{600} - \theta_{300})}{3} \quad (18)$$

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3} \quad (19)$$

Donde n_a es el índice de ley exponencial (adimensional), θ_{600} lectura dial del viscosímetro a 600 rpm, θ_{300} a 300 rpm y θ_{100} a 100 rpm.

✓ **Índice de consistencia “K”**

$$K_a = \frac{5.11\theta_{100}}{(170.2)^{n_a}} \quad (20)$$

Donde K_a es el índice de consistencia (lb/100 pie²), n_a índice de ley exponencial (adimensional) y θ_{100} lectura dial del viscosímetro a 100 rpm.

✓ **Velocidad promedio de flujo en el espacio anular**

$$V_a = 24.51 \frac{Q}{D_H^2 - D_e^2} \quad (21)$$

Donde V_a velocidad de flujo (pie/min), Q es el caudal de la bomba (gal/min), D_e diámetro exterior del componente (pulg) y D_H el diámetro del hoyo (pulg).

✓ **Viscosidad efectiva en el espacio anular**

$$\mu_{ea} = 100 K_a \left(\frac{2.4 V_a}{D_H - D_e} \right)^{(n_a-1)} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{(n_a)} \quad (22)$$

Donde:

μ_{ea} : Viscosidad efectiva (cP)

K_a : Índice de consistencia (lb/100 pie²)

n_a : Índice de ley exponencial (adimensional)

V_a : Velocidad de flujo (pie/min)

D_e : Diámetro exterior del componente (pulg)

D_H : Diámetro del hoyo (pulg)

✓ **Número de Reynolds en el espacio anular**

$$NR_{ea} = \frac{15.467 (D_H - D_e) V_a \rho}{\mu_{ea}} \quad (23)$$

Donde:

NR_{ea} : Número de Reynolds (adimensional)

D_H : Diámetro del hoyo (pulg)

D_e : Diámetro exterior del componente (pulg)

V_a : Velocidad de flujo (pie/min)

ρ : Densidad (lb/gal)

μ_{ea} : Viscosidad efectiva (cP)

✓ **Caída de presión en el espacio anular**

“Calculado para cada cambio de la geometría del espacio anular, utilizando las dimensiones del pozo y de los componentes de la sarta para posteriormente hallar la caída de la presión total del espacio anular. La siguiente ecuación se utiliza para realizar el cálculo” (Energy API, 2001).

$$P_a = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92,916 (D_H - D_e)} L \quad (24)$$

Donde:

P_a : Caída de presión (psi)

f_a : Factor de fricción (adimensional)

V_a : Velocidad promedio de flujo (pie/min)

ρ : Densidad (lb/gal)

D_H : Diámetro del hoyo (pulg)

D_e : Diámetro exterior del componente (pulg)

L : Longitud total del componente (pies)

✓ **Caída de presión a través de las toberas del trépano**

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_t = \frac{156 \rho Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2} \quad (25)$$

Donde P_t es la caída de presión (psi), Q caudal de la bomba (gal/min), ρ la densidad (lb/gal) y D_{n1} diámetro de las toberas al cuadrado (1/32 avos de pulgadas).

✓ **Caídas de presión en el sistema**

“El sistema, está conformado por diferentes componentes o secciones, en la cual cada uno de ellos presentan una caída de presión específica, donde su sumatoria representa la caída de presión total” (Energy API, 2001).

$$P_{sistema} = P_p + P_a + P_t \quad (26)$$

Donde $P_{sistema}$ es la caída de presión en el sistema (psi), P_p dentro la sarta de perforación (psi), P_a dentro del espacio anular (psi) y P_t a través de las toberas del trépano (psi).

✓ **Porcentaje de la caída de presión a través de las toberas del trépano**

$$\Delta P_t = \frac{P_t}{P_{sistema}} 100 \quad (27)$$

Donde: ΔP_t es el porcentaje de la caída de presión a través de las toberas del trépano (%), P_t la a través de las toberas del trépano (psi) y $P_{sistema}$ en el sistema (psi).

✓ **Densidad equivalente de circulación (ECD)**

Es denominado como presión dinámica o presión de circulación de fondo, está en función de la altura y densidad de la columna del 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)” (Hawker, 2001)

$$ECD = \rho + \frac{P_a}{0.052 TVD} \quad (28)$$

Donde ECD (lb/gal), P_a es la caída de presión total en el espacio anular (psi), ρ la densidad del fluido de perforación (lb/gal) y TVD es la profundidad vertical verdadera (pies).

✓ **Velocidad de chorro en las toberas**

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

“Las velocidades recomendadas para las toberas del trépano deben variar entre 250 y 450 (pies/seg), para que no puedan desgastar la estructura de corte del trépano” (Energy API, 2001).

$$V_n = \frac{418.3 Q}{\sum D_n^2} \quad (29)$$

Donde V_n es la Velocidad de chorro en las toberas (pie/s), Q el Caudal de la bomba (gal/min) y $\sum D_n^2$ la Sumatoria de los diámetros de las toberas al cuadrado (1/32 avos de pulgadas).

✓ **Área total de flujo de las toberas**

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

$$A = 0.32 \frac{Q}{V_n} \quad (30)$$

Donde A es el área de flujo total de las toberas (pulg²), Q el caudal (gal/min) y V_n la velocidad de chorro en las toberas (pie/s).

✓ **Fuerza de impacto del chorro**

Es la fuerza total que genera en las paredes de la formación a través de las toberas del trépano.

$$F_i = \frac{Q V_n \rho}{1,930} \quad (31)$$

Donde F_i representa la fuerza de impacto del chorro (lb), Q el caudal (gal/min), V_n la velocidad de chorro en las toberas (pie/s) y ρ es la densidad del fluido de perforación (lb/gal).

✓ **Potencia hidráulica en el trépano**

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

Se debe calcular la potencia total disponible en la cara del trépano, 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.

$$HHP_t = \frac{Q P_t}{1,714} \quad (32)$$

Donde HHP_t es la potencia hidráulica en el trépano (HP), Q el caudal (gal/min) y P_t la caída de presión a través de las toberas del trépano (psi).

✓ **Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trépano (HSI)**

“Se realiza el cálculo para convertir la potencia hidráulica total en el trépano a una potencia HSE, en la cara del área del trépano.” (Energy API, 2001).

$$HSI = \frac{1.27 HHP_t}{D^2} \quad (33)$$

Donde se tiene que HSI es la Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trépano (HP/pulg²), HHP_t la Potencia hidráulica en el trépano (HP) y D el Diámetro del trépano (pulg).

✓ **Potencia hidráulica del sistema**

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

$$HHP_s = \frac{Q P_{sistema}}{1,714} \quad (34)$$

Donde HHP_s es la Potencia hidráulica del sistema (HP), Q el Caudal de la bomba (gal/min) y $P_{sistema}$ es la Caída de presión en el sistema (psi).

3. DESARROLLO METODOLÓGICO

El diseño y desarrollo de la descripción metodológica es considerado la parte más relevante de la monografía técnica, ya que se realiza la aplicación de la fundamentación teórica en cumplimiento de los objetivos específicos propuestos.

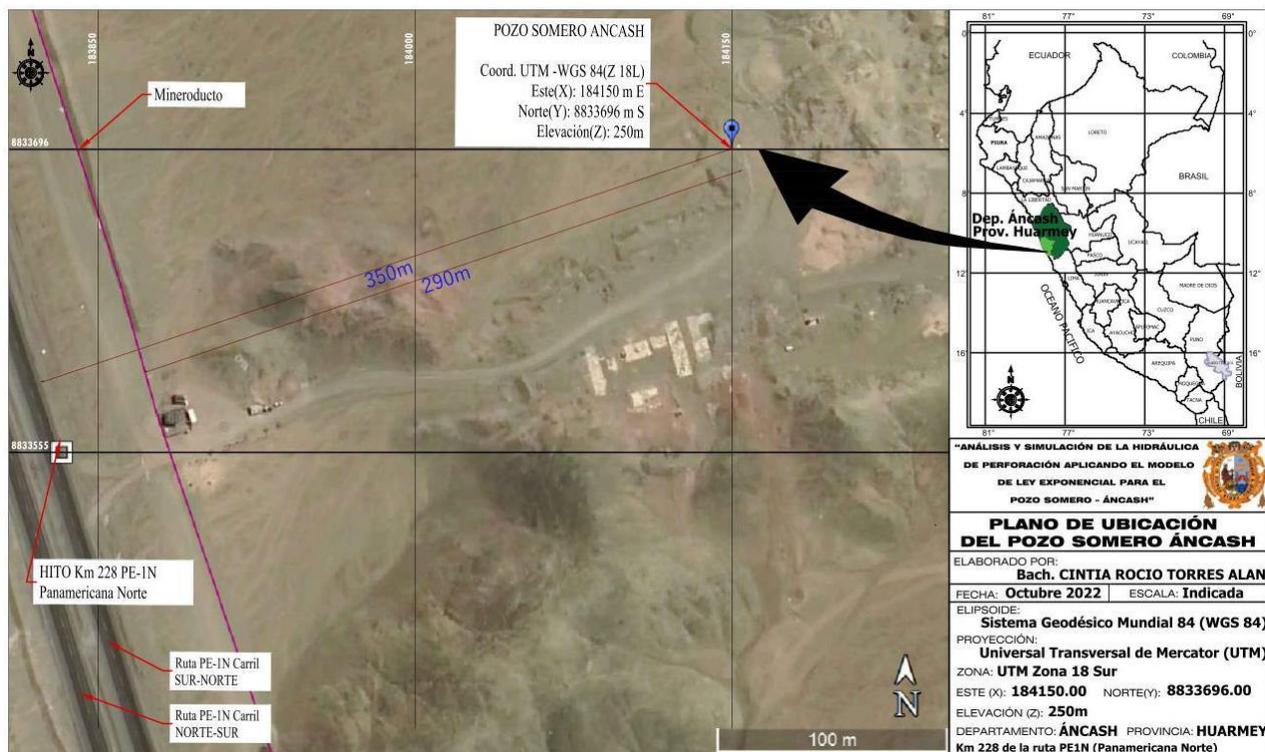
3.1. Ubicación geográfica del Pozo Somero Áncash

El presente proyecto de perforación se realizará en el Distrito Huarmey, Provincia de Huarmey, Departamento de Áncash.

En la figura 21, se presenta la ubicación del Pozo y el trazo del Mineroducto.

Figura 21

Ubicación Geográfica del Pozo Somero Áncash.



- **Geología local**

En el Boletín N°33 del INGEMMET, se detalla una breve descripción de la geológica de Huarmey.

La zona presenta afloramientos de rocas sedimentarias y volcánicas que se depositaron en la Cuenca Occidental Peruana que pertenecen al grupo Casma y depósitos aluviales recientes que están representadas por las formaciones Punta Gramadal y La Zorra, la primera constituida por lavas almohadillas intercaladas con tufo que presentan márgenes de grano fino, y la segunda constituida por lava andesita, ignimbrítica dacítica, tufos y flujos piroclásticos.

La vegetación es escasa en la región debido a que son valles secos.

3.2. Consideraciones de diseño y cálculos de ingeniería

3.2.1. Especificar las densidades y presiones de formación y fractura

Se determinó utilizar un valor de gradiente de presión de formación igual a 0.465 psi/pie, ya que es un valor considerado en muchas zonas geográficas como un gradiente de presión normal, como se establece en el manual control de pozo (Well Control School, 2003). “Tener en cuenta que los intervalos de gradientes normales varían de 0.433 (psi/pie) para agua dulce y en las áreas ubicadas cercanas a cuencas marinas se asemeja a un valor de 0.465 (psi/pie)” API, E. (2001). Manual de fluidos de perforación.

Se determinó utilizar un valor de densidad de fractura igual a 1.4 gr/cm³ que equivale a 11.68 lb/gal en base a la tesis publicada por Soto Castellones Erick Bryan. (2015), en la cual realizó un estudio para determinar la resistencia portante del suelo y determinó diferentes valores de densidades promedio del suelo que varían entre 1.4 gr/cm³ (11.68 lb/gal) y 1.7 gr/cm³ (14.18 lb/gal) en diferentes puntos de la ciudad de Huarmey y por tal razón se determinó utilizar el valor

mínimo para garantizar que al momento de la perforación los valores de densidad y presión del fluido no superen los valores de fractura y así no ocasionar el desbalance y pérdida de circulación de la columna del fluido.

Para poder calcular la densidad de formación y el gradiente de fractura a diferentes profundidades, se utilizó la ecuación 1.

- Densidad de formación.

A partir de la ecuación 1, se calculó la densidad de formación en (lb/gal) a partir del gradiente de formación, en el cual se despejó el valor de la densidad de formación de la siguiente ecuación.

$$Grad_{form} = 0.052 \rho_{form}$$

$$\rho_{form} = \frac{Grad_{form}}{0.052}$$

Donde: ρ_{form} es la densidad de formación, $Grad_{form}$ es la gradiente de formación igual a 0.465 psi/pie y el factor de conversión que es 0.052. Reemplazando los valores, obtenemos:

$$\rho_{form} = \frac{0.465 \text{ psi/pie}}{0.052}$$

$$\rho_{form} = 8.94 \text{ lb/gal}$$

- Gradiente de fractura.

De la ecuación 1, se realizó el cálculo para hallar el gradiente de fractura en (psi/pie) a partir de la densidad de fractura.

$$Grad_{frac} = 0.052 \rho_{frac}$$

Donde $Grad_{frac}$ es la gradiente de fractura, ρ_{frac} es la densidad de fractura igual a 11.68 lb/gal y el factor de conversión que es 0.052, reemplazando, se obtiene:

$$Grad_{frac} = 0.052 \times 11.68$$

$$Grad_{frac} = 0.607 \text{ psi/pie}$$

También se realizó el cálculo de la presión de formación y fractura hasta profundidad objetivo de los 80 metros, tomando en cuenta los valores de las densidades de formación y fractura. Para determinar las presiones de formación y fractura a diferentes profundidades se utilizó la ecuación 2.

- Cálculo de la presión de formación hasta los 80 metros equivalente a 262.48 pies.

$$P_{form} = 0.052 \rho_{form} TVD$$

Donde P_{form} es la presión (psi), ρ_{form} es la densidad igual a 8.94 lb/gal, TVD es la profundidad vertical verdadera = 262.48 pies y el factor de conversión 0.052; se obtiene:

$$P_{form} = 0.052 \rho_{form} TVD$$

$$P_{form} = 0.052 \times 8.94 \times 262.48$$

$$P_{form} = 122.02 \text{ psi}$$

La presión de 122.02 (psi), indica la máxima presión que ejerce la pared y también los fluidos hacia el interior del pozo. A la profundidad 80 metros, esta es una presión normal; por lo tanto, no generaría problemas durante la perforación, como la adherencia de la tubería, presencia de influjos de fluidos hacia el interior; en donde la presión calculada nos ayudará a determinar la densidad del fluido que se necesita para llegar a la profundidad objetivo.

- Cálculo de la presión de fractura hasta los 80 metros (262.48 pies).

$$P_{frac} = 0.052 \rho_{fractura} TVD$$

Donde P_{frac} es la presión de fractura (psi), ρ_{frac} densidad de fractura igual a 11.68 (lb/gal), TVD es la profundidad vertical verdadera = 262.48 (pies) y el factor de conversión 0.052, reemplazando lo anterior se obtiene:

$$P_{frac} = 0.052 \rho_{frac} TVD$$

$$P_{frac} = 0.052 \times 11.68 \times 262.48$$

$$P_{frac} = 159.42 \text{ psi}$$

El resultado de 159.42 (psi) nos indica la máxima presión a la cual puede estar sometida la formación antes de fracturarse, pero si se llegara a fracturar la formación podría generarse una pérdida del volumen del fluido, inestabilidad de hoyo e influjos hacia el interior del pozo; por ello la densidad del fluido a utilizar de ningún modo debe ser mayor a la densidad de fractura.

En la tabla 3, se detalla las densidades y presiones de formación y fractura calculadas hasta la profundidad objetivo de los 80 metros.

Tabla 3*Densidades de Formación y Fractura*

Profundidad Vertical Verdadera (TVD)		Formación			Fractura		
metros	pies	Gradiente de presión (psi/pie)	Presión (psi)	Densidad (lb/gal)	Gradiente de presión (psi/pie)	Presión (psi)	Densidad (lb/gal)
0	0	0.465	0	8.94	0.607	0	11.68
10	32.81	0.465	15.25	8.94	0.607	19.93	11.68
20	65.62	0.465	30.51	8.94	0.607	39.85	11.68
30	98.43	0.465	45.76	8.94	0.607	59.78	11.68
40	131.24	0.465	61.01	8.94	0.607	79.71	11.68
50	164.05	0.465	76.26	8.94	0.607	99.64	11.68
60	196.86	0.465	91.52	8.94	0.607	119.56	11.68
70	229.67	0.465	106.77	8.94	0.607	139.49	11.68
80	262.48	0.465	122.02	8.94	0.607	159.42	11.68

- **Ventana Operativa**

Es una representación gráfica que está comprendida por las curvas de la densidad de formación y fractura de la roca, que están en función a la profundidad de la trayectoria del pozo.

La ventana operativa, nos muestra los límites de la densidad, presión o gradiente de presión para asegurar la integridad en la operación, considerando los rangos o valores de las presiones de formación y fractura. La presión del fluido debe ser mayor a la deformación, para otorgar estabilidad al pozo y de esa manera evitar que se generen influjos, también considerando que la presión del fluido debe ser menor a la fractura para no deformar permanentemente la formación y así no ocasionar pérdida en la circulación.

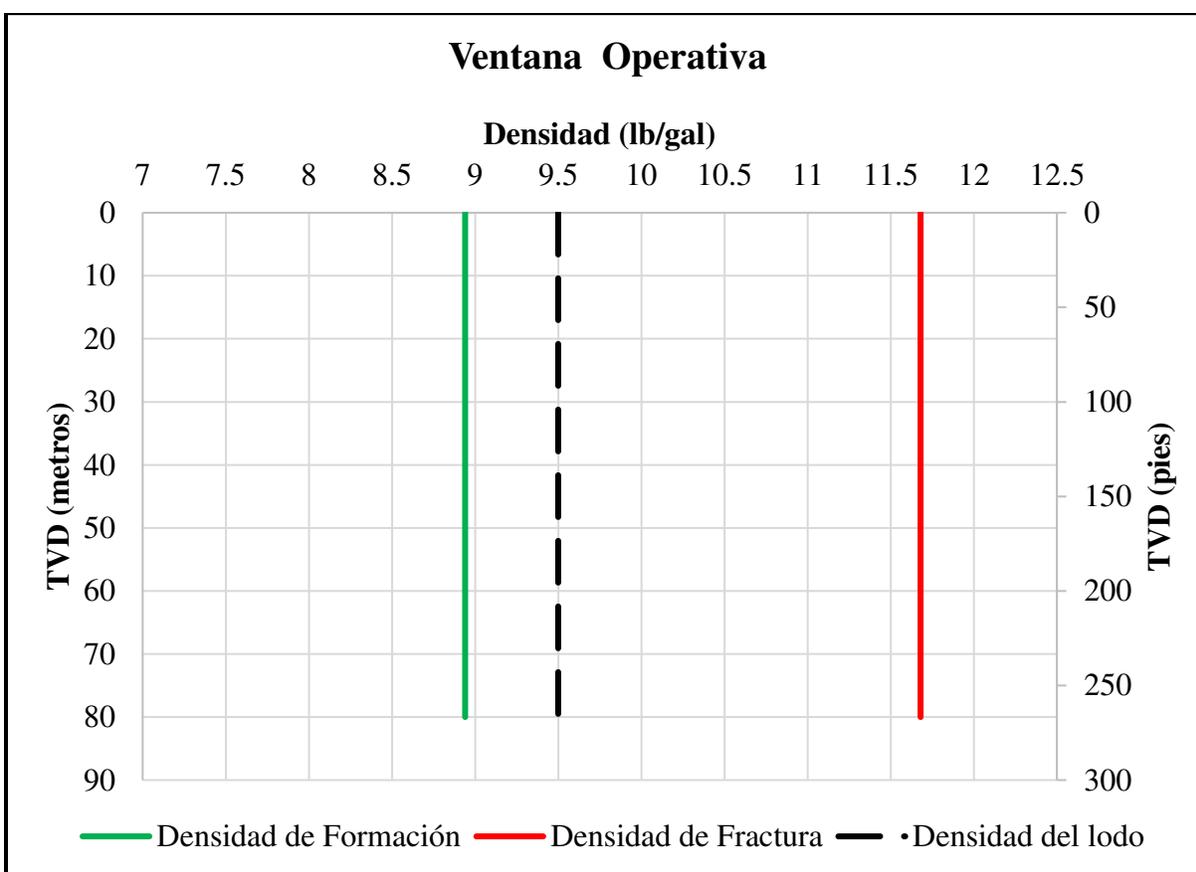
Para poder alcanzar la profundidad objetivo de 80 metros, se estableció utilizar un fluido con un valor de densidad 9.5 (lb/gal), tomando en cuenta que es una perforación sobre balance en el cual la presión del fluido, tiene que ser mayor al valor de la presión de formación para así

garantizar la estabilidad del pozo; por otro lado, es primordial que el fluido remueva y suspenda los recortes de perforación para evitar que se acumulen en fondo de pozo.

Con los datos de la densidad de la formación y fractura de la tabla 3 se procedió a generar la siguiente gráfica que representa a la ventana operativa.

Figura 23

Ventana Operativa de Perforación



3.2.2. Establecer la geometría del pozo

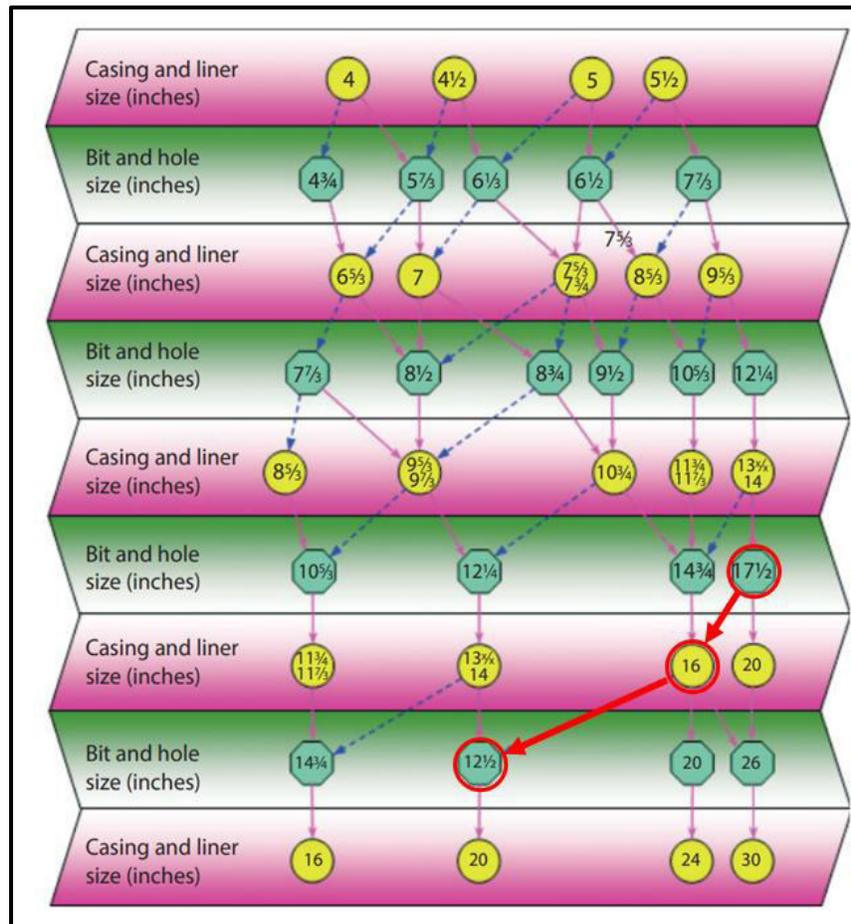
Para alcanzar la profundidad objetivo del pozo, se determinó establecer dos fases para la geometría, que se encuentran detallados en base a información de dimensiones comerciales o estándar de herramientas utilizados en la construcción de pozos.

