



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

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR :**

**JONATHAN JHOAN CHALÉN LAÍNEZ**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**JONATHAN JHOAN CHALÉN LAÍNEZ**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

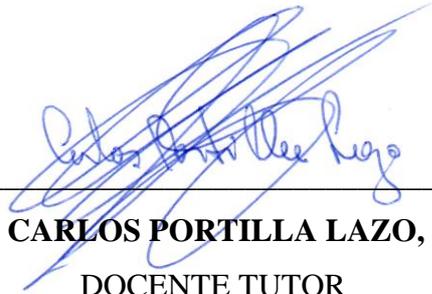
**2023**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ  
HINESTROZA, PhD.**  
DIRECTOR DE CARRERA



---

**ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc**  
DOCENTE TUTOR



---

**ING. ISRAEL YAGUAL PITA**  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

**ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc.**  
DOCENTE GUIA DE LA UIC



---

**ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ.**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Dedico este trabajo a Dios, por guiarme y bendecirme en cada fase de mi vida. A mis padres, por su esfuerzo y dedicación constante, ya que su apoyo económico y moral fueron las bases de este propósito.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**” elaborado por el estudiante **JONATHAN JHOAN CHALÉN LAÍNEZ**, 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 **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 5% de la valoración permitida.

 <b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister	<b>TESIS CHALEN LAINEZ JONATHAN</b>	<b>5%</b> Similitudes	<b>4%</b> Texto entre comillas 2% similitudes entre comillas	<b>2%</b> Idioma no reconocido
Nombre del documento: TESIS CHALEN LAINEZ JONATHAN.docx ID del documento: 54674439845dd6367b8f7e2f7b359a72479d9c4f Tamaño del documento original: 240,58 kB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 3/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/8/2023	Número de palabras: 9899 Número de caracteres: 61.389		

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Jonathan Jhoan Chalén Laínez, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**, 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,



---

JONATHAN CHALÉN LAÍNEZ

**Autor de Tesis**

**C.I. 2450104944**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Jonathan Jhoan Chalén Láinez, 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. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

TUTOR

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

20 de julio de 2023  
Salinas-Santa Elena

Por la presente, certifico que he procedido a revisar la redacción, estilo y ortografía del trabajo de titulación **“EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”** elaborado por **CHALÉN LAÍNEZ JONATHAN JHOAN** para optar por el grado académico de Ingeniero en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, carrera de Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Lo certifico en honor a la verdad, por lo que el interesado puede darle el uso que estime conveniente al presente documento.

Atentamente,



**Ing. Cinthya Castañeda Vera, Mgtr.**

**C.I:** 0922544531

**Correo:** cinthyacastanedavera@gmail.com

**Registro Senescyt:** 1050-2021-2321081

# **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por la vida.

A mis padres, por ser ejemplo de superación.

A la UPSE, por ser testigo de mi formación académica.

A los docentes, por su entereza y disponibilidad en los procesos de enseñanza y aprendizaje.

A mi tutor Ing. Carlos Portilla por dedicar su tiempo y constancia, ayudándome a tener ideas fluidas ya que con sus aportes se llevó a cabo este proyecto

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	iii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	iv
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vi
AGRADECIMIENTOS.....	vii
CONTENIDO.....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE TABLAS .....	xv
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xvi
RESUMEN .....	xvii
ABSTRACT .....	xviii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2 ANTECEDENTES .....	2
1.3 HIPÓTESIS .....	3
1.4 OBJETIVOS.....	3

1.4.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos. ....	4
1.5 ALCANCE .....	4
1.6 VARIABLES.....	4
1.6.1 Variables Dependientes. ....	4
1.6.2 Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PETROLERO GGV .....	6
2.1.1 Ubicación del campo. ....	6
2.1.2 Geología del campo. ....	7
2.1.3 Estratigrafía del campo.....	8
2.1.4 Características del hidrocarburo. ....	9
2.1.5 Perforación-Producción del campo GGV.....	10
2.2 PERFORACIÓN .....	11
2.2.1 Historia de la perforación de pozos en la antigüedad.....	11
2.3 TIPOS DE TRAYECTORIAS DE POZOS .....	12
2.3.1 Pozos direccionales.....	12
2.3.2 Pozos horizontales. ....	14
2.3.3 Pozos de alcance extendido. ....	14
2.3.4 Pozos multilaterales.....	15
2.3.5 Pozos de radio corto, medio y largo. ....	15
2.3.6 Perforación direccional.....	16

2.3.7 Perforación rotando. ....	17
2.3.8 Perforación deslizando. ....	17
2.4 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS.....	17
2.4.1 Tipos de casing. ....	17
2.4.2 Tubing.....	19
2.4.3 Tipos de estabilizadores.....	19
2.4.4 Tubería de perforación pesada.....	20
2.5 LODOS DE PERFORACIÓN.....	21
2.5.1 Funciones básicas del lodo de perforación. ....	21
2.5.2 Clasificación de los tipos de fluidos de perforación.....	22
2.6 TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO GGV .....	23
2.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SOFTWARE DE LANDMARK (COMPASS, StressCheck, WELLPLAN).....	25
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	28
3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	28
3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	29
3.3 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	29
3.4 POBLACIÓN DE ESTUDIO Y TAMAÑO DE MUESTRA.....	29
3.5 PROCESAMIENTO DE LOS DATOS .....	30
3.6 UBICACIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE EL MODELO AREAL .....	31
3.7 SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE LANDMARK .....	35

3.7.1 Diseño del pozo 1 .....	35
3.7.2 Diseño del pozo 2 .....	45
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	52
4.1 ANÁLISIS DEL POZO 1 .....	52
4.2 ANÁLISIS DEL POZO 2 .....	56
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	60
4.3.1 Escenario determinístico.....	63
4.3.2 Escenario pesimista. ....	64
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	65
5.1 CONCLUSIONES.....	65
5.2 RECOMENDACIONES .....	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	68
ANEXOS .....	71

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mapa de ubicación del campo petrolero GGV.....	6
Figura 2. Geología estructural de la Península de Santa Elena. ....	7
Figura 3. Columna estratigráfica del campo GGV. ....	8
Figura 4. Esquema de un pozo vertical.....	12
Figura 5. Esquema de un pozo Tipo S.....	13
Figura 6. Esquema de un pozo Tipo J. ....	13
Figura 7. Esquema de un pozo horizontal. ....	14
Figura 8. Esquema de un pozo de alcance extendido. ....	14
Figura 9. Esquema de pozos multilaterales. ....	15
Figura 10. Pozos horizontales de radio corto, medio y largo. ....	16
Figura 11. Esquema de tramos de revestimiento. ....	18
Figura 12. Diseño de tubería de perforación pesada. ....	20
Figura 13. Tipos de lodos de perforación. ....	22
Figura 14. Esquema metodológico de la investigación. ....	30
Figura 15. Mapa de ubicación de bloques del yacimiento Santo Tomás. ....	31
Figura 16. Mapa Isópaco de la Arenisca Santo Tomás. ....	32
Figura 17. Datos de localización del campo GGV. ....	35

Figura 18. Propiedades del sitio de la perforación en el bloque 2.....	36
Figura 19. Plan de perforación del Pozo 1.....	36
Figura 20. Trayectoria del pozo 1 en 3D.....	37
Figura 21. Diseño del pozo 1.....	38
Figura 22. Presiones de poro para cada profundidad del pozo 1.....	39
Figura 23. Presiones de fractura para cada profundidad del pozo 1.....	39
Figura 24. Temperaturas para el gradiente geotérmico.....	40
Figura 25. Curva de gradientes de StressCheck para el pozo 1.....	40
Figura 26. Información del esquema mecánico del pozo.....	41
Figura 27. Esquema mecánico del pozo 1.....	42
Figura 28. Sarta de perforación del pozo 1.....	44
Figura 29. Litología de la arena Santo Tomás.....	44
Figura 30. Propiedades del sitio de la perforación del Pozo 2.....	45
Figura 31. Plan de perforación del Pozo 2.....	45
Figura 32. Trayectoria del pozo 2 en 3D.....	46
Figura 33. Presiones de poro para cada profundidad del pozo 2.....	47
Figura 34. Presiones de fractura para cada profundidad del pozo 2.....	47
Figura 35. Temperaturas para el gradiente geotérmico.....	48
Figura 36. Curva de gradientes de StressCheck para el pozo 2.....	48
Figura 37. Información del esquema mecánico del pozo 2.....	49
Figura 38. Esquema mecánico del pozo 2.....	49
Figura 39. Sarta de perforación del pozo 2.....	51

Figura 40. Esfuerzos resultantes sobre la sarta de perforación del pozo 1. ....	52
Figura 41. Esfuerzos relacionados al torque y arrastre de la tubería de perforación del pozo 1. ....	53
Figura 42. Comportamiento de las tensiones en la sarta de perforación del pozo 1. ....	54
Figura 43. Pérdidas de presión en la broca del pozo 1. ....	55
Figura 44. Esfuerzos resultantes sobre la sarta de perforación del pozo 2. ....	56
Figura 45. Comportamiento de esfuerzos relacionados al torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo 2. ....	57
Figura 46. Comportamiento de las tensiones en la sarta de perforación del pozo 2. ....	58
Figura 47. Pérdidas de presión en la broca del pozo 2. ....	59
Figura 48. Precio actual del barril de petróleo. ....	60
Figura 49. Flujo de efectivo del escenario determinístico. ....	63
Figura 50. Flujo de efectivo del escenario pesimista. ....	64
Figura 51. Gradientes del pozo ANC 1990 de la arena Santo Tomás. ....	72
Figura 52. Gradientes del pozo ANC 1260 de la arena Santo Tomás. ....	73

# LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos de formaciones del campo GGV. ....	9
Tabla 2. Características del hidrocarburo del campo GGV. ....	9
Tabla 3. Conceptos básicos de la perforación direccional. ....	16
Tabla 4. Tipos de casing. ....	17
Tabla 5. Tipos de estabilizadores. ....	19
Tabla 6. Reservas para las areniscas Santo Tomás. ....	34
Tabla 7. Área de drenaje del Bloque 2 del yacimiento Santo Tomás. ....	34
Tabla 8. Coordenadas de nuevos pozos. ....	35
Tabla 9. Componentes de la sarta de perforación. ....	43
Tabla 10. Componentes de la sarta de perforación. ....	50
Tabla 11. Historial de presiones del pozo ANC1990. ....	74
Tabla 12. Historial de presiones del pozo ANC1260. ....	75
Tabla 13. Costos de operación para los pozos 1 y 2. ....	76
Tabla 14. Escenario ideal pozo 1. ....	77
Tabla 15. Escenario ideal pozo 2. ....	78
Tabla 16. Escenario pesimista pozo 1. ....	79
Tabla 17. Escenario pesimista pozo 2. ....	80

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

API: Instituto Americano del Petróleo  
BHA: Ensamblaje de fondo en sartas de perforación  
BLS: Barriles  
BPPD: Barriles producidos por día  
CAPEX: Inversiones de capital  
CEPE: Corporación estatal petrolera ecuatoriana  
CGC: Compañía general de combustibles  
GGV: Gustavo Galindo Velasco  
GOR: Relación gas – petróleo  
GPM: Galones por minuto  
MD: Profundidad medida  
OPEX: Gastos de operaciones  
PVT: Presión, volumen y temperatura  
POES: Petróleo original in situ  
PPF: Libras por pie  
PPG: Libras por galón  
RPM: Revoluciones por minuto  
TOC: Base de cemento  
TVD: Profundidad vertical verdadera  
TIR: Tasa interna de retorno  
VAN: Valor actual neto

# **“EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**Autor:** Chalén Láinez Jonathan

**Tutor:** Portilla Lazo Carlos

## **RESUMEN**

El campo Gustavo Galindo Velasco presenta problemas en las condiciones mecánicas de los pozos, elevado patrón de ocurrencia de derrames en zonas de mayor acumulación de pozos, procedimientos manuales para la extracción, falta de mantenimiento a los equipos y problemas de corrosión. Bajo este enfoque, el objetivo de este estudio es, evaluar las técnicas de perforación aplicables en pozos petroleros del campo GGV (formación Santo Tomás) mediante revisión bibliográfica e información de perforación para la toma de decisiones efectiva en el proceso de perforación. La metodología se basa en la recopilación de datos de la arenisca Santo Tomás, revisión bibliográfica de técnicas de perforación, aplicación del método areal, implementación de simuladores y estimación de costos de perforación. Posteriormente, se realiza el análisis financiero en diferentes escenarios, mediante indicadores como CAPEX y OPEX para establecer los escenarios óptimos en relación con el costo de implementación. Los resultados muestran que las herramientas de perforación como la tubería de perforación, tuberías pesadas, drill collars, motor y estabilizadores se encuentran dentro de rangos permisibles de operación, en el caso del torque y arrastre los valores son inferiores a 3000 Psi y en la presencia de esfuerzos no superan el límite de 910 Psi; es decir, que existe un control definitivo en superficie de estos agentes que ocasionan retrasos durante la perforación. Se concluye que el VAN del escenario determinístico con el precio de petróleo de 74.99 US\$/bbl es \$1'053.510,89 y \$1'442.550,14 para los pozos 1 y 2 respectivamente, y TIR superiores a la tasa de descuento, 41% y 49% para los pozos 1 y 2 respectivamente.

**PALABRAS CLAVE:** Gustavo Galindo Velasco, tecnología de perforación, método areal, simulación.

# **“EVALUATION OF THE DIFFERENT OIL WELL DRILLING TECHNOLOGIES APPLICABLE TO THE GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD”**

**Autor:** Chalén Láinez Jonathan

**Tutor:** Portilla Lazo Carlos

## **ABSTRACT**

Gustavo Galindo Velasco field presents problems in the mechanical conditions of the wells, a high pattern of spills in areas with a greater accumulation of wells, manual extraction procedures, lack of equipment maintenance, and corrosion problems. Under this approach, this study aims to evaluate the drilling techniques applicable to oil wells in the Gustavo Galindo field through a bibliographic review and drilling information for effective decision-making in the drilling process. The methodology is based on collecting data from the Santo Tomás sandstone, a bibliographic review of drilling techniques, application of the areal method, implementation of simulators and estimation of drilling costs. Subsequently, the financial analysis is carried out in different scenarios, using indicators such as CAPEX and OPEX to establish the optimal strategies for the cost of implementation. The results show that the drilling tools, such as the drilling pipe, heavy pipes, drill collars, motor and stabilizers, are within permissible operating ranges; in the case of torque and drag, the values are less than 3000 Psi, and in the presence of stresses do not exceed the 910 Psi limit; that is to say, that there is a definitive control on the surface of these agents that cause delays in the drilling stage. It is concluded that the Net Present Value of the deterministic scenario with the oil price of 74.99 US\$/bbl is, \$1'053.510,89 and \$1'442.550,14 for wells 1 and 2, respectively, and internal rates of return higher than the discount rate, 41% and 49% for wells 1 and 2 respectively.

**KEYWORDS:** Gustavo Galindo Velasco, drilling technology, areal method, simulation.

# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

La creciente complejidad de las condiciones geológicas y la necesidad de reducir los costos de construcción de pozos conducen a soluciones eficaces; por lo tanto, la selección de un método y tecnología de perforación apropiados es un proceso largo y pesado, la falta de interés en manejar adecuadamente este proceso conlleva a tomar decisiones erróneas, ocasionando serios problemas de perforación que pueden causar costos adicionales para las empresas.

De acuerdo con Mayorga y Reyes (2022), el campo Ancón posee alrededor de 1338 pozos activos con una profundidad mayor a 1000 pies; también, se conoce que existen problemas en las condiciones mecánicas de los pozos, elevado patrón de ocurrencia de derrames en zonas de mayor acumulación de pozos, procedimientos manuales para la extracción, falta de mantenimiento a los equipos producto de las condiciones climáticas y problemas de corrosión, pozos con producción inestable y la falta de instalación de nuevas tecnologías han ocasionado desastres ambientales.

Por tal razón, para la presente investigación es importante evaluar los métodos, equipos de perforación y diagramas de la completación de los pozos antiguos y/o problemas operaciones, para mejorar los procedimientos de perforación en pozos nuevos con tecnología actual con la finalidad de tener un control riguroso de la integridad del pozo, lo cual evitará las pérdidas de presión y que a su vez se lleve un control riguroso para reducir el impacto ambiental.

## 1.2 ANTECEDENTES

La operación exploratoria en el campo Ancón empezó en el año 1911 con el pozo ANC-001 que se perforó con el método de percusión, que consiste en una torre de madera la cual poseía un tubo sostenido por un cable metálico y por la acción de la gravedad dejaban caer estratégicamente hasta alcanzar los estratos con hidrocarburos. Además, respecto al campo Gustavo Galindo Velasco (GGV) también se conoce que en año 1921 se perforó el pozo Ancón-004 y en base a los historiales de producción se determinó que producía a una tasa de 300 BPPD; a partir de esa fecha se han perforado nuevos pozos, se conoce que el 82% de los pozos que existen en todo el campo se perforaron entre 1920-1960.

Además, Gálvez & Cueva (2021) mencionaron que los pozos ANC-1260, ANC-1270, ANC-1275 y ANC-1270 presentaron problemas operacionales debido a que los componentes mecánicos colocados en las etapas de perforación no se encuentran en buenas condiciones de operación; además, realizaron un análisis nodal donde determinaron las pérdidas de presión que existen en la completación y los componentes de superficie.

Lu et al. (2020) propusieron una nueva tecnología de perforación mediante la actualización de la velocidad sísmica de las formaciones perforadas, la predicción de la velocidad sísmica antes de la perforación y la predicción de características y factores ambientales geológicos de perforación. La aplicación de esta tecnología describe y predice las características geológicas y problemas de perforación complejos antes de la broca, mejorando en gran medida la eficiencia y precisión de la predicción.

Zhu et al. (2020) estudiaron el mecanismo de ruptura de rocas con la tecnología de perforación de canales de plasma, a través del modelo de ruptura dieléctrica considerando tres campos eléctrico, térmico y mecánico. Los resultados revelan como la presión de formación tiene poco efecto sobre la falla de la roca, el volumen total de virutas, el número total de grietas y la eficiencia de ruptura de rocas no está limitada por la profundidad de perforación.

Wang et al. (2022) analizaron las problemáticas de perforación como gran profundidad de enterramiento, ventana de presión estrecha, capa de grava gruesa, lecho de sal y alta

temperatura, presión y acidez, en campos petroleros profundos de China. Ante estas problemáticas utilizaron tecnologías de perforación como plataforma de perforación automática, perforación de presión administrada, tecnología de cementación, herramientas de perforación vertical y broca de dientes no planos, para mejorar la capacidad de perforar pozos profundos, aumentar reservas y producción de petróleo y gas. Los resultados muestran que China superó a Estados Unidos en el número de pozos profundos, aumentando la profundidad de sus pozos a una nueva etapa de 8000 m.

