



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

“DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA
OPERACIONES BÁSICAS RELACIONADAS A LA PERFORACIÓN
DE POZOS DE PETRÓLEO.”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

MARISA NOEMI AVILA MACIAS

TUTOR:

ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle

LA LIBERTAD, ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO

TEMA:

**DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA
PARA OPERACIONES BÁSICAS RELACIONADAS A LA
PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MARISA NOEMÍ ÁVILA MACÍAS

TUTOR:

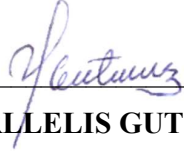
ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. MARLELIS GUTIERREZ
HINESTROZA, PHD.
DIRECTOR DE CARRERA



ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN
PANCHANA, Mgle
DOCENTE TUTOR



ING. ROMEL ERAZO BERMEO
DOCENTE ESPECIALISTA



DRA. ERIKA LORENZO
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

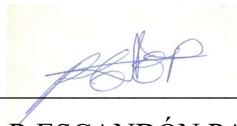
Este proyecto está dedicado a Dios por permitir mi existencia, a mis padres Enrique Ávila y Margarita Macías, quienes han sido precursores de este logro.

A mis tías, quienes me han brindado un constante apoyo en mi desarrollo académico y personal.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema Desarrollo de una aplicación informática para operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos de petróleo elaborado por el estudiante Marisa Noemí Avila Macías, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un ___% de la valoración permitida.

FIRMA DEL TUTOR



ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle

C.I.: 0921241006

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Marisa Noemí Ávila Macías, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Desarrollo de una aplicación informática para operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos de petróleo.”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



MARISA NOEMÍ ÁVILA MACÍAS

C.I. 2450041781

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“Desarrollo de una aplicación informática para operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos de petróleo.”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Sr/a. Marisa Noemí Ávila Macías, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle

C.I.: 0921241006

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a Dios por darme la fortaleza para seguir adelante, a mis padres Enrique Ávila y Margarita Macías, por apoyarme incondicionalmente.

Al Ing. Paulo Escandón por haberme brindado su orientación durante el tiempo de elaboración de este trabajo.

A mis profesores por impartir sus conocimientos y a mis compañeros con quienes he compartido momentos muy especiales en mi vida universitaria.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
ÍNDICE DE CONTENIDO	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT.....	xiv
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xv
CAPÍTULO I.....	1
1.1 Problema de la investigación.....	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Planteamiento del problema.....	2
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos	3
1.5 Justificación	4
1.6 Alcance	4
1.7 Metodología.....	5
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 Definiciones y conceptos básicos	7
2.1.1 Presión	7
2.1.2 Presión de hidrostática	7
2.1.3 Presión de formación	8
2.1.4 Presión de sobrecarga	9
2.1.5 Presión de fractura	9
2.1.6 Presión diferencial	10
2.2 Fluido.....	10
2.2.1 Fluido de perforación.....	10

2.2.2 Funciones del fluido de perforación.....	11
2.2.3 Clasificación de los fluidos de perforación	11
2.2.4 Propiedades de los fluidos	12
2.3 Perforación direccional.....	13
2.4 Métodos y correlaciones	13
2.4.1 Método de Eaton	13
2.4.2 Método de Bingham.....	15
2.4.3 Método ley de potencia modificado.....	20
2.4.4 Método de mínima curvatura	24
CAPÍTULO III DESARROLLO DEL SOFTWARE	25
3.1 Algoritmo general.....	25
3.1.1 Algoritmo del módulo de “Asentamiento de tuberías”	26
3.1.2 Algoritmo del módulo “Pérdida de presiones”	27
3.1.3 Algoritmo del módulo “Pérdida de presiones”	28
3.2 Diseño del software	29
3.2.1 Módulo principal.....	29
3.2.2 Módulo de ingreso	31
3.2.3 Módulo de “Cálculo de asentamientos”	32
3.2.4 Módulo de “Cálculo de pérdidas de presiones”	35
3.2.5 Módulo de “Diseño de trayectorias”	36
DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	38
CAPÍTULO V	45
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
5.1 Conclusiones.....	45
5.2 Recomendaciones	46
CAPÍTULO V	47
BIBLIOGRAFÍA	47
ANEXOS	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ventana de presentación del software CALING.....	31
Figura 2. Ventana de información.....	34
Figura 3. Ventana de inicio de sesión.....	34
Figura 4. Cuadro de diálogo.....	35
Figura 5. Ventana de menú.....	35
Figura 6. Ventana de ingreso de datos para el cálculo de asentamientos.....	36
Figura 7. Ventana para el cálculo de densidad de poro.....	37
Figura 8. Ventana de proyección de la gráfica para el cálculo de asentamientos.....	38
Figura 9. Cuadro de opciones.....	39
Figura 10. Ventana de cálculo de pérdidas de presión.....	40
Figura 11. Ventana del módulo de Diseño de trayectoria.....	41
Figura 12. Gráfica exportada en formato pdf para su posterior impresión.....	41
Figura 13. Gráfica profundidad versus gradientes del campo Sacha 383H.....	42
Figura 14. Gráfica profundidad versus desplazamiento perteneciente al campo Sacha 291D.....	47
Figura 15. Diseño de trayectoria- COMPASS- Halliburton.....	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de presión.....	9
Tabla 2. Datos de presión de poro y gradiente de fractura para el pozo Sacha 383H.....	40
Tabla 3. Datos de presión de poro y gradiente de fractura modificados por el factor de seguridad.....	41
Tabla 4. Propiedades del fluido.....	43
Tabla 5. Datos de las tuberías.....	43
Tabla 6. Información de casing.....	43
Tabla 7. Resultados obtenidos mediante el método de Bingham.....	43
Tabla 8. Resultados obtenidos mediante el método de ley de potencia modificado.....	44
Tabla 9. Coordenadas del pozo y objetivos.....	44
Tabla 10. Datos de construcción de trayectoria.....	44
Tabla 11. Resultados obtenidos mediante.....	45

“DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA OPERACIONES BÁSICAS RELACIONADAS A LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO.”

Autora: Ávila Macías Marisa Noemí

Tutor: Escandón Panchana Paulo Cesar, Mgle.ç

RESUMEN

Este proyecto cumple con el objetivo de desarrollar un software que permita el análisis y proyección de procesos básicos realizados en la perforación de pozos de petróleo, partiendo de parámetros pertenecientes al fluido de perforación, conjunto con información básica del pozo, como coordenadas de superficie y objetivo; entre otros factores que permiten la construcción y diseño de trayectorias, dando a la vez solución ante la carencia de software con licencia libre, para el uso de los estudiantes de ingeniería en petróleo. El programa CALING genera gráficas bidimensionales que permiten visualizar el resultado de los cálculos realizados, facilitando de esta manera el análisis de datos, también estima las pérdidas de presión presentes dentro de la tubería, al igual que en los espacios anulares con base en los métodos de Bingham y ley de potencia modificada. El software desarrollado en el lenguaje de programación Java 8.2 de NetBeans cuenta con 3 módulos principales (Cálculo de asentamientos, Cálculo de pérdidas de presión y Diseño de trayectoria), y varios submódulos que logran que la interfaz sea amigable con el usuario.

PALABRAS CLAVES: Perforación, software, presión, trayectoria.

"DEVELOPMENT OF A COMPUTER APPLICATION FOR BASIC OPERATIONS RELATED TO THE DRILLING OF OIL WELLS."

Author: Ávila Macías Marisa Noemí

Tutor: Escandón Panchana Paulo Cesar, Mgle.ç

ABSTRACT

This project meets the objective of developing a software that allows the analysis and projection of basic processes carried out in the drilling of oil wells, based on parameters belonging to the drilling fluid, together with basic information about the well, such as surface and target coordinates; among other factors that allow the construction and design of trajectories, at the same time providing a solution to the lack of software with a free license, for the use of petroleum engineering students. The CALING program generates two-dimensional graphs that allow visualizing the result of the calculations performed, thus facilitating data analysis, it also estimates the pressure losses present inside the pipe, as well as in the annular spaces based on the methods of Bingham and modified power law. The software developed in the Java 8.2 programming language of NetBeans has 3 main modules (Settlement Calculation, Pressure Loss Calculation and Path Design), and several sub-modules that make the interface user-friendly.

KEYWORDS: Drilling, software, pressure, trajectory.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A : Área

Δt_n : Cambio de tiempo de transito normal

Δt_{ob} : Cambio de tiempo de transito observado

Cc : Centímetro cúbicos

ρ_{mud} : Densidad del lodo

ECD: Densidad equivalente de circulación

D_1 : Diámetro externo de la tubería

D_2 : Diámetro interno del casing

ρ_{mud} : Densidad del lodo

ECD: Densidad equivalente de circulación

τ : Esfuerzo cortante

F : Fuerza

G_f : Gradiente de formación

$GE.s$: Gravedad específica de los sólidos

$GE.f$: Gravedad específica de los fluidos

N_{Re} : Número de Reynolds

ΔP_{anular} : Pérdida de presión por fricción de tuberías en el espacio anular

ft : Pies

\emptyset : Porosidad de la roca

P: Presión

P_{form} : Presión de formación

P_h : Presión hidrostática

P_{sc} : Presión de sobrecarga

h : Profundidad vertical

τ_y : Punto de cedencia

R_n : Resistividad normal

R_o : Resistividad observada

γ : Velocidad del cizallamiento

V_a : Velocidad del flujo en el anular

\bar{V} : Velocidad promedio

V_c : Velocidad crítica

μ_{ea} : Viscosidad efectiva del fluido en el anular

μ_p : Viscosidad plástica

w_m: Peso del lodo de perforación

CAPÍTULO I

1.1 Problema de la investigación

El presente trabajo tiene como objetivo, el diseño de un software que permitirá el análisis y proyección de operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos de petróleo, el mismo que contará con una interfaz amigable con el usuario.

Los procesos básicos en la perforación de un pozo, abarcan un sinnúmero de cálculos que permiten realizar un plan de desarrollo para el respectivo diseño y perforación de pozos. Entre los cálculos básicos se tiene:

- Cálculo de gradientes de presión de poro y de fractura
- Presión hidrostática y de sobrecarga
- Factor de flotabilidad
- Gravedad específica
- Peso de lodos

Los parámetros antes mencionados aportan a la estimación de profundidades en la cuales será asentada la tubería de revestimiento, así mismo, como la correcta selección del diámetro de las tuberías de revestimiento y producción.

Después del diseño del sistema de tuberías del pozo, se estudia la hidráulica de perforación, la misma que calcula la caída de presión, con base en la reología del fluido de perforación, para esto se realiza el cálculo de parámetros a partir del modelo plástico de Bingham y ley de potencia modificado.

A demás, estos datos en conjunto con otros parámetros como coordenadas, tasa de construcción, profundidad y ángulo de desviación; proporcionados por el usuario, permitirán la proyección en de los pozos diseñados durante el proceso.

El software será desarrollado en el lenguaje de programación Java 8.2 de NetBeans e incorpora de manera práctica las correlaciones matemáticas, para el cálculo de profundidades de asentamiento, diámetros de tubería, caídas de presión y utiliza los parámetros relacionados a el diseño pozos petroleros para el bosquejo de gráficas profundidad versus desplazamiento; esta información será almacenada en una base de datos para el análisis de resultados.

1.2 Antecedentes

Actualmente existen varias investigaciones referentes a la perforación de pozos petroleros con el objetivo de desarrollar nuevos modelos para la simulación y proyección de datos.

(Nie et al., 2018) establecen que analizar las características reológicas del flujo hidrodinámico por medio de modelo de Bingham demuestra la influencia en los cambios de presión de un pozo de petróleo y (Park et al., 2018) afirman que el modelo de ley de potencia proporciona el cálculo de parámetros de manera más precisa.