Para la fase 1 se perforará un hoyo de diámetro de 17.5 pulgadas, hasta una profundidad somera de 12 metros, para luego asentar una tubería de revestimiento guía o conductora de acero forjado de diámetro nominal de 16 pulgadas. Dicha tubería se utilizará a fin de generar estabilidad en la pared del pozo para las formaciones someras de la sección superior, de esa manera evitar los derrumbes dentro del hoyo que se pueden generar producto de la erosión de las formaciones no consolidadas ocasionada por la circulación continua del fluido y también así evitar el atascamiento de la sarta producto de dichos derrumbes en fondo de pozo. Posteriormente para en fase 2, se perforará un hoyo de diámetro de 12.25 pulgadas hasta alcanzar la profundidad objetivo de 80 metros.

Mediante la siguiente figura se seleccionó la secuencia de los diámetros del hoyo y la tubería de revestimiento más comunes que se utilizará para las dos fases del pozo, que son considerados dimensiones recomendadas o comerciales.

Figura 24

Diámetros Recomendados de Tuberías de Revestimientos y Hoyos



Adaptada de “Fundamentos de la ingeniería de perforación sostenible (p. 442) por M.E.

Hossain & A.A. Al-Mejed, Wiley, 2015”.

Se utilizó como referencia la Norma ASME B36.10M-2015 del ASME, que recomienda las dimensiones para las tuberías de acero forjado con soldadura o sin costura para establecer las dimensiones de la tubería de revestimiento de 16 pulgadas de cedula 40 que es comercial detallada a continuación.

Tabla 4*Dimensiones y Pesos de Tuberías de Acero Forjado*

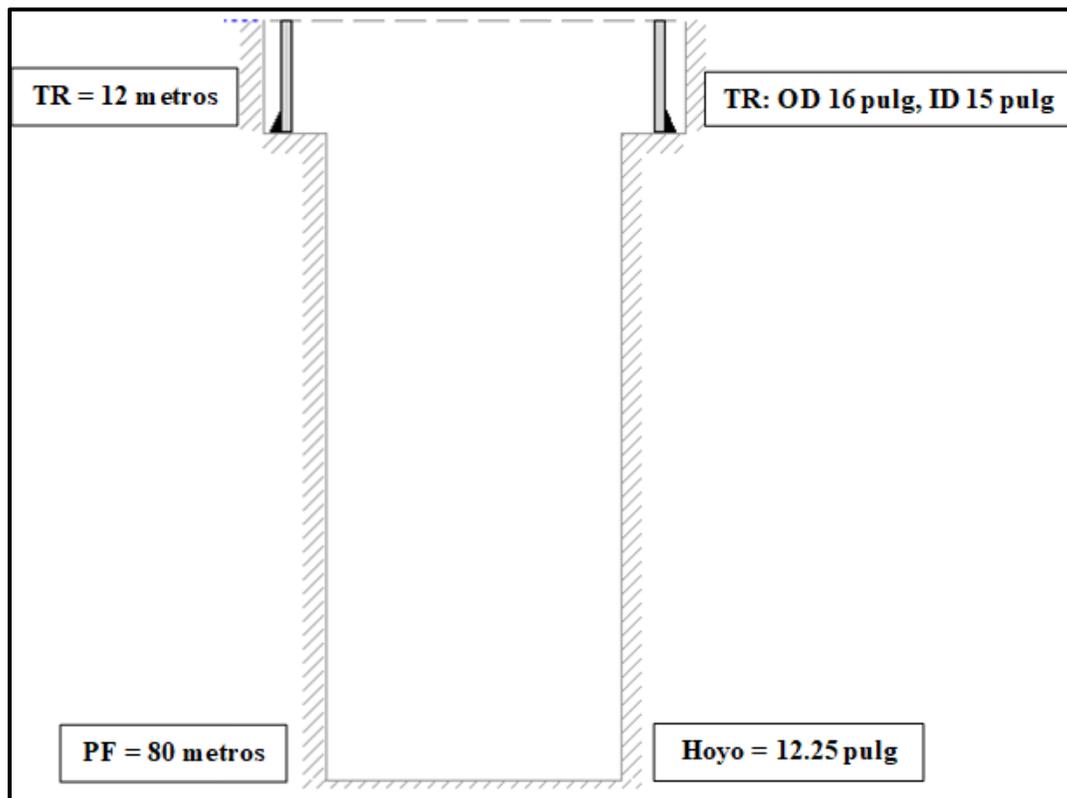
NPS [Note (1)]	Customary Units			Identification [Standard (STD), Extra-Strong (XS), or Double Extra Strong (XXS)]	Schedule No.	DN [Note (2)]	SI Units		
	Outside Diameter, in.	Wall Thickness, in.	Plain End Weight, lb/ft				Outside Diameter, mm	Wall Thickness, mm	Plain End Mass, kg/m
16	16.000	0.375	62.64	STD	30	400	406.4	9.53	93.27
16	16.000	0.406	67.68	400	406.4	10.31	100.71
16	16.000	0.438	72.86	400	406.4	11.13	108.49
16	16.000	0.469	77.87	400	406.4	11.91	115.87
16	16.000	0.500	82.85	XS	40	400	406.4	12.70	123.31
16	16.000	0.562	92.75	400	406.4	14.27	138.00
16	16.000	0.625	102.72	400	406.4	15.88	152.94
16	16.000	0.656	107.60	...	60	400	406.4	16.66	160.13

Adaptada de la “Norma ASME B36.10M-2015 para tuberías de acero forjado soldado y sin costura (p. 8) por Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, ASME, 2015”.

Se presenta la geometría del pozo dividida en dos fases.

Tabla 5*Geometría del Pozo*

Fase	Profundidad (metros)	Diámetro del hoyo (pulg)	Diámetro nominal de la tubería de revestimiento (pulg)	Diámetro exterior (pulg)	Espesor (pulg)	Diámetro interior (pulg)
1	12	17.5	16	16	0.5	15
2	80	12.5	-	-	-	-

Figura 25*Geometría del Pozo*

3.2.3. Identificar los componentes de la sarta

Para la perforación del pozo somero se determinó realizar una perforación vertical para así alcanzar la profundidad objetivo de 80 metros, donde la distribución de los componentes ayudará a mantener verticalidad de la trayectoria a diferentes profundidades, donde es importante que el collar se encuentre ensamblado encima del trépano para proveer el suficiente peso durante la perforación, ya que es el componente más rígido y con mayor peso en comparación a la tubería que cumple otras funciones como ser un medio para la transmisión de rotación desde superficie hacia el fondo de pozo, y para la circulación.

Para la selección de las dimensiones de los componentes de la sarta se utilizó la información de la norma API RP 7G, que es una práctica estándar utilizada para realizar el diseño de sarta y también donde se recomienda límites operativos, debido a que la mayoría de las compañías o empresas que prestan servicios de perforación compran o alquilan herramientas que cumplan con dicha norma.

Mediante la tabla 1, que se presenta en la página 5 de la Norma API RP 7G, se resumen las dimensiones para la tubería, donde la longitud estándar de una pieza es de 30 pies (9.143 metros).

Tabla 6

Dimensiones de la Tubería de Perforación

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Size OD in. <i>D</i>	Nominal Weight Threads and Couplings, lb/ft	Plain End Weight ¹ lb/ft	Wall Thickness in.	ID in. <i>d</i>	Section Area Body of Pipe ² sq. in. <i>A</i>	Polar Sectional Modulus ³ cu. in. <i>Z</i>
2 ⁷ / ₈	4.63	4.43	.190	1.993	1.3042	1.321
	6.65	6.26	.280	1.815	1.8429	1.733
2 ⁷ / ₈	6.85	6.16	.217	2.441	1.8120	2.241
	10.40	9.72	.362	2.151	2.8579	3.204
3 ¹ / ₂	9.50	8.81	.254	2.992	2.5902	3.923
	13.30	12.31	.368	2.764	3.6209	5.144
	15.50	14.63	.449	2.602	4.3037	5.847
4	11.85	10.46	.262	3.476	3.0767	5.400
	14.00	12.93	.330	3.340	3.8048	6.458
	15.70	14.69	.380	3.240	4.3216	7.157

Adaptada de la "Norma API RP 7G Práctica estándar recomendada para el diseño de sarta de perforación y límites operativos, API, 1998".

Mediante la tabla 13, que se presenta en la página 34 de la norma API RP 7G, se resumen las dimensiones para el collar de perforación donde la longitud estándar de una pieza es de 31 pies (9.448 metros).

Tabla 7

Dimensiones del Collar de Perforación

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
Drill Collar OD, inches	Drill Collar ID, inches												
	1	1 ¹ / ₄	1 ¹ / ₂	1 ³ / ₄	2	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	2 ⁵ / ₁₆	3	3 ¹ / ₄	3 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	4
2 ⁷ / ₈	19	18	16										
3	21	20	18										
3 ¹ / ₈	22	22	20										
3 ¹ / ₄	26	24	22										
3 ¹ / ₂	30	29	27										
3 ³ / ₄	35	33	32										
4	40	39	37	35	32	29							
4 ¹ / ₈	43	41	39	37	35	32							
4 ¹ / ₄	46	44	42	40	38	35							
4 ¹ / ₂	51	50	48	46	43	41							
4 ³ / ₄			54	52	50	47	44						

Adaptada de la "Norma API RP 7, 1998".

La selección del tipo de trépano tricónico se realizó mediante la información de la IADC, que ha estandarizado un mecanismo en la clasificación de los trépanos y así evitar una confusión de fabricación por diferentes compañías.

La ficha técnica número IADC/SPE 23937, que fue publicada en una conferencia de la IADC y por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) en Nueva Orleans, Louisiana en 1992, contiene una serie de 4 dígitos para identificar las características de un trépano tricónico que dependen del tipo de formación y del tipo de rodamiento utilizado, los cuales se explica a continuación.

- **Primer dígito:** si el primer dígito se encuentra entre 1 y 3, esto indica que el trépano es de acero para las formaciones blandas; si se encuentra entre 4 y 8, indica que el trépano es de insertos de carburo de tungsteno, el 4 es el más blando y 8 el más duro.
- **Segundo dígito:** el dígito 1 el más blando y 4 el más duro, se refiere a la dureza de la formación en la que se utilizará el trépano tricónico.
- **Tercer dígito:** hace referencia al diseño interno y externo del trépano como el tipo de rodamiento y al sello entre otros.
- **Cuarto dígito:** indica las características adicionales que puede poseer el trépano tricónico si las tuviera, las cuales pueden ser, por ejemplo: aplicación de aire, soldadura reforzada, jet control, dientes de acero estándar, entre otras.

Se seleccionó un trépano tricónico de dientes de acero de 12.25 pulgadas con código IADC 117 debido a que son comúnmente utilizados para la perforación de pozos someros y que están diseñados para trabajar en formaciones blandas, medianas y duras. El tipo de trépano está conformado por tres conos dentados de material de acero. Cuando el trépano está rotando y se le adiciona peso, los conos giran y a la vez los dientes se incrustan y trituran la roca formando recortes pequeños que finalmente circulan a superficie por acción de la hidráulica del fluido. El trépano también posee 3 toberas (nozzles) que permiten la circulación del fluido durante la perforación donde su diámetro puede variar entre $7/32$ avos. pulgadas a $32/32$ avos. de pulgadas, para lo cual, se trabajará con un diámetro de $10/32$ avos. para las toberas, y así poder garantizar la óptima limpieza e hidráulica del pozo al realizar los cálculos y simulación.

Figura 26

Selección del Trépano Tricónico Mediante el Código IADC

1er Carácter		2do Carácter	3er Carácter							
SERIE	FORMACIONES	DUREZA	SISTEMA DE RODAMIENTO							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	Blandas	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
2	Medias	4 Dura								
		1 Suave								
		2 Media Suave								
3	Duras	3 Media Dura								
		4 Dura								
		1 Suave								
4	Muy Blanda	2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								
5	Blanda	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
6	Media	4 Dura								
		1 Suave								
7	Dura	2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								
8	Muy Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								

Dientes de Acero		Dientes de Inserto	
1	Blandas	7	Dura
2	Medias		
3	Duras		
4	Muy Blanda		
5	Blanda		
6	Media		
7	Dura		
8	Muy Dura		

SISTEMA DE RODAMIENTO	
1	Cojinete de rodllo estándar sellado
2	Cojinete de rodllo enfriado con aire
3	Cojinete de rodllo con calibre protegido
4	Cojinete de rodllo sellado
5	Cojinete de rodllo sellado con calibre protegido
6	Cojinete de fricción sellado
7	Cojinete de fricción sellado con calibre sellado
8	Características especiales

Adaptada de la "Ficha técnica IADC/SPE 23937 para el sistema de clasificación de trépanos tricónico, IADC, 1992".

En la presente tabla 8, se muestra una lista de los componentes de la fase 2 para alcanzar la profundidad objetivo de 80 metros.

Tabla 8

Configuración de la Sarta de Perforación

CONFIGURACIÓN - SARTA DE PERFORACIÓN FASE 2										
DEPARTAMENTO	Áncash	Fluido de perforación				Datos del Trepano				
PROVINCIA	Huarmey	Densidad (lb/gal)	9,5	Diámetro (pulg)		12 1/4		Tipo		Triconico
POZO	Somero			Boquillas (nozzles)		3 x 10"				
TRAYECTORIA	Vertical									
PROFUNDIDAD	80 metros									
DIAGRAMA	Item N°	Descripción	OD (pulg)	ID (pulg)	Cantidad (piezas)	Longitud Unitaria (pies/pieza)	Longitud Total (pies)	Peso Unitario (lb/pie)	Peso total (lb)	
	1	Trepano	12 1/4		1					
	2	Collar de perforación	4 3/4	2 1/4	4	31	124	47	5.828	
	3	Tubería de perforación	3 1/2	2,602	4,616	30	138,48	15,50	2.146,44	
						Longitud total	262,48 pies			
						Peso total	7.974,44 lb			

3.2.4. Definir el tipo y las propiedades del fluido de perforación

Se efectuó la selección del fluido en base a las condiciones de operación y también a las posibles dificultades que se puedan presentar durante la perforación, estos pueden estar relacionados directa o indirectamente con el tipo y propiedades del fluido. Entre los problemas principales se encuentran la pérdida de circulación, influjos del fluido de formación, la inestabilidad del hoyo, adherencia de la tubería por formaciones inestables y daño a la formación.

Se utilizó un fluido base agua dulce, donde se consideró emplear el aditivo bentonita (M-I Gel) para el aumento de la viscosidad que tiene la capacidad de hidratarse y formar un revoque en las paredes del pozo, para el aumento de la densidad se utilizó un aditivo densificante como la barita (M-I Bar) que está asociada con la calidad del revoque.

En la siguiente tabla se detallan las funciones de los aditivos utilizados.

Tabla 9

Aditivos del Fluido de Perforación

Aditivo	Función
Bentonita (M-I Gel)	Es una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita sódica, un silicato de aluminio hidratado. La arcilla más comercial es la M-I Gel que se añade normalmente al fluido de perforación para aumentar la viscosidad y proporcionar un revoque que sella las formaciones permeables para limitar las pérdidas por filtración y evitar la pega de la tubería.
Barita (M-I Bar)	Es un Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4.20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

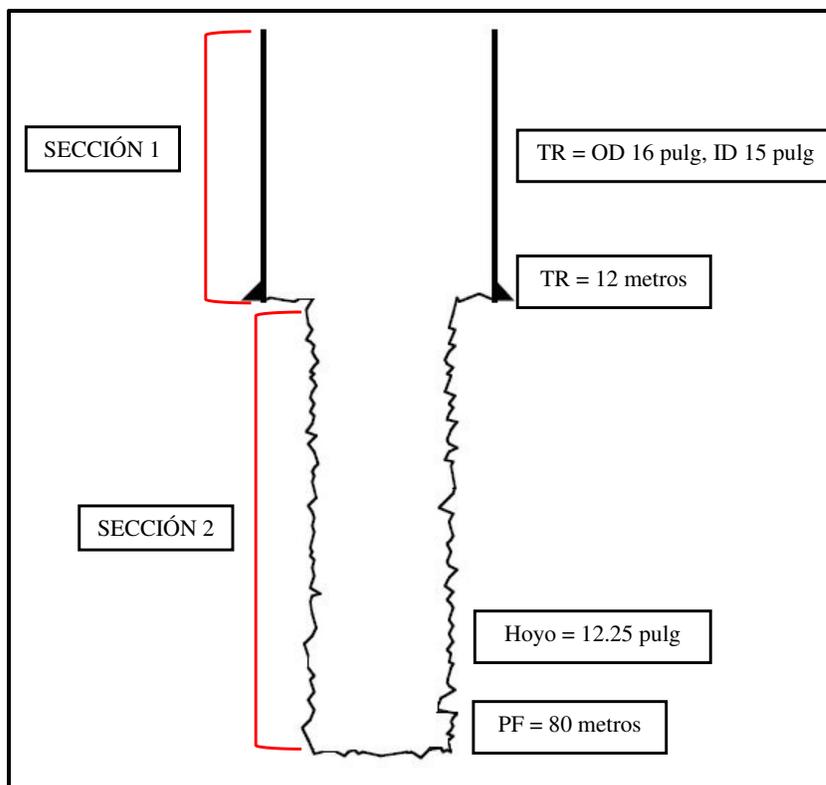
- **Cálculos del volumen del pozo sin la sarta de perforación**

Se realizó el cálculo del volumen total que está dividido en dos secciones como la del hoyo descubierto y la tubería de revestimiento, donde se consideró realizar el cálculo sin tomar en cuenta la sarta de perforación que estará dentro el pozo, debido a que durante la operación se puede decidir sacar la sarta por completo hasta superficie la cual puede generar una caída de la presión hidrostática debido a la disminución de la altura vertical de la columna de fluido, y que podría presentarse eventos como influjos desde la formación hacia el interior. Por tal razón, el

sistema de circulación debe ser capaz de llenar el volumen total requerido para el pozo con o sin la sarta.

Figura 27

Secciones del Volumen del Pozo



- a. Cálculo del volumen dentro la tubería de revestimiento.

Se utilizó la ecuación 3 para el cálculo del volumen de la sección 1, donde se utilizó la longitud de los 12 metros para la tubería de revestimiento.

$$V_{sección\ 1} = \frac{D^2}{1,029} * h$$

Donde $V_{sección\ 1}$ es el volumen de la sección 1 en bbl, h la altura de la sección 1 igual a 39.37 pies equivalente a 12 metros, D es el diámetro interior del revestimiento igual a 15 pulgadas.

$$V_{sección\ 1} = \frac{15^2}{1,029} * 39.37$$

$$V_{sección\ 1} = 8.609\ bbl$$

b. Cálculo del volumen en el hoyo descubierto.

Se utilizó la ecuación 3 para el cálculo del volumen de la sección 2, donde se realizó la resta entre la profundidad final de 80 metros y los 12 metros de la tubería de revestimiento para obtener el valor de 68 metros que representa a la altura sección de hoyo descubierto.

$$V_{sección\ 2} = \frac{D^2}{1,029} * h$$

Donde $V_{sección\ 2}$ es el volumen de la sección 2 en bbl, h es la altura de la sección 2 igual a 223.11 pies o 68 metros, D es el diámetro del hoyo descubierto igual a 12.25 pulgadas.

$$V_{sección\ 2} = \frac{12.25^2}{1,029} * 223.11$$

$$V_{sección\ 2} = 32.537\ bbl$$

c. Volumen total del pozo

$$V_{Total} = V_{sección\ 1} + V_{sección\ 2}$$

$$V_{Total} = 8.609\ bbl + 32.537\ bbl$$

$$V_{Total} = 41.146\ bbl$$

- **Cálculo del balance de masa de la mezcla final del fluido de perforación**

Para resolver el balance de masa, primero se determinó el volumen total del pozo para saber la cantidad de fluido requerido para la mezcla, después se estableció los aditivos o

componentes que se necesitan para preparar la mezcla final del fluido, finalmente se calculó los volúmenes requeridos para cada aditivo o componente conociendo sus diferentes densidades.

Se debe preparar 41.146 bbl para la mezcla final del fluido con una densidad igual a 9.5 (lb/gal), considerando una concentración de 10 lb/bbl y una densidad de 21.7 lb/gal para la bentonita (M-I Gel) recomendado por el manual API, y utilizando barita (M-I Bar) como aditivo densificante con una densidad de 35 lb/gal, y para agua dulce utilizando una densidad de 8.345 lb/gal, que es considerado como el fluido base para la mezcla final.

a. Cálculo del volumen de la bentonita

Mediante la ecuación 5, se calculó el volumen de la bentonita requerida para la mezcla, despejando el valor del volumen de dicha ecuación. Se utilizó la concentración de la bentonita y el volumen total del fluido requerido para hallar la masa, y se realizó la conversión de la densidad de la bentonita de lb/gal a lb/bbl para hallar el volumen en barriles.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde: ρ es la densidad de la bentonita igual a 21.7 (lb/gal), m es la masa de la bentonita (lb) y V es el Volumen de la bentonita (gal)

$$V = \frac{m}{\rho}$$

$$V_{bentonita} = \frac{10 \frac{lb}{bbl} \times 41.146 bbl}{21.7 \frac{lb}{gal} \times \frac{42 gal}{bbl}}$$

$$V_{bentonita} = 0.451 bbl$$

b. Desarrollo y cálculo del balance de masa

Mediante la ecuación 4 se despejó el valor del volumen de la barita del volumen total del fluido, conociendo los valores del volumen de la bentonita y de la mezcla final del fluido.