Li et al. (2023) determinaron un modelo de vibración longitudinal de la sarta de perforación sónica considerando la cabeza de vibración y el límite de acoplamiento del estrato, a través de simulación numérica. Los resultados presentan que los cambios en el coeficiente elástico y de amortiguamiento causados por cambios en el estrato afectan de forma inevitable la respuesta de vibración del sistema de sarta de perforación, siendo la selección razonable de parámetros de perforación una opción para mejorar el rendimiento de la perforación.

### **1.3 HIPÓTESIS**

Es posible emplear tecnología actual en la perforación de nuevos pozos en la formación Santo Tomás que permitan realizar operaciones de manera eficiente, segura e incrementar la producción del campo Gustavo Galindo.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo General.**

- ✓ Evaluar las técnicas de perforación aplicables en pozos petroleros del campo Gustavo Galindo (formación Santo Tomás) a través de revisión bibliográfica e información de perforación para la toma de decisiones efectiva en el proceso de perforación.

## **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- ✓ Identificar las tecnologías de perforación utilizadas en pozos petroleros en la formación Santo Tomás para conocer sus mecanismos de construcción.
- ✓ Definir las tecnologías actuales de diferentes técnicas, tipos y diseños de los equipos perforación mediante criterios de selección.
- ✓ Crear el programa de perforación para la implementación de nuevos pozos en el bloque 2.
- ✓ Estimar el costo para la perforación de nuevos pozos del bloque 2 destinados a la optimización e innovación.

## **1.5 ALCANCE**

El alcance del proyecto es de tipo descriptivo y de enfoque cuantitativo; con la ejecución del presente trabajo de investigación se pretende realizar una propuesta para la perforación de nuevos pozos en la formación Santo Tomás del campo Gustavo Galindo, en relación a los nuevos métodos, tipos y diseños que permitan reducir el tiempo de perforación y adopten los criterios de optimización e innovación.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Dependientes.**

- ✓ Tecnologías de Perforación de Pozos Petroleros.

### **1.6.2 Variables Independientes.**

- ✓ Métodos de perforación.
- ✓ Características del yacimiento.
- ✓ Densidades del lodo de perforación.

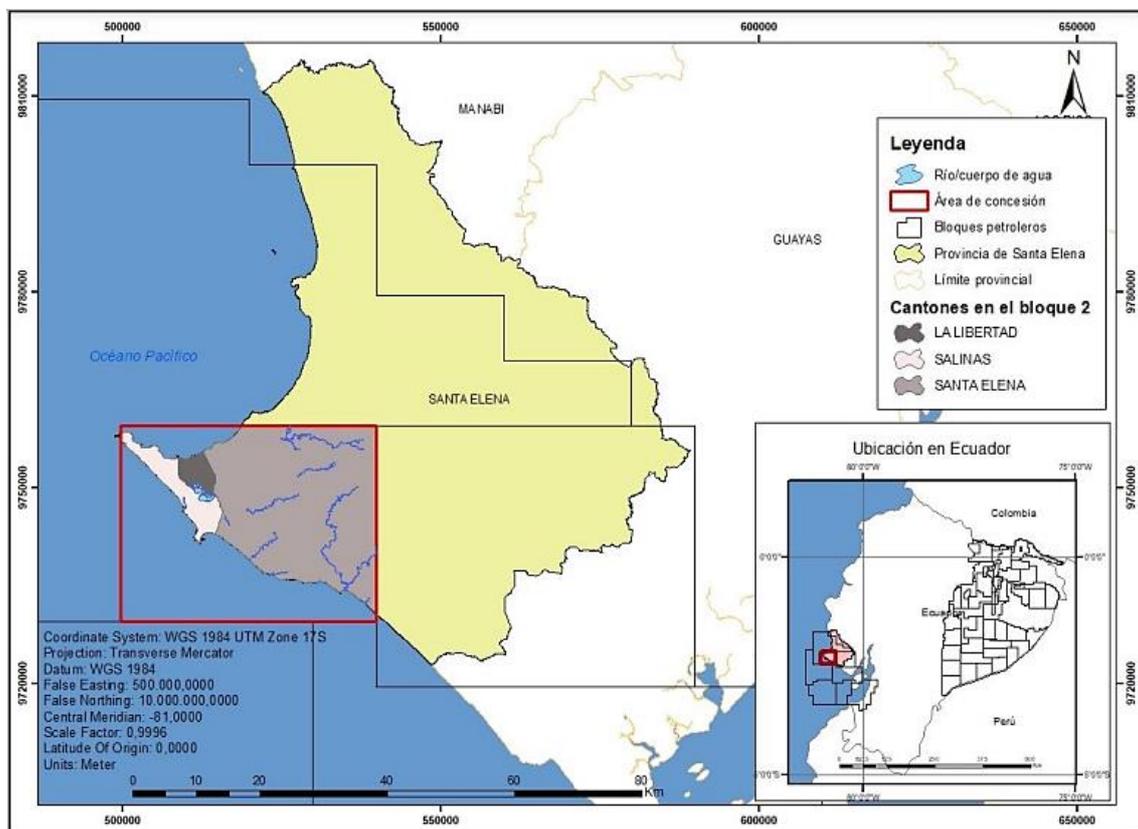
- ✓ Presiones de poro, sobrecarga y fractura.
- ✓ Esfuerzos del reservorio (máximo horizontal, vertical, mínimo horizontal y radiales).
- ✓ Costo de perforación.
- ✓ PVT.
- ✓ Tuberías de revestimiento y producción.
- ✓ Propiedades del fluido.

# CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PETROLERO GGV

### 2.1.1 Ubicación del campo.

Los yacimientos del campo petrolero Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en la provincia de Santa Elena, con un área de 1200 km<sup>2</sup> (720 km<sup>2</sup> corresponde al territorio continental y 480 km<sup>2</sup> mar adentro). Este campo se divide en 16 secciones agrupadas en zonas Norte, Sur y Central (Escobar-Segovia et al. 2019). Además, limita al norte y oeste con el Bloque 1 (Pacoa), al este con el Bloque 5 (Rodeo) y al sur con el Océano Pacífico y los Bloques 4 y 39 (Figura 1).

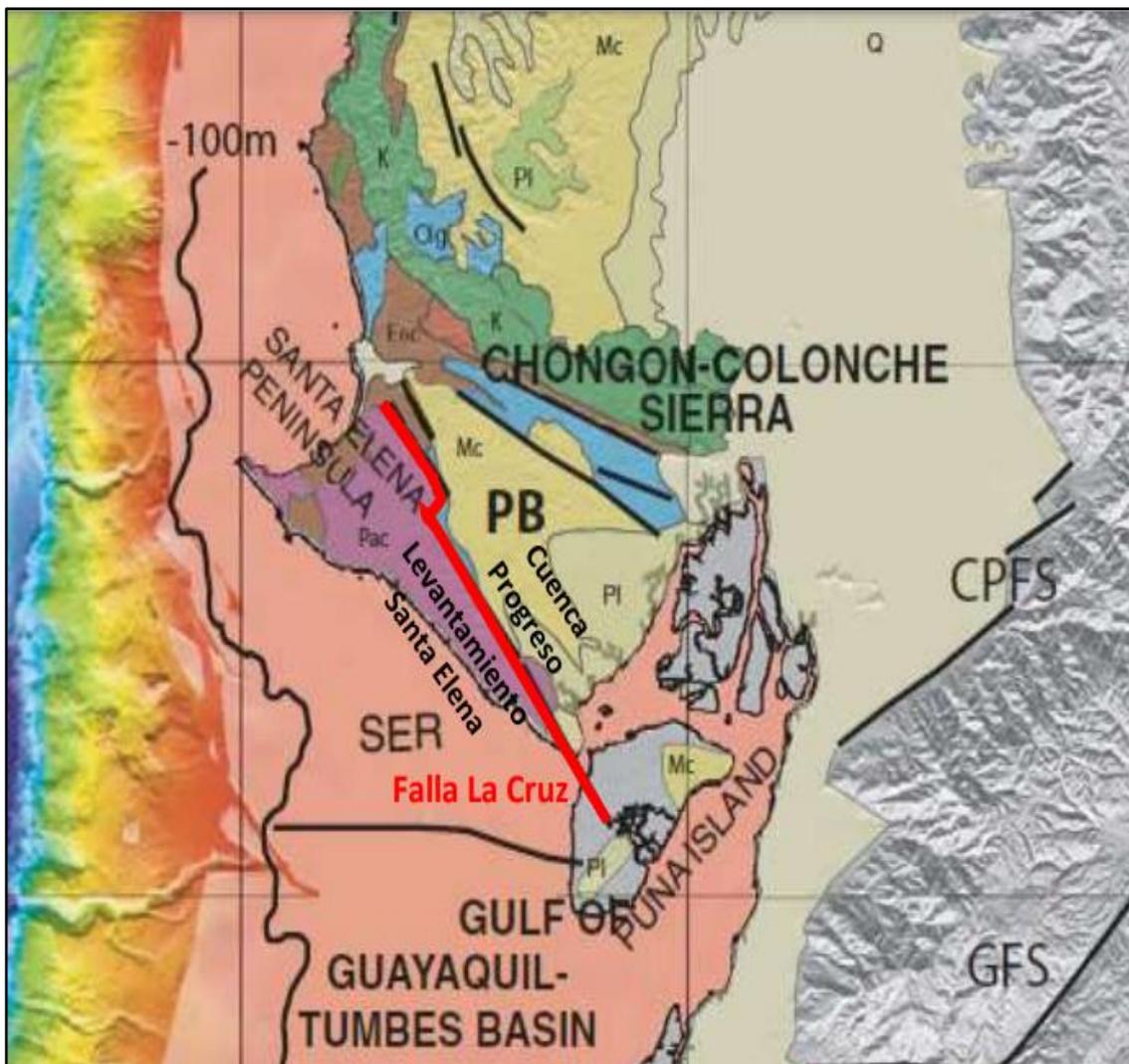


**Figura 1.** Mapa de ubicación del campo petrolero GGV.

**Fuente:** (Sabando 2018).

### 2.1.2 Geología del campo.

El campo petrolero GGV se ubica en la unidad geológica Levantamiento de Santa Elena, su secuencia sedimentaria se desarrolló del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno). Este levantamiento se encuentra delimitado al noreste por la falla regional La Cruz, al sur por el Alto de Santa Elena, que representa la apertura del Golfo de Guayaquil y al oeste por el prisma de subducción Neógeno (Figura 2) (Gálvez and Cueva 2021).