Así mismo, Diaz en el 2018 determina que con ayuda de un software se pueden analizar incidentes del pasado que permitan generar buenas prácticas en la toma de decisiones, las cuales pueden ser comparadas para obtener nuevas formas y procedimientos. Lo que permitirá que los estudiantes observen y comprendan el resultado de sus decisiones y su influencia en la eficacia de la perforación de un pozo petrolero.

1.3 Planteamiento del problema

Debido a la falta de simuladores o aplicaciones informáticas relacionadas a las diferentes actividades petroleras en el laboratorio de simulación, se hace pertinente contar con un software

libre para el uso de los estudiantes de ingeniería en petróleo; diseñado para reforzar de manera didáctica los conocimientos impartidos durante el curso de perforación.

El estudio de esta asignatura es fundamental para la carrera debido a que la mayoría de los estudiantes anhelan conseguir un puesto laboral en esta área; sin embargo, el escaso conocimiento y ausencia de práctica ocasionan que los estudiantes no estén aptos ante una evaluación.

Cabe indicar que la facultad ciencias de la ingeniería cuenta con un software proporcionado por las empresas petroleras, no obstante, el uso del mismo se limita a los equipos informáticos que se encuentran en el laboratorio de simulación. Por consiguiente, el acceso a una aplicación libre, que permita resolver las operaciones básicas y muestre de manera gráfica una proyección del diseño del pozo con ayuda del procesamiento de datos, agiliza el desarrollo de los cálculos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un software que permita el análisis y proyección de procesos básicos realizados en la perforación de pozos de petróleo.

1.4.2 Objetivos específicos

- Recopilar información de las correlaciones existentes en la industria petrolera utilizadas en el análisis de perforación de pozos.
- Elaborar un algoritmo que determine las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y las pérdidas de presión causadas por el fluido de perforación.
- Presentar gráficamente la proyección del diseño de un pozo petrolero mediante planos bidimensionales profundidad versus desplazamiento para el respectivo análisis.

1.5 Justificación

En la industria petrolera el proceso principal es la perforación de pozos, durante el desarrollo de este, se presentan problemas de invasión de fluido de formación al pozo, lo que es conocido como brote, por lo tanto, es importante capacitar al capital humano para prevenir estos inconvenientes.

(Park et al., 2018) indican que, al realizar la perforación de un pozo de petróleo o gas, se presenta una alteración de presiones que en algunos casos es difícil de evitar, debido a esto, el control de pozos es uno de los estudios más realizados con ayuda de un software, ya que nos permite predecir eventos futuros, este análisis se desarrolló con el uso del modelo ley de potencia, lo que permitió deducir que el uso de modelos basados en la física y que permitan una simulación de procesos nos brindará resultados aproximados a los que se obtendrán en el campo .

De tal manera, el desarrollo del software como herramienta de apoyo para el análisis de los procesos realizados en la perforación de pozos, facilitará el cálculo de los parámetros y aportará a la interpretación de resultados.

1.6 Alcance

Este proyecto tiene como objetivo el análisis y proyección de las operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos, mediante un software desarrollado con base en correlaciones matemáticas para un mejor aprendizaje.

Las diferentes correlaciones serán evaluadas con datos conocidos, en unidades de campo, sistema internacional y sistema inglés; de esta manera se logrará desarrollar un algoritmo que permita disminuir el tiempo de cálculo, ya que varios de ellos necesitan de cierta cantidad de iteraciones para obtener resultados exactos, y a su vez posibilitará crear una interfaz amigable con el usuario.

También permitirá el cálculo de los parámetros necesarios para la descripción de la hidráulica de fluidos de perforación por medio de los modelos Bingham y ley de potencia modificado o también conocido como modelo Herschel-Bulkley, los mismos que estudian la reología del fluido con ayuda de las variables de viscosidad plástica (PV), viscosidad aparente, densidad, punto de cedencia (YP) y los esfuerzos de corte que se presentan en la movilidad de un fluido; a su vez, proporcionará una simulación de los pozos con las características ingresadas para el análisis y aprendizaje de los estudiantes.

Finalmente se logrará contribuir con una mejor estimación de las propiedades de los fluidos de perforación y calcular las pérdidas de presión ocasionadas por los cambios en la reología del fluido.

1.7 Metodología

Para el desarrollo de esta aplicación informática, se realizará una recolección de datos sobre las correlaciones usadas en el cálculo de presiones y propiedades del lodo de perforación; determinando de esta manera las variables necesarias para el diseño de pozos. Así mismo se ejecutará el estudio y dominio del lenguaje de programación Java 8.2 de NetBeans para la futura representación de datos.

Posteriormente se pretende crear un conjunto de algoritmos que permitan realizar los procesos de cálculo de presiones de poro y de fractura con el uso de ecuaciones básicas, de igual manera se determinará las variaciones de presiones ocasionadas por el fluido de perforación por medio de los modelos de Bingham y ley de potencia modificado.

También se pretende incluir proyecciones 2D de desviación de pozo tipos J, S y horizontal mediante el método de mínima curvatura para una mejor visualización de los procesos. Finalmente se ingresarán las correlaciones seleccionadas al desarrollador de software y se diseñará la interfaz de manera que resulte predecible el uso del mismo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Definiciones y conceptos básicos

Para realizar la perforación de un pozo petrolero es necesario conocer los conceptos básicos de las variables utilizadas para los cálculos realizados en el campo.

2.1.1 Presión

La presión es definida como la fuerza ejercida por el peso de un objeto por unidad de superficie y permite medir la magnitud necesaria para ocasionar la deformación de un material.

$$P = \frac{F}{A}$$

P: Presión

F: Fuerza

A: Área

2.1.2 Presión de hidrostática

La presión hidrostática, se define como la presión ejercida por el peso de una columna estática de fluido. Por lo tanto, es la presión que se origina de una combinación de la densidad del fluido y la altura vertical de la columna de dicho fluido. (Hawker,2011)

$$P_h = 0.052 \rho h$$

Donde

P_h : Presión hidrostática

ρ : Densidad del fluido

h : Profundidad vertical

Las unidades para la presión de formación son KPa o también lbp².

2.1.3 Presión de formación

La presión de formación o también llamada presión de poro, es definida como la presión ocasionada por el fluido (agua, petróleo y/o gas) que se encuentra contenido dentro de los espacios porosos de la roca.

$$P_{form} = G_f h$$

Donde

P_{form} : Presión de formación

G_f : Gradiente de formación

h : Profundidad vertical

2.1.3.1 Gradiente de formación

El gradiente de formación es un parámetro de referencia, utilizado para identificar si la presión de poro es subnormal, normal o anormal, asumiendo que este parámetro aplicable tanto para pozos on-shore y offshore, tenemos que:

Tipo de presión	Rango de gradiente de formación
Anormal	Mayor a 0,465
Normal	Entre 0,433 y 0,465

Subnormal	Menor a 0,433
-----------	---------------

Tabla 1. Tipos de presión

2.1.4 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga o también denominada presión de confinamiento, es la presión ocasionada por el peso combinado de la matriz de la roca por un área específica.

Con los datos obtenidos se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P_{sc} = 0,433[(1 - \emptyset)GE.s + \emptyset Ge.f]h$$

$$P_{sc} = \text{Gradiente de sobrecarga} \times h$$

Donde:

P_{sc} : Presión de sobrecarga

\emptyset : Porosidad de la roca

$GE.s$: Gravedad específica de los sólidos

$GE.f$: Gravedad específica de los fluidos

h : Profundidad vertical

2.1.5 Presión de fractura

La presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente o separar la estructura rocosa de la formación. (García & Barbosa, 2011)

Los factores que afectan la presión de fractura son:

- Tipo de roca
- Esfuerzo “in situ”
- Zonas débiles (fracturas y fallas)

- Condición del hoyo
- Relación entre geometría del pozo y orientación de la formación
- Características del lodo

2.1.6 Presión diferencial

Es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática presente en el fondo del pozo.

Esta se clasifica en:

- Sobre balanceada ($P_h > P_{form}$)
- Sub balanceada ($P_h < P_{form}$)
- Balanceada ($P_h = P_{form}$)

2.2 Fluido

El fluido es una sustancia que tiene la capacidad de fluir, al ser sometido a un mínimo esfuerzo y se adapta al área en el cuál será depositado, este tiende a presentarse en estado líquido o gaseoso.

2.2.1 Fluido de perforación

El fluido de perforación es aquel que, debido a sus propiedades y características permite realizar la perforación de pozos de petróleo, esta sustancia se la puede utilizar en estado líquido o gaseoso con un porcentaje de sólidos dependiendo del ambiente geológico en el que se desarrolla la perforación.

Este fluido circula a través de la sarta de perforación, iniciando el proceso desde la superficie, ingresando por la tubería de perforación hasta a la broca ubicada en el fondo del pozo y retorna a la superficie por el espacio anular existente entre tuberías, de manera cíclica. Está compuesto por una fase continua a base de líquido y una fase de gel disperso, tal como sólidos coloidales

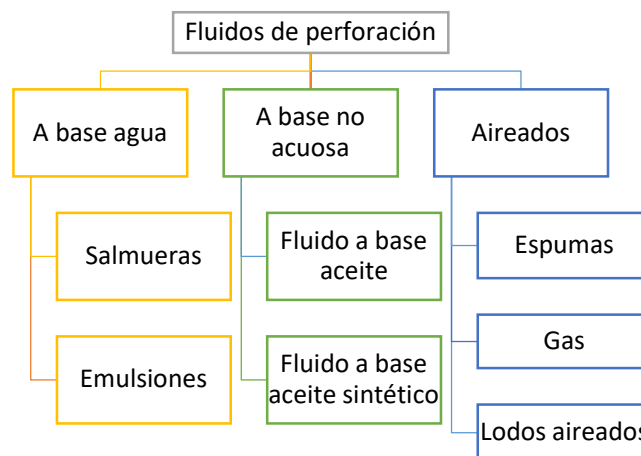
y/o líquidos emulsificantes, que proporcionan la viscosidad deseada y la formación de costra de lodo. (Gatlin,1960)

2.2.2 Funciones del fluido de perforación

- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación
- Retirar y transportar ripios y recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie
- Suspender los ripios durante los momentos en que se detiene la circulación
- Controlar las presiones de fondo encontradas
- Tapar el agujero con una costra de lodo impermeable
- Transmitir potencia a la barrena
- Da estabilidad a las paredes del hoyo
- Ayuda a la toma de información por medio de los registros
- Controla la corrosión de los tubulares y las herramientas dentro del pozo
- Minimiza el daño de formación
- Reduce la tasa de penetración

2.2.3 Clasificación de los fluidos de perforación

A continuación, se muestra un esquema de la clasificación según su base



2.2.4 Propiedades de los fluidos

2.2.4.1 Peso o densidad del lodo

La densidad de los lodos de perforación se mide normalmente con un balance de lodo o una escala, estos instrumentos son resistentes y se calibran fácilmente, debido a esto, el procedimiento de cálculo de densidad es realizado en el campo.

$$\rho_{mud} = \frac{P_h}{0,052 h}$$

2.2.4.2 Densidad equivalente de circulación

Es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación, contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular.

$$ECD = w_m + \frac{\Delta P_{anular}}{0,052 h}$$

ECD: Densidad equivalente de circulación

w_m : Peso del lodo de perforación

ΔP_{anular} : Pérdida de presión por fricción de tuberías en el espacio anular

h : Profundidad vertical

2.2.4.3 Viscosidad del embudo

En este método, el embudo se llena hasta la marca superior (1500 cc) con lodo recién recolectado y bien agitado. Luego, el operador toma nota del tiempo, retira el dedo de la descarga y mide el tiempo para que salga un cuarto de galón (946 cc). Este tiempo en segundos se registra como la viscosidad del lodo en embudo Marsh. Las viscosidades en embudo tienen poco uso cuantitativo, pero tienen un valor comparativo general. (Gatlin, 1960).