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$$

Donde:

V_{Total} : Volumen total de la mezcla de los componentes (bbl)

$V_1 + V_2 + V_3 + \dots$: Volúmenes de los componentes (bbl)

$$V_{fluido} = V_{agua} + V_{bentonita} + V_{barita}$$

$$41.146 = V_{agua} + 0.451 + V_{barita}$$

$$V_{barita} = (41.146 - 0.451) - V_{agua}$$

$$V_{barita} = 40.695 - V_{agua}$$

En la ecuación 6, reemplazamos el valor de la incógnita que es el volumen de la barita para luego hallar el volumen del agua.

$$V_{Total} \rho_{total} = V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots$$

Donde:

V_{Total} : Volumen total de la mezcla de los componentes (bbl)

ρ : Densidad del componente (lb/gal)

$V_1 + V_2 + V_3 + \dots$: Volúmenes de los componentes

$$V_{fluido} \rho_{fluido} = V_{agua} \rho_{agua} + V_{bentonita} \rho_{bentonita} + V_{barita} \rho_{barita}$$

$$41.146 \times 9.5 = (V_{agua} \times 8.345) + (0.451 \times 21.7) + (40.695 - V_{agua}) \times 35$$

$$390.887 = 8.345 V_{agua} + 9.787 + 1424.325 - 35 V_{agua}$$

$$26.66 V_{agua} = 1043.225$$

$$V_{agua} = \frac{1043.225}{26.66}$$

$$V_{agua} = 39.131 \text{ bbl}$$

Sustituimos el valor del volumen del agua en la ecuación.

$$V_{barita} = 40.695 - V_{agua}$$

$$V_{barita} = 40.695 - 39.131$$

$$V_{barita} = 1.564 \text{ bbl}$$

En la siguiente tabla, se resume el balance de masa de la mezcla del fluido de perforación final considerando solo el cálculo de la masa para la bentonita y barita ya que son aditivos sólidos.

Tabla 10

Balance de Masa de la Mezcla del Fluido de Perforación

Componente (Aditivo)	Densidad (lb/gal)	Volumen (bbl)	Masa (lb)
Agua	8.345	39.131	-
Bentonita (M-I Gel)	21.7	0.451	411.04
Barita (M-I Bar)	35	1.564	2,299.08
Fluido	9.5	41.416	-

Por lo tanto, para preparar los 41.416 barriles del fluido final de una densidad de 9.5 lb/gal, se necesita 39.131 barriles de agua dulce, 411.04 libras de bentonita y 2,299.08 libras de barita.

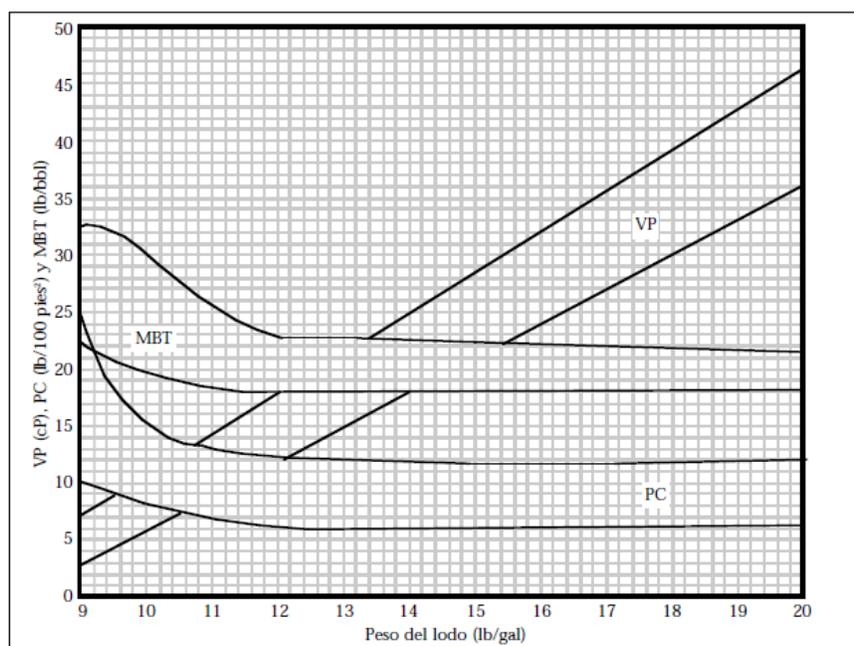
- **Propiedades reológicas recomendadas**

Las propiedades recomendadas del fluido compuesto a base agua dulce, bentonita y barita se establecieron del manual API; por lo tanto, en la operación se debe verificar y mantener las

propiedades reológicas en las condiciones recomendadas para lograr alcanzar una hidráulica y limpieza del pozo óptimos, proporcionando así buenas propiedades de lubricación, evitar la adherencia de tuberías y evitar el embolamiento del trépano o de la sarta de perforación. Dichas propiedades recomendadas como son la viscosidad plástica y el punto cedente, que se obtuvieron de la figura 28.

Figura 28

Rangos Recomendados de Viscosidad Plástica y Punto Cedente para los Fluidos Base Agua



Adaptada del Manual de fluidos de perforación (p. 318) por Instituto Americano del Petróleo, 2001, API.

En la siguiente tabla se presentan las propiedades reológicas recomendadas del fluido que se utilizará en base al manual API.

Tabla 11*Propiedades Reológicas*

Propiedades reológicas recomendadas	
Densidad (lb/gal)	9.5
Viscosidad Plástica (cP)	9
Punto cedente (lb/100 pies ²)	18
Esfuerzo gel inicial (lb/100 pies ²)	8

3.2.5. Realizar los cálculos hidráulicos del pozo somero

Se realizó el cálculo del programa hidráulico de la fase 2 para la perforación del pozo somero debido a que es el tramo más crítico en el cual se debe alcanzar la profundidad objetivo de los 80 metros. Los cálculos hidráulicos se efectuaron para determinar el efecto del fluido sobre las presiones del sistema, se utilizó el Modelo de Ley Exponencial, porque se asemeja al comportamiento del fluido.

- **Cálculo de las lecturas diales a 600 y 300 rpm**

A partir de las ecuaciones 7 y 8, se calcularon las lecturas del Viscosímetro de Fann.

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

De la ecuación 8 del punto cedente, despejamos y calculamos la lectura dial a 300 rpm, conociendo los valores de $PV = 9$ cP y $YP = 18$ lb/100 pies² del fluido de perforación.

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

$$\theta_{300} = 18 + 9$$

$$\theta_{300} = 27$$

De la ecuación 7 de viscosidad plástica, despejamos y calcularemos también la lectura dial a 600 rpm, conociendo los valores de $PV = 9$ cP y $\theta_{300} = 27$

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

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

$$\theta_{600} = 9 + 27$$

$$\theta_{600} = 36$$

- **Caudal de la bomba triplex**

Según la profundidad del pozo somero, se eligió trabajar con una bomba de las siguientes especificaciones.

Se especificó utilizar un diámetro de liner (pistón) de 5 pulgadas, una longitud de carrera de 9 pulgadas y una eficiencia volumétrica del 95% para el cálculo del caudal, el cual ya se describió anteriormente, y también se estableció utilizar una velocidad de embolo mínimo de 60 stk/min, un máximo de 120 stk/min y una velocidad de trabajo de 100 stk/min.

Tabla 12

Dimensiones de la Bomba Triplex

Dimensiones de la bomba triplex	
Diámetro del liner (pulg)	5
Longitud de la carrera (pulg)	9
Rendimiento	0.95

Para el cálculo del caudal de la bomba se utilizó la ecuación 9.

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = \frac{DI_{\text{Liner}}^2 L \text{ Rend}}{4,116}$$

Se reemplaza los siguientes valores:

$$DI_{\text{Liner}} = 5 \text{ pulg}, L = 9 \text{ pulg}, \text{Rend} = 0.95 \text{ decimal}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = \frac{5^2 \times 9 \times 0.95}{4,116}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 0.052 \text{ bbl/stk}$$

Se realizó el cálculo de la bomba tomando en cuenta la velocidad de embolo mínimo de 60 stk/min y un máximo de 120 stk/min considerados como valores límites para la operación de la bomba, y también se calculó la velocidad de trabajo de 100 stk/min.

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 0.052 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \times 60 \frac{\text{stk}}{\text{min}} = 3.12 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \text{ (minimo)}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 0.052 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \times 100 \frac{\text{stk}}{\text{min}} = 5.2 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \text{ (trabajo)}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 0.052 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \times 120 \frac{\text{stk}}{\text{min}} = 6.24 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \text{ (maximo)}$$

Se realizó la conversión del caudal de la bomba de barriles por minutos (bbl/min) a galones por minuto (gal/min) debido a que la mayoría de las ecuaciones para el cálculo hidráulico del pozo trabajan con el caudal en (gal/min).

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 3.12 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} = 131.04 \frac{\text{gal}}{\text{min}} \text{ (minimo)}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 5.2 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} = 218.4 \frac{\text{gal}}{\text{min}} \text{ (trabajo)}$$

$$Q_{\text{Caudal de la Bomba}} = 6.24 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} = 262.08 \frac{\text{gal}}{\text{min}} \text{ (maximo)}$$

- **Caída de presión en el sistema de circulación**

Se realizó el cálculo de la fase 2 del pozo, en el cual se tomó en cuenta las dimensiones de los componentes de la sarta como el diámetro interno y longitud total de cada componente. Posteriormente se realizó el cálculo de la caída de presión en el espacio anular, teniendo en cuenta el espacio entre el hoyo con los componentes de la sarta, para el cálculo se tomó en

cuenta el diámetro externo y longitud total, también se consideró los diámetros y longitudes de la geometría del pozo y la configuración de los componentes de la sarta.

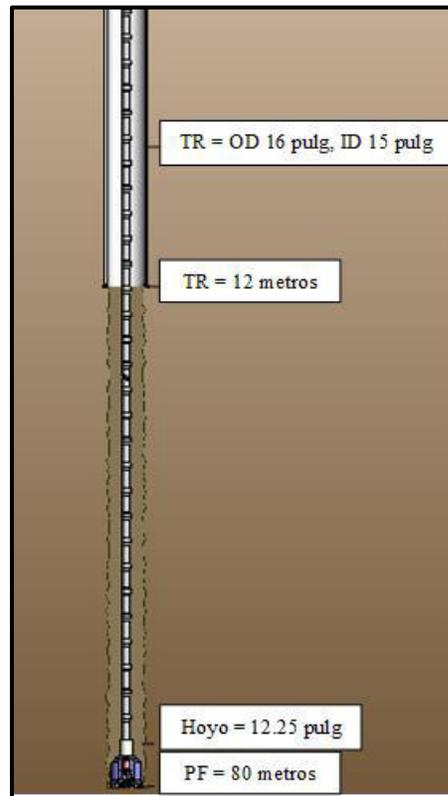
En la siguiente tabla 13, se detalla las dimensiones de los componentes y el tramo del pozo donde se ubican.

Tabla 13

Dimensiones de los Componentes de la Sarta de Perforación

Ítem	Componentes	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud total (pies)	Tramo
1	Trépano	12 ¼			Hoyo 12.25"
2	Collar	4 ¾	2 ¼	124	Hoyo 12.25"
3	Tubería	3 ½	2.602	99.11	Hoyo 12.25"
4	Tubería	3 ½	2.602	39.37	TR 15"

En la siguiente figura se muestra las 2 etapas del pozo para el cálculo hidráulico.

Figura 29*Diagrama del Pozo*

✓ **Cálculo de la caída de presión en el sistema mediante el modelo Ley Exponencial**

a. Caída de presión al interior de la sarta

Los datos iniciales para realizar los cálculos, se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 14*Datos Iniciales Para la Sarta*

Datos Iniciales – Sarta de Perforación	
Caudal de flujo (gal/min)	218.4
Densidad del fluido (lb/gal)	9.5
θ_{600}	36
θ_{300}	27

Se consideró como un ejemplo el cálculo de la caída de presión dentro de la sarta utilizando las dimensiones de la tubería de perforación (diámetro interno y la longitud total).

1) Índice de ley exponencial “n”

Para el cálculo se utilizó la ecuación 10.

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$$

Donde se reemplazan los valores anteriormente calculados como $\theta_{600}=36$, $\theta_{300}=27$:

$$n_p = 3.32 \log \frac{36}{27}$$

$$n_p = 0.415$$

2) Índice de consistencia “K”

De la ecuación 11.

$$K_p = \frac{5.11\theta_{300}}{(511)^{n_p}}$$

Donde se reemplazan los siguientes valores de $\theta_{300}=27$ y $n_p=0.415$:

$$K_p = \frac{5.11 \times 27}{(511)^{0.415}}$$

$$K_p = 10.37 \text{ lb}/100 \text{ pie}^2$$

3) Velocidad promedio de flujo dentro tubería de perforación

Para el cálculo se usó la ecuación 12.

$$V_p = 24.51 \frac{Q}{D_i^2}$$

Donde se reemplazan los valores de $Q=218.4$ (gal/min), $D_i=2.602$ (pulg).

$$V_p = 24.51 \frac{218.4}{2.602^2}$$

$$V_p = 790.64 \text{ pie}/\text{min}$$

4) Viscosidad efectiva dentro la tubería de perforación

Para el cálculo se utilizó la ecuación 13.

$$\mu_{ep} = 100 K_p \left(\frac{1.6 V_p}{D_i} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{(n_p)}$$

Donde μ_{ep} es la viscosidad efectiva (cP), n_p el índice de ley exponencial igual a 0.415 (adimensional), K_p el índice de consistencia igual a 10.37 lb/100 pies², V_p la velocidad promedio de flujo 790.64 pie/min y D_i el diámetro interior de la tubería igual a 2.602 pulgadas.

$$\mu_{ep} = 100 \times 10.37 \left(\frac{1.6 \times 790.64}{2.602} \right)^{(0.415-1)} \left(\frac{(3 \times 0.415) + 1}{4 \times 0.415} \right)^{(0.415)}$$

$$\mu_{ep} = 31.508 \text{ cP}$$

5) Número de Reynolds

Para el cálculo se utilizó la ecuación 14.

$$NR_{ep} = \frac{15.467 D_i V_p \rho}{\mu_{ep}}$$

Donde NR_{ep} es el Reynolds (adimensional), D_i diámetro interior de la tubería igual a 2.602 pulgadas, V_p es la velocidad promedio de flujo 790.64 pie/min, ρ es la densidad del fluido igual a 9.5 lb/gal, μ_{ep} es la viscosidad efectiva igual a 31.508 cP.

$$NR_{ep} = \frac{15.467 \times 2.602 \times 790.64 \times 9.5}{31.508}$$

$$NR_{ep} = 9,593.894 \text{ (Flujo Turbulento)}$$

6) Número de Reynolds crítico

Se calculó con la ecuación 15 para la condición de flujo turbulento.

$$\text{Flujo Turbulento } NR_{ec} = 4270 - 1370n_p$$

Donde NR_{ec} es el número de Reynolds (adimensional), n_p es el índice de ley exponencial igual a 0.415 (adimensional).

$$NR_{ec} = 4270 - 1370 \times 0.415$$

$$NR_{ec} = 3,701.45$$

7) Factor de fricción de Fanning

Para el cálculo se utilizó la ecuación 16 considerando la condición del flujo turbulento.

Para fluidos $NR_e > 4000$ (Flujo Turbulento)

$$f_p = \frac{a}{NR_{ep}^{(b)}}$$

Donde f_p es el factor de fricción (adimensional), NR_{ep} es el Reynolds igual a 9,593.894 (adimensional) y n_p es el índice de ley exponencial 0.415 (adimensional).

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

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

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log(0.415) + 3.93}{50} \right)}{9,593.894^{\left[\frac{1.75 - \log(0.415)}{7} \right]}}$$

$$f_p = 0.004348$$

8) Caída de presión dentro de la tubería

De la ecuación 17.

$$P_p = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92,916 D_i} L$$

Donde P_p es la caída de presión (psi), f_p el factor de fricción igual a 0.004348 (adimensional), V_p la velocidad promedio de flujo 790.64 pie/min, ρ la densidad del fluido que es 9.5 lb/gal, D_i el diámetro interior de la tubería 2.602 pulgadas y L la longitud total igual a 138.48 pies.

$$P_p = \frac{0.004348 \times 790.64^2 \times 9.5}{92,916 \times 2.602} \times 138.48$$

$$P_p = 14.79 \text{ psi}$$

Se realizó el mismo cálculo para el collar de perforación, considerando utilizar los mismos valores del índice de Ley Exponencial y de consistencia ya que son constantes para todo

el tramo interior de la sarta. En los Anexos 1 y 2, se detallan todos los resultados que se han obtenido en el cálculo hidráulico.

b. Caída de presión en el espacio anular

Se realizaron los cálculos utilizando las dimensiones del espacio anular y del revestimiento (asentado a los 12 metros) y el hoyo que tiene una profundidad de 80 metros, y también considerando las dimensiones de la sarta que se encuentran a la misma profundidad del hoyo.

Tabla 15

Datos Iniciales Para el Espacio Anular

Datos Iniciales – Espacio Anular	
Caudal de flujo (gal/min)	218.4
Densidad del fluido (lb/gal)	9.5
θ_{600}	36
θ_{300}	27
θ_3	8

Para realizar los cálculos, se utilizó el diámetro externo, la longitud y el diámetro del hoyo de la fase 2 del pozo que es 12.25 pulgadas.

A continuación se detallan como ejemplo el cálculo realizado en el espacio anular comprendido entre el collar de y el hoyo.

1) Índice de ley exponencial “n”

Para el cálculo se utilizó la ecuación 18, se reemplazan a continuación con los valores que ya se conocen: $\theta_{600} = 36$ y $\theta_{300} = 27$:

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

$$\theta_{100} = 27 - \frac{2(36-27)}{3}$$

$$\theta_{100} = 21$$

Ahora para el cálculo de n_a , se utilizó la ecuación 19.

Se reemplaza los siguientes valores: $\theta_3 = 8$, $\theta_{100} = 21$.

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3}$$

$$n_a = 0.657 \log \frac{21}{8}$$

$$n_a = 0.275$$

2) Índice de consistencia “K”

Para el cálculo se utilizó la ecuación 20.

$$K_a = \frac{5.11\theta_{100}}{(170.2)^{n_a}}$$

Donde se conocen los valores de $\theta_{100} = 21$ y $n_a = 0.275$, entonces se obtiene:

$$K_a = \frac{5.11 \times 21}{(170.2)^{0.275}}$$

$$K_a = 26.129 \text{ lb}/100 \text{ pie}^2$$

3) Velocidad promedio de flujo en el espacio anular (Collar-Hoyo)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 21.

$$V_a = 24.51 \frac{Q}{D_H^2 - D_e^2}$$

Donde se tiene los valores: $Q = 218.4 \text{ gal/min}$, $D_e = 4.75 \text{ pulg}$, $D_H = 12.25 \text{ pulgadas}$.

$$V_a = 24.51 \frac{218.4}{12.25^2 - 4.75^2}$$

$$V_a = 41.98 \text{ pie/min}$$

4) Viscosidad efectiva que se tiene el espacio anular (Collar-Hoyo)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 22.

$$\mu_{ea} = 100 K_a \left(\frac{2.4 V_a}{D_H - D_e} \right)^{(n_a-1)} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{(n_a)}$$

Donde se conocen y reemplaza los siguientes datos obtenidos anteriormente

$K_a = 26.129 \text{ lb/100 pie}^2$, $n_a = 0.275$, $V_a = 41.98 \text{ pie/min}$, $D_e = 12.25 \text{ (pulg)}$ y

$D_H = 4.75 \text{ (pulg)}$

$$\mu_{ea} = 100 \times 26.129 \left(\frac{2.4 \times 41.98}{12.25 - 4.75} \right)^{(0.275-1)} \left(\frac{(2 \times 0.275) + 1}{(3 \times 0.275)} \right)^{(0.275)}$$

$$\mu_{ea} = 472.606 \text{ cP}$$

5) Número de Reynolds en el espacio anular (Collar-Hoyo)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 23.

$$NR_{ea} = \frac{15.467 (D_H - D_e) V_a \rho}{\mu_{ea}}$$

Donde:

NR_{ea} : Numero de Reynolds (adimensional)

D_H : Diámetro del hoyo = 12.25 (pulg)

D_e : Diámetro exterior del componente = 4.75 (pulg)

V_a : Velocidad de flujo = 41.98 (pie/min)

ρ : Densidad del fluido = 9.5 (lb/gal)

μ_{ea} : Viscosidad efectiva = 472.606 (cP)

$$NR_{ea} = \frac{15.467(12.25 - 4.75) 41.98 \times 9.5}{472.606}$$

$$NR_{ea} = 97.889 \text{ (Flujo Laminar)}$$

6) Número de Reynolds crítico en el espacio anular (Collar-Hoyo)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 15, para la condición de flujo laminar.

$$\text{Flujo Laminar } NR_{ec} = 3470 - 1370n_a$$

Donde:

NR_{ec} : Numero de Reynolds (adimensional)

n_a : Índice de ley exponencial = 0.275 (adimensional)

$$NR_{ec} = 3470 - 1370 \times 0.275$$

$$NR_{ec} = 3093.25$$

7) Factor de fricción de Fanning en el espacio anular (Collar-Hoyo)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 16 considerando la condición del flujo laminar en el espacio anular.