**Figura 2.** Geología estructural de la Península de Santa Elena.

**Fuente:** (Cuenca 2020).

### 2.1.3 Estratigrafía del campo.

La figura 3 presenta la columna estratigráfica del campo GGV. Las formaciones productoras del campo GGV se determinan según las áreas productoras como formación Santa Elena, Socorro, Clay Pebble Beds, Santo Tomás, Passage Beds y Atlanta (Tabla 1). Además, también cuenta con formaciones jóvenes como Tablazo (Tigse 2018).

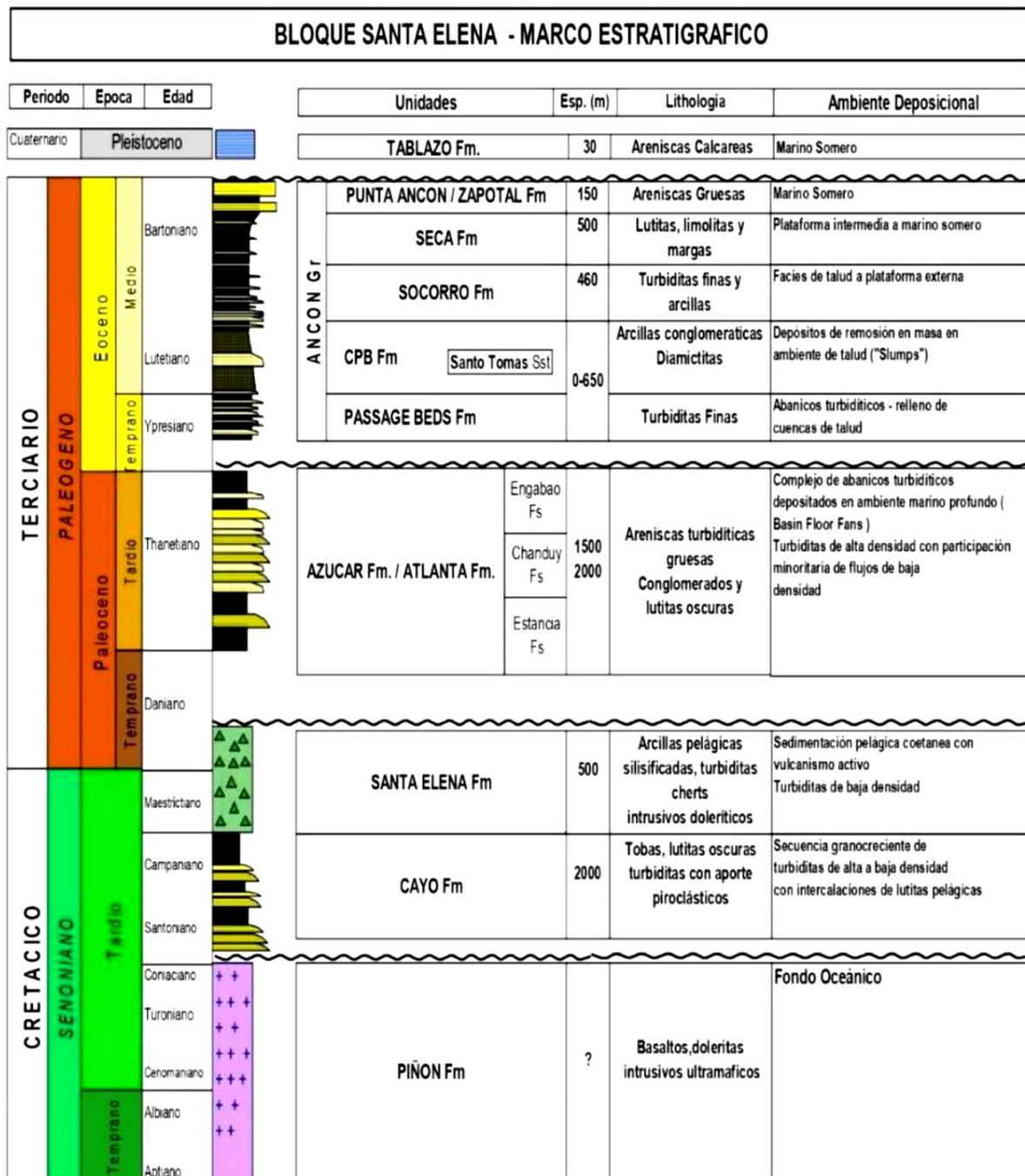


Figura 3. Columna estratigráfica del campo GGV.

Fuente: (Cuenca 2020).

**Tabla 1.** Datos de formaciones del campo GGV.

<b>Formación</b>	<b>Descripción</b>
Santa Elena (Cretácico Superior)	Posee areniscas medias a gruesas y capas de arcillas silicificadas.
Atlanta (Paleoceno – Eoceno Inferior)	Posee arenisca gris dura con textura media a gruesa y lutitas. Reservorio principal por fracturas.
Santo Tomás	Arenisca silícea y conglomerática con intercalaciones de lutitas. Formación resistiva con porosidad promedio del 11%.
Grupo Ancón (Eoceno Inferior – Eoceno Medio)	Posee rocas silicoclásticas y está compuesto por las formaciones Clay Pebble Beds, Santo Tomás, Passage Beds, Socorro, Seca y Punta Ancón.
Passage Beds	Areniscas y lutitas.
Clay Pebble Beds	Está formada por arcilla, con guijarros tobáceos y calcáreos.
Socorro	Está formada por arenisca y pelitas, lutitas grises, negras y verdosas.

**Fuente:** (Grupo Synergy 2011; Paz 2018; Tigse 2018).

#### 2.1.4 Características del hidrocarburo.

El crudo encontrado en el campo GGV posee menor cantidad de impurezas y un mayor API (35° a 45°). La tabla 2 muestra las principales características de las propiedades físico-químicas del petróleo de este campo.

**Tabla 2.** Características del hidrocarburo del campo GGV.

<b>Propiedad</b>	<b>Medida</b>	<b>Valores aproximados</b>
Gravedad API	°API	35.7
Gravedad específica	Adimensional	0.846
Contenido de carbón	%	1.86
Factor K <sub>UOP</sub>		11.9
Viscosidad cinemática 40°C	cSt	37.27
Viscosidad cinemática 50°C	cSt	30.70

**Tabla 2.** (Continuación.)

Contenido de azufre	%	0.196
Insolubles de n-heptano	%	0.84
BSW	%	0.00001
Punto de Inflamación	°C	0.5
Punto de congelación	°C	<-40
RVP (Psi)	Psi	5.78
Punto de fluidez	°C	-36
Punto de chispa	°C	-29
Ceras	%	23.87

**Fuente:** (Murillo & Solórzano 2016).

### **2.1.5 Perforación-Producción del campo GGV.**

El campo GGV conocido también como Bloque Ancón fue descubierto en 1911, mediante la perforación del pozo petrolero Ancón 1. Desde 1921 hasta 1976 fueron explotados diferentes áreas marítimas y terrestres por la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields, perforando alrededor de 2814 pozos petroleros, con una producción de 10000 BPPD. Para el año de 1976 este campo fue operado por la empresa CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), perforando cinco pozos con producción promedio de 780 BPPD. Posteriormente, en octubre de 1994, la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral) y CGC (Compañía General de combustibles) administraron este bloque petrolero, registraron 400 km de líneas sísmicas 2D, perforaron 15 pozos y en el año 2000 se obtuvo una producción máxima de 1000 BPPD (Petrogas 2023).

Pacifpetrol S.A. opera desde 2001 el bloque GGV. En el año 2002, adquirió los intereses de CGC, operando 1200 km<sup>2</sup>, con 1500 pozos, distribuidos en tres zonas, norte, central y Sur. Luego, en el año 2011 se suscribió un contrato con el estado ecuatoriano, por prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este mismo contrato se actualizó en el año 2013 y se encuentra vigente hasta la actualidad.

## **2.2 PERFORACIÓN**

### **2.2.1 Historia de la perforación de pozos en la antigüedad.**

A lo largo de la civilización humana la perforación ha sido importante en diferentes aspectos, por lo que las tecnologías de perforación se han intensificado. La tecnología de perforación es una experiencia que se ha utilizado en diversas aplicaciones de la ciencia e ingenierías, desde manufactura, farmacéuticas, aeroespacial y laboratorios de investigación hasta la industria del petróleo. Por ejemplo, ciudades urbanas y modernas utilizan tecnología de perforación para la obtención de agua (industria y consumo doméstico), también se la utiliza para fines agrícolas (Husáin and islam 2018).