2.2.4.4 Viscosidad plástica PV

Es la resistencia al flujo, ocasionada por la fricción producida por el contacto entre las partículas sólidas presentes en el lodo de perforación y la viscosidad de la fase dispersa.

En el campo es considerada como un parámetro guía, para la estimación del porcentaje volumétrico de sólidos en el fluido de perforación.

2.2.4.5 Punto de cedencia (YP)

El punto de cedencia es la resistencia inicial al flujo, debida a las fuerzas electroquímicas entre las partículas del mismo. Estas fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida.

2.3 Perforación direccional

Es la técnica que permite desviar la trayectoria del pozo hacia su objetivo, durante la perforación. Para su aplicación se necesitan cuñas, diferentes configuraciones de BHA, instrumentos para medir el trayecto del pozo en el espacio tridimensional, enlaces de datos para comunicar las mediciones obtenidas en el fondo del pozo a la superficie, motores de lodo, componentes BHA y barrenas de perforación especiales, incluidos los sistemas rotativos direccionales, y las barrenas de perforación.

2.4 Métodos y correlaciones

2.4.1 Método de Eaton

Este método de predicción presenta una relación entre el esfuerzo de sobrecarga, presión de poros normal, registro observado (resistividad, sónico o exponente “D”) y el valor de registro de tendencia normal, estando los dos últimos elevados al exponente empírico. (Escobar et al., 2019)

2.4.1.1 Predicción de presión de poro

La siguiente ecuación nos permite calcular la presión de poro

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{A_0}{A} \right)^\alpha \right]$$

Donde:

$\frac{P}{D}$: Gradiente de presión de formación

$\frac{P_n}{D}$: Gradiente de presión normal

$\frac{S}{D}$: Gradiente de esfuerzo de sobrecarga

$\frac{A_0}{A}$: Razón de los registros observados con la línea de tendencia

α : Parámetro de ajuste según cada registro

R_O : Resistividad observada

R_n : Resistividad normal

Δt_n : Cambio de tiempo de transito normal

Δt_{ob} : Cambio de tiempo de transito observado

Del registro eléctrico se obtiene

Método del tiempo de tránsito

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^\alpha \right]$$

Método del tiempo de tránsito

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^\alpha \right]$$

Método del tiempo de transito

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{d_o}{d_{on}} \right)^a \right] \frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^a \right]$$

2.4.1.2 Predicción de presión de fractura

Se realiza el cálculo de la relación de Poisson (ν), el cual se define como una propiedad mecánica de la formación, que está directamente relacionada con la deformación axial respecto a la deformación lateral de la roca, siempre y cuando la roca esté sometida a un esfuerzo. (Escobar et al., 2019)

$$\nu = 0,0645 \ln(h) - 0,0673$$

Donde:

ν : Relación de Poisson

h = Profundidad (m)

$$P_{FR(h)} = P_{P(h)} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) [S_{(h)} - P_{P(h)}]$$

Donde:

$P_{FR(h)}$: Presión de fractura

$P_{P(h)}$: Presión de poro

ν : Relación de Poisson

$S_{(h)}$: Presión de sobrecarga

2.4.2 Método de Bingham

Es el más utilizado en el campo, debido a que asume un comportamiento lineal, de la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de cizallamiento. (Echt et al., 2020)

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_y$$

Donde

τ_y : Punto de cedencia

μ_p : Viscosidad plástica

τ : Esfuerzo cortante

γ : Velocidad del cizallamiento

$$\mu_p = \frac{\emptyset 600 - \emptyset 300}{600 - 300}$$

$$\tau_y = \emptyset 300 - \mu_p$$

2.4.2.1. Cálculo de viscosidad aparente y efectiva

$$\mu_e = \frac{300 \emptyset_N}{N}$$

$$\mu_a = \frac{300 \emptyset_N}{N}$$

Donde:

μ_e : Viscosidad efectiva

μ_a : Viscosidad aparente

\emptyset_N : Lectura a las revoluciones dadas

N : Revoluciones por minuto

2.4.2.2. Cálculo de caídas de presión

El proceso inicia el cálculo desde la tubería de perforación, incluyendo el heavy weight y drill collar, sistema por el cual circula el fluido, posteriormente se determina la velocidad promedio (\bar{V}) y velocidad crítica del fluido de perforación (V_c).

$$\bar{V} = \frac{24,5 Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 PV + 97 \sqrt{PV^2 + 8,2\rho D^2 YP}}{\rho D}$$

Después se realiza el análisis de comparación para saber con qué tipo de fluido se está desplazando.

Si $\bar{V} > V_c$, el flujo es turbulento y se utiliza la siguiente ecuación

$$P = \frac{\rho^{0,75} v^{-1,75} \mu^{0,25} L}{1800 d^{1,25}} = \frac{\rho^{0,75} Q^{1,75} \mu^{0,25} L}{1800 d^{1,25}}$$

Donde

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad del fluido

L : Longitud de la tubería

d : Diámetro interno de la tubería

Q : Caudal del fluido

μ : Viscosidad plástica

Si $\bar{V} < V_c$, entonces el flujo es laminar y se utiliza

$$P = \frac{L\mu\bar{V}}{1500 D^2} + \frac{L YP}{225 D}$$

L : Longitud de la tubería

μ : Viscosidad plástica

\bar{V} : Velocidad promedio

YP : Punto de cedencia

D : Diámetro de la tubería

Después se realizan los cálculos en el espacio anular, por el cual ascenderá el fluido.

$$\bar{V} = \frac{24,5 Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 PV + 97 \sqrt{PV^2 + 6,2\rho(D_e)^2 YP}}{\rho(D_e)}$$

Donde:

$$D_e = D_h - OD$$

D_h : Diámetro del hoyo

OD : Diámetro externo de la tubería

Por consiguiente, se realiza el cálculo de las velocidades críticas y promedio para las diferentes secciones anulares.

Si $\bar{V} > V_c$, el flujo es turbulento y se utiliza la siguiente ecuación

$$P = \frac{\rho^{0,75} v^{-1,75} \mu^{0,25} L}{1800 (d_2 - d_1)^{1,25}}$$

Donde

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad del fluido

L : Longitud de la tubería

d_2 : Diámetro mayor

d_1 : Diámetro menor

μ : Viscosidad plástica

Si $\bar{V} < V_c$, entonces el flujo es laminar y se utiliza

$$P = \frac{L\mu\bar{V}}{1000 (d_2 - d_1)^2} + \frac{L YP}{200 (d_2 - d_1)}$$

L : Longitud de la tubería

μ : Viscosidad plástica

\bar{V} : Velocidad promedio

d_2 : Diámetro mayor

d_1 : Diámetro menor

YP : Punto de cedencia

2.4.3 Método ley de potencia modificado

Este modelo toma en cuenta el esfuerzo de cedencia para iniciar el flujo, que tiene la mayoría de los fluidos.

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

$$n = 3,32 \log \frac{\phi 600}{\phi 300}$$

$$K = \frac{511 \phi 300}{511^n}$$

Donde

K : Índice de consistencia

n : Índice de comportamiento de flujo, se encuentra en el rango de 0 a 1.0

τ_y : Esfuerzo inicial de flujo

γ : Tasa de corte o cizallamiento

2.4.3.1 Cálculo de caídas de presión

El procedimiento al igual que el método de Bingham debe iniciar por la tubería de perforación.

Primero se realiza el cálculo del número de Reynolds para saber si el flujo del fluido es laminar o turbulento.

$$N_{Re} = \frac{15,467 V_p D \rho}{\mu_{ep}}$$

Sabiendo que

$$\mu_{ep} = 100 K_p \left(\frac{1,6 V_p}{D} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

Teniendo que

$$K_p = \frac{5,11 \phi_{300}}{511^{n_p}} \text{ ó } \frac{5,11 \phi_{600}}{1022^{n_p}}$$

Y

$$n_p = \frac{\log\left(\frac{\phi_{600}}{\phi_{300}}\right)}{\log\left(\frac{1022}{511}\right)} = 3,32 \log \frac{\phi_{600}}{\phi_{300}}$$

Donde

N_{Re} : Número de Reynolds

V_p : Velocidad del flujo

D : Diámetro interno de la tubería

ρ : Densidad del fluido

μ_{ep} : Viscosidad efectiva

Ya conocido el número de Reynolds, se procede a calcular el factor de fricción dependiendo del resultando.

Si $N_{Re} \leq 2100$, el flujo es laminar y usamos

$$f_p = \frac{16}{N_{Re}}$$

Y, si $N_{Re} > 2100$, el flujo es considerado turbulento y usamos la ecuación

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log(n) + 3,93}{50}\right)}{N_{Re} \left[\frac{1,75-10}{7}\right]}$$

Finalmente se realiza el cálculo de las pérdidas de presión con la ecuación

$$P_p = \frac{f_p V_P^2 \rho}{92916 D} L$$

Donde

L : Es la longitud de la tubería

Después de haber calcula las correspondientes pérdidas de presión en la tubería de perforación, heavy weight y drill collar, se realiza el cálculo en los espacios anulares.

Al igual que con el procedimiento anterior, se inicia obteniendo el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{15,467 V_a (D_2 - D_1) \rho}{\mu_{ea}}$$

Sabiendo que la viscosidad efectiva en el anular es

$$\mu_{ea} = 100 K_a \left(\frac{2,4 V_a}{D_2 - D_1}\right)^{n_a - 1} \left(\frac{2 n_a + 1}{3 n_a}\right)^{n_a}$$

Teniendo que

$$n_a = \frac{\log\left(\frac{\phi_{100}}{\phi_3}\right)}{\log\left(\frac{107,2}{5,11}\right)} = 0,657 \log \frac{\phi_{100}}{\phi_3}$$

$$K_a = \frac{5,11 \phi_{100}}{170,2^{n_a}} \text{ ó } \frac{5,11 \phi_3}{5,11^{n_a}}$$

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

Donde

N_{Re} : Número de Reynolds

V_a : Velocidad del flujo en el anular

D_2 : Diámetro interno del casing

D_1 : Diámetro externo de la tubería de perforación o del drill collar

ρ : Densidad del fluido

μ_{ea} : Viscosidad efectiva del fluido en el anular

Después de haber obtenido el número de Reynolds, calculamos el factor de fricción

Si $N_{Re} \leq 2100$, el flujo es laminar y usamos

$$f_a = \frac{24}{N_{Re}}$$

Y, si $N_{Re} > 2100$, el flujo es considerado turbulento y usamos la ecuación

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log(n) + 3,93}{50} \right)}{N_{Re}^{\left[\frac{1,75 - \log(n)}{7} \right]}}$$

Finalmente se realiza el cálculo de las pérdidas de presión con la ecuación

$$P_a = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92916 (D_2 - D_1)} L$$

2.4.4 Método de mínima curvatura

El método de mínima curvatura utiliza los ángulos medidos en dos estaciones consecutivas, para describir una curva circular suave que representa la trayectoria del pozo. Este método utiliza un factor de razón de gravedad de dos leg, correspondiendo Re_i con cada sección de la curva. (Azar, 2007)