Para fluidos $NR_e < 2100$ (Flujo Laminar)

$$f_a = \frac{24}{NR_{ea}}$$

Donde f_a es el factor de fricción (adimensional), NR_{ea} es el Reynolds igual a 97.889 (adimensional).

$$f_a = \frac{24}{97.889}$$

$$f_a = 0.245176$$

8) Caída de presión en el espacio anular (Collar-Hoyo)

De la ecuación 24.

$$P_a = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92,916 (D_H - D_e)} L$$

Donde:

P_a : Caída de presión (psi)

f_a : Factor de fricción = 0.245176 (adimensional)

V_a : Velocidad promedio de flujo = 41.98 (pie/min)

ρ : Densidad del fluido = 9.5 (lb/gal)

D_H : Diámetro del hoyo = 12.25 (pulg)

D_e : Diámetro exterior del collar = 4.75 (pulg)

L : Longitud total del collar = 124 (pies)

$$P_a = \frac{0.245176 \times 41.98^2 \times 9.5}{92,916 (12.25 - 4.75)} \times 124$$

$$P_a = 0.7 \text{ psi}$$

Se realizó el mismo cálculo para todos los tramos del espacio anular, considerando que los valores del índice de la Ley de Exponencial y también del índice de consistencia son constante en todo el espacio anular, estableciendo las dimensiones de los componentes como los diámetros externos y las longitudes. En los Anexos, detallan los resultados realizados.

c. Caída de presión en las toberas del trépano

De la ecuación 25.

$$P_t = \frac{156 \rho Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$$

Donde se reemplazan los siguientes datos:

P_t : Caída de presión a través de las toberas del trepano (psi)

$Q = 218.4$ (gal/min)

$\rho = 9.5$ (lb/gal)

$D_{n1} = 3 \times 10$ (1/32 de pulgadas)

$$P_t = \frac{156 \times 9.5 \times 218.4^2}{(10^2 + 10^2 + 10^2)^2}$$

$$P_t = 785.44 \text{ psi}$$

d. Caídas de presión en el sistema (sarta, espacio anular y trépano)

Se utilizó la ecuación 26.

$$P_{sistema} = P_p + P_a + P_b$$

Donde $P_{sistema}$ es la caída de presión en el sistema (psi), $P_p = 39.03$ psi, $P_a = 1.29$ (psi),

$P_t = 785.44$ psi.

$$P_{sistema} = 39.03 + 1.29 + 785.44$$

$$P_{sistema} = 825.76 \text{ psi}$$

e. Porcentaje de la caída de presión en las toberas del trépano

Para el cálculo se utilizó la ecuación 27.

$$\Delta P_t = \frac{P_t}{P_{sistema}} 100$$

Donde ΔP_b es el porcentaje de la caída de presión en las toberas del trépano (%), $P_t = 785.44$ psi y $P_{sistema} = 825.76$ psi.

$$\Delta P_t = \frac{785.44}{825.76} \times 100$$

$$\Delta P_t = 95.12 \%$$

La mayor caída de presión en el sistema, se presenta en las toberas del trépano.

f. Densidad equivalente de circulación o dinámica (ECD)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 28.

$$ECD = \rho + \frac{P_a}{0.052 TVD}$$

Donde ECD en (lb/gal), P_a igual a 1.29 (psi), $\rho = 9.5$ (lb/gal), $TVD = 262.48$ (pies)

$$ECD = 9.5 + \frac{1.29}{0.052 \times 262.48}$$

$$ECD = 9.59 \text{ lb/gal}$$

g. Velocidad de chorro en las toberas

Para el cálculo se utilizó la ecuación 29.

$$V_n = \frac{418.3 Q}{\sum D_n^2}$$

Donde V_n es la velocidad de chorro en las toberas pie/s, Q es el Caudal de la bomba igual a 218.4 (gal/min) y $\sum D_n^2$ es la sumatoria de los diámetros de las toberas al cuadrado igual a 3 x 10 (1/32 de pulgadas).

$$V_n = \frac{418.3 \times 218.4}{(10^2 + 10^2 + 10^2)}$$

$$V_n = 304.52 \text{ pie/s}$$

h. Área total de flujo de las toberas

Para el cálculo se utilizó la ecuación 30.

$$A = 0.32 \frac{Q}{V_n}$$

Donde A es el área de flujo total (pulg²), $Q = 218.4$ gal/min, $V_n = 304.52$ pie/s

$$A = 0.32 \times \frac{218.4}{304.52}$$

$$A = 0.23 \text{ pulg}^2$$

i. Fuerza de impacto del chorro

Para el cálculo se utilizó la ecuación 31.

$$F_i = \frac{Q V_n \rho}{1,930}$$

Donde F_i es la Fuerza del chorro (lb), Q caudal de la bomba igual a 218.4 gal/min, V_n es la velocidad de chorro en las toberas igual a 304.52 pie/s, ρ es la densidad del fluido 9.5 lb/gal.

$$F_i = \frac{218.4 \times 304.52 \times 9.5}{1,930}$$

$$F_i = 327.37 \text{ lb}$$

j. Potencia hidráulica en el trépano

Para el cálculo se utilizó la ecuación 32.

$$HHP_t = \frac{Q P_t}{1,714}$$

Donde HHP_t es la potencia hidráulica en el trépano (HP), Q es el caudal de la bomba igual a 218.4 gal/min, P_t es la caída de presión en las toberas del trépano igual a 785.44 psi.

$$HHP_t = \frac{218.4 \times 785.44}{1,714}$$

$$HHP_t = 100.082 \text{ HP}$$

k. Potencia hidráulica (pulgada cuadrada) en el área del trépano (HSI)

Para el cálculo se utilizó la ecuación 33.

$$HSI = \frac{1.27 HHP_t}{D^2}$$

Donde HSI es la potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trépano (HP/pulg²), HHP_t la potencia hidráulica en el trépano igual a 100.082 (HP), D es el diámetro del trépano igual a 12.25 pulgadas.

$$HSI = \frac{1.27 \times 100.082}{12.25^2}$$

$$HSI = 0.847 \text{ HP/pulg}^2$$

l. Potencia hidráulica del sistema

Para el cálculo se utilizó la ecuación 34.

$$HHP_s = \frac{Q P_{sistema}}{1,714}$$

Donde HHP_s es la potencia hidráulica del sistema (HP), Q es el caudal de la bomba igual a 218.4 gal/min, $P_{sistema}$ de la caída de presión en el sistema igual a 825.76 (psi).

$$HHP_s = \frac{218.4 \times 825.76}{1,714}$$

$$HHP_s = 105.22 \text{ HP}$$

3.3. Simulación de la hidráulica de perforación del pozo

Drillbench, es un software avanzado de la compañía Schlumberger que es utilizado para el diseño y evaluación de todas las operaciones, el cual realiza el enfoque en la hidráulica de perforación y 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 Drillbench incluye las variables más importantes. La presión y la temperatura son dependientes de las propiedades de fluidos, propiedades termo físicas y la descripción detallada de la geometría del pozo.

El apartado 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).

Los parámetros de entrada para la simulación están divididos en nueve grupos principales que serán descritos en la siguiente tabla.

Tabla 16*Parámetros de Entrada para el Simulador Drillbench*

	VARIABLES PARA EL SIMULADOR DRILLBENCH
 (trayectoria)	<p>Se ingresan todos los datos necesarios para determinar el perfil y trayectoria del pozo, donde se puede trabajar con trayectorias de pozos verticales, direccionales y horizontales.</p>
 (formación)	<p>Contiene toda la información sobre el entorno del pozo y las formaciones que incluyen las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La temperatura específica en superficie es el valor de entrada para el cálculo la temperatura geotérmica. • Las capas y profundidades de cada formación que serán atravesados en la perforación. • También se puede ingresar los valores de gradientes de temperatura de las formaciones que es considerado como el cambio de la temperatura en función a la profundidad.
 (presión de poro y fractura)	<p>Se ingresan las presiones o densidades de poro y fractura para diferentes profundidades del pozo.</p>
 (geometría del pozo)	<p>Contiene toda la información de las especificaciones de las tuberías de revestimiento y diámetros del hoyo del pozo.</p>
 (sarta)	<p>Se especifica las dimensiones como son los diámetros y longitudes de los diferentes componentes de la sarta de perforación. En un apartado diferente también se puede ingresar el número y los diámetros de las toberas del trépano que estará en el fondo de pozo.</p>



Variables para el simulador Drillbench

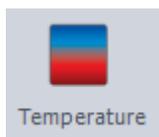


(fluido)

Se especifica la densidad y las propiedades reológicas como son la viscosidad plástica, punto cedente o las lecturas del viscosímetro de fann del fluido de perforación a utilizar.

También incluye una lista desplegable para seleccionar un modelo reológico, que se utiliza para especificar una correlación de cálculo de datos de la reología a diferentes presiones y temperaturas.

Los modelos que están disponibles: Ley Exponencial, Modelo de Bingham y Robertson-Stiff que es recomendado para pozos direccionales, no para pozos someros.



(temperatura)

En esta sección se utiliza la opción del modelo dinámico de temperatura para determinar el perfil de temperatura del fluido dentro la sarta de perforación y el espacio anular.

Si se selecciona el modelo de temperatura dinámica se utilizará la temperatura y el calor de transferencia a lo largo de la línea de flujo para interpolar y calcular los valores del perfil de temperatura, donde el primer dato de entrada es la temperatura del fluido en superficie.

También el simulador utiliza el modelo de temperatura de inyección para el fluido, donde se especifica la temperatura superficial del fluido de perforación justo antes de ser bombeado dentro la sarta de perforación.

Adaptada del "Manual de usuario del software Drillbench por Schlumberger, 2014".

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.

Luego de haber ingresados todos los datos y parámetros requeridos en el simulador Drillbench, en base a la información descritos en el desarrollo de los objetivos específicos se obtuvo los siguientes reportes descritos en el anexo 2.

- **Temperatura y gradiente geotérmico**

Una sección importante del simulador son los datos de entrada de la temperatura ambiente en superficie y el gradiente geotérmico que es considerado como el cambio de la temperatura a distintas profundidades, que se utilizan para realizar los cálculos de los perfiles de temperatura dentro de la sarta y del espacio anular, mediante la opción del modelo de temperatura dinámica que posee el simulador.

Para la simulación del pozo somero Áncash se determinó utilizar una temperatura ambiente promedio de 24°C (75.2°F) en base a información del SENAMHI, el cual establece que dicha temperatura se presenta en la costa norte del Perú que posee un clima árido tropical.

Para el gradiente geotérmico, se determinó utilizar un valor de 0.03 °C/m (0.016 °F/pie) en base a información del manual de geotermia IDAE y de la “Guía para estudios de reconocimiento y prefactibilidad geotérmica” de LA OLADE el cual establecen que los gradientes geotérmicos normales que se presentan en la corteza terrestre varían de 2.5 a 3 °C cada cien metros.

El simulador también utiliza un valor de temperatura de inyección de fluido constante que se refiere a la temperatura que se encuentra el fluido antes de ser bombeado al pozo y que será igual a la temperatura ambiente durante toda la simulación.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

Se realizó los cálculos hidráulicos de la perforación del pozo somero Ancash mediante el modelo de Ley Exponencial, el cual describe mejor el comportamiento pseudoplástico del fluido base agua; es decir, que la viscosidad disminuye a medida que aumenta la velocidad de corte.

Tabla 17

Resultados de la Hidráulica de Perforación con el Modelo de Ley Exponencial

Resultados de la hidráulica de perforación		
Caída de presión total dentro la sarta de perforación	39.03	psi
Caída de presión total en el espacio anular	1.29	psi
Caída de presión total en el trépano	785.44	psi
Porcentaje de caída de presión en el trépano	95.12	%
Caída de presión en el sistema	825.76	psi
Densidad equivalente de circulación (ECD)	9.59	lb/gal
Velocidad de chorro en las toberas	304.52	pies/seg
Área total de flujo de las toberas (TFA)	0.23	pulg ²
Fuerza de impacto del chorro	327.37	lb

Resultados de la hidráulica de perforación		
Potencia hidráulica en el trépano (HHP)	100.082	HP
Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trépano (HSI)	0.847	HP/pulg ²
Potencia hidráulica en el sistema (HP)	105.22	HP

Los resultados obtenidos de la hidráulica de perforación para la operación del Pozo Somero Áncash fueron óptimos, considerando que se hallan entre los valores recomendados en base al Manual API.

- El régimen de flujo dentro de la sarta es turbulento y laminar en el espacio anular.
- La mayor caída de presión se presenta al interior de las toberas del trépano.
- La velocidad de chorro de las toberas del trépano se encuentra entre los valores de 250 y 450 pies/seg.

Los resultados obtenidos se encuentran entre los rangos establecidos para garantizar la limpieza los recortes de fondo de pozo, ya que las caídas de presión al interior de la sarta y en el espacio anular son mínimas, en comparación a la caída de presión generado en las toberas del trépano. La velocidad de chorro obtenido es de 304.52 pies/seg y el porcentaje de caída de presión en el trépano es de 95.12%.

Sin embargo, para lograr obtener estos resultados entre los rangos establecidos fue importante tomar en cuenta los factores que afectan directamente a la hidráulica como son la geometría del pozo, componentes, propiedades reológicas, caudal y presión de trabajo de bombeo. En el Anexo 1, se detalla los resultados obtenidos.

4.2. Discusión de resultados

Se comparó los resultados de los cálculos hidráulicos obtenidos con el modelo de Ley Exponencial y la simulación de la hidráulica con el software Drillbench. Se encuentra un resumen en los Anexos 1 y 2.

Tabla 18

Comparación de los Resultados

Comparación de los resultados de la hidráulica de perforación		
Variables	Modelo Ley Exponencial	Simulación Drillbench
Caída de presión total dentro la sarta (psi)	39.03	54.12
Caída de presión total en el espacio anular (psi)	1.29	1.25
Caída de presión total en el trépano (psi)	785.44	786.18
Porcentaje de caída de presión en el trépano (%)	95.12	91.71
Caída de presión en el sistema (psi)	825.76	841.55
Densidad Equivalente de circulación (ECD) (lb/gal)	9.59	9.55

Entre los resultados obtenidos podemos verificar que el valor de la caída de presión al interior de la sarta, existe una diferencia de 15.09 psi, entre el modelo de Ley Exponencial y el simulador.

- El procedimiento de cálculo realizado con las ecuaciones del modelo reológico seleccionado y el simulador difieren, debido a que el programa Drillbench utiliza el modelo de temperatura dinámica, el cual calcula un perfil de temperatura para el fluido de perforación dentro de la sarta y el espacio anular, que está en función del valor de la temperatura

constante del fluido de inyección en superficie (igual a la temperatura ambiente), y también del valor del gradiente geotérmico de la formación que se considera como la variación de la temperatura en función de la profundidad del pozo. Dicho cambio genera que las propiedades reológicas, la densidad y el ECD del fluido de perforación cambien por la variación de la presión, temperatura, gradiente geotérmico de la formación y transferencia de calor que existe entre el fluido, formación y el acero de los componentes de la sarta en diferentes posiciones del pozo, además, se debe tomar en cuenta que las propiedades del fluido y la temperatura influyen mutuamente unos con otros para describir el comportamiento del fluido

- Cuando comienza a circular el fluido al interior, la sección inferior de la sarta en fondo de pozo es enfriada por el mismo, y en la parte superior del espacio anular el fluido retornará con una mayor temperatura hasta la superficie; por tal razón, la densidad como la reología del fluido, cambiarán en cada posición diferente del pozo.
- Con el uso del simulador se puede demostrar que los cálculos son rápidos y también que los valores ingresados pueden repetirse o modificarse las veces que sea necesario, para estudiar y realizar un mayor análisis en las predicciones de las presiones, temperaturas, densidades y de las propiedades reológicas, que nos permita conocer el comportamiento en el fondo del pozo.
- Se debe considerar también que el uso del simulador y los modelos reológicos siguen siendo un medio útil de aproximación para describir el comportamiento de un fluido, pero no reflejan con precisión la realidad del pozo al ser perforado, debido a que el método

experimental durante las operaciones sigue siendo la forma más confiable para demostrar el comportamiento real del sistema de circulación.

Para el cálculo del perfil de temperatura, el simulador trabaja con las propiedades termo físicas de los diferentes materiales o componentes que interactúan dentro del pozo, como la formación, el fluido y el material de acero de los componentes. El simulador permite seleccionar valores predeterminadas para las propiedades termo físicas como guía cuando no se dispone de datos más precisos y proporcionar un rango razonable. En la siguiente tabla se realizó la descripción de las propiedades termo físicas con las que trabaja el simulador Drillbench.

Tabla 19

Propiedades Termofísicas – Drillbench

Propiedades termo físicas - Drillbench	
Calor específico	<p>En el simulador se permite ingresar un calor específico medido para diferentes componentes o se recomienda utilizar la siguiente ecuación para realizar el cálculo:</p> $C = \sum_i^N x_i C_{p,i}$ <p>Dónde x_i es la fracción en peso y C_p es el calor específico (Btu/lbm °F) del componente i, y N es el número de componentes.</p>
Conductividad térmica	<p>Para el cálculo, se toma en cuenta que el fluido es una mezcla de un líquido y sólido.</p> <p>El simulador calcula la conductividad térmica de un fluido con material sólido disperso en él, mediante modelo de Eucken, que determina la conductividad térmica de un líquido con pequeñas esferas sólidas dispersas en él, utilizando la siguiente ecuación:</p> $\lambda_m = \lambda_w \frac{2(1 - X)\lambda_w + (1 + 2X)\lambda_s}{(2 + X)\lambda_w + (1 - X)\lambda_s}$ <p>Dónde λ es la conductividad térmica (Btu/hr pie °F) y X es la fracción de volumen de los materiales sólidos.</p> <p>Se puede encontrar una fórmula para una mezcla de diferentes líquidos en el Manual de ingenieros químicos de Perry.</p>

Propiedades termo físicas - Drillbench

El simulador trabaja con algunos datos realistas como valores recomendados de las diferentes propiedades termo físicas de los componentes o materiales del pozo como son la densidad, calor específico y conductividad térmica que se utilizan en las simulaciones, dichas propiedades se resumen en las siguientes tablas:

Otros materiales

	ρ (kg/m ³)	C_p (J/kg ^o C)	λ (W/m ^o C)
Steel	7800	400	40
Cement	2700	2000	0.7
Formation	2700	800	3

	ρ (kg/m ³)	C_p (J/kg ^o C)	λ (W/m ^o C)
Water	1000	4180-4220	0.59-0.68
Barite (BaSO ₄)	4500	457-477	

Adaptada del "Manual de usuario del software Drillbench por Schlumberger, 2014".

En la siguiente tabla se realizó el resumen de las propiedades termo físicas predeterminadas que se utilizó para la simulación hidráulica del pozo somero Áncash.

Tabla 20

Propiedades Termofísicas - Simulación

Propiedades termofísicas - Simulación

Formación

Thermophysical properties ×

Default	Customized
Density 20,8635 lbm/USgal	<input checked="" type="checkbox"/> Density 20,8635 lbm/USgal
Thermal conductivity 1,16 Btu/hr*ft*F	<input checked="" type="checkbox"/> Thermal conductivity 1,16 Btu/hr*ft*F
Specific heat capacity 0,24 Btu/lbm*F	<input checked="" type="checkbox"/> Specific heat capacity 0,24 Btu/lbm*F

Sarta y revestimiento

Thermophysical properties ×

Default	Customized
Density 65,428 lbm/USgal	<input checked="" type="checkbox"/> Density 65,428 lbm/USgal
Thermal conductivity 27,73 Btu/hr*ft*F	<input checked="" type="checkbox"/> Thermal conductivity 27,73 Btu/hr*ft*F
Specific heat capacity 0,12 Btu/lbm*F	<input checked="" type="checkbox"/> Specific heat capacity 0,12 Btu/lbm*F

Fluido

Thermophysical properties

Default	Customized
Density 9,50 lbm/USgal	
Thermal conductivity 0,42 Btu/hr*ft*F	<input checked="" type="checkbox"/> Thermal conductivity 0,42 Btu/hr*ft*F
Specific heat capacity 0,861 Btu/lbm*F	<input checked="" type="checkbox"/> Specific heat capacity 0,861 Btu/lbm*F
Static viscosity 20,00 cp	<input checked="" type="checkbox"/> Static viscosity 20,00 cp

Otra variación entre los resultados obtenidos se presenta en el valor de la caída de presión en el trépano, debido a que se utilizó la ecuación del manual API para realizar el cálculo a comparación del simulador, el programa utiliza una ecuación genérica de la Norma API 13D, el cual utiliza un coeficiente de descarga de chorro en las toberas del trépano, que depende del tipo de trépano que se utiliza durante la perforación. En la siguiente tabla se realizó la comparación entre las ecuaciones utilizadas en el manual y el simulador.

Tabla 21

Comparación de las Ecuaciones utilizadas para el Cálculo de la Caída de Presión en el Trépano

Comparación de las ecuaciones utilizadas	
Manual API (2001)	Simulador Drillbench - Norma API 13D
$P_t = \frac{156 \rho Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$ <p>Donde: P_t: Caída de presión a través de las toberas del trepano (psi) Q: Caudal de la bomba (gal/min) ρ: Densidad del fluido (lb/gal) D_{n1}: Diámetro de las toberas al cuadrado (1/32 avos de pulgadas)</p>	$\Delta P_b = \frac{\rho v_n^2}{C_d^2}$ <p>Donde: ΔP_b: Caída de presión a través de las toberas del trepano ρ: Densidad del fluido v_n: Velocidad de chorro en las toberas C_d: Coeficiente de descarga de chorro en las toberas</p> <p>El coeficiente de descarga Cd varía con la relación de diámetros (diámetro de salida/diámetro de entrada) y Números de Reynolds del fluido que pasan por las toberas. Los valores típicos de Cd varían de 0.95 a 0.98 dadas las tasas de flujo, las densidades de los fluidos y las relaciones de toberas típicas del trepano en la operación.</p>

Nota. Comparación de ecuaciones para el trépano. Adaptado del manual API, 2001 y de la Práctica recomendada API 13D, 2010.

Por las consideraciones anteriormente mencionadas se podría resumir que las variaciones entre los valores obtenidos entre el modelo de Ley Exponencial y el software Drillbench, se debe a que el simulador incluye el componente del perfil de temperatura al dentro de la sarta y el espacio anular, que puede generar variaciones de densidad estática, densidad equivalente de circulación (ECD) y las propiedades reológicas, esto es una gran ventaja, ya que con la simulación se puede obtener resultados aproximados al comportamiento del sistema de circulación, incluyendo la temperatura dinámica del pozo. El resumen de la comparación se detalla en el Anexo 3.

También se realizó la verificación de la bibliografía de los manuales del usuario para el uso del simulador Drillbench, en donde se hace referencia a diferentes fuentes como son los manuales y fichas técnicas, de los cuales se utilizaron una variedad de correlaciones matemáticas para el desarrollo del simulador. Se verificó que uno de los manuales de referencia es el manual de Ingeniería de Perforación Aplicada “Applied Drilling Hydraulics” primera impresión de los autores “Adam T. Bourgoyne Jr, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert y F.S. Young Jr.”, publicado por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) en 1986, donde contiene una sección para realizar los cálculos hidráulicos de perforación mediante distintos modelos reológicos, por ende en el Anexo 4 se realizó una comparación de las ecuaciones utilizadas del manual API mediante diagramas de flujo, y la tabla de ecuaciones que contiene el manual de datos de perforación para realizar los cálculos hidráulicos, utilizando el modelo de Ley Exponencial.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- Se especificaron los valores de densidades, presiones de formación y fractura hasta la profundidad objetivo de 80 metros para la perforación del pozo. En base a la información del manual de fluido de perforación API, se estableció utilizar un gradiente de presión de formación igual a 0.465 psi/pie que es considerado un gradiente normal, porque es equivalente al gradiente de presión que ejerce una columna de agua, y con el mismo valor se calculó la densidad de formación de 8.94 lb/gal y también la presión de formación de 122.02 psi hasta la profundidad objetivo; sin embargo, se utilizará una densidad de 9.5 lb/gal para el fluido que es mayor a la densidad de formación para así evitar posibles inlfujos de fluidos de formación dentro del pozo, en caso se origine. También se utilizó el valor de 11.68 lb/gal para la densidad de fractura que se consideró de un trabajo realizado en la ciudad de Huarmey (ver apartado 3.2.1), donde también se calculó la presión de fractura igual a 159.42 psi hasta la profundidad objetivo que nos indica la máxima presión a la cual puede estar sometida la formación antes de fracturarse; por lo cual, se debe prevenir utilizando una densidad de fluido de perforación menor a la de fractura.
- Se consideró diseñar dos fases para la construcción del pozo, debido a que se requiere asentar una tubería de revestimiento guía o conductora de 16 pulgadas hasta los 12 metros para brindar soporte a las paredes en las formaciones someras y así evitar posibles derrumbes dentro del pozo que pueden ocasionar el atascamiento de la sarta de perforación y una mala limpieza por acumulación de material solido en fondo de pozo. Para la selección de los diámetros de las dos fases se consideró utilizar las dimensiones comerciales que son

recomendadas por muchas empresas o compañías de perforación que lo utilizan como una guía de referencia para la planificación de pozos debido a la disponibilidad de las herramientas o materiales que se encuentran en el monopolio o distribuidores de perforación y también que se encuentran publicados en diferentes manuales como se presentó en la figura 24.