La perforación es una tecnología conocida por la humanidad durante milenios. Los primeros pozos de petróleo fueron perforados en Pensilvania, Estados Unidos, en 1857. Antes de esto, ya se conocía de ciertas innovaciones como la torre de perforación de cuatro patas, perforación con circulación inversa y pértiga con resorte. El pozo de Drake fue perforado con una herramienta de cable a 69 pies debajo de la superficie a distancia menos profundas de la perforación por pozos de agua. En 1800, los hermanos Baker usaron la perforación rotatoria en el campo del condado de Navarro, Texas. En 1901, Lucas y Higgins aplicaron esta tecnología al pozo Spindletop en Texas. Posteriormente en 1925 este método de perforación se mejoró con el uso de un motor a diésel.

Por otro lado, en 1866 después del pozo de Drake, fue patentado el taladro de piedra de Sweeney, con elementos como cabeza giratoria y broca de rodillos. En cuanto a la broca de perforación, el descubrimiento más importante fue la broca de diamante en 1863, la misma que se utilizó en 1876 con la perforación de un pozo de 1000 pies. Además, en términos de lodo de perforación, la historia de los pozos de petróleo establece que se utilizó lodo de perforación natural con arcilla local, debido a que los ingenieros observaron que a medida que el agua se acumula, el lodo in situ de la formación aumenta su capacidad de limpieza del pozo. Sin embargo, el uso de lodo se formalizó en estados Unidos, en 1913. Después, en 1920 la arcilla natural fue sustituida por barita, óxido de hierro y arcillas de bentonita (Ramsey 2019).

En 1970, los materiales de lodo de perforación fueron considerados inseguros para el medio ambiente, de tal forma que se impulsaron nuevas regulaciones y desde entonces las operaciones de perforación se realizan cuidando el ambiente. En 1980, se presentó una revolución en la industria del petróleo que perfeccionó la tecnología de pozos horizontales. Actualmente las empresas pueden perforar vertical, direccional y horizontalmente con tecnologías disponibles a gran precisión. Sin embargo, existen brechas en aspectos de perforación que siguen siendo improvisados y necesitan de modernización.

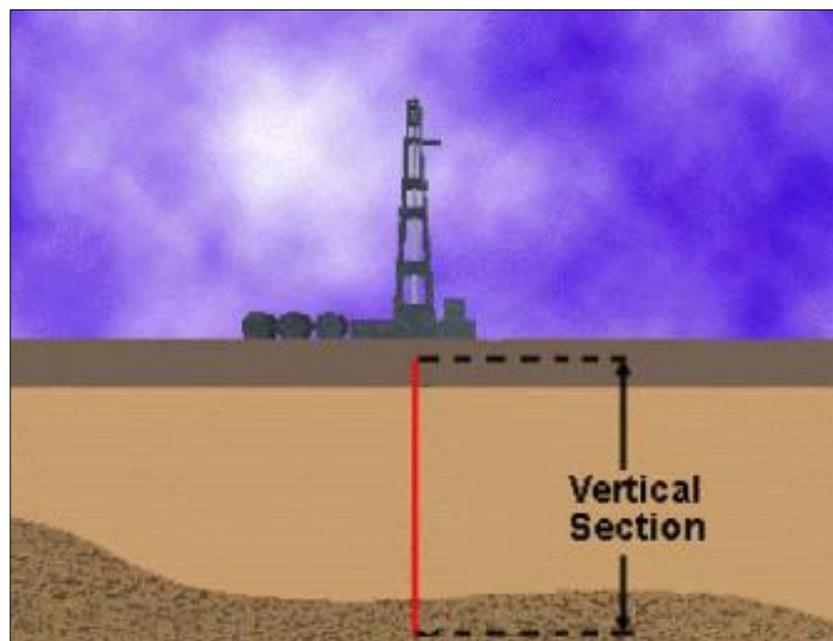
## 2.3 TIPOS DE TRAYECTORIAS DE POZOS

### 2.3.1 Pozos direccionales.

Según Herrera (2020), los pozos direccionales pueden ser:

#### ✓ Pozos Verticales

Los pozos verticales son aquellos que no poseen desviación planificada respecto a la vertical. (Figura 4).

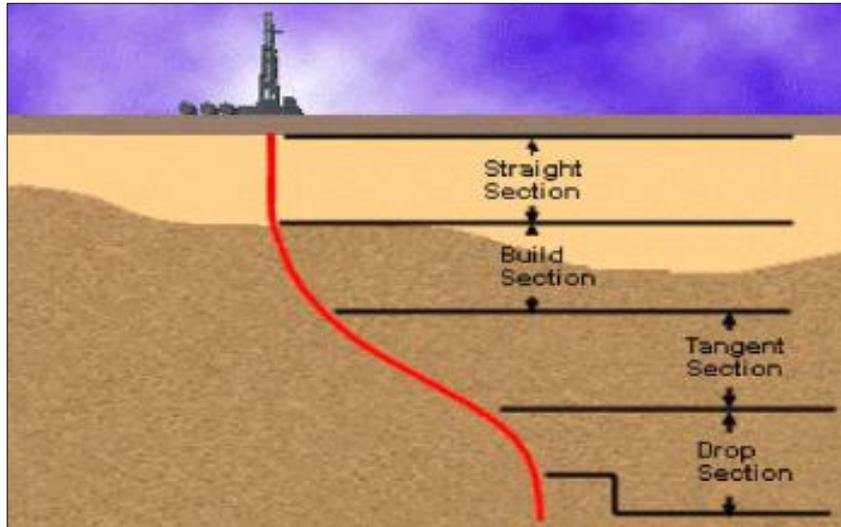


**Figura 4.** Esquema de un pozo vertical.

**Fuente:** (Herrera Herbert 2020b).

### ✓ Pozos Tipo S

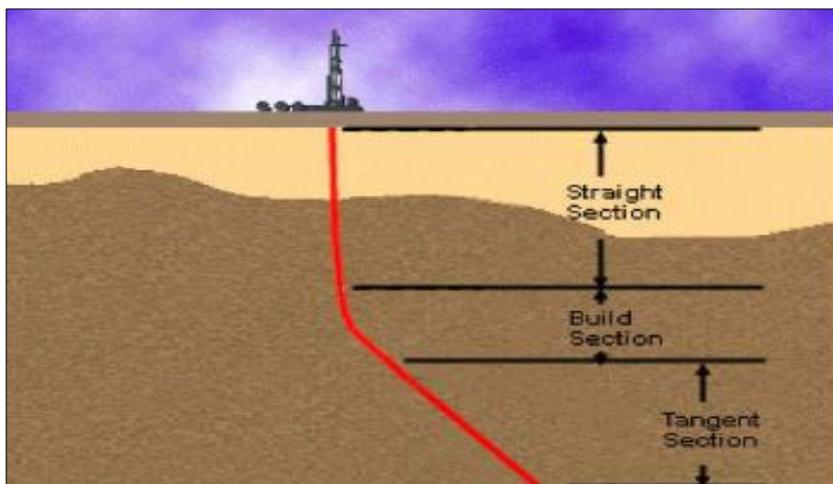
Los pozos tipo S son aquellos que se perforan para mejorar la eficiencia del pozo. Además, ayudan en la ubicación de un pozo explotado (Figura 5).



**Figura 5.** Esquema de un pozo Tipo S.  
**Fuente:** (Herrera Herbert 2020b).

### ✓ Pozos Tipo J

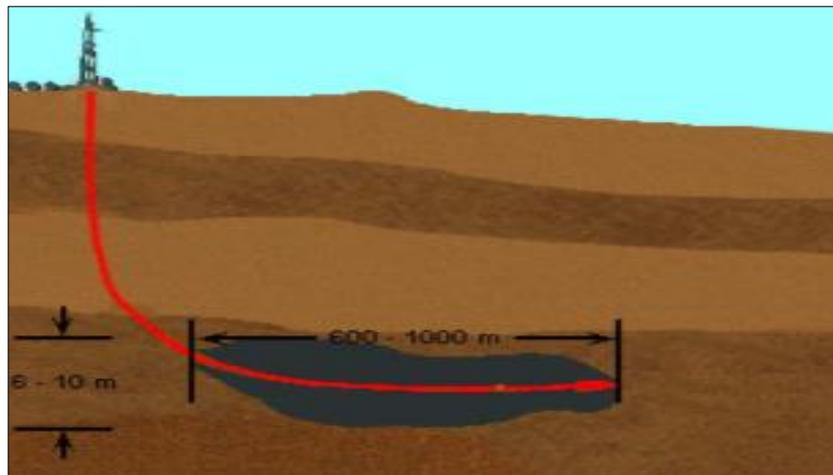
Los pozos tipo J son pozos inclinados con trazado recto y varias secciones de desvío y tangencial respecto al objetivo. Este tipo de pozos se perforan cuando no se puede ubicar la plataforma de perforación en superficie (Figura 6).



**Figura 6.** Esquema de un pozo Tipo J.  
**Fuente:** (Herrera Herbert 2020b).

### 2.3.2 Pozos horizontales.

Los pozos horizontales son aquellos que intersecan una formación productora de una forma horizontal, en dirección de la capa. De tal forma que se consigue mejorar la producción y rentabilidad del reservorio (Herrera Herbert 2020a). Además, la perforación horizontal incrementa la superficie de una formación productora respecto al pozo que atraviesa (Figura 7).