Para el cálculo de las coordenadas tenemos las siguientes ecuaciones

$$x_i = \frac{\Delta d_i}{2} (\sin\theta_{i-1} \sin\alpha_{i-1} + \sin\theta_i \sin\alpha_i) Re_i$$

$$y_i = \frac{\Delta d_i}{2} (\cos\theta_{i-1} \sin\alpha_{i-1} \sin\theta_i + \cos\alpha_i) Re_i$$

$$z_i = \frac{\Delta d_i}{2} (\cos\theta_{i-1} + \cos\theta_i) Re_i$$

Sabiendo que

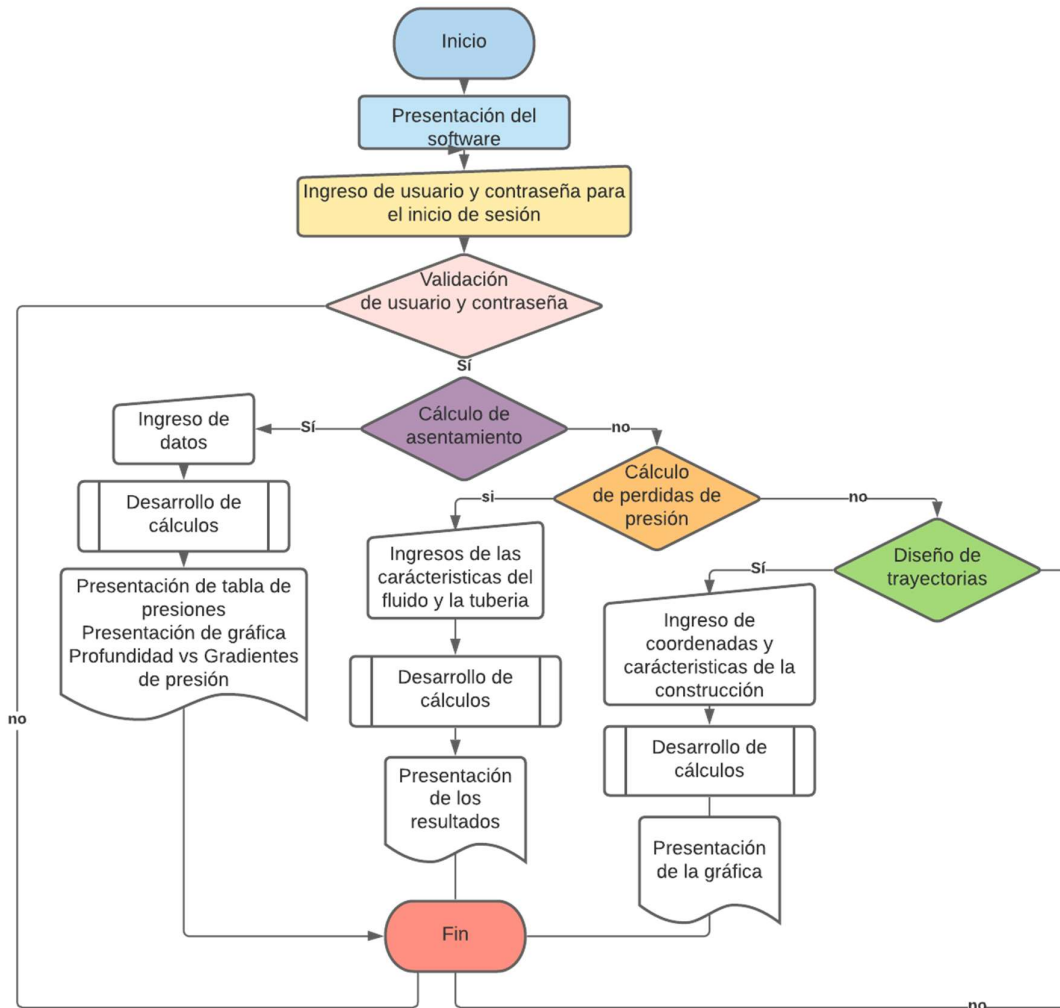
$$Re_i = \frac{2}{e_i} \tan\left(\frac{e_i}{2}\right)$$

Donde e_i es el ángulo de incremento por el número de estaciones.

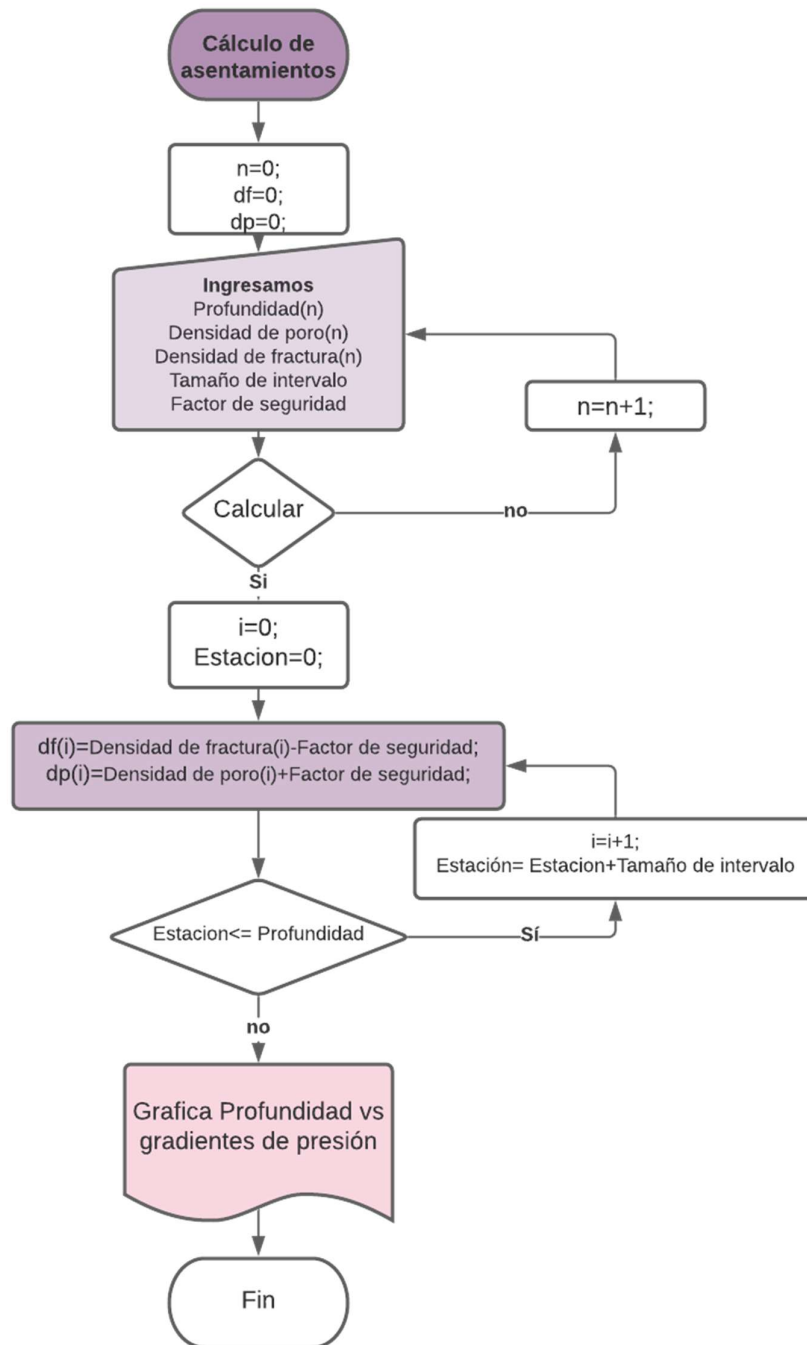
CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL SOFTWARE

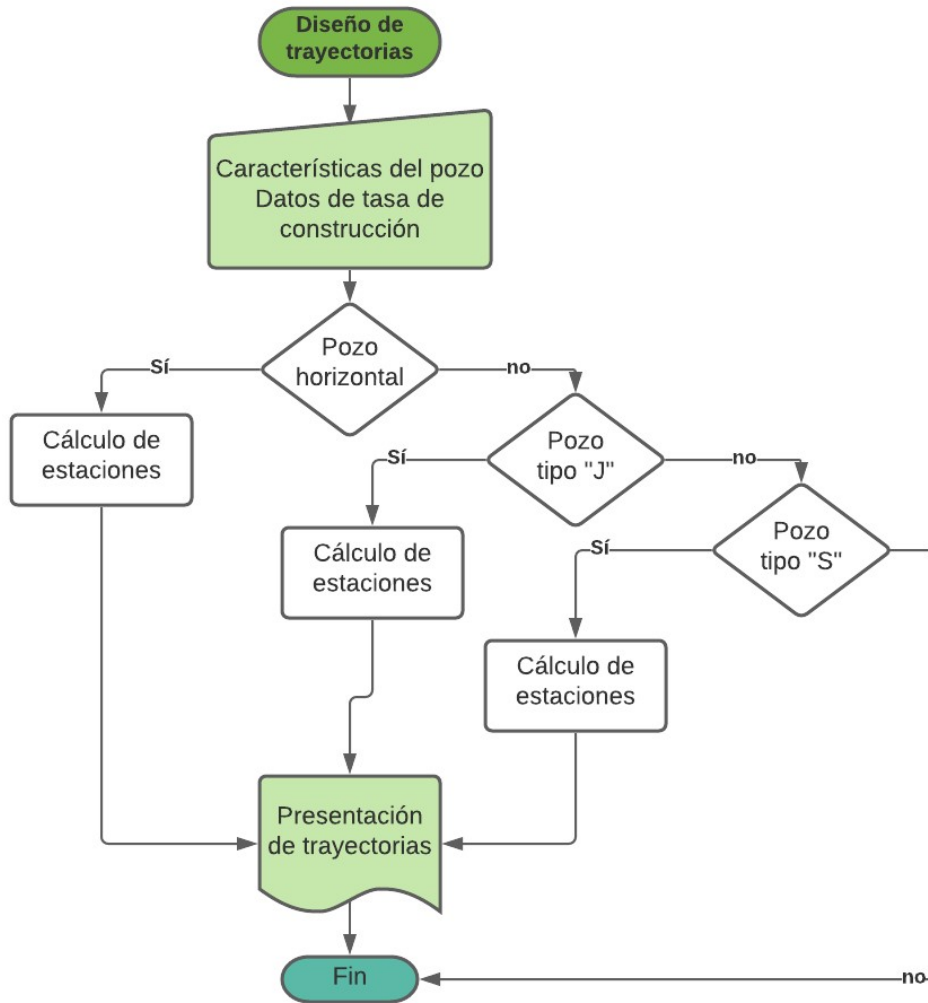
3.1 Algoritmo general



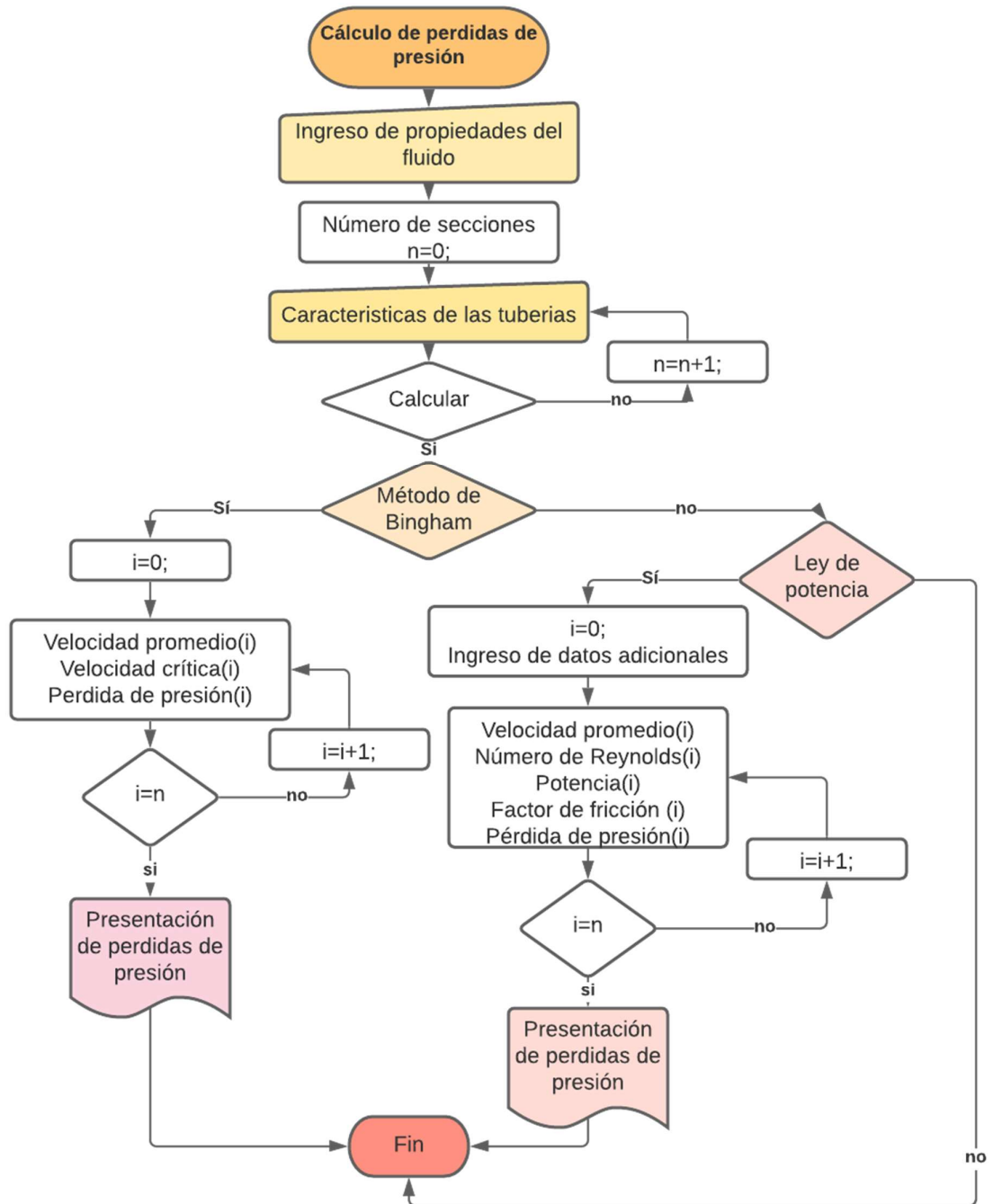
3.1.1 Algoritmo del módulo de “Asentamiento de tuberías”