- Los componentes de la sarta fueron identificados en base a la norma API RP 7G; con el cual, se estableció las dimensiones de la tubería y collar de perforación que son comúnmente utilizadas en las operaciones de pozos someros, y también se definió utilizar una secuencia de 117 mediante el código IADC para la selección del tipo de trépano tricónico de 12.25 pulgadas que será de dientes de acero, adecuado para atravesar formaciones blandas de una perforación somera, donde normalmente se utiliza este tipo de trépano. Por lo tanto, la configuración de los tres componentes de la sarta y las funciones que desempeñaran están planificadas para la alcanzar la profundidad objetivo de los 80 metros.
- Se definió utilizar un fluido típico base agua densificado con bentonita para el aumento de la viscosidad y la barita para el aumento de la densidad, con la finalidad de obtener una densidad equivalente a 9.5 lb/gal; el cual, no debe superar la densidad de fractura de 11.68 lb/gal, para así no ocasionar una deformación permanente de la formación y evitar un posible desbalance de la columna del fluido ocasionado por la pérdida de circulación. Por otro lado, mediante el manual API se definieron las propiedades recomendadas para el fluido como son la viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo gel inicial, que fueron valores importantes como datos de entrada para realizar los cálculos hidráulicos mediante el modelo de Ley Exponencial y el simulador Drillbench.

- 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); es decir, que la viscosidad disminuye cuando aumenta la velocidad cortante, presentando un comportamiento no lineal. 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 es decir lineal, ya que la viscosidad es constante y no varía con las velocidades de 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 de cortantes.

En los resultados finales se concluyó que la mayor caída de presión en el sistema, se genera en las toberas del trépano en fondo de pozo, que equivale a 785.44 psi, en comparación a la caída de presión que se genera dentro la sarta y el espacio anular, debido a que el área de flujo de dichas toberas es menor a diferencia de los otros componentes del pozo; sin embargo, los valores obtenidos como el porcentaje de caída de presión en el trépano igual 95.12% y la velocidad de chorro de las toberas equivalente a 304.52 pies/seg, son resultados considerados óptimos, porque garantiza la limpieza y remoción de los recortes de perforación, los cuales son valores recomendados en el manual API. El valor obtenido de la caída de presión total en la circulación, fue importante para realizar la evaluación hidráulica,

porque permitió establecer que la bomba triplex tiene que estar diseñada y tener la capacidad de trabajar hasta una presión máxima de 825.76 psi y con un caudal de 218.4 gal/min para el sistema de circulación. Por otro lado, se estableció un Flujo Turbulento dentro la sarta y Flujo Laminar en el espacio anular, para que de esa manera se evite el daño a la formación y no se genere pérdida significativa de circulación durante la operación.

- El uso del simulador Drillbench, es también considerado un medio útil para generar un mejor análisis del comportamiento del sistema de circulación del fluido, considerando que el simulador incluye el cálculo del perfil de temperatura dentro de la sarta y el espacio anular; el cual, genera cambios en las propiedades del fluido. Por esta razón, se obtuvieron algunos resultados diferentes a comparación del modelo de Ley Exponencial, utilizado con las ecuaciones de la metodología. Entre la diferencia más relevante se puede mencionar la caída de presión dentro la sarta donde el valor obtenido con el modelo de Ley Exponencial es de 39.03 psi y en el simulador es igual a 54.12 psi, esto debido a que el simulador trabaja con más variables, incluyendo datos de temperatura y el uso de diferentes correlaciones matemáticas.

5.2. Recomendaciones

- 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 aplicar los cálculos hidráulicos y el uso del simulador Drillbench 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.
- Cuando se ejecute las operaciones de perforación se recomienda emplear un sistema de control sólidos que pueden ser tipo zarandas con mallas o desarenadores que permitan realizar la remoción de los recortes cuando retornen por el espacio anular, para que posteriormente el fluido se almacene en los tanques de lodo y puedan medir sus propiedades mediante la balanza de lodo, viscosímetro de Marsh, el viscosímetro de Fann, etc., y así determinar si es necesario adecuar nuevamente el fluido a las propiedades recomendadas.

BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. (1998). Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. Washington, United States of America: API.
- American Petroleum Institute. (2010). Rheology and Hydraulics of Oil-well Fluids API RP13D. Washington, United States of America: API.
- American Psychological Association. (2019). Seventh Edition APA Style. APA's Editorial Style.
- Autoridad Nacional del Agua. (2022). GEO GPS PERÚ. Obtenido de <https://www.geogpsperu.com/2018/07/mapa-de-acuiferos-ana-descargar.html>
- Bourgoyne Jr., A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young Jr., F. (1986). Applied Drilling Hydraulics. Texas, United States of America: Society of Petroleum Engineers.
- Carrión Cueva, R. A. (2015). Fluido de Perforación - Sistema Base Agua para Perforación de Pozos de Petróleo y Gas. Lima, Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Energy API. (2001). Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas.: American Petroleum Institute.
- García Soria, J. E. (2014). Diseño del Software Hydraulics Pro para el Cálculo de Reología e Hidráulica en el Sistema de Circulación del Fluido de Perforación de Pozos Petroleros. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Hawker, D. (2001). Hidráulica de fluido de perforación. Calgary, Canada: Datalog.
- Hossain, M., & Al-Majed, A. (2015). Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. United States of America: Wiley & Sons.

- Instituto Geológico Minero y Metalúrgico. (1980). Geología de los Cuadrángulos de Huarmey y Huayllapampa. Lima, Perú: INGEMMET.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2008). Manual de geotermia. Madrid, España: IDAE.
- International Association of Drilling. (1992). The IADC Roller Bit Classification System. Louisiana, United States of America: Society of Petroleum Engineers - SPE.
- Organización Latinoamericana de Energía. (1994). Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos. Quito, Ecuador: OLADE.
- OXY. (2010). Comprensión del Control de Pozos. Houston, Texas.
- Pabón Cruz, O. D. (2016). Desarrollo de Software para Analizar la Hidráulica de Perforación. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- PEMEX. (2002). Unidad de perforación y mantenimiento de pozos. Mexico.
- Rabia, H. (2001). Well Engineering & Construction. London: Entrac Consulting.
- Servicio de Hidrología y Meteorología del Perú. (2015). Validación de los Datos Chirps de Precipitación para Monitoreo de Periodos Secos y Húmedos Del Perú. Lima, Perú: SENAMHI.
- Soto Castellones, E. B. (2015). Aplicación de Métodos Geofísicos y Geotécnicos para Determinar la Geometría en 3D del Basamento Rocosos y la Caracterización de Sitio en la Ciudad de Huarmey (Ancash). Arequipa, Perú: Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.

The American Society of Mechanical Engineers. (2015). Welded and Seamless Wrought Steel

Pipe. New York, United States of America: ASME.

Transocean. (2000). Curso de prácticas de perforación. USA.

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

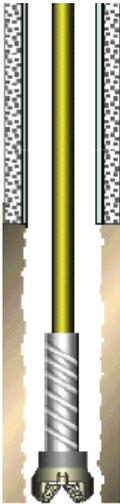
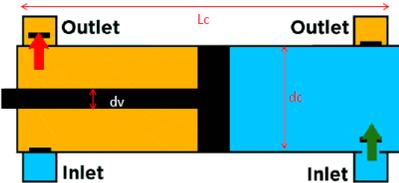
LISTA DE ACRÓNIMOS

- API** : Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
- ASME** : Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers).
- BIT** : Trépano.
- DC** : Collar de perforación (Drill collar).
- DP** : Tubería de perforación (Drill pipe).
- ECD** : Densidad equivalente de circulación.
- IADC** : Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (International Association of Drilling Contractors).
- ID** : Diámetro interior (Inside Diameter).
- OD** : Diámetro exterior (Outside Diameter).
- SPE** : Sociedad de Ingenieros del Petróleo (Society of Petroleum Engineers).
- TVD** : Profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth).

ANEXOS

ANEXO 1: Cálculos Hidráulicos según el Método de Ley de Exponencial

En la siguiente tabla se resumen los datos entrada para realizar los cálculos hidráulicos.

Cálculo Hidráulico - Metodo de Ley Exponencial (Power Law)																																																																																																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Tubería de Revestimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">OD (pulg)</td> <td style="text-align: center;">16</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ID (pulg)</td> <td style="text-align: center;">15</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Tubería de perforación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">OD (pulg)</td> <td style="text-align: center;">3 1/2</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ID (pulg)</td> <td style="text-align: center;">2.602</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Collar de perforación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">OD (pulg)</td> <td style="text-align: center;">4 3/4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ID (pulg)</td> <td style="text-align: center;">2 1/4</td> </tr> </tbody> </table>	Tubería de Revestimiento		OD (pulg)	16	ID (pulg)	15	Tubería de perforación		OD (pulg)	3 1/2	ID (pulg)	2.602	Collar de perforación		OD (pulg)	4 3/4	ID (pulg)	2 1/4		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Propiedades del fluido de perforación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Densidad (lb/gal)</td> <td style="text-align: center;">9.5</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad Plastica (VP: cP)</td> <td style="text-align: center;">9</td> </tr> <tr> <td>Punto Cedente (YP: lb/100pie2)</td> <td style="text-align: center;">18</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Lecturas del viscosímetro Fann</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lectura dial a 600 rpm</td> <td style="text-align: center;">36</td> </tr> <tr> <td>Lectura dial a 300 rpm</td> <td style="text-align: center;">27</td> </tr> <tr> <td>Lectura dial a 100 rpm</td> <td style="text-align: center;">21</td> </tr> <tr> <td>Lectura dial a 3 rpm</td> <td style="text-align: center;">8</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Cálculos reológicos dentro de la sarta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Indice de Ley de Potencia (n)</td> <td style="text-align: center;">0.415</td> </tr> <tr> <td>Indice de consistencia (k)</td> <td style="text-align: center;">10.37</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Cálculos reológicos en el espacio anular</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Indice de Ley de Potencia (n)</td> <td style="text-align: center;">0.275</td> </tr> <tr> <td>Indice de consistencia (k)</td> <td style="text-align: center;">26.129</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Datos del trépano triconico</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Diametro</td> <td style="text-align: center;">12 1/4 pulg</td> </tr> <tr> <td>Tobera 1 (Nozzle)</td> <td style="text-align: center;">10 pulg/32 avo.</td> </tr> <tr> <td>Tobera 2 (Nozzle)</td> <td style="text-align: center;">10 pulg/32 avo.</td> </tr> <tr> <td>Tobera 3 (Nozzle)</td> <td style="text-align: center;">10 pulg/32 avo.</td> </tr> </tbody> </table>	Propiedades del fluido de perforación		Densidad (lb/gal)	9.5	Viscosidad Plastica (VP: cP)	9	Punto Cedente (YP: lb/100pie2)	18	Lecturas del viscosímetro Fann		Lectura dial a 600 rpm	36	Lectura dial a 300 rpm	27	Lectura dial a 100 rpm	21	Lectura dial a 3 rpm	8	Cálculos reológicos dentro de la sarta		Indice de Ley de Potencia (n)	0.415	Indice de consistencia (k)	10.37	Cálculos reológicos en el espacio anular		Indice de Ley de Potencia (n)	0.275	Indice de consistencia (k)	26.129	Datos del trépano triconico		Diametro	12 1/4 pulg	Tobera 1 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.	Tobera 2 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.	Tobera 3 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.	 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="2">Datos - Bomba Triplex</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Diámetro del liner (pulg)</td> <td style="text-align: center;">5</td> </tr> <tr> <td>Longitud de la carrera (pulg)</td> <td style="text-align: center;">9</td> </tr> <tr> <td>Rendimiento</td> <td style="text-align: center;">0.95</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #003366; color: white;"> <th colspan="3">Calculo del caudal</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Caudal de la Bomba</td> <td style="text-align: center;">0.052</td> <td style="text-align: center;">bb/stk</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2.184</td> <td style="text-align: center;">gal/stk</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Caudal mínimo</td> <td style="text-align: center;">60</td> <td style="text-align: center;">stk/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">3.12</td> <td style="text-align: center;">bb/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">131.04</td> <td style="text-align: center;">gal/min</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Caudal de trabajo</td> <td style="text-align: center;">100</td> <td style="text-align: center;">stk/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">5.20</td> <td style="text-align: center;">bb/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">218.4</td> <td style="text-align: center;">gal/min</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Caudal máximo</td> <td style="text-align: center;">120</td> <td style="text-align: center;">stk/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">6.24</td> <td style="text-align: center;">bb/min</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">262.08</td> <td style="text-align: center;">gal/min</td> </tr> </tbody> </table>	Datos - Bomba Triplex		Diámetro del liner (pulg)	5	Longitud de la carrera (pulg)	9	Rendimiento	0.95	Calculo del caudal			Caudal de la Bomba	0.052	bb/stk	2.184	gal/stk	Caudal mínimo	60	stk/min	3.12	bb/min	131.04	gal/min	Caudal de trabajo	100	stk/min	5.20	bb/min	218.4	gal/min	Caudal máximo	120	stk/min	6.24	bb/min	262.08	gal/min
Tubería de Revestimiento																																																																																																		
OD (pulg)	16																																																																																																	
ID (pulg)	15																																																																																																	
Tubería de perforación																																																																																																		
OD (pulg)	3 1/2																																																																																																	
ID (pulg)	2.602																																																																																																	
Collar de perforación																																																																																																		
OD (pulg)	4 3/4																																																																																																	
ID (pulg)	2 1/4																																																																																																	
Propiedades del fluido de perforación																																																																																																		
Densidad (lb/gal)	9.5																																																																																																	
Viscosidad Plastica (VP: cP)	9																																																																																																	
Punto Cedente (YP: lb/100pie2)	18																																																																																																	
Lecturas del viscosímetro Fann																																																																																																		
Lectura dial a 600 rpm	36																																																																																																	
Lectura dial a 300 rpm	27																																																																																																	
Lectura dial a 100 rpm	21																																																																																																	
Lectura dial a 3 rpm	8																																																																																																	
Cálculos reológicos dentro de la sarta																																																																																																		
Indice de Ley de Potencia (n)	0.415																																																																																																	
Indice de consistencia (k)	10.37																																																																																																	
Cálculos reológicos en el espacio anular																																																																																																		
Indice de Ley de Potencia (n)	0.275																																																																																																	
Indice de consistencia (k)	26.129																																																																																																	
Datos del trépano triconico																																																																																																		
Diametro	12 1/4 pulg																																																																																																	
Tobera 1 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.																																																																																																	
Tobera 2 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.																																																																																																	
Tobera 3 (Nozzle)	10 pulg/32 avo.																																																																																																	
Datos - Bomba Triplex																																																																																																		
Diámetro del liner (pulg)	5																																																																																																	
Longitud de la carrera (pulg)	9																																																																																																	
Rendimiento	0.95																																																																																																	
Calculo del caudal																																																																																																		
Caudal de la Bomba	0.052	bb/stk																																																																																																
	2.184	gal/stk																																																																																																
Caudal mínimo	60	stk/min																																																																																																
	3.12	bb/min																																																																																																
	131.04	gal/min																																																																																																
Caudal de trabajo	100	stk/min																																																																																																
	5.20	bb/min																																																																																																
	218.4	gal/min																																																																																																
Caudal máximo	120	stk/min																																																																																																
	6.24	bb/min																																																																																																
	262.08	gal/min																																																																																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Profundidad</td> <td style="text-align: center;">80</td> <td style="text-align: center;">metros</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">262.48</td> <td style="text-align: center;">pies</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Diametro del pozo</td> <td style="text-align: center;">12 1/4</td> <td style="text-align: center;">pulg</td> </tr> </tbody> </table>	Profundidad	80	metros		262.48	pies	Diametro del pozo	12 1/4	pulg																																																																																									
Profundidad	80	metros																																																																																																
	262.48	pies																																																																																																
Diametro del pozo	12 1/4	pulg																																																																																																

CAÍDA DE PRESIÓN DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN

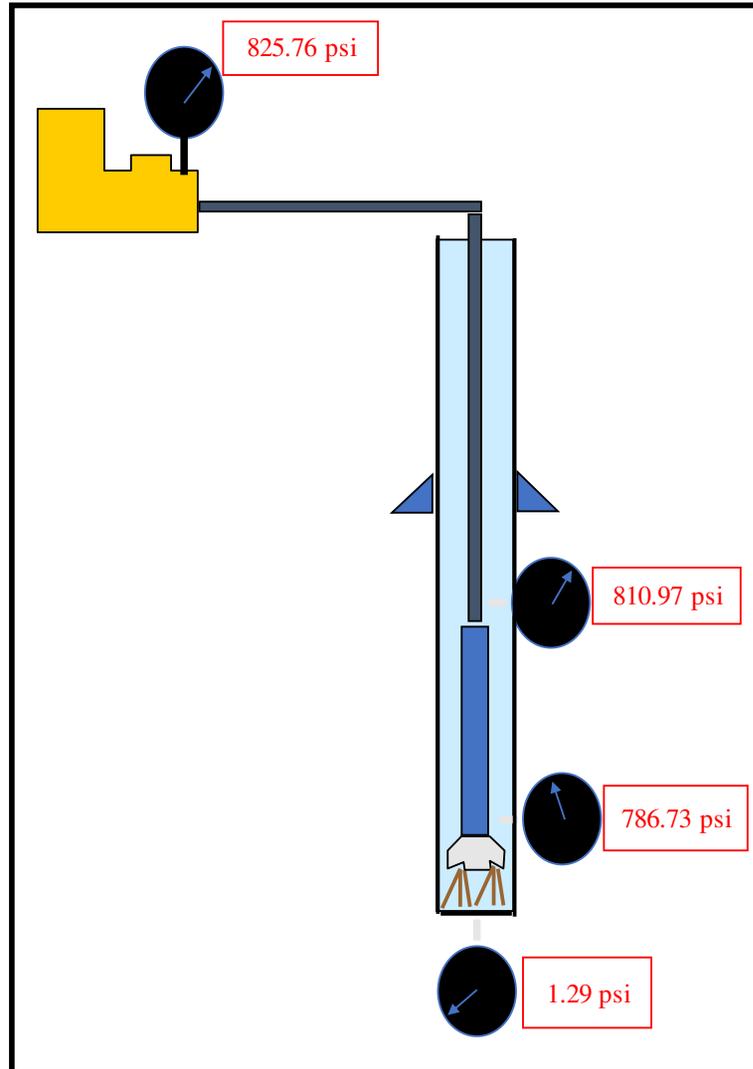
Item	Componentes	ID (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Viscosidad (cp)	Número de Reynolds (Nre)	Régimen	Número de Reynolds crítico (Nrec)	Si Nre < 2100		Si 2100 < Nre < 4000		Si Nre > 4000		Caída de presión total (psi)
									Factor (f)	ΔP (Psi)	Factor (f)	ΔP (Psi)	Factor (f)	ΔP (Psi)	
1	Trépano	12 1/4													39.03
2	Collar de perforación	2 1/4	124	1057.38	24.414	14318.725	Turbulento	3701.45	0.001117	7.04	-0.052791	-332.58	0.003848	24.24	
3	Tubería de perforación	2.602	138.48	790.64	31.508	9593.894	Turbulento	3701.45	0.001668	5.67	-0.027375	-93.12	0.004348	14.79	

CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

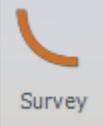
Item	Componentes	Tramo	Tramo-OD (pulg)	Componente-OD (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Viscosidad (cp)	Número de Reynolds (Nre)	Régimen	Número de Reynolds crítico (Nrec)	Si Nre < 2100		Si 2100 < Nre < 4000		Si Nre > 4000		Caída de presión total (psi)
											Factor (f)	ΔP (Psi)	Factor (f)	ΔP (Psi)	Factor (f)	ΔP (Psi)	
1	Trépano	Hoyo 12.25"	12.25														1.29
2	Collar de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	4 3/4	124	41.98	472.606	97.889	Laminar	3093.25	0.245176	0.70	0.035328	0.10	0.01484	0.04	
3	Tubería de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	3 1/2	99.11	38.84	559.132	89.311	Laminar	3093.25	0.268724	0.47	0.035394	0.10	0.015296	0.03	
4	Tubería de perforación	TR 15"	15	3 1/2	39.37	25.16	933.849	45.526	Laminar	3093.25	0.527171	0.12	0.03573	0.00	0.019107	0.00	

Resultados de la Hidráulica de Perforación

Caída de presión total dentro la sarta de perforación	39.03	psi
Caída de presión total en el espacio anular	1.29	psi
Caída de presión total en el trépano	785.44	psi
Porcentaje de caída de presión en el trépano	95.12	%
Caída de presión en el sistema	825.76	psi
Densidad equivalente de circulación (ECD)	9.59	lb/gal
Velocidad de chorro en las toberas	304.52	pies/seg
Área total de flujo de las toberas (TFA)	0.23	pulg ²
Fuerza de impacto del chorro	327.37	lb
Potencia hidráulica en el trépano (HHP)	100.082	HP
Potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área del trépano (HSI)	0.847	HP/pulg ²
Potencia hidráulica en el sistema (HP)	105.22	HP