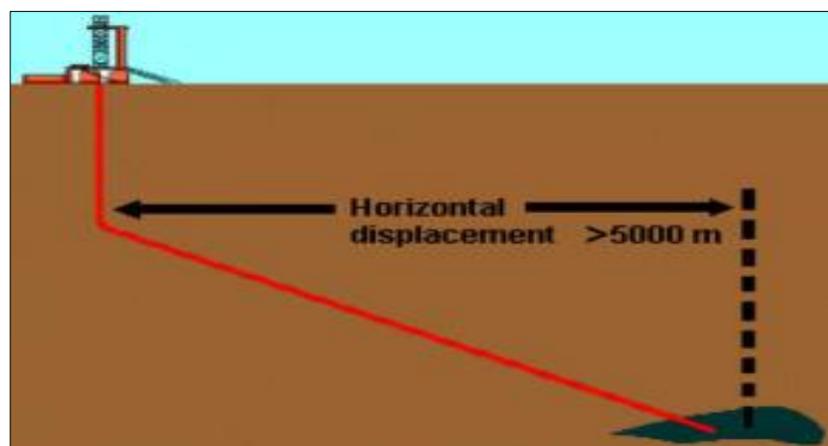


**Figura 7.** Esquema de un pozo horizontal.

**Fuente:** (Herrera Herbert 2020a).

### 2.3.3 Pozos de alcance extendido.

Los pozos de alcance extendido son pozos horizontales que dan alcance a reservorios con desplazamiento horizontal superior a 16400 pies, desde su punto de partida (Figura 8) (Herrera, 2020).

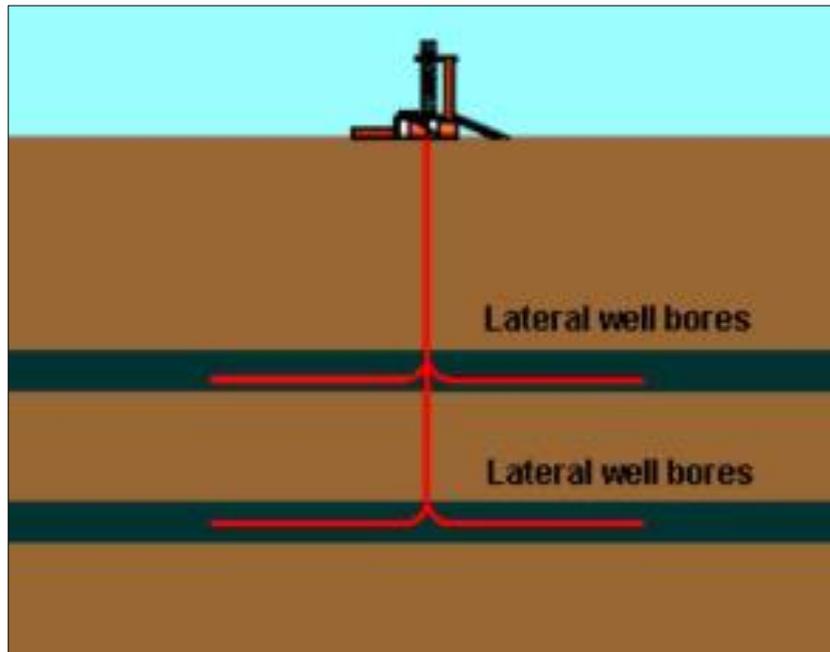


**Figura 8.** Esquema de un pozo de alcance extendido.

**Fuente:** (Herrera Herbert 2020a).

### 2.3.4 Pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales están formados de un pozo original y comprende de varios pozos que se ejecutan lateralmente (Figura 9) (Herrera Herbert 2020a).

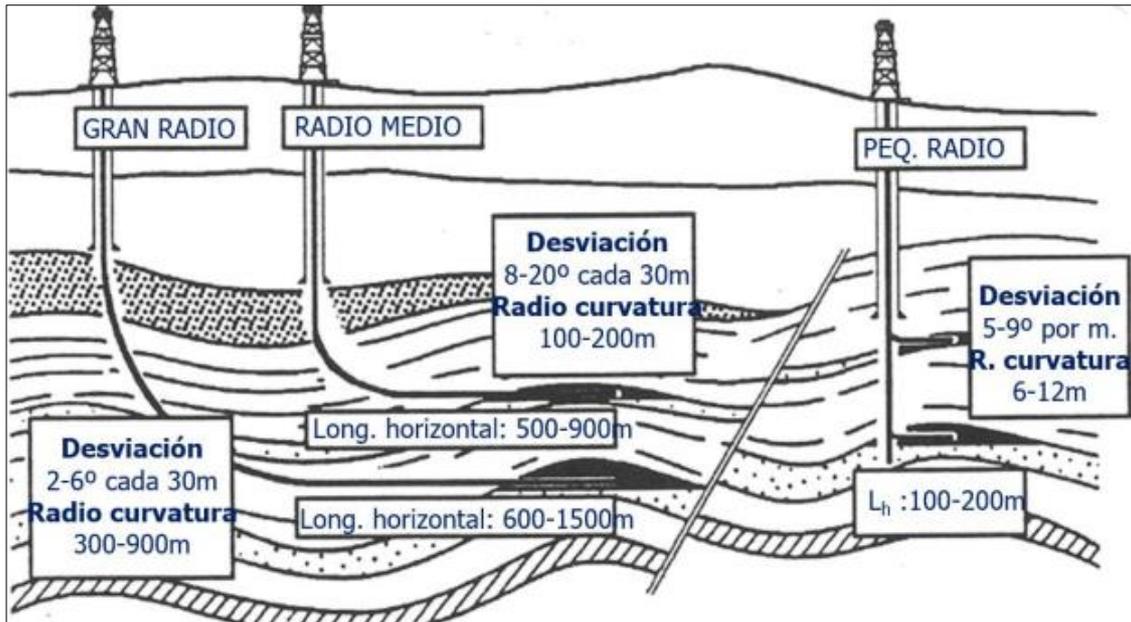


**Figura 9.** Esquema de pozos multilaterales.  
**Fuente:** (Herrera Herbert 2020a).

### 2.3.5 Pozos de radio corto, medio y largo.

Los pozos de radio corto no se pueden perforar con motores convencionales. Poseen curvas con un radio de 143 pies o menor. Además, se utilizan para aislar zonas de producción de presión alta y baja y para cementar un revestimiento (Figura 10) (Herrera Herbert 2020a).

- ✓ Los pozos de radio medio poseen curvas con un radio de 200 a 500 pies y se pueden perforar con motores convencionales.
- ✓ Los pozos de radio largo poseen curvas con un radio de 750 pies o mayor, que pueden perforarse con motores convencionales.



**Figura 10.** Pozos horizontales de radio corto, medio y largo.

**Fuente:** (Herrera Herbert 2020a).

### 2.3.6 Perforación direccional.

La perforación direccional determina la dirección de un pozo mediante una trayectoria planificada hacia un objetivo geológico predeterminado, con características de profundidad, posición y desplazamiento con respecto al eje vertical del pozo (Morillo 2022). La tabla 3 muestra los principales conceptos y características que se deben considerar en la perforación direccional.

**Tabla 3.** Conceptos básicos de la perforación direccional.

<b>Característica</b>	<b>Descripción básica</b>
Ángulo de inclinación	Desviación respecto de la vertical.
Dirección del pozo (Azimut)	Dirección de pozo sobre plano horizontal.
Profundidad medida	Distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo.
Profundidad vertical verdadera	Distancia vertical desde la referencia de profundidad a un punto de la trayectoria del pozo.
Desplazamiento Horizontal	Distancia horizontal de cualquier parte del hoyo al eje vertical mediante el cabezal.

**Fuente:** (Játiva 2015; Morillo 2022).

### 2.3.7 Perforación rotando.

La perforación rotando consiste en la rotación total de la sarta de perforación con una tendencia de perforación hacia adelante (Herrera, 2020b). Su principal desventaja es la posible tortuosidad en la trayectoria del pozo.

### 2.3.8 Perforación deslizando.

La perforación deslizando se la utiliza para cambiar la dirección y rectificación de la trayectoria (Herrera Herbert 2020b).

## 2.4 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS

### 2.4.1 Tipos de casing.

La instalación del casing consiste en el revestimiento del pozo, a través de tuberías metálicas en diversos tramos del pozo perforado (Figura 11). La tubería de revestimiento es una de las partes principales de la construcción del pozo. Los tipos de casing pueden utilizarse dependiendo del diámetro de perforación, características de las rocas, presiones, formaciones atravesadas y temperaturas del pozo (Tabla 4) (Herrera Herbert 2020b).

*Tabla 4. Tipos de casing.*

<b>Tipo de casing</b>	<b>Característica</b>
Revestimiento conductor	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Medidas entre 10 a 20 metros de largo.</li><li>✓ Instalación antes de perforación para la prevención de derrumbes y facilitar la circulación de fluidos.</li></ul>
Revestimiento superficial	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Mide entre 100 y 400 metros de longitud.</li><li>✓ Diámetro menor al casing conductor.</li><li>✓ Protege acuíferos superficiales y previene su contaminación por fugas de hidrocarburos.</li></ul>

Tabla 4. (Continuación)

Revestimiento intermedio	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Sección de casing más larga de un pozo.</li><li>✓ Previene daños en las paredes del pozo durante operaciones de perforación a presiones anormales.</li></ul>
Revestimiento de producción	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Es la sección más profunda del casing de un pozo.</li><li>✓ Conducto desde la superficie hasta la formación productora.</li><li>✓ Previene blowouts en el proceso de sellado de la formación.</li></ul>

Fuente: (Herrera, 2020b).