3.1.2 Algoritmo del módulo “Pérdida de presiones”



3.1.3 Algoritmo del módulo “Pérdida de presiones”



3.2 Diseño del software

El programa CALING, llamado de esta manera por la unión de las palabras en inglés “calculator” que significa calculadora y “drilling” que significa perforación, está desarrollado con el lenguaje de programación Java 8.2 de NetBeans, el mismo que permitió la creación y diseño de una interfaz gráfica amigable e interactiva con el usuario.

CALING nos permite realizar cálculos utilizados en el proceso de perforación de pozo con ayuda de las correlaciones descritas en el capítulo II del presente trabajo, en conjunto con datos pertenecientes a pozos ubicados en el campo Sacha. Este software está integrado por varios módulos, de los cuales 5 admitirán el ingreso de datos para el acceso al programa, cálculo de presiones, representación de gradientes y proyección 2D de pozos desviados tipos J, S y horizontal.

También es importante mencionar que el programa está diseñado en inglés, debido a que el dominio de este idioma es esencial para el desarrollo de un ingeniero en petróleo.

A continuación, se muestran los distintos módulos que integran CALING.

3.2.1 Módulo principal

Al iniciar el programa se mostrará el primer módulo, que presentará el nombre del software mediante una animación.



Figura 1. Ventana de presentación del software CALING



En la esquina inferior derecha se mostrará un botón independiente de color negro, al hacer clic, se desplegará un segundo módulo que contendrá información como la versión y el nombre del autor, así mismo una breve descripción del programa.

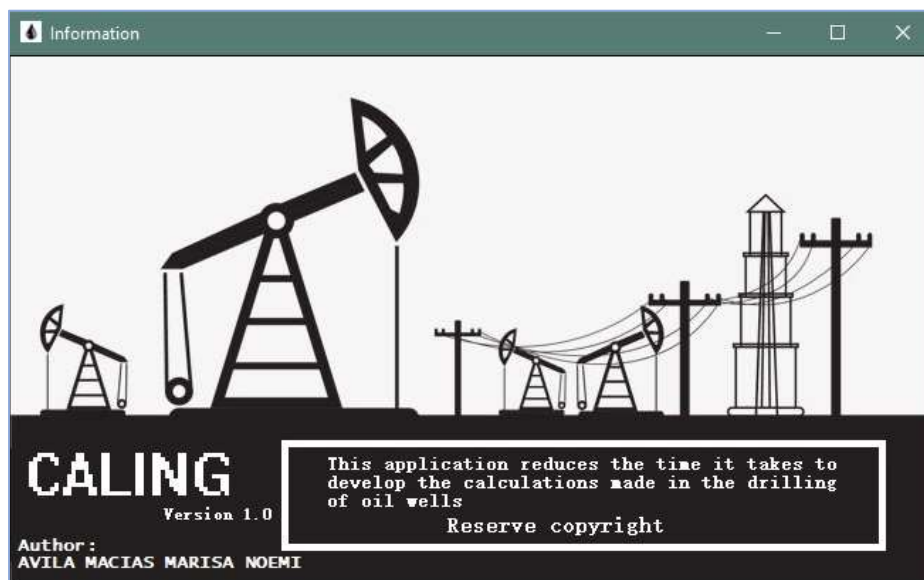


Figura 2. Ventana de información

3.2.2 Módulo de ingreso

La ventana Loggin permite el ingreso del usuario y contraseña, de esta manera se incorpora seguridad en la aplicación.



Figura 3. Ventana de inicio de sesión

En caso de que los datos sean incorrectos se presentará un cuadro de diálogo flotante, que sugerirá la revisión de datos ingresados. (Ver figura 4)



Figura 4. Cuadro de diálogo

Posteriormente iniciada la sesión se ingresará al menú principal, el mismo que muestra 3 opciones, en las que el usuario tendrá acceso oportuno de forma independiente al orden propuesto en la aplicación.

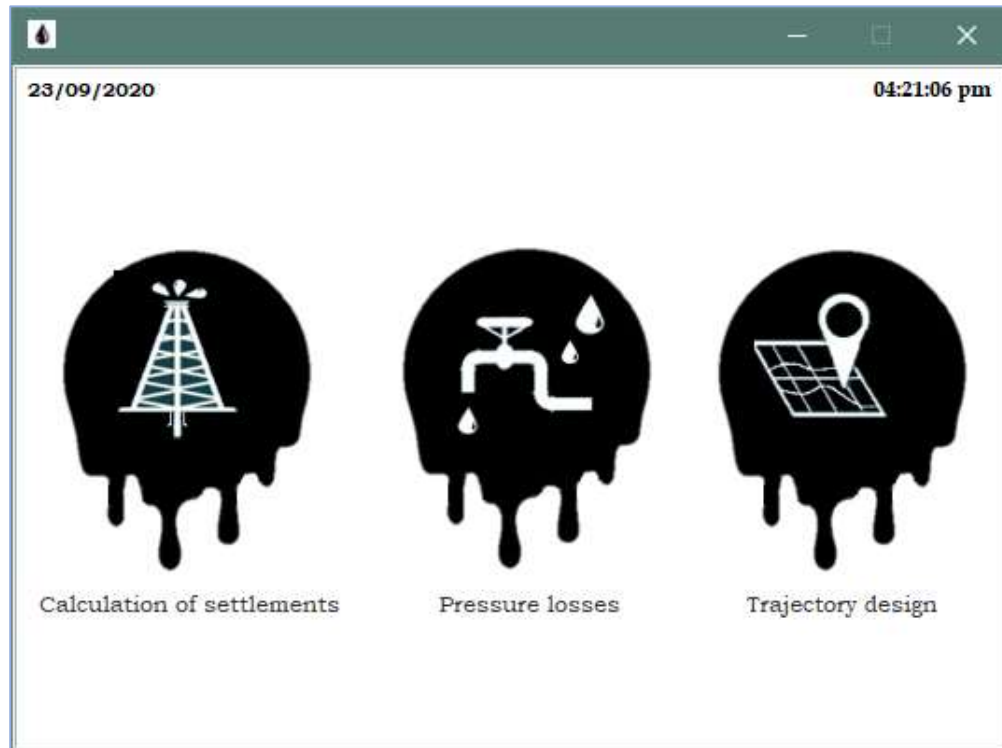


Figura 5. Ventana de menú

3.2.3 Módulo de “Cálculo de asentamientos”



Calculation of settlements

En este módulo despliega la ventana donde el usuario ingresará los datos de gradientes y su respectivo límite de profundidad, lo que permitirá mostrar una gráfica para la estimación de diámetros y profundidades de asentamiento. (Ver figuras 6 y 8)

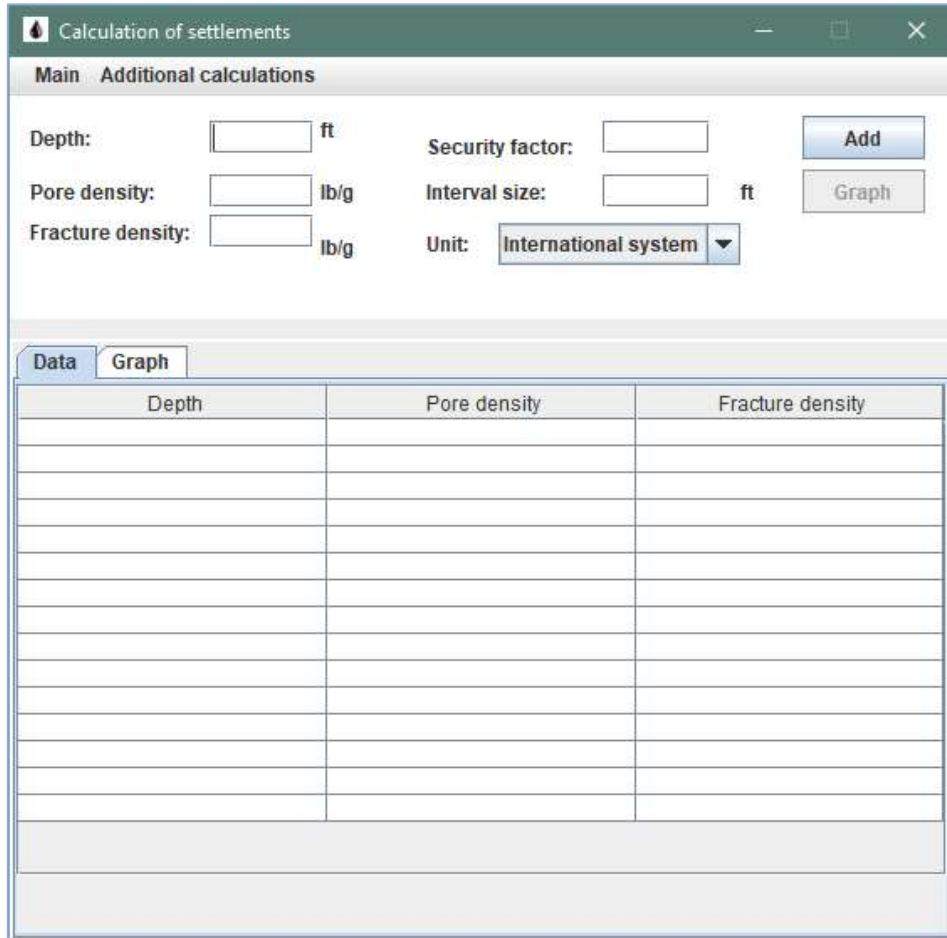


Figura 6. Ventana de ingreso de datos para el cálculo de asentamientos

Main Additional calculations

En la parte superior encontraremos un menú que nos dará nuevas opciones.

Main
Design of trajectories
Pressure losses

La opción “Main”, desplegará un nuevo menú que nos permitirá navegar con los demás módulos.

Additional calculations
Pore density

El ítem “Additional calculations”, mostrará la opción “Pore density” y nos presentará una nueva ventana que nos permitirá calcular la densidad de poro en caso de ser necesario. (Ver figura 7).