ANEXO 2: Cálculos Hidráulicos con el Software Drillbench 6.2

	SIMULACIÓN DE LA HIDRÁULICA CON EL SOFTWARE DRILLBENCH 6.2 - SCHLUMBERGER																																																	
DATOS DE ENTRADA (INPUT DATA)																																																		
	TRAYECTORIA (SURVEY)																																																	
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Measured depth (ft)</th> <th>Inclination (deg)</th> <th>Azimuth (deg)</th> <th>Vertical depth (ft)</th> <th>North (ft)</th> <th>East (ft)</th> <th>Horizontal displacement (ft)</th> <th>Dogleg severity (deg/100 ft)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>50,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>50,0</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>100,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>100,0</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>150,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>150,0</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>200,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>200,0</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>262,5</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>262,5</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td style="border: 1px dashed black;">0,00</td> </tr> </tbody> </table>			Measured depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Vertical depth (ft)	North (ft)	East (ft)	Horizontal displacement (ft)	Dogleg severity (deg/100 ft)	1	50,0	0,0	0,0	50,0	0,00	0,00	0,00	2	100,0	0,0	0,0	100,0	0,00	0,00	0,00	3	150,0	0,0	0,0	150,0	0,00	0,00	0,00	4	200,0	0,0	0,0	200,0	0,00	0,00	0,00	5	262,5	0,0	0,0	262,5	0,00	0,00	0,00
Measured depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Vertical depth (ft)	North (ft)	East (ft)	Horizontal displacement (ft)	Dogleg severity (deg/100 ft)																																											
1	50,0	0,0	0,0	50,0	0,00	0,00	0,00																																											
2	100,0	0,0	0,0	100,0	0,00	0,00	0,00																																											
3	150,0	0,0	0,0	150,0	0,00	0,00	0,00																																											
4	200,0	0,0	0,0	200,0	0,00	0,00	0,00																																											
5	262,5	0,0	0,0	262,5	0,00	0,00	0,00																																											
	TEMPERATURA DE SUPERFICIE Y TEMPERATURA GEOTÉRMICA DE LA FORMACIÓN																																																	
<div style="border: 1px solid #ccc; padding: 10px;"> <p>Surface temperature</p> <div style="border: 1px solid #ccc; display: inline-block; padding: 2px 10px;">75,20</div> Fahrenheit </div> <p style="text-align: center; font-size: small;">Depth is measured depth with reference to RKB</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Lithology name</th> <th>Top MD (ft)</th> <th>Bottom MD (ft)</th> <th>Geothermal gradient (F/ft)</th> <th>Thermophysical properties</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Air gap</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Sea water</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Formation</td> <td>0,00</td> <td>262,50</td> <td style="border: 1px dashed black;">0,016</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			Lithology name	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Geothermal gradient (F/ft)	Thermophysical properties	Air gap	0,00	0,00	0		Sea water	0,00	0,00	0		Formation	0,00	262,50	0,016																													
Lithology name	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Geothermal gradient (F/ft)	Thermophysical properties																																														
Air gap	0,00	0,00	0																																															
Sea water	0,00	0,00	0																																															
Formation	0,00	262,50	0,016																																															

DATOS DE ENTRADA (INPUT DATA)



PRESIÓN DE PORO Y FRACTURA

Pore pressure

	Vertical depth (ft)	Pore pressure gradient (lb/USgal)	Pore pressure (psi)
1	10,00	8,9400	19,3401
2	50,00	8,9400	37,9167
3	100,00	8,9400	61,1375
4	150,00	8,9400	84,3583
5	200,00	8,9400	107,5791
6	262,50	8,9400	136,6050

Fracture pressure

	Vertical depth (ft)	Fracture pressure gradient (lb/USgal)	Fracture pressure (psi)
1	10,00	11,6800	20,7635
2	50,00	11,6800	45,0336
3	100,00	11,6800	75,3713
4	150,00	11,6800	105,7089
5	200,00	11,6800	136,0466
6	262,50	11,6800	173,9687

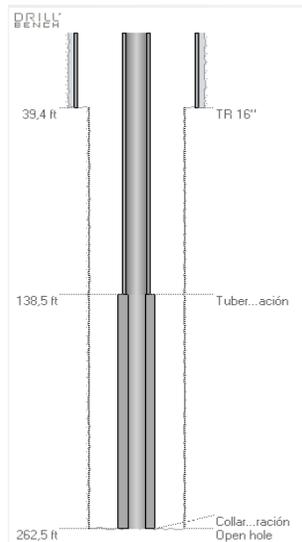
DATOS DE ENTRADA (INPUT DATA)



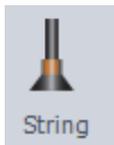
GEOMETRÍA DEL POZO

Casing / Liner

Name	Hanger depth (ft)	Setting depth (ft)	Inner diameter (in)	Outer diameter (in)	Hole diameter (in)
TR 16"	0,0	39,4	15,000	16,000	17,500



DATOS DE ENTRADA (INPUT DATA)



COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Bit data

Bit

Bit / Open hole diameter
 in

Area definition method

Total nozzle area
 ft2

Nozzle diameter (1/32 in)

1	10
2	10
3	10

Components are specified from bottom to top

Component	Type	Section length (ft)	Inner diameter (in)	Outer diameter (in)
1 Collar de perforación	DrillCollar	124,0	2,250	4,750
2 Tubería de perforación	Drillpipe	138,5	2,602	3,500



PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Fluid name

Component densities

Base oil density
 lbm/USgal

Water density
 lbm/USgal

Solids density
 lbm/USgal

Density
 lbm/USgal

Reference temperature
 Fahrenheit

Oil / water ratio
 /

Rheology

Rheology model

Fann tables

PV, YP, low Fann

Plastic viscosity
 cp

Yield point
 lbf/100ft2

Fann reading at 3,0 rpm
 lbf/100ft2

DATOS DE ENTRADA (INPUT DATA)



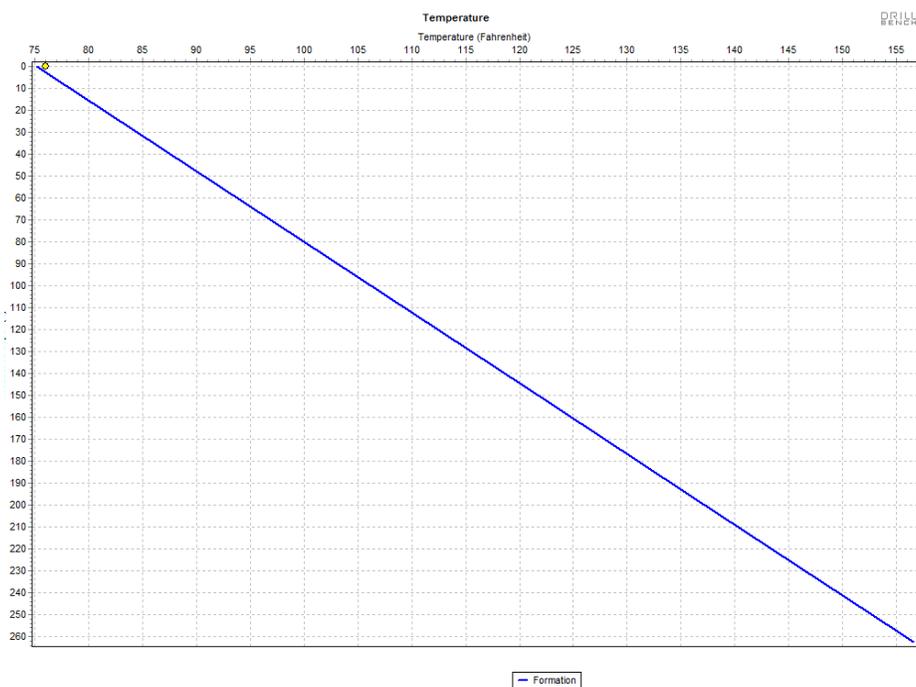
TEMPERATURA

Wellbore

- Dynamic model initialized from geothermal gradient
- Dynamic model initialized from table
- Static table

Rig

- Constant mud injection temperature
 Fahrenheit
- Constant temperature difference
 Fahrenheit
- Surface temperature model
Heat loss constant
Initial pit temperature Fahrenheit

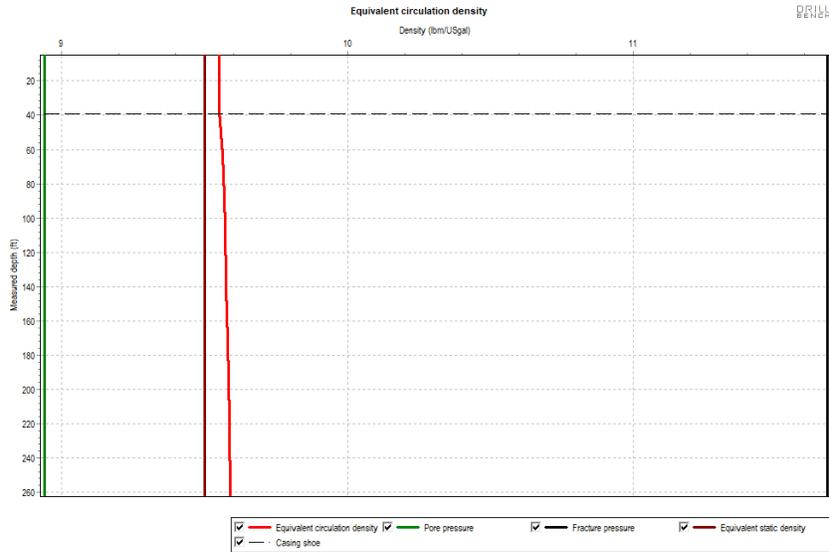




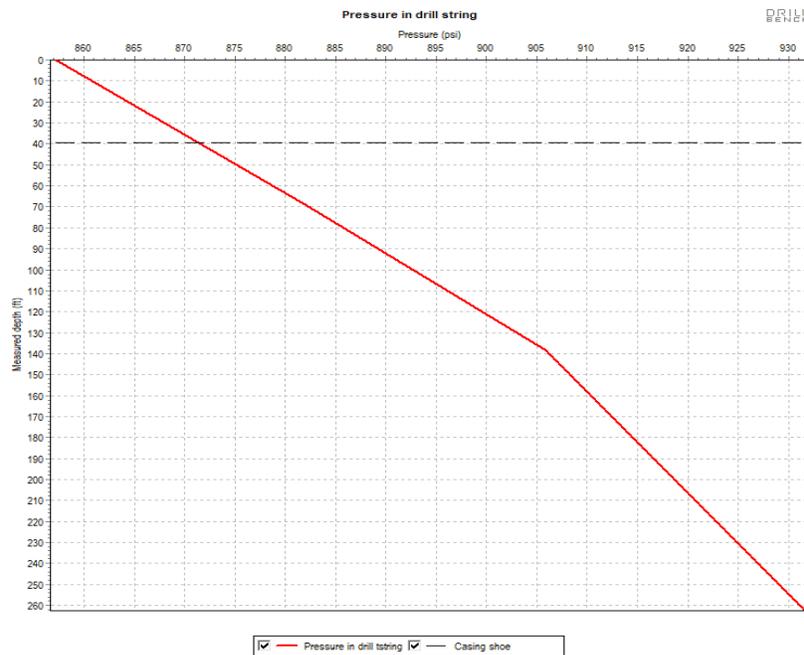
Drillbench

REPORTES DE LA SIMULACIÓN

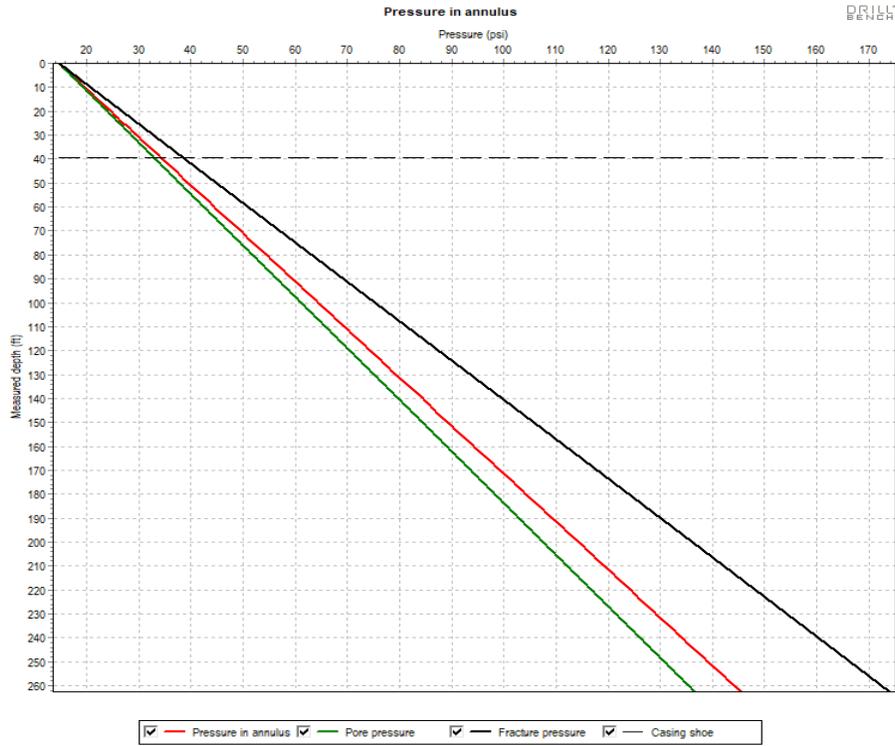
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)



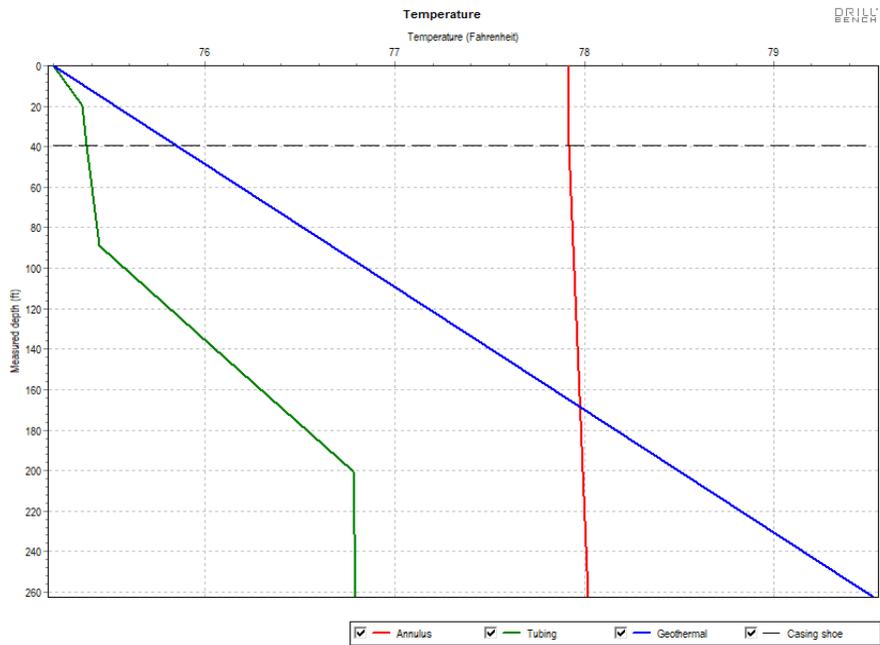
PRESIÓN DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN (psi)



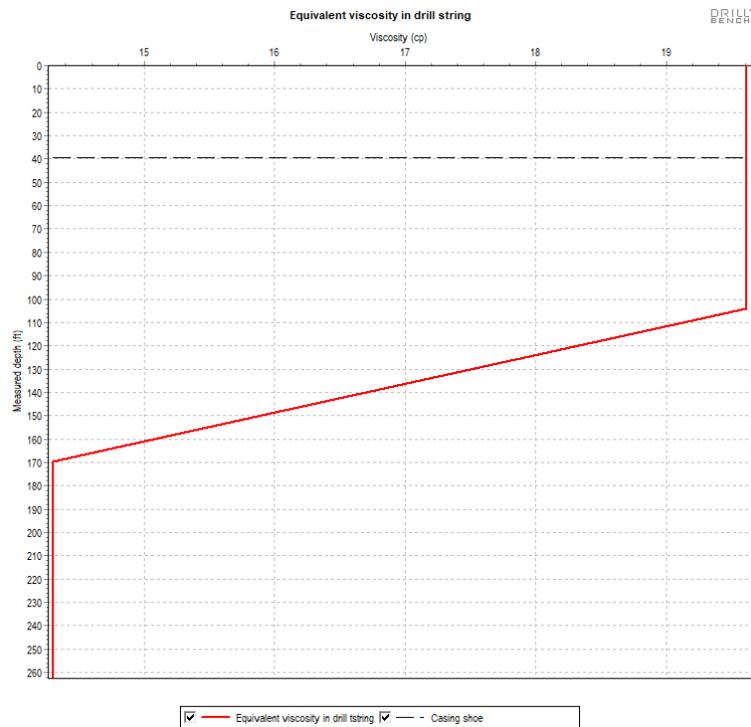
PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR (psi)



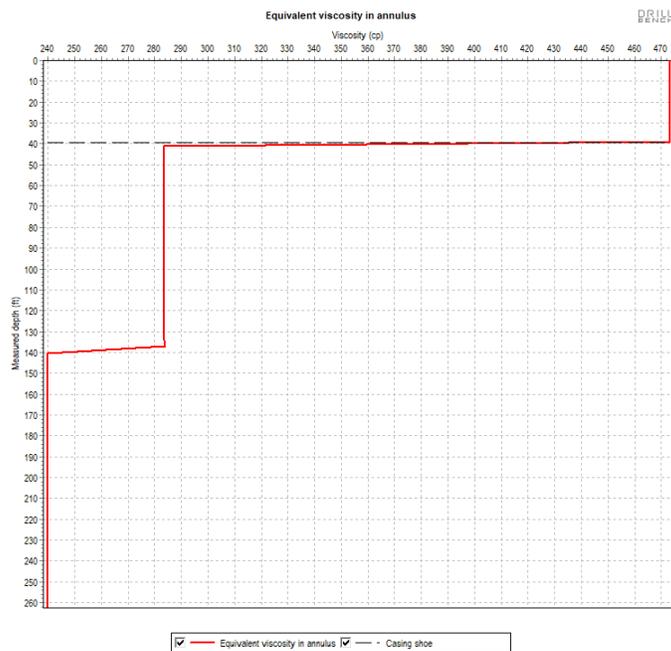
PERFIL DE TEMPERATURA DEL POZO (°F)



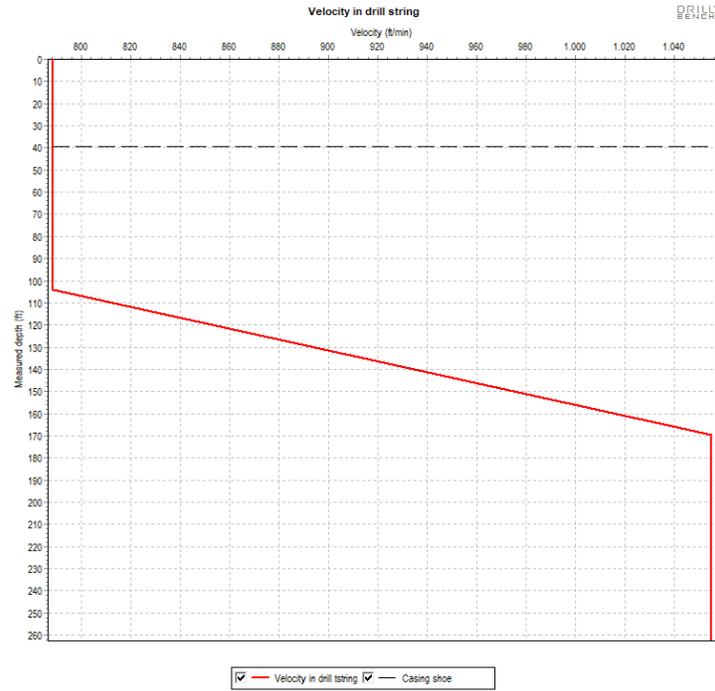
VISCOSIDAD EQUIVALENTE DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN



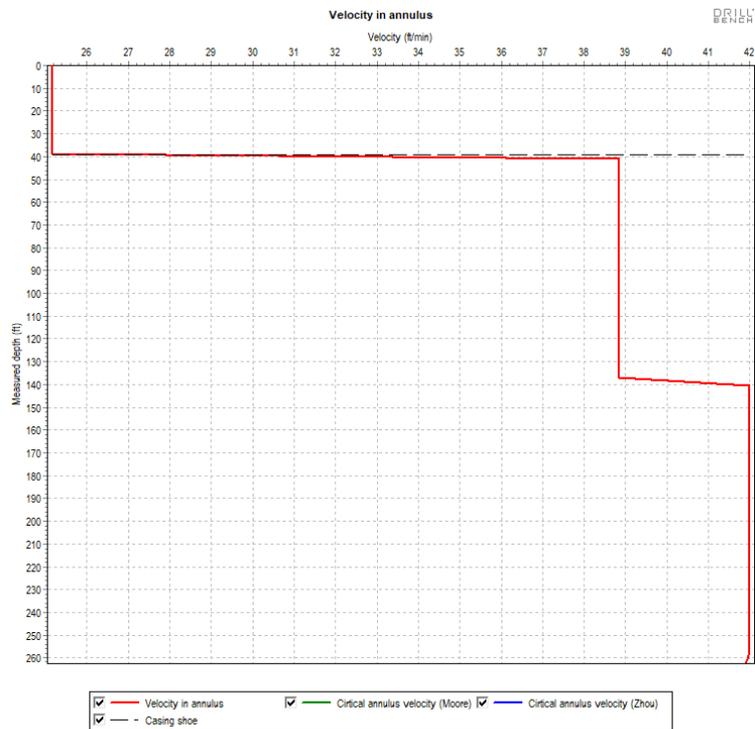
VISCOSIDAD EQUIVALENTE EN EL ESPACIO ANULAR



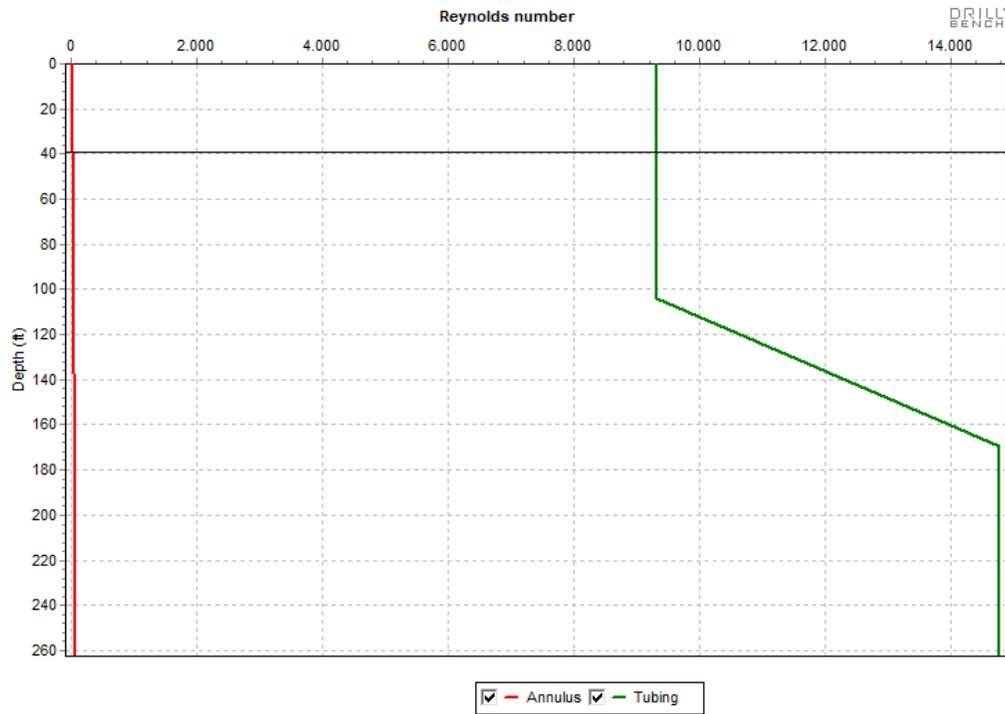
VELOCIDAD DE FLUJO DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN



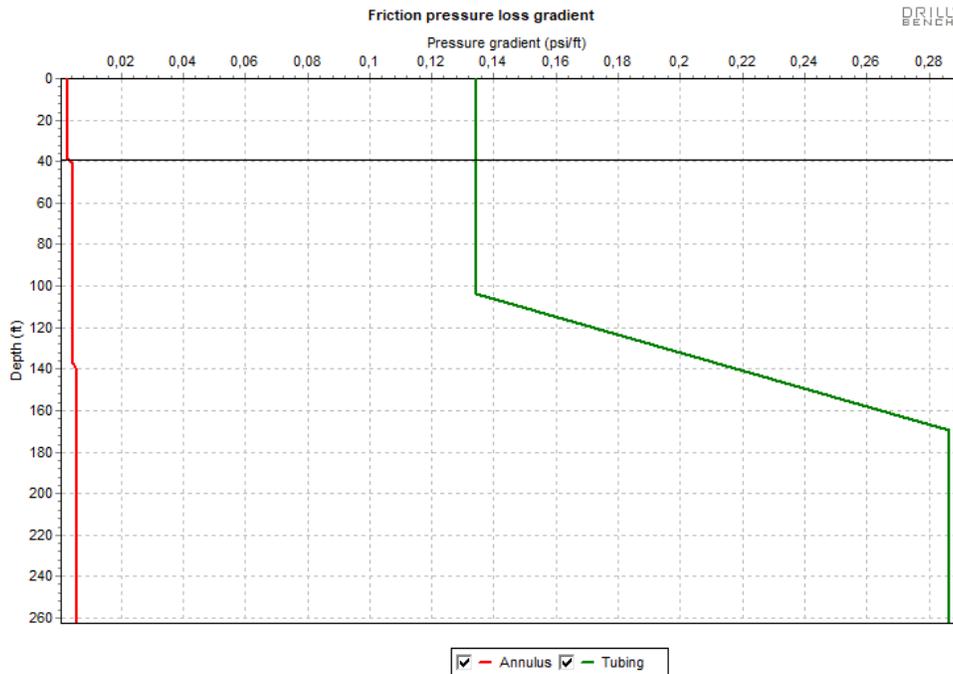
VELOCIDAD DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR



NÚMERO DE REYNOLDS (NRe)



GRADIENTE DE CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN (psi/pie)



REPORTE DEL SISTEMA HIDRÁULICO

Operational parameters

Pump rate	[USgal/min]	218,4
Rotation speed	[rpm]	0,0
Riser booster pump rate	[USgal/min]	0,0
Rate of penetration	[ft/min]	0,0
Cuttings mode		No slip

Drill tstring

String ID	String type	Length [ft]	Velocity [ft/min]	Reynolds number	Flow regime	Pressure loss [psi]
2,602	Tubería de perforación	138,50	788,5	9316,55	T	18,5927
2,250	Collar de perforación	124,00	1054,8	14775,62	T	35,5277

Annulus

Hole ID [in]	Casing type	String OD [in]	String type	Length [ft]	Velocity [ft/min]	Reynolds number	Flow regime	ECD [lbm/USgal]	Pressure loss [psi]
15,000	TR 16"	3,500	Tubería de perforación	39,40	25,2	31,99	L	9,5511	0,1109
12,250	Open hole	3,500	Tubería de perforación	99,10	38,9	62,69	L	9,5674	0,4461
12,250	Open hole	4,750	Collar de perforación	124,00	42,0	68,68	L	9,584	0,6943

Pressure values

Drill tstring pressure loss	[psi]	54,1204
Annulus pressure loss	[psi]	1,2513
Bit pressure loss	[psi]	786,1843
Bit pressure loss percent	[%]	91,716

ECD values

Bottom hole ECD	[lbm/USgal]	9,5901
Casing shoe ECD	[lbm/USgal]	9,5512
Cuttings weight fraction	[%]	0

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)**

Profundidad (pies)	Densidad de formación (lb/gal)	Densidad estática equivalente (ESD) - (lb/gal)	Densidad equivalente de circulación (ECD) - (lb/gal)	Densidad de fractura (lb/gal)
0	8.94	9.5	9.551	11.68
4.925	8.94	9.5	9.551	11.68
9.85	8.94	9.5	9.551	11.68
19.7	8.94	9.5	9.551	11.68
29.55	8.94	9.5	9.551	11.68
39.4	8.94	9.5	9.551	11.68
48.691	8.94	9.5	9.557	11.68
57.981	8.94	9.5	9.561	11.68
67.272	8.94	9.5	9.564	11.68
76.562	8.94	9.5	9.567	11.68
88.95	8.94	9.5	9.569	11.68
98.241	8.94	9.5	9.571	11.68
107.531	8.94	9.5	9.572	11.68
119.919	8.94	9.5	9.573	11.68
129.209	8.94	9.5	9.574	11.68
138.5	8.94	9.5	9.575	11.68
146.25	8.94	9.5	9.576	11.68
154	8.94	9.5	9.578	11.68
161.75	8.94	9.5	9.579	11.68
177.25	8.94	9.5	9.582	11.68
185	8.94	9.5	9.583	11.68
192.75	8.94	9.5	9.584	11.68
200.5	8.94	9.5	9.585	11.68
216	8.94	9.5	9.586	11.68
223.75	8.94	9.5	9.587	11.68
231.5	8.94	9.5	9.588	11.68
239.25	8.94	9.5	9.588	11.68
247	8.94	9.5	9.589	11.68
254.75	8.94	9.5	9.59	11.68
262.5	8.94	9.5	9.59	11.68

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**PRESIÓN (psi)**

Profundidad (pies)	Presión dentro la sarta (psi)
0	857.194
69.25	882.154
138.5	905.839
200.5	918.746
262.5	931.654

Profundidad (pies)	Presión en el espacio anular (psi)
0	14.696
9.85	19.583
19.7	24.47
29.55	29.358
39.4	34.245
48.691	38.869
57.981	43.495
67.272	48.12
79.659	54.288
88.95	58.914
98.241	63.539
110.628	69.707
119.919	74.333
129.209	78.959
138.5	83.585
146.25	87.452
154	91.32
161.75	95.188
169.5	99.055
177.25	102.923
185	106.791
192.75	110.658
200.5	114.526
208.25	118.394
216	122.262
223.75	126.13
231.5	129.998
239.25	133.866
247	137.734
254.75	141.602
262.5	145.47

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTE**PERFIL DE TEMPERATURA DEL POZO (°F)**

Profundidad (pies)	Temperatura dentro la sarta (°F)	Temperatura en el espacio anular (°F)
0	75.2	77.915
19.7	75.35	77.915
39.4	75.373	77.92
88.95	75.441	77.94
138.5	76.03	77.963
200.336	76.779	77.992
262.172	76.792	78.019
262.336	76.792	78.019
262.5	76.792	78.019

Profundidad (pies)	Temperatura Geotérmica (°F)
0	75.2
39.4	75.848
138.5	77.48
262.172	79.515
262.5	79.521

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**VISCOSIDAD EQUIVALENTE (cp)**

Profundidad (pies)	Viscosidad equivalente dentro de la sarta (cp)
0	19.612
34.625	19.613
103.875	19.614
169.5	14.304
231.5	14.304
262.5	14.303

Profundidad (pies)	Viscosidad equivalente en el espacio anular (cp)
0	473.234
8.619	473.238
18.469	473.242
28.934	473.247
38.784	473.252
47.142	283.693
56.433	283.696
68.82	283.699
78.111	283.702
87.402	283.705
96.692	283.707
105.983	283.71
119.08	283.711
118.37	283.713
127.661	283.716
136.952	283.719
148.187	239.904
159.812	239.907
167.562	239.908
179.187	239.911
186.937	239.913
198.562	239.916
206.312	239.918
214.063	239.92
225.688	239.923
237.313	239.925
248.938	239.928
256.688	239.93
262.5	239.93

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**VELOCIDAD DE FLUJO (pie/min)**

Profundidad (pies)	Velocidad de flujo dentro la sarta (pie/min)
0	788.559
34.625	788.538
103.875	788.508
169.5	1,054.809
231.5	1,054.846
262.5	1,054.878

Profundidad (pies)	Velocidad de flujo en el espacio anular (pie/min)
0	25.169
8.619	25.169
18.469	25.169
28.934	25.168
38.784	25.168
47.142	38.853
59.53	38.852
68.82	38.852
78.111	38.851
87.402	38.851
99.789	38.85
109.08	38.85
118.37	38.849
127.661	38.849
136.952	38.848
148.187	41.99
159.812	41.989
167.562	41.989
179.187	41.988
186.937	41.988
194.687	41.987
206.312	41.986
217.938	41.986
229.563	41.985
237.313	41.985
248.938	41.984
256.688	41.983
262.5	41.885

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**NÚMERO DE REYNOLDS (NRe)**

Profundidad (pies)	Numero de Reynolds dentro la sarta
0	9,317.018
34.625	9,317.018
103.875	9,316.887
169.5	14,775.337
231.5	14,775.84
262.5	14,775.84

Profundidad (pies)	Numero de Reynolds en el espacio anular
0	31.998
8.619	31.998
18.469	31.998
28.934	31.998
38.784	31.998
47.142	62.696
59.53	62.695
68.82	62.695
78.111	62.694
87.402	62.694
99.789	62.693
109.08	62.692
118.37	62.692
127.661	62.691
136.952	62.691
148.187	68.688
159.812	68.687
167.562	68.687
179.187	68.686
186.937	68.685
194.688	68.685
206.312	68.684
217.938	68.683
229.563	68.682
237.313	68.682
248.938	68.681
256.687	68.681
262.5	68.676

RESULTADOS OBTENIDOS DE REPORTES**GRADIENTE DE CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN (psi/pie)**

Profundidad (pies)	Gradiente de caída de presión por fricción dentro la sarta (psi/pie)
0	0,134
34.625	0,134
103.875	0,134
169.5	0,287
231.5	0,287
262.5	0,287

Profundidad (pies)	Gradiente de caída de presión por fricción en el espacio anular (psi/pie)
0	0.003
8.619	0.003
18.469	0.003
28.934	0.003
38.784	0.003
47.142	0.005
59.53	0.005
68.82	0.005
78.111	0.005
87.402	0.005
99.789	0.005
109.08	0.005
118.37	0.005
127.661	0.005
136.952	0.005
148.187	0.006
159.812	0.006
167.562	0.006
179.187	0.006
186.937	0.006
194.688	0.006
206.312	0.006
217.938	0.006
229.563	0.006
237.313	0.006
248.938	0.006
256.687	0.006
262.5	0.006

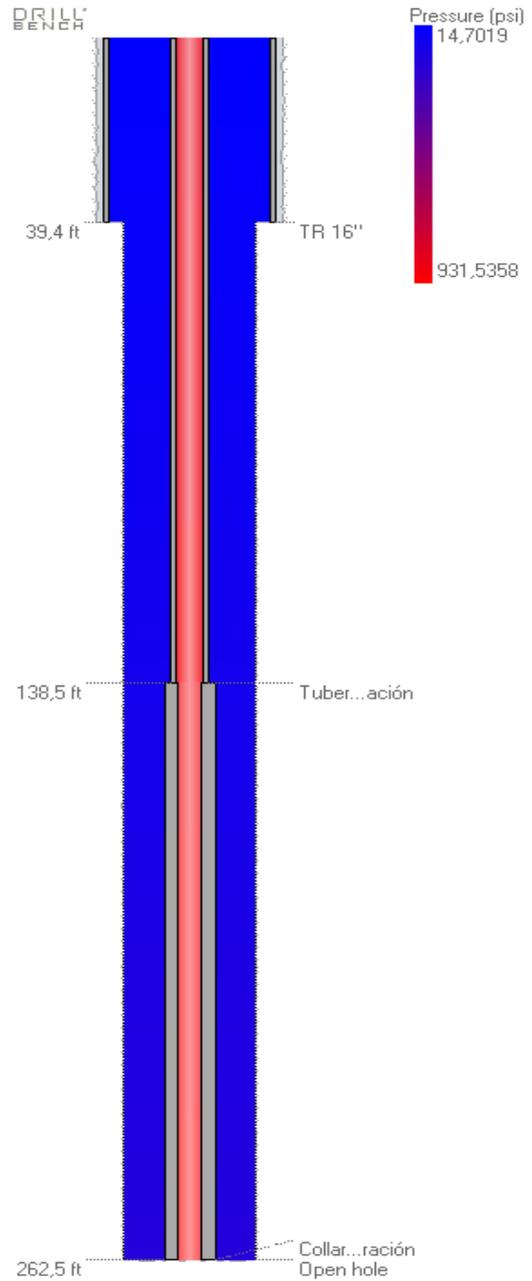
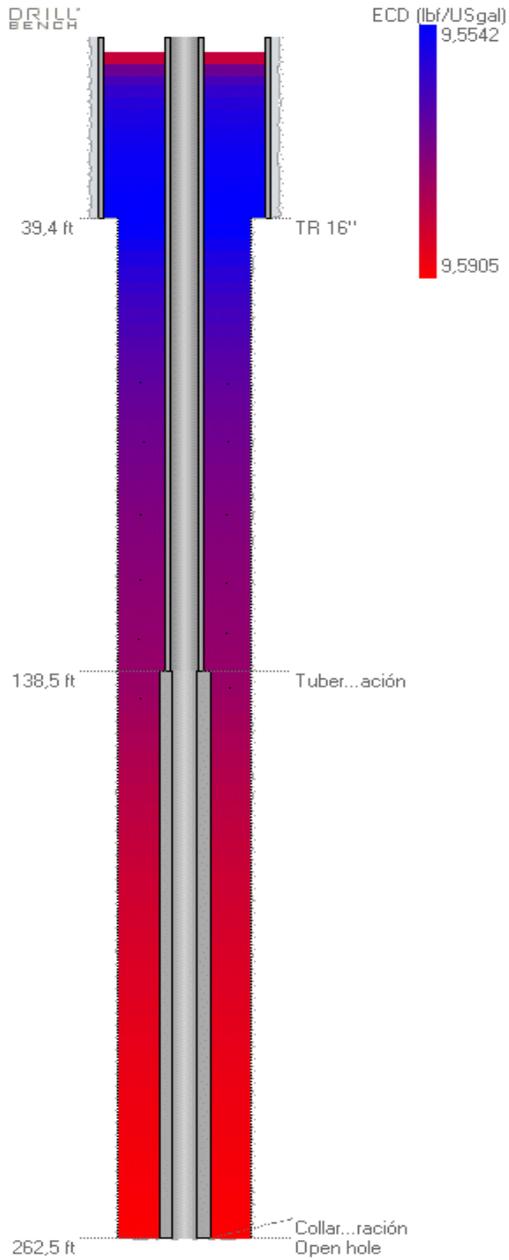
DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS		
VARIABLE	DENTRO LA SARTA	ESPACIO ANULAR
Densidad	Los valores se mantienen constantes equivalentes a 9.5 (lb/gal) debido al peso de fluido que ejerce en la columna vertical del pozo hasta los 262.48 pies que también puede ser convertida a la presión hidrostática del fluido.	Durante la circulación del fluido en el espacio anular desde el fondo de pozo hasta superficie, el fluido presenta valores de densidades dinámicas que se conoce como la densidad equivalente de circulación (ECD), donde también la densidad del fluido se incrementa debido a las fuerzas de fricción y a las caídas de presión que se generan en el espacio anular por la circulación del fluido. Considerando la compleja geometría del espacio anular la mayor densidad se presenta en fondo con un valor de 9.588 (lb/gal) a los 262.48 pies y con el menor valor en superficie igual a 9.551 (lb/gal).
Presión	Se verifica el aumento de la presión a medida que aumenta la profundidad del pozo, generado por la presión de bombeo adicionando la presión hidrostática del fluido, donde la mayor presión se presenta en fondo de pozo con un valor de 931.654 (psi) a los 262.48 pies.	El fluido experimenta la mayor caída de presión de 786.184 (psi) luego de circular a través de las toberas de trépano, en el cual en fondo del pozo el fluido tiene una presión equivalente a 145.47 (psi) a los 262.48 pies y después de circular a través del espacio anular hasta llegar a superficie su presión es igual a 14.696 (psi) equivalente a la presión ambiente donde experimenta una caída de presión generado por la fricción de ocasiona las restricciones de la geometría del pozo y de los componentes.
Temperatura	El flujo del fluido experimenta un aumento de temperatura generado por el gradiente geotérmico y la transferencia de calor que se genera entre las formaciones y los componentes a medida que aumenta la profundidad del pozo, donde la mayor temperatura del flujo del fluido se presenta en fondo del pozo el cual su valor es de 76.792 °F a los 262.48 pies.	El flujo del fluido experimenta una caída de temperatura a medida que circula por el espacio anular hasta llegar a superficie, donde la menor temperatura del flujo del fluido se presenta al llegar a superficie el cual su valor es de 77.915°F.

DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS		
VARIABLE	DENTRO LA SARTA	ESPACIO ANULAR
Viscosidad equivalente	El comportamiento se representa que a medida que disminuya el diámetro interno de los componentes y que también se presente un aumento en la velocidad de flujo se genera una menor viscosidad efectiva del fluido, presentándose la menor viscosidad del fluido en fondo de pozo con un valor de 14.303 (cp) a los 262.48 pies.	El comportamiento se representa que a medida que aumenta el diámetro de la geometría del pozo y que también se presente una disminución en la velocidad de flujo se genera una mayor viscosidad efectiva del fluido, presentándose la mayor viscosidad del fluido en superficie con un valor de 473.234 (cp), cuando el flujo del fluido retorna por el espacio anular desde el fondo de pozo.
Velocidad de flujo	La velocidad de flujo aumenta a medida que disminuye el diámetro interno de los componentes donde el mayor valor se presenta en fondo que equivale a 1,054.878 (pie/min) a los 262.48 pies.	La velocidad de flujo disminuye a medida que aumenta el diámetro de la geometría del pozo donde el menor valor se presenta en superficie que equivale a 25.169 (pie/min), cuando el flujo del fluido retorna por el espacio anular desde el fondo de pozo.
Número de Reynolds	El número de Reynolds aumenta a medida que aumenta la velocidad de flujo por el cambio de los diámetros internos de los diferentes componentes y también cuando disminuye el valor de la viscosidad del equivalente del fluido, donde el mayor valor se presenta en fondo que equivale a 14,775.84 que es considerado como un régimen de flujo Turbulento a los 262.48 pies.	El número de Reynolds disminuye a medida que disminuye la velocidad de flujo por el cambio de la geometría del pozo en las diferentes secciones y también cuando aumenta el valor de la viscosidad del equivalente del fluido, donde el menor valor se presenta en superficie que equivale a 31.998 que es considerado como un régimen de flujo Laminar, cuando el flujo del fluido retorna por el espacio anular desde el fondo de pozo.
Gradiente de caída de presión por fricción	Los mayores valores se presentan dentro la sarta de perforación debido a que genera un régimen de flujo turbulento producto del aumento de la velocidad de flujo ocasionado por el cambio de diámetros internos de los componentes.	Los menores valores se presentan en el espacio anular debido a que genera un régimen de flujo laminar producto de la disminución de la velocidad de flujo ocasionado por el cambio de la geometría del pozo en las diferentes secciones.