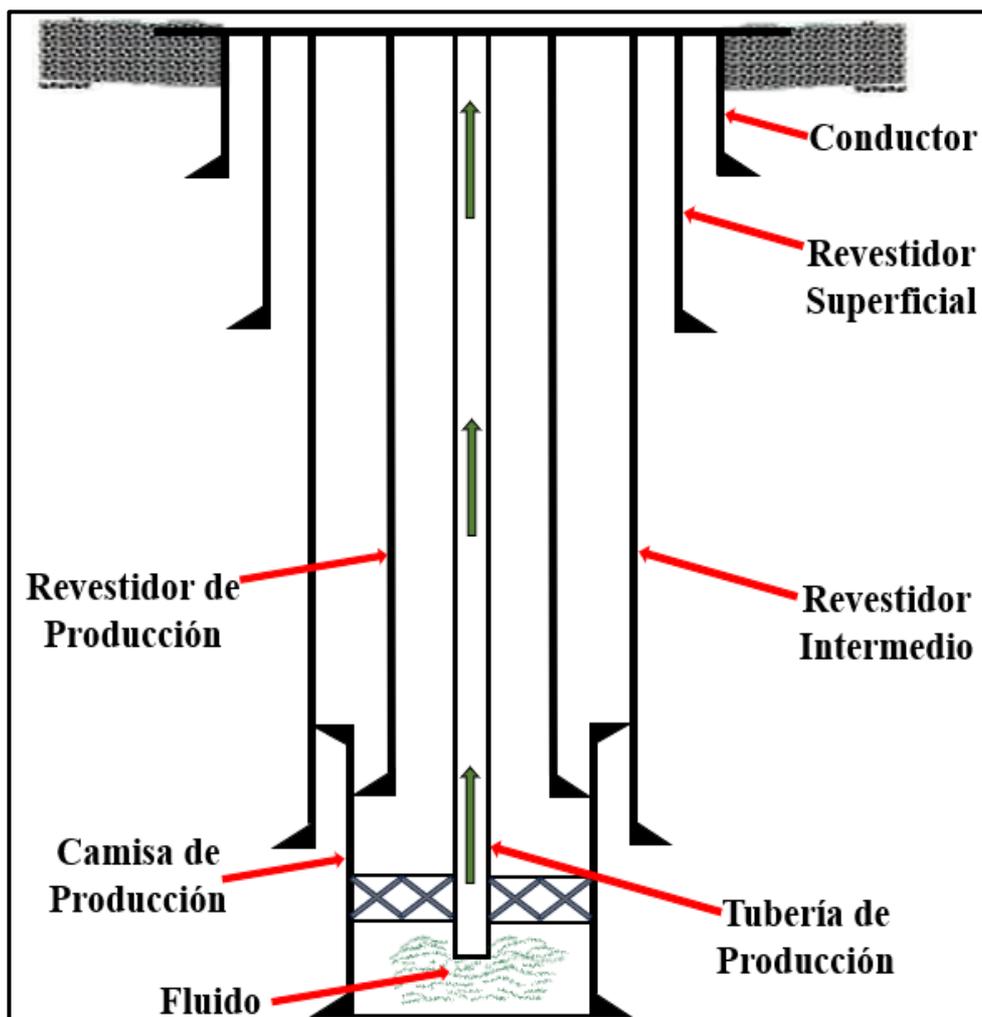


Figura 11. Esquema de tramos de revestimiento.

Fuente: Autoría propia.

## 2.4.2 Tubing.

Tubing es la tubería de producción que se introduce mediante el casing desde la superficie hasta la formación. Según (Herrera Herbert 2020b), el tubing posee las siguientes características:

- ✓ Integridad adicional desde el liner hasta la cabeza de pozo.
- ✓ El tubing debe ser fuerte para resistir las presiones y deformaciones relacionadas a la producción y mantenimiento.
- ✓ Se puede utilizar un entubado de producción intermedio en el caso de que el revestimiento no pueda aguantar las cargas de presión durante la perforación.
- ✓ El entubado de producción puede estar cementado.
- ✓ Su dimensionamiento se determina en función de las ratios de producción de petróleo y gas.

## 2.4.3 Tipos de estabilizadores.

Los estabilizadores permiten una separación respecto a las paredes del sondeo y aseguran que las barrenas se mantengan concéntricas con el pozo, lo que da lugar a la reducción del pandeo (Herrera Herbert 2020b).

*Tabla 5. Tipos de estabilizadores.*

<b>Estabilizadores</b>	<b>Característica</b>
Aspa integral o fija	Son los estabilizadores más utilizados. Incrementan la torsión y el arrastre.
Aspas soldadas	Se utilizan en formaciones suaves, sobre el punto de inicio de desvío en pozos direccionales.
Camisa reemplazable	Restricción de flujo en pozos de tamaño reducido.

**Fuente:** (Herrera, 2020b).

## 2.4.4 Tubería de perforación pesada.

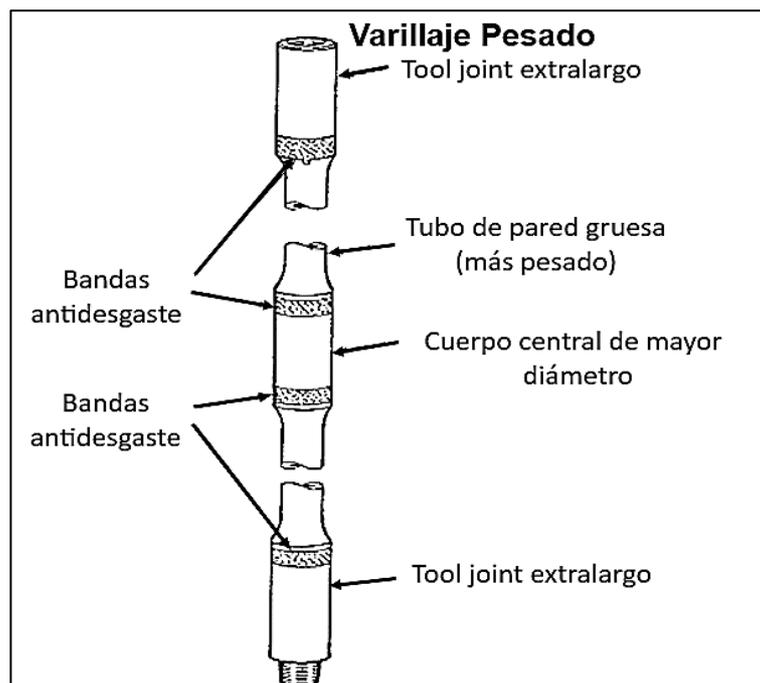
La tubería de perforación pesada se construye con paredes más gruesas que las tuberías de perforación estándar. Se ubican sobre los lastrabarrenas, es decir en la zona de transición entre los lastrabarrenas y tuberías más dúctiles de perforación. Se utilizan en perforaciones de 6" o 8 1/2" donde el efecto de pandeo es mínimo (Herrera, 2020b).

### Ventajas

- ✓ Reduce la flexibilidad de las conexiones BHA.
- ✓ De fácil y rápido manejo.
- ✓ Reducen el atrapamiento diferencial.
- ✓ Se emplea en perforación direccional.
- ✓ Mantiene la tensión en la rotación de la tubería de perforación.

### Diseño

La figura 12 muestra el diseño de la tubería de perforación pesada, que considera mayor espesor de pared, refuerzo metálico externo y diseño exterior espiral.



**Figura 12.** Diseño de tubería de perforación pesada.

**Fuente:** (Herrera Herbert 2020a).

## **2.5 LODOS DE PERFORACIÓN**

El lodo de perforación es una serie de fluidos líquidos, sólidos y gaseosos, utilizados en operaciones de perforación de pozos de sondeo en la tierra. En ocasiones, se lo conoce como fluido de perforación (Schlumberger 2023).

### **2.5.1 Funciones básicas del lodo de perforación.**

Herrera en 2020, determina las siguientes funciones básicas del fluido de perforación:

- ✓ Suministra potencia hidráulica a la barrena, para mantener la máxima tasa de penetración.
- ✓ Transporta las esquirlas de la roca y el detritus de la perforación, hacia la superficie mediante el espacio anular.
- ✓ Recubre las paredes del pozo, formando una costra que evita su desmoronamiento o la filtración del agua hacia la formación.
- ✓ La densidad del lodo contrasta la presión de formación.
- ✓ Reduce la fricción en el pozo.
- ✓ Soporta el peso de la sarta de perforación.
- ✓ Protege formaciones productivas.
- ✓ Protege la sarta y tubería de revestimiento de la corrosión.

## 2.5.2 Clasificación de los tipos de fluidos de perforación.

Los tipos de formación y las características del sondeo establecen la composición del fluido en un pozo (Daering 2022). La figura 13 muestra los tipos básicos de fluidos de perforación:



**Figura 13.** Tipos de lodos de perforación.

**Fuente:** Autoría propia.

### ✓ **Lodos con base de agua.**

Los lodos con base de agua son ampliamente utilizados en la perforación de los pozos (aproximadamente el 80 % de todos los pozos). Este tipo de sistemas se compone de una fase líquida continua de agua, un conjunto de sólidos reactivos y no reactivos para la obtención de propiedades especiales (Daering 2022). Las principales características son:

- Económico de mantener.
- Fácil uso.
- Crea un recubrimiento que protege al pozo.
- Composición variable en función de calidad y tipo de agua, arcillas y aditivos químicos.

✓ **Lodos con base de aceite**

Este tipo de lodos se desarrollaron para enfrentar varios problemas de perforación, como formaciones de arcilla, aumento de temperatura en el fondo de pozo, presencia de contaminantes y atascos de tuberías. Sus características son:

- Uso específico para perforar formaciones solubles en agua.
- Alto costo de mantenimiento.
- En función de la proporción, la emulsión inversa va desde 10 a 30% de crudo.