Calculation of pore density

Pore pressure: psi/ft

Depth: ft

Pore density: lb/gal

Pressure	Pore density

Figura 7. Ventana para el cálculo de densidad de poro.

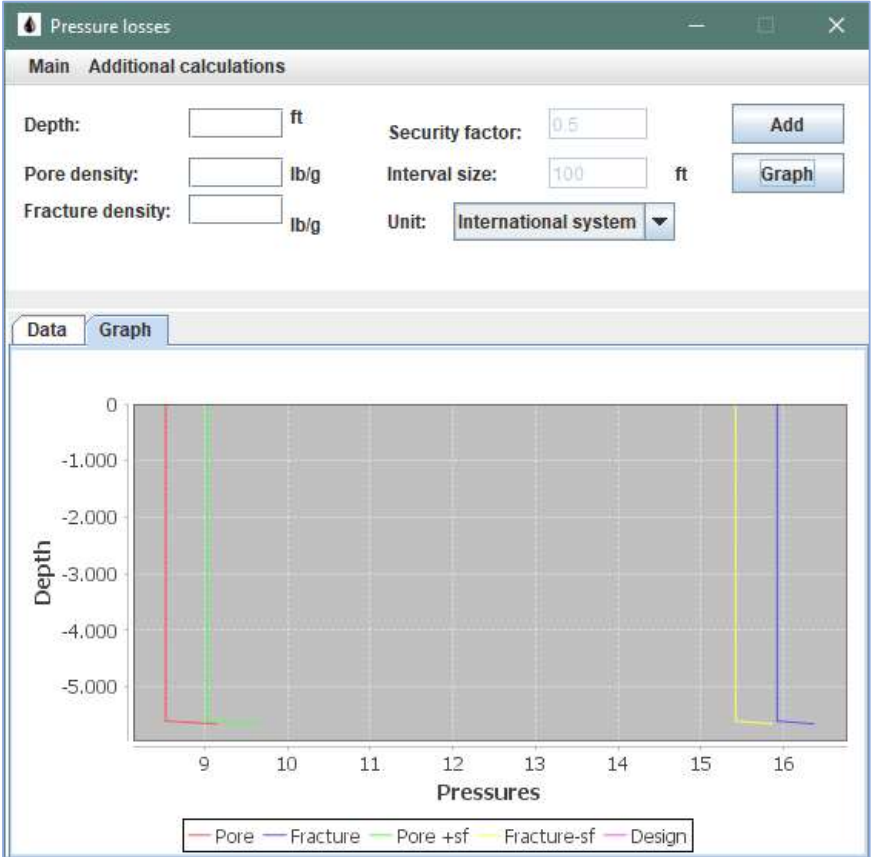
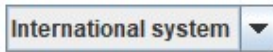


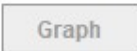
Figura 8. Ventana de proyección de la gráfica para el cálculo de asentamientos



Este combo, permite al usuario seleccionar las unidades de medidas con las que desea trabajar.



Este botón ingresa los datos y los almacena, para poderlos utilizar en los procesos de cálculo.



La opción “Graph” muestra una gráfica bidimensional de profundidad versus gradientes.

Al hacer clic derecho sobre la gráfica, se presentará un cuadro de opciones que permitirá al usuario editar el diseño de la gráfica, para posteriormente exportarla.



Figura 9. Cuadro de opciones

3.2.4 Módulo de “Cálculo de pérdidas de presiones”



Pressure losses

Este módulo permitirá ingresar las características del fluido, al igual que los diferentes diámetros y longitudes de las tuberías utilizadas en la perforación de pozos. (Ver figura 10).

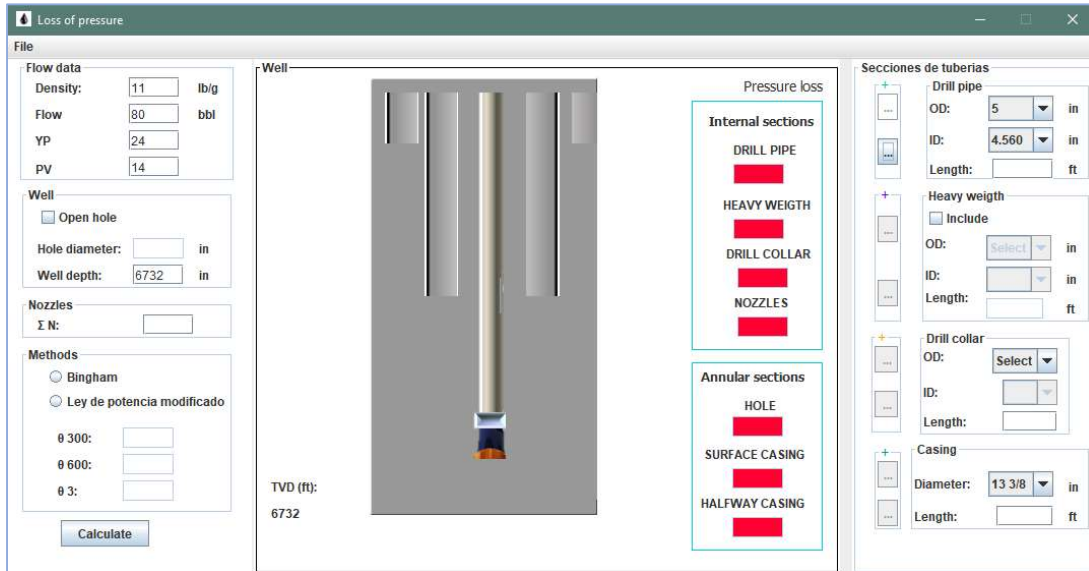


Figura 10. Ventana de cálculo de pérdidas de presión



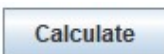
Este botón ingresa y almacena las características de las tuberías.

3.2.5 Módulo de “Diseño de trayectorias”

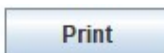


Trajectory design

Este módulo permitirá ingresar coordenadas del pozo y objetivo, en conjunto con datos necesarios para la construcción de un pozo petrolero, para posteriormente proyectar la gráfica profundidad versus desplazamiento horizontal. (Ver figura 11).



El botón “Calculate” genera los resultados, una vez que se haya llenado los campos de datos.



Este botón se habilitará una vez ingresado los datos para calcular, y permitirá al usuario, imprimir la gráfica de trayectoria de pozos. (Ver figura

12)

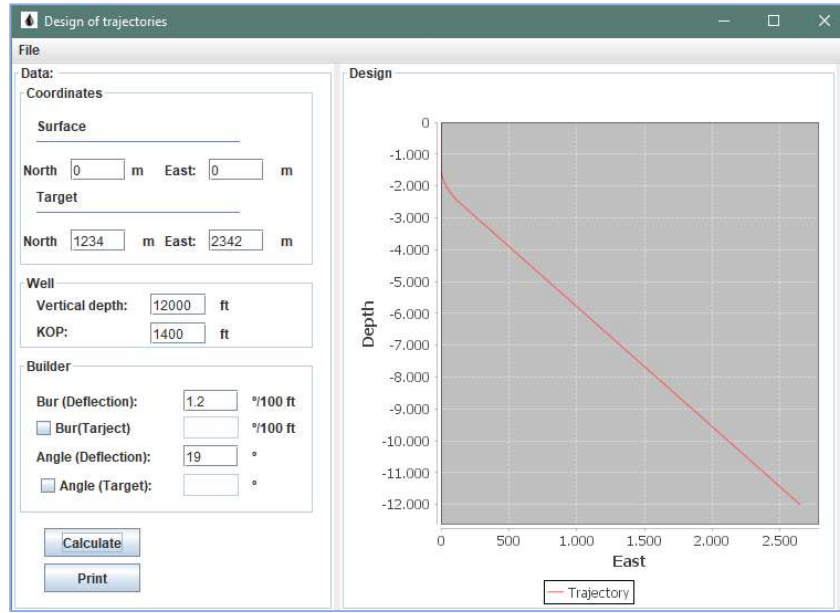


Figura 11. Ventana del módulo de Diseño de trayectoria

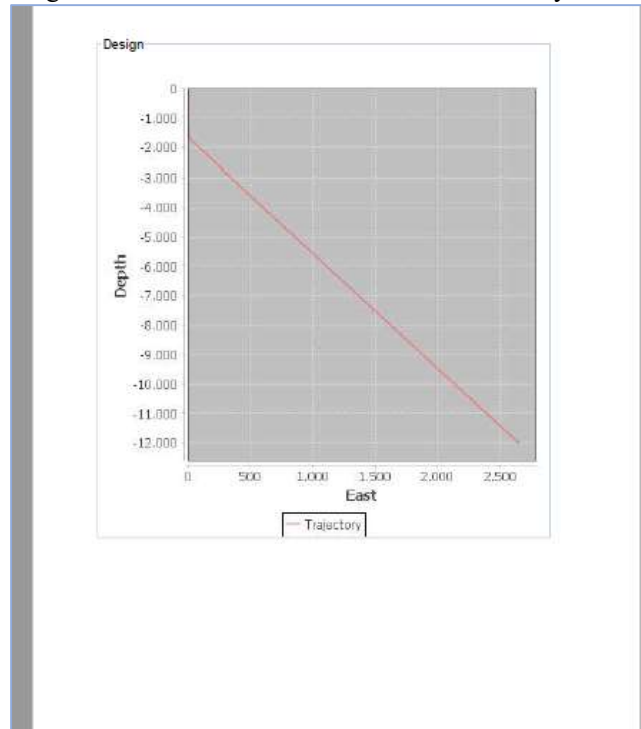


Figura 12. Gráfica exportada en formato pdf para su posterior impresión

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Los datos ingresados para el desarrollo de los cálculos, pertenecen a pozos del campo Sacha, ubicado en el oriente ecuatoriano, así mismo, las correlaciones utilizadas durante el proceso se soportan en los métodos creados por investigadores con el pasar del tiempo, lo que indica que los resultados que se han obtenido del software estarán aproximados a los datos reales.

En la sección de cálculo de asentamiento de tuberías se ingresó información del pozo Sacha 383H, estos datos fueron obtenidos mediante un reporte en Consulting- Halliburton. (Pérez, 2013) (Ver anexo 1)

Datos ingresados		
Profundidad (ft)	Presión de poro (ppg)	Gradiente de fractura (ppg)
36	8,53	15,92
5652	9,14	16,36
5800	8,38	14,91
6481	8,51	14,81
6652	8,34	14,28
6787	8,23	14,41
8238	9,06	15,21
9301	9,22	14,87
9322	9,29	15,72
9710	9,68	16,29
10167	9,67	15,39
10274	9,48	15,56
10522	9,08	14,62
10787	8,85	14,86
10800	8,81	15,51
10844	8,51	14,32
11074	7,19	13,45
12274	7,23	13,47

Tabla 2. Datos de presión de poro y gradiente de fractura para el pozo Sacha 383H

Para el desarrollo de la gráfica se tomó un intervalo de 100 ft y un factor de seguridad de 0.5 psi.