RESULTADOS DE LOS PERFILES DEL POZO

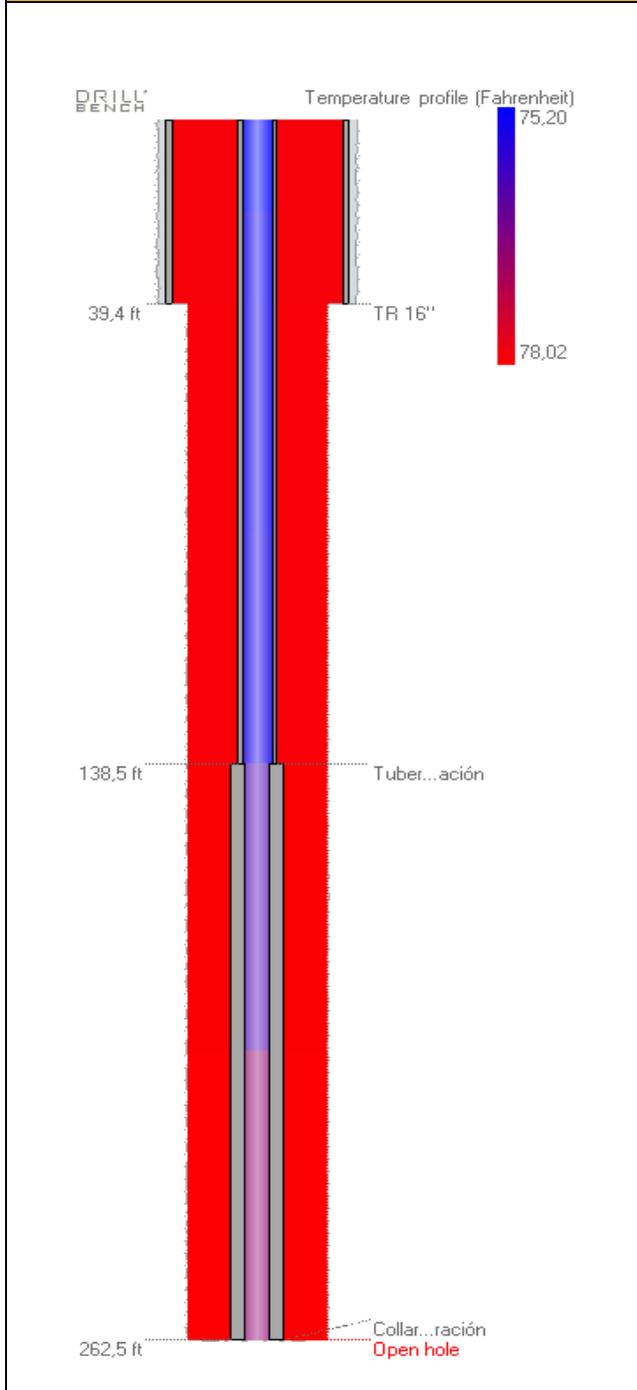
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)

PRESIÓN (psi)

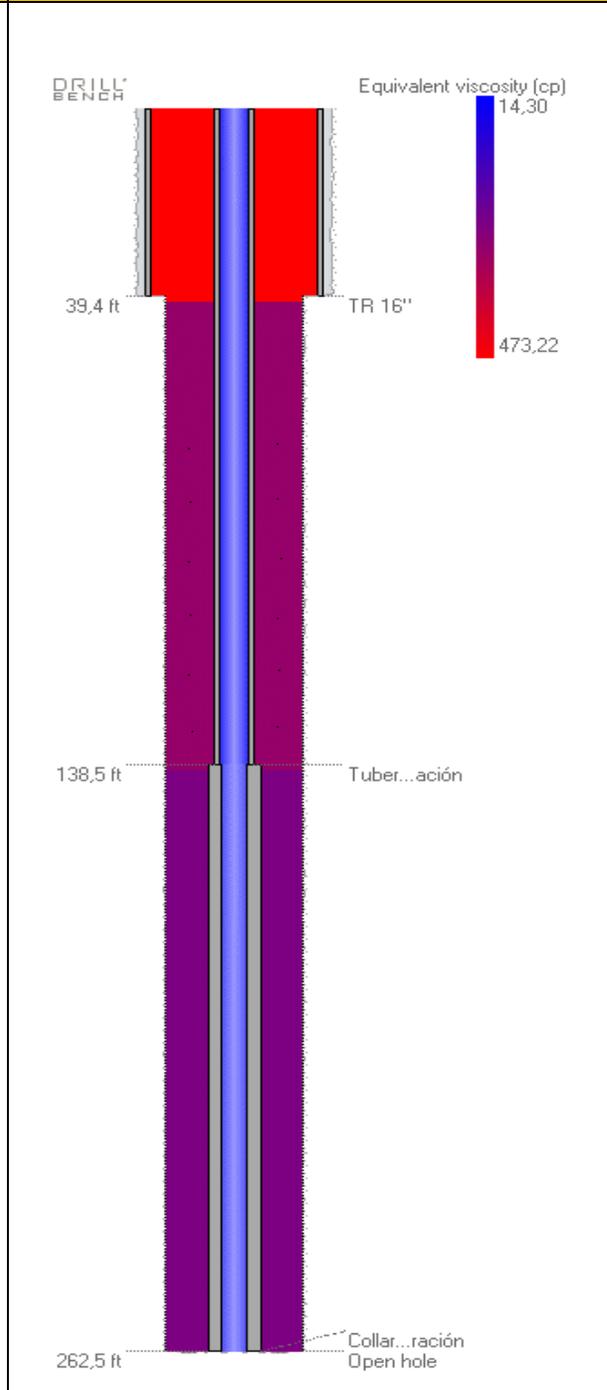


RESULTADOS DE LOS PERFILES DEL POZO

TEMPERATURA DEL POZO (°F)

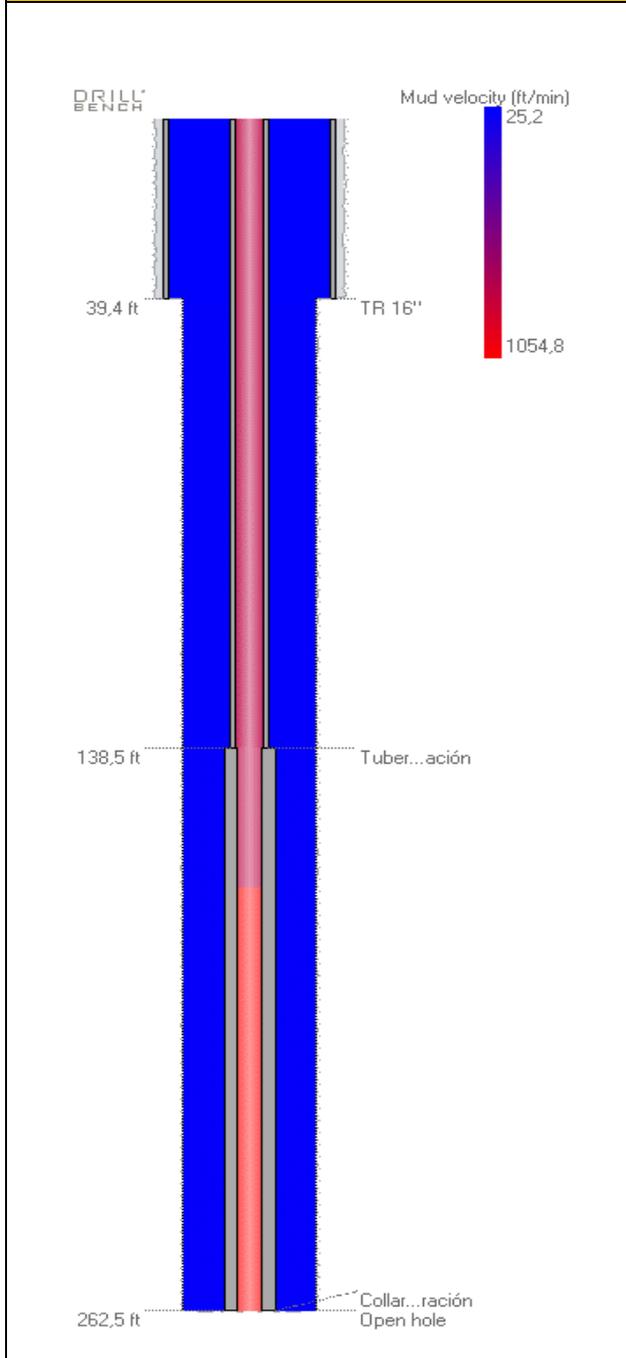


VISCOSIDAD EQUIVALENTE (cp)

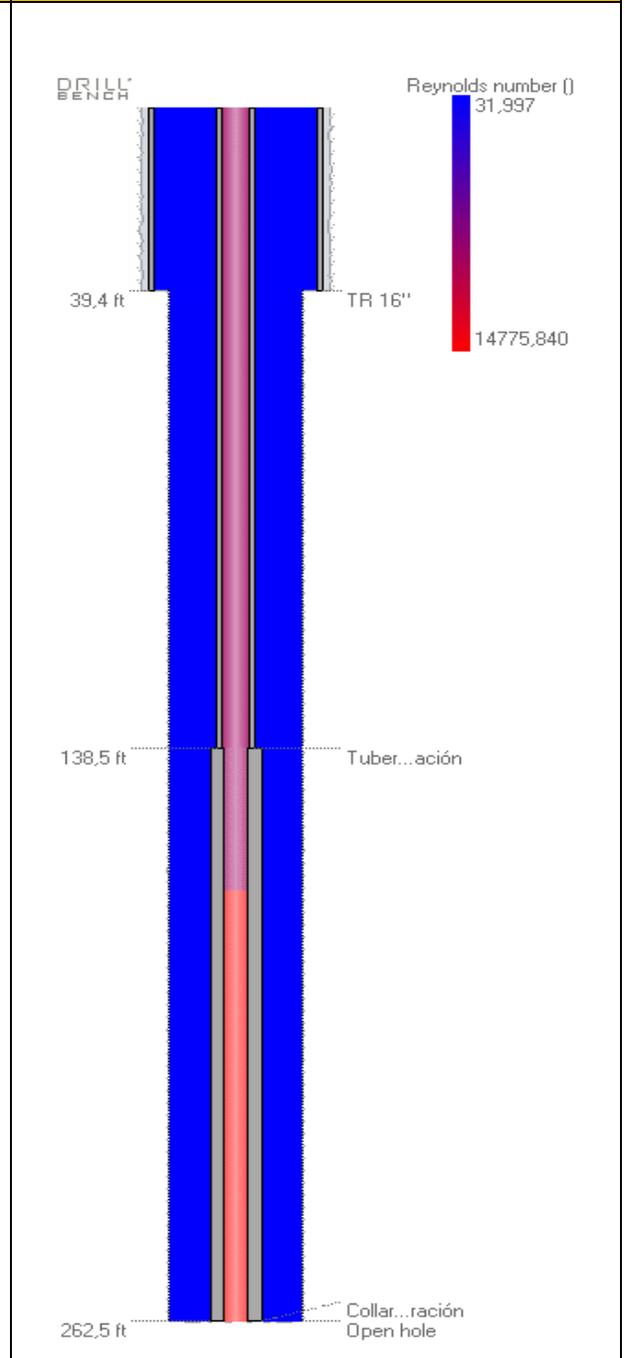


RESULTADOS DE LOS PERFILES DEL POZO

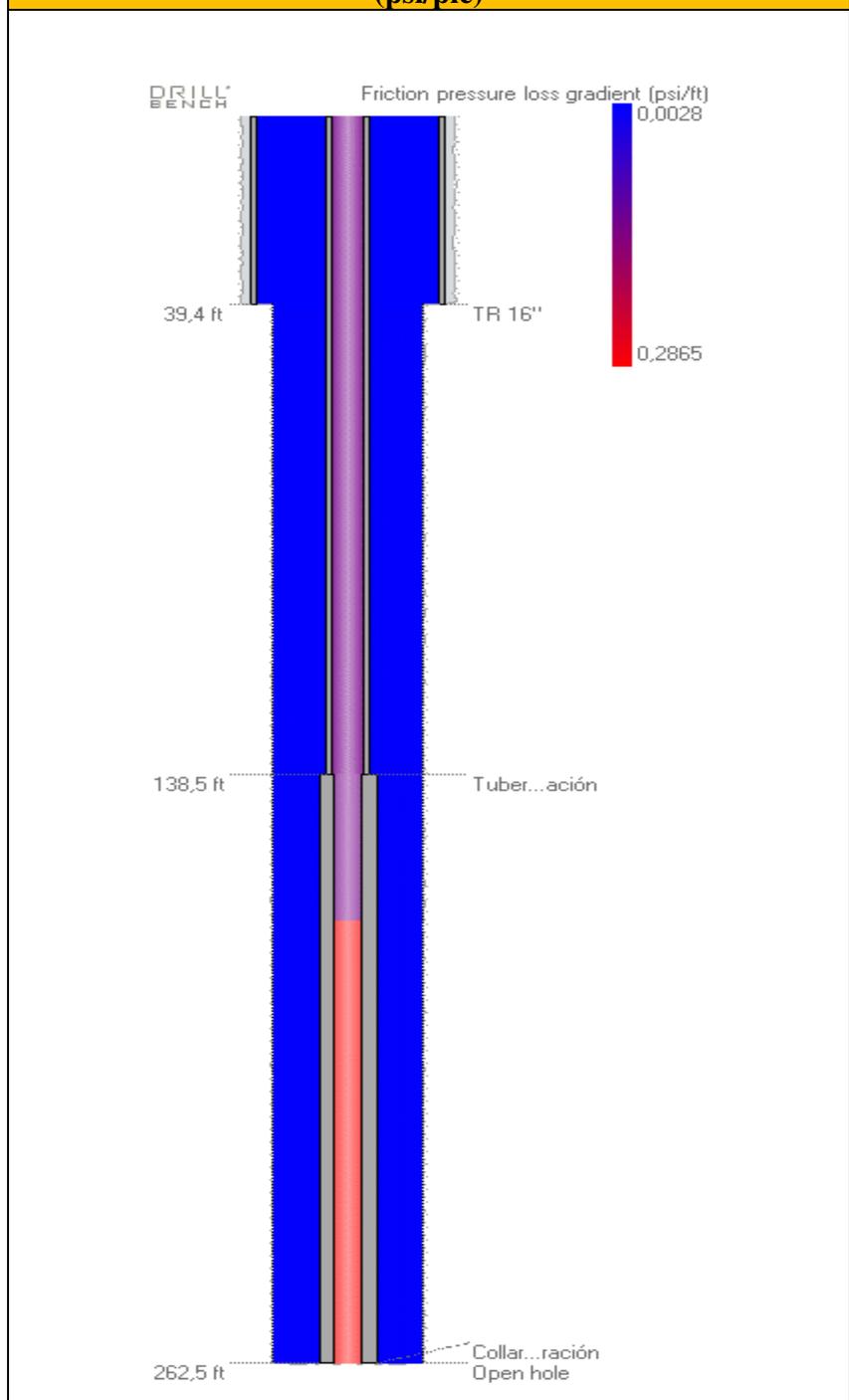
VELOCIDAD DE FLUJO (pie/min)



NÚMERO DE REYNOLDS (NRe)



RESULTADOS DE LOS PERFILES DEL POZO
GRADIENTE DE CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN
(psi/pie)



ANEXO 3: Comparación de resultados

CAIDA DE PRESIÓN DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN

CAÍDA DE PRESIÓN DENTRO LA SARTA DE PERFORACION – CÁLCULO CON EL MODELO DE LEY EXPONENCIAL

Componentes	ID (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Numero de Reynolds (Nre)	Régimen	ΔP (Psi)
Collar de perforación	2 1/4	124	1057.38	14,318.72	Turbulento	24.24
Tubería de perforación	2.602	138.5	790.64	9,593.89	Turbulento	14.79

CAÍDA DE PRESIÓN DENTRO LA SARTA DE PERFORACION – SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE DRILLBENCH

Componentes	ID (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Numero de Reynolds (Nre)	Régimen	ΔP (Psi)
Collar de perforación	2 1/4	124	1,054.8	14,775.62	Turbulento	35.5277
Tubería de perforación	2.602	138.5	788.5	9,316.55	Turbulento	18.5927

CAIDA DE PRESIÓN DENTRO EL ESPACIO ANULAR

CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR – CÁLCULO CON EL MODELO DE LEY EXPONENCIAL

Componentes	Tramo	Tramo-OD (pulg)	Componente-OD (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Numero de Reynolds (Nre)	Régimen	ΔP (Psi)
Collar de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	4 3/4	124	41.98	97.88	Laminar	0.70
Tubería de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	3 1/2	99.1	38.84	89.31	Laminar	0.47
Tubería de perforación	TR 15"	15	3 1/2	39.4	25.16	45.52	Laminar	0.12

CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR – SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE DRILLBENCH

Componentes	Tramo	Tramo-OD (pulg)	Componente-OD (pulg)	Longitud Total (pies)	Velocidad de flujo (pie/min)	Numero de Reynolds (Nre)	Régimen	ΔP (Psi)
Collar de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	4 3/4	124	42	68.68	Laminar	0.6943
Tubería de perforación	Hoyo 12.25"	12.25	3 1/2	99.1	38.9	62.69	Laminar	0.4461
Tubería de perforación	TR 15"	15	3 1/2	39.4	25.2	31.99	Laminar	0.1109

COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL SISTEMA HIDRÁULICO		
Variables	Modelo de Ley Exponencial	Simulación Drillbench
Caída de presión total dentro la sarta de perforación (psi)	39.03	54.12
Caída de presión total en el espacio anular (psi)	1.29	1.25
Caída de presión total en el trépano (psi)	785.44	786.18
Porcentaje de caída de presión en el trépano (%)	95.12	91.71
Caída de presión en el sistema (psi)	825.76	841.55
Densidad Equivalente de circulación (ECD) (lb/gal)	9.59	9.55

ANEXO 4: Diagramas de flujo para los cálculos hidráulicos – Manual de fluidos de perforación API

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO HIDRÁULICO DENTRO LA SARTA DE PERFORACIÓN

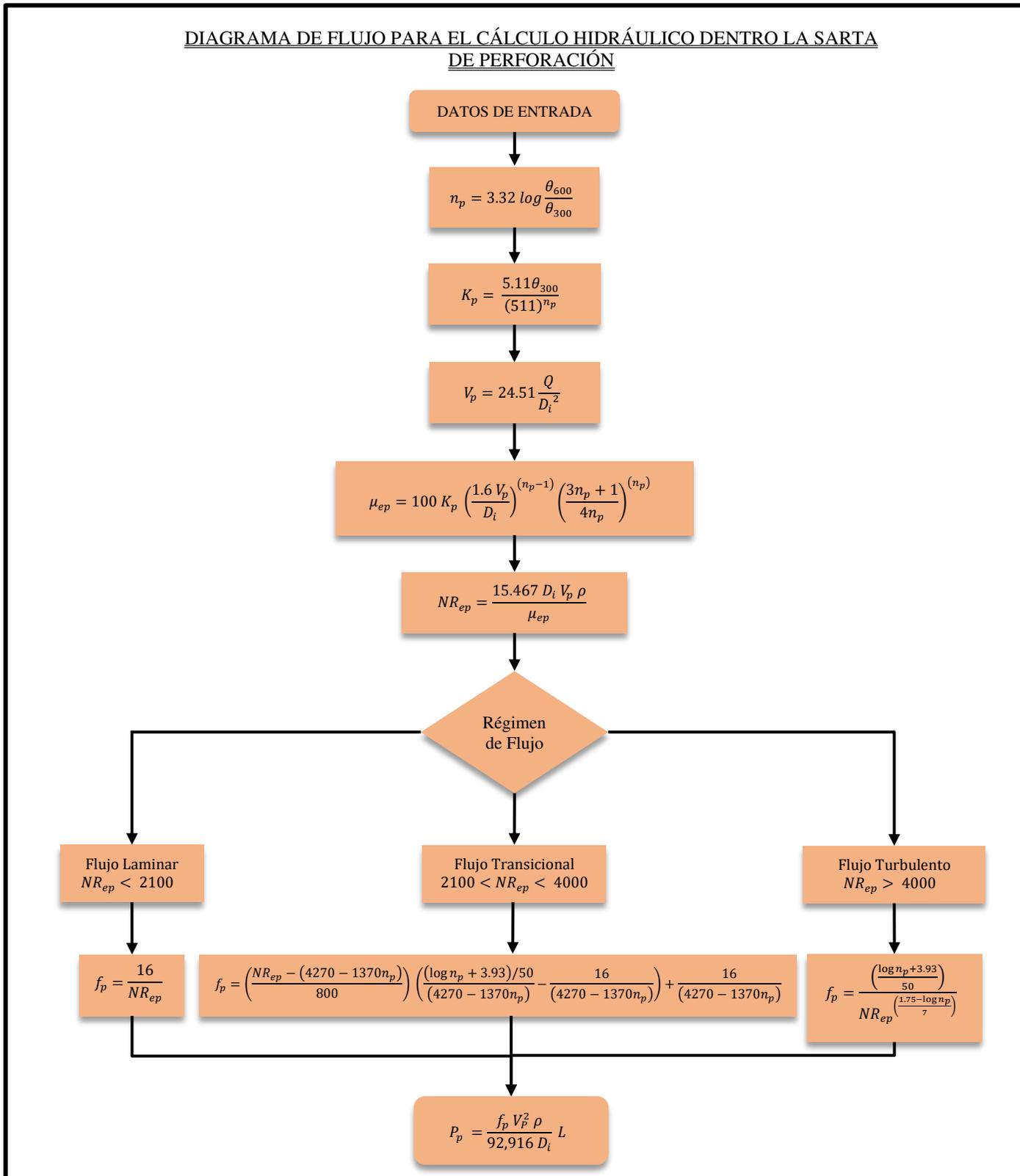


DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO HIDRÁULICO EN EL ESPACIO ANULAR

DATOS DE ENTRADA

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3}$$

$$K_a = \frac{5.11 \theta_{100}}{(170.2)^{n_a}}$$

$$V_a = 24.51 \frac{Q}{D_H^2 - D_e^2}$$

$$\mu_{ea} = 100 K_a \left(\frac{2.4 V_a}{D_H - D_e} \right)^{(n_a-1)} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{(n_a)}$$

$$NR_{ea} = \frac{15.467 (D_H - D_e) V_a \rho}{\mu_{ea}}$$

Régimen de Flujo

Flujo Laminar
 $NR_{ep} < 2100$

Flujo Transicional
 $2100 < NR_{ep} < 4000$

Flujo Turbulento
 $NR_{ep} > 4000$

$$f_a = \frac{24}{NR_{ea}}$$

$$f_a = \left(\frac{NR_{ea} - (4270 - 1370n_p)}{800} \right) \left(\frac{(\log n_p + 3.93)/50}{(4270 - 1370n_p)} - \frac{24}{(4270 - 1370n_p)} \right) + \frac{24}{(4270 - 1370n_p)}$$

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3.93}{50} \right)}{NR_{ep} \left(\frac{1.75 - \log n_p}{7} \right)}$$

$$P_a = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92,916 (D_H - D_e)} L$$

En la siguiente tabla se presenta las ecuaciones contenidas en el Manual de Ingeniería de Perforación Aplicada "Applied Drilling Hydraulics", primera impresión publicada por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) en 1986, las cuales se utilizan para realizar la secuencia de cálculo para la hidráulica de perforación mediante el modelo de Ley Exponencial.

Ecuaciones para el cálculo de la hidráulica de perforación aplicando el Modelo de Ley Exponencial		
Viscosidad plástica	$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$	
Punto Cedente	$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p$	
Índice de ley exponencial	$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$	
Índice de consistencia	$K = \frac{510 \theta_{300}}{(511)^n}$	
Sección	Dentro de la tubería	Espacio Anular
Velocidad Promedio de flujo	$V = \frac{q}{2.448 d^2}$	$V = \frac{q}{2.448 (d_2^2 - d_1^2)}$
Numero de Reynolds	$N_{Re} = \frac{89,100 \rho (V)^{2-n} (0.0416 d)^n}{K}$	$N_{Re} = \frac{109,000 \rho (V)^{2-n} (0.0208 (d_2 - d_1))^n}{K}$
Factor de Fanning	$f = \frac{0.0791}{N_{Re}^{0.25}} (Turbulento)$	$f = \frac{16}{N_{Re}} (Laminar)$
Caída de presión (flujo laminar)	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{K V^n \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144,000 d^{1+n}}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{K V^n \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144,000 (d_2 - d_1)^{1+n}}$
Caída de presión (flujo turbulento)	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho V^2}{25.8 d}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho V^2}{21.1 (d_2 - d_1)}$
Densidad equivalente de circulación (ECD)	$\rho_e = \frac{P}{0.052 D}$	
Potencia hidráulica del trépano	$P_{Hb} = \frac{\Delta P_b q}{1,714}$	
Fuerza de impacto del trépano	$F_j = 0.01823 C_d q \sqrt{\rho \Delta P_b}$	
Caída de presión en el trépano	$\Delta P_b = \frac{8.311 \times 10^{-5} \rho q}{C_d^2 A_t^2}$	

Nomenclatura (Unidades)

A = Área (pulg²)

C_d = Coeficiente de descarga del trépano (adimensional)

d = Diámetro (pulg)

D = Profundidad (pies)

f = Factor de fricción de fanning (adimensional)

F = Fuerza (lb)

L = Longitud (pies)

N_{Re} = Número de Reynolds (adimensional)

p = Presión (Psi)

q = Caudal (gal/min)

P_H = Potencia hidráulica (HP)

V = Velocidad de flujo (pie/s)

μ_p = Viscosidad plástica (cp)

τ_y = Punto cedente (lb/100 pie²)

ρ = Densidad (lb/gal)