Profundidad (ft)	Gradiente de poro+ factor de seguridad	Gradiente de fractura- factor de seguridad
36	9,03	15,42
5652	9,64	15,86
5800	8,88	14,41
6481	9,01	14,31
6652	8,84	13,78
6787	8,73	13,91
7553	8,97	13,74
8238	9,56	14,71
9301	9,72	14,37
9322	9,79	15,22
9710	10,18	15,79
10167	10,17	14,89
10274	9,98	15,06
10522	9,58	14,12
10787	9,35	14,36
10800	9,31	15,01
10844	9,01	13,82
11074	7,69	12,95
12274	7,73	12,97

Tabla 3. Datos de presión de poro y gradiente de fractura modificados por el factor de seguridad

Con la ayuda de la gráfica se puede deducir que el pozo contará con 4 secciones, ubicando el casing conductor a una profundidad de 300 ft, con un diámetro de 20”, seguido del casing superficial con una profundidad de asentamiento de 5800 ft con un diámetro de 13 3/8”, posteriormente el casing intermedio a una profundidad de 8500 ft y un diámetro de 9 5/8”, finalmente un liner a una profundidad de 11000 ft con un diámetro de 7”.(Ver figura 14)

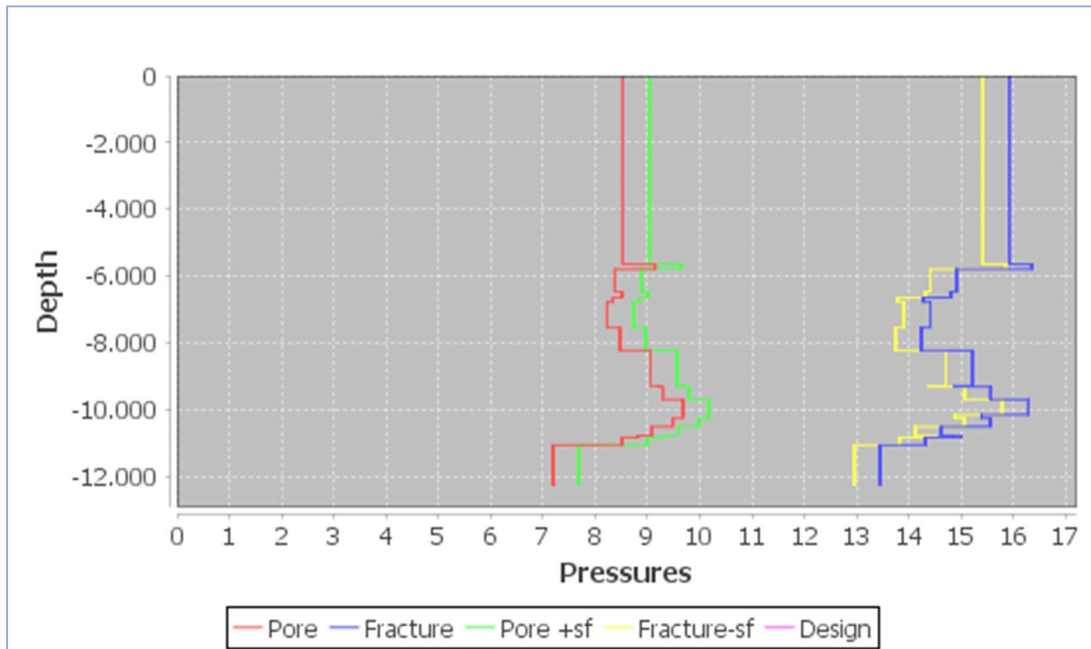


Figura 13. Gráfica profundidad versus gradientes del campo Sacha 383H.

Para la demostración del módulo “Cálculo de pérdidas de presiones” se tomaron los datos del pozo Sacha 446D ST1 (Sección 1). (Ver anexo 2 y 3)

Los datos que se ingresaron se muestran a continuación:

Datos ingresados	
Densidad del lodo	11 ppg
Caudal del fluido	50 bbl
PV	14
YP	24
Diámetro del hoyo	16 in
Profundidad del pozo	6372 ft
Suma de los diámetros de toberas	0.994
Lectura de RPM a 600	64
Lectura de RPM a 300	40
Lectura de RPM a 3	8

Tabla 4. Propiedades del fluido

Información de la tubería

Tipo	Diámetro interno (in)	Diámetro externo (in)	Longitud (ft)
Drill pipe	4.778	5 ½	5800
Heavy weight	3	5	546
Drill collar	2	8	30

Tabla 5. Datos de las tuberías

Diseño de casing		
Tipo	Diámetro (in)	Longitud (ft)
Casing conductor	20	47
Casing superficial	13 3/8	6372

Tabla 6. Información de casing

Los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

Mediante el método de Bingham			
Tipo de tubería	Velocidad crítica (ft/min)	Velocidad promedio (ft/min)	Pérdida de presión (psi)
Drill pipe	215.30	256.38	4.39
Heavy weight	209.83	245	0.33
Drill collar	292.48	435.63	0.28
Casing conductor	0	0	0
Casing superficial	372.78	8.24	108.95

Tabla 7. Resultados obtenidos mediante el método de Bingham

Método ley de potencia modificado					
Tipo de tubería	Drill pipe	Heavy weight	Drill collar	Casing conductor	Casing superficial
Velocidad promedio(ft/min)	256.38	245	435.63	0	8.24
Potencia	0.68	0.68	0.68	0	0.59
Índice de consistencia	0.59	0.60	0.60	0	5.82
Número de Reynolds	13585.94	12608.14	19120.81	0	24.42
Factor de fricción	0.005	0.006	0.005	0	0.98
Pérdida de presión (psi)	52.3	4.38	1.21	0	6.39

Tabla 8. Resultados obtenidos mediante el método de ley de potencia modificado

Finalmente, para la demostración del módulo de “Diseño de trayectorias” se utilizaron los datos del pozo Sacha 291D.

A continuación, se muestran los datos ingresados en el módulo.

Detalles del pozo Sacha 291D			
+N/-S	+E/-W	Northing	Easting
0.0	0.0	9981909.81	297739.29
Detalle de secciones			
Sección	Profundidad	+N/-S	+E/-W
KOP	1500	0	0
Objetivo	0.0	-1317.1	-1789.4

Tabla 9. Coordenadas del pozo y objetivos.

Datos de construcción de trayectoria	
Profundidad del pozo(ft)	10100
Tasa de construcción 1(°/ft)	1.2
Ángulo de desvío(°)	16.8
Tasa de construcción 2(°/ft)	1.8

Tabla 10. Datos de construcción de trayectoria

Los resultados que se obtuvieron son los siguientes

Resultados	
Longitud del arco de desvío 1 (ft)	1399.99
Longitud de la tangente (ft)	7641.43
Longitud del arco de desvío 2 (ft)	933.33
Distancia medida de la tubería (ft)	11474.75
Desplazamiento horizontal (ft)	2221.87

Tabla 11. Resultados obtenidos mediante

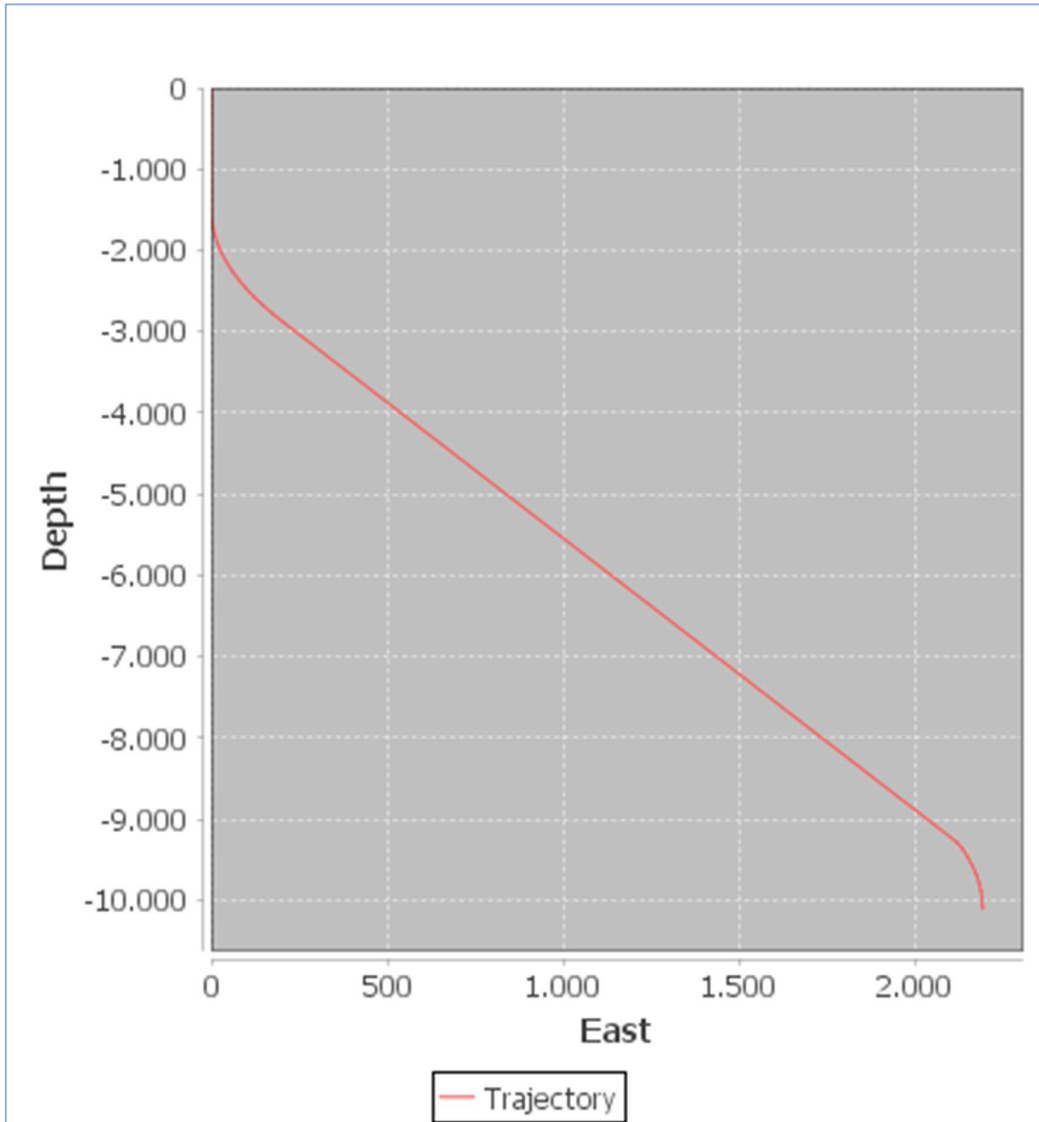


Figura 14. Gráfica profundidad versus desplazamiento perteneciente al campo Sacha 291D.

Para la comprobación de los resultados se muestra una proyección realizada en el software COMPASS™ desarrollado por la empresa Halliburton.

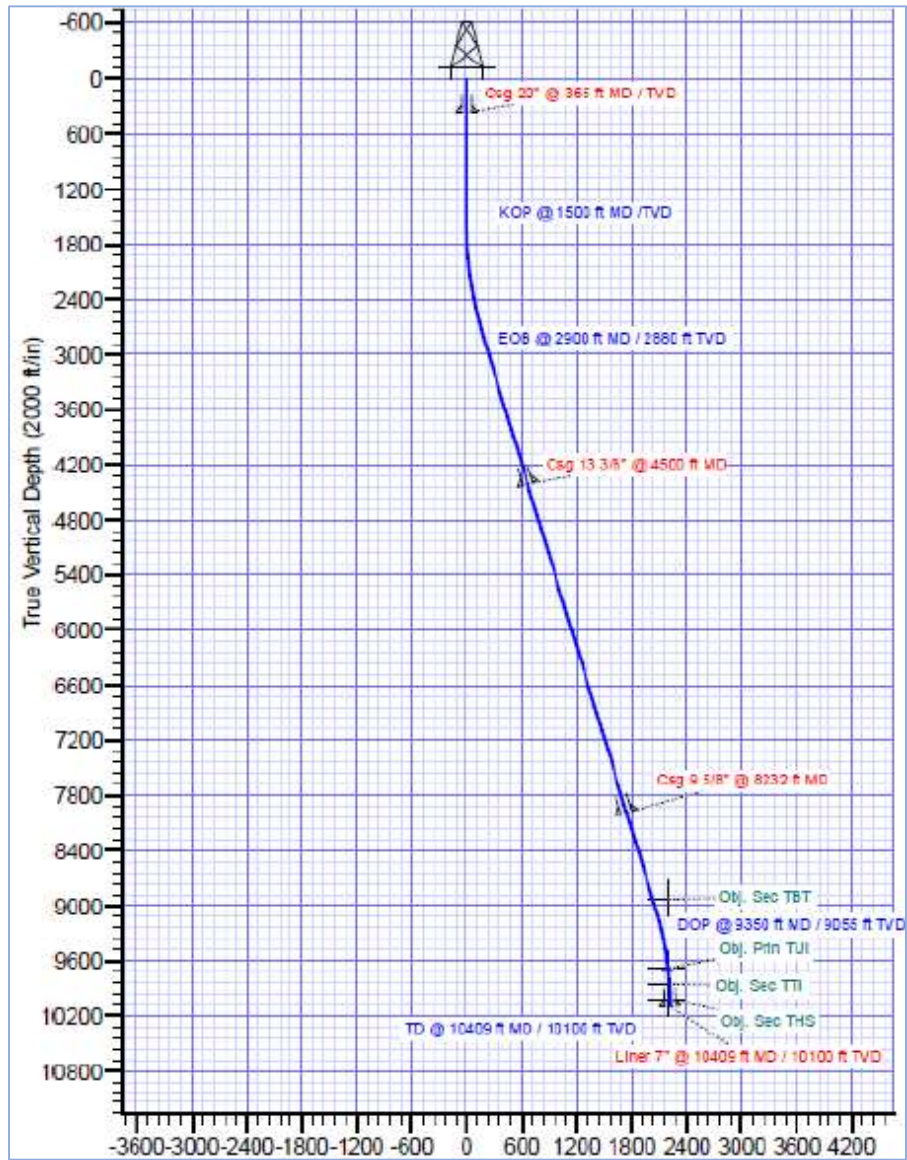


Figura 15 Pilla Z. (2015). Diseño de trayectoria [Figura]. Recuperado de COMPASS-Halliburton.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El software CALING tiene como base correlaciones, que permiten el cálculo de parámetros utilizados durante el curso de perforación de pozos, los mismos que fueron desarrollados con datos reales pertenecientes a pozos del campo Sacha, ubicado en el oriente ecuatoriano.

El desarrollo del algoritmo determina las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y las pérdidas de presión causadas por el fluido de perforación, favorece a la selección de equipos y disminuye el tiempo de cálculo que este proceso demanda de manera manual.

La inclusión de las correlaciones Bingham y ley de potencia modificado, proporcionan al usuario la opción de elegir un método de cálculo dependiendo de la información que éste disponga, disminuyendo de esta manera las limitaciones del software.

CALING genera gráficas bidimensionales de profundidad versus desplazamiento, que permiten visualizar el resultado de los cálculos realizados y consecuentemente la proyección obtenida puede ser exportada en formato PDF para usos posteriores en otros procesos de la ingeniería en petróleo.

5.2 Recomendaciones

Añadir al software una base de datos, que permita la creación de nuevos administradores y usuarios generales, con el objetivo de llevar un registro de las personas que acceden al programa y los cálculos que se realizan, para futuras búsquedas de información.

Crear uno o varios módulos que permitan realizar operaciones de cálculo de cementación y análisis de la hidráulica de lodos de perforación, debido a que estos procesos están relacionados al curso de perforación de pozos.

Se recomienda incluir la opción de proyección de gráficas tridimensionales utilizando la variación de azimut por cada estación del pozo y a su vez la modificación de los algoritmos para que se incluya en los cálculos características de pozos tipo offshore, de tal manera que estos diseños se puedan visualizar.

CAPÍTULO V

BIBLIOGRAFÍA

Díaz, p. E. (2018). *Diseño de software de simulación de control de pozos petroleros didáctico*.

Tabasco

Efraín e. Barberii, (1998). El pozo ilustrado. Caracas, Venezuela. Fonciéd

Bourgoyne, Jr., Adam T., Millheim, Keith K., Chenevert, Martin E., & Young, Jr., F S. Applied Drilling Engineering. United States, SPE

Junho Park, Cameron Price, David Pixton, Manuel Aghito, Roar Nybo, Knut Bjorkevoll, John D. Hedengren (2018). Model predictive control and estimation of managed pressure drilling using a real-time high Fidelity Flow model.

Ren-Shi Nie, Yi-Min Wang, Yi-Li Kang, Yong-Lu Jia (2018) Modeling the characteristics of Bingham porous-flow mechanics for a horizontal well in a heavy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*

Dave Hawker (2001) Análisis de las presiones anormales de formación. Datalog internal publication.

John Alexander García Vacca y Pablo Antonio Barbosa León (2011). Manual básico de control de pozo petrolero. Villavicencio.

Carl Gatlin (1960) Petroleum engineering drilling and well completions. Estados Unidos. Englewood Cliffs, N.J.

Erazo, M. (2008). Desarrollo de programas computacionales para analizar sistemas básicos de

producción en pozos de petróleo (Tesis de pregrado). Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.



Kenny Escobar, Romel Erazo, Diana Armijo, Johanna Oña (2019) Generating the formation and fracture pressure curves to optimize well drilling in the Gustavo Galindo Velasco oilfield field. *GEO Latitud*

Timon Echt, Thomas Stoxreiter, Johann Plank. (2020) Impact of the drilling fluid system on the effectiveness of a high pressure jetting assisted rotary drilling system. *Heliyon*

J. J. Azar y G. Robello Samuel (2007) Drilling engineering. PennWell Corp. Tulsa, Oklahoma

Zoila Victoria Pilla Cunalata (2015) Manual de planificación, diseño y consideraciones para la construcción de pozos direccionales en el campo Sacha. Quito – Ecuador

Andrea Pérez Beltrán (2013) Diseña óptimo de diseños mecánicos aplicados en pozos verticales del campo Sacha mediante el uso del software de ingeniería EDM. Guayaquil – Ecuador

FIRMAS DE RESPONSABILIDAD		
Firma del estudiante		Firma del Docente Colaborador
		
Cédula: 2450041781		Cédula: 0921241006

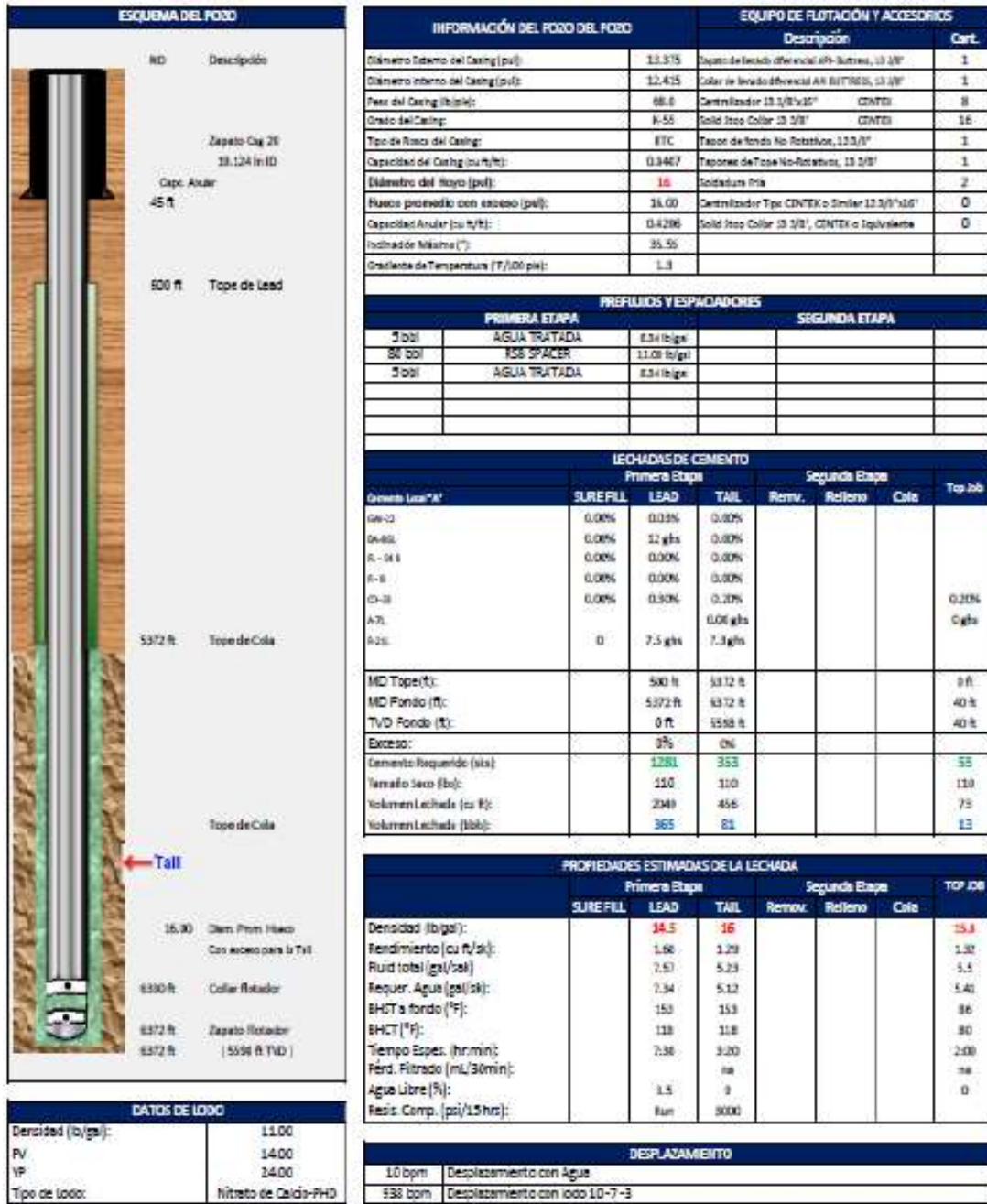
ANEXOS

Anexo #1 Tabla de presión de poro y gradiente de fractura para el pozo Sacha 383H obtenida del software Consulting- Halliburton.

Reservorio	Depth		Section	Bit Size	MW	Pore Pressure	Fracture Gradient	Fracture Gradient
	TVD	MD				(ppg)	(Sand)	(Shale)
			Depth	(inches)	(ppg)	Avg	Avg	Avg
MP-Indiferenciado	36	36	GL-5611'	16"	8.4 - 10.8	8.528	15.921	15.931
Orteguaza	5462	5652				9.138	16.363	16.831
Tiyuyacu	5611	5800				8.377	14.912	16.671
	6291	6481	8.508	14.814	16.730			
Tope Congl. Tiyuyacu Sup.	6462	6652	5800-9300	12 1/4"	10.0 - 10.8	8.343	14.283	16.707
Base Congl. Tiyuyacu Sup.	6597	6787				8.226	14.406	16.729
Tope Tiyuyacu Congl.	7347	7553				8.473	14.242	16.861
Tope Tena	7966	8238				9.065	15.215	17.070
Tope Basal Tena	8756	9301				9.223	14.873	17.131
Tope Napo	8769	9322	9300-10800	8 1/2"	11.0 - 12.4	9.287	15.572	17.157
Tope Caliza M1	8988	9710				9.682	16.293	17.263
Tope Caliza M2	9192	10167				9.674	15.395	17.263
Base Caliza M2	9234	10274				9.483	15.556	17.219
Tope Caliza A	9331	10522				9.088	14.624	17.134
Base Caliza A	9426	10787				8.858	14.856	17.086
	9430	10800				8.812	15.506	17.076
Tope Arenisca U Sup.	9441	10844	10800-12274	6 1/2"	9	8.510	14.325	17.006
Tope Arenisca U Inf.	9484	11074				7.193	13.453	16.694
TD	9527	12274				7.232	13.466	16.704

Anexo #2 Diseño de cementación de pozo casing 13 3/8"

Cementación casing 13 3/8" del pozo Sacha 446D ST1. Sección 16". Pilla Z. (2015).



Anexo #3 Curva de Tiempo vs Profundidad del Pozo Sacha 446D ST1