✓ **Lodos con aire o gas**

Se consiguen tasas de penetración altas.

Uso limitado debido a que el 1% de fluidos de perforación utilizados son de este tipo.

## **2.6 TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO GGV**

El campo de estudio empezó sus operaciones petroleras (perforación) a través del método de percusión. Este método es una técnica utilizada a inicios de la industria petrolera en el sector Santo Tomás para crear los primeros pozos productores. Este método implica el uso de una herramienta de perforación llamada "martillo de fondo" que se utiliza para golpear repetidamente el terreno y romper las rocas en el subsuelo (Aguirre and Hidalgo 2015).

El proceso comienza con la instalación de una plataforma de perforación en el lugar deseado. Se colocan estructuras de soporte y se aseguran en su lugar para proporcionar estabilidad durante la perforación. Posteriormente, se despliega una torre de perforación que sostiene y guía la herramienta de perforación (Escobar et al. 2019).

El martillo de fondo se compone de una tubería de perforación, un conjunto de martillos y una broca en el extremo inferior. La tubería de perforación se desliza hacia abajo a través de la torre de perforación y se hace girar para guiar la broca al punto de inicio de la perforación (Pilatásig 2018).

Una vez que la broca alcanza la superficie de la tierra, los martillos en el martillo de fondo se activan, generando un impacto en la broca. Esto crea una fuerza de percusión que se transmite a través de la broca y se utiliza para golpear/romper las rocas del subsuelo. La broca está diseñada con dientes afilados o insertos de metal duro que facilitan la penetración y la fragmentación de rocas (Matute and Llerena 2009).

A medida que el martillo de fondo golpea la broca, la tubería de perforación se va introduciendo más profundamente en el suelo. También, se utilizan sistemas de elevación y rotación para levantar y girar la tubería de perforación, permitiendo que la broca continúe perforando el suelo; además, se suelen utilizar lodos de perforación para enfriar la broca, lubricar la tubería y llevar los recortes de roca a la superficie. Estos lodos también ayudan a estabilizar las paredes del pozo y evitan posibles colapsos (Aguirre and Hidalgo 2015).

Finalmente, el proceso de perforación continúa hasta alcanzar la profundidad deseada o yacimiento de petróleo. Una vez que se completa la perforación, se instalan tuberías de revestimiento en el pozo para proteger las paredes y prevenir filtraciones indeseadas.

## 2.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SOFTWARE DE LANDMARK (COMPASS, StressCheck, WELLPLAN)

### ✓ COMPASS.

Empleado para planear la trayectoria del pozo, se caracteriza principalmente por realizar la planificación de mediciones de la trayectoria del pozo, la optimización de torque y arrastre. (Cárdenas, 2012)

Se compone de tres módulos:

- ◇ Trayectoria.
  - ◇ Planificación
  - ◇ Anticolisión
- 
- **Trayectoria:** permite calcular la trayectoria del pozo considerándola como el conjunto de observaciones realizadas con la misma herramienta en una misma corrida. Existen dos métodos que permiten revisar los datos de la trayectoria y evitar el ingreso incorrecto de los mismos mediante la validación al ingreso, que aislará los datos erróneos, y de curva variante que resalta la inconsistencia de los datos.  
También permite obtener gráficos para comparar datos de trayectoria para un número diferente de variables
  - **Planificación:** diseña la forma del pozo, mediante la construcción de la trayectoria por secciones. Por cada sección es posible tener varios planes que se puedan basar en formas de pozo.  
El optimizador de pozo integra una herramienta para el análisis de torque y arrastre al módulo de planeación. De este modo se determina la mejor combinación de parámetros de trayectoria que llevan a la solución de costo mínimo, anticolisión o torque y arrastre.
  - **Anticolisión:** permite revisar la separación del pozo planeado contra pozos vecinos mediante gráficas que indican la proximidad (spider, cilindro viajante). Los cálculos de anticolisión son integrados con la incertidumbre del pozo en

gráficas. De esta manera es posible tener todas las funcionalidades para el diseño de trayectoria, monitoreo y análisis (métodos de planificación de trayectoria, monitoreo, torque y arrastre, anticolisión con cilindro viajero y elipse de incertidumbre).

### **Principios de funcionamiento.**

**Diseño actual:** es el equivalente a lo conocido como “camino definitivo” que representa el pozo perforado.

**Diseño Prototipo:** es el plan no principal, es decir una propuesta a la trayectoria que tendrá el pozo perforado.

**Diseño planeado:** es el plan de pozo definitivo aprobado para la perforación.

### ✓ **StressCheck.**

Determina las profundidades para la colocación de las tuberías de revestimiento, así como también el diseño óptimo de tuberías. (Cárdenas, 2012)

Tiene como objetivo generar el diseño del revestidor más económico basándose en las cargas definitivas por el usuario. Mediante el uso de herramientas gráficas, el software permite la evaluación sistemática de los límites de desgaste del revestidor, costo mínimo, diseño triaxial y esfuerzos operativos para estallido, colapso e instalación axial al igual que otras cargas que sufriría el revestidor en su vida productiva.

El programa puede ser empleado para diseñar revestidores que cumplan todos los criterios relevantes desde la superficie hasta la profundidad total. De esta manera es posible ahorrar costos significativos en los costos totales de los revestidores al brindar fórmulas automáticas para los valores reales de estallido, colapso y cargas axiales en vez de utilizar el caso tradicional de máxima carga al igual que optimiza la longitud y las secciones de los revestidores.

### **Principios de funcionamiento**

El software StressCheck es un aplicativo único, gráfico e interactivo que permite diseñar los revestidores con rapidez y precisión según el caso de cargas y factores de diseño especificados en formulario de datos.

Los casos de cargas son los perfiles de presión o cargas axiales usados para modelar un evento de perforación o de producción. Mediante StressCheck es posible definir los casos estándares que tienen un amplio uso en la industria.

Los factores de diseño serán los factores de seguridad mínimos a cualquier profundidad, por otra parte, los factores de diseño de estallido, colapso, axial y triaxial pueden ser especificados globalmente para todas las tuberías o mediante un caso de carga en particular.

#### ✓ **WELLPLAN**

Permite optimizar el agujero perforado mediante consideraciones de torque y arrastre en el pozo, reduciendo fuerzas de contacto, pandeo y fatiga.

Los análisis de torque y arrastre se presentan usando WELLPLAN. Hay muchos otros análisis disponibles, como análisis de hidráulica y los análisis de pistoneo, velocidad de viaje de la sarta de perforación y control del pozo. (Quispe Camacho & Remache Oyaque, 2009)

# CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

## 3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se enfoca en el método hipotético-deductivo el cual corresponde al método científico, el mismo que se basa en un ciclo de inducción y deducción. Según Castro (2022):

El método hipotético-deductivo se realiza en base a las teorías previas con el fin de mejorar y adquirir nuevos conocimientos; por lo tanto, se distingue por ser el método de investigación más completo debido a que se plantea una hipótesis que se puede analizar tanto de forma deductiva como de forma inductiva (pág. 6).

Esto indica que se debe validar la investigación con base a los resultados que se obtengan debido a que se formula en los procedimientos lógicos para buscar solución a los problemas existentes. Además, tiene las siguientes consideraciones:

- ✓ Analizar el fenómeno a estudiar.
- ✓ Deducir las consecuencias o implicaciones más elementales de la hipótesis general correspondiente a la deducción.
- ✓ Formular hipótesis para contrastar el fenómeno en estudio y comprobar los enunciados deducidos en relación a la experiencia lo cual corresponde a la inducción.

De este modo, se determinarán los problemas operacionales que han surgido en la perforación de los pozos del campo Gustavo Galindo correspondientes a la arena Santo Tomás; finalmente, se definirán técnicas actuales de perforación que garanticen la integridad de los pozos durante la etapa productiva.

### **3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La presente investigación consiste en evaluar las técnicas de perforación aplicables en el campo Gustavo Galindo Velasco mediante revisión bibliográfica. Por otra parte, para Sergey (2022) la investigación documental permite recolectar la información de manera más fácil y permite organizar las ideas de diferentes autores para plantear nuevas soluciones o consideraciones; a continuación, se describen tres tipos de investigaciones que se implementarán para el cumplimiento de los objetivos:

- ✓ *Investigación documental:* se implementa debido a la indagación principal del caso de estudio ya que se utilizarán las fuentes documentales como libros, artículos científicos, archivos entre otros documentos.
  
- ✓ *Investigación descriptiva:* se utiliza debido a que se pretende describir los procedimientos, características o propiedades; que obtienen mayor alcance de la investigación.
  
- ✓ *Investigación cuantitativa:* es necesaria ya que abarca un análisis de la información existente. En este grupo también forman parte los datos que se utilicen en el proceso de la investigación.

### **3.3 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación corresponde al tipo no experimental, debido a que se manipularán las variables independientes; es decir, que estas variables pueden variar intencionalmente. Por tal razón, el fenómeno está sujeto tal y como se origina en un contexto natural después de analizarlos, este comportamiento será obtenido con las simulaciones del software Landmark (Salvatierra, 2022).

### **3.4 POBLACIÓN DE ESTUDIO Y TAMAÑO DE MUESTRA**

La población para este estudio es finita, es decir, que está formada por los pozos que existen en la arena Santo Tomás. Estos se definirán en base a la disponibilidad de la

información de pozos; es decir, existe un número limitado de pozos que son medibles y contables. El tipo de muestreo que se implementará corresponde al aleatorio simple perteneciente a las técnicas probabilísticas.

### 3.5 PROCESAMIENTO DE LOS DATOS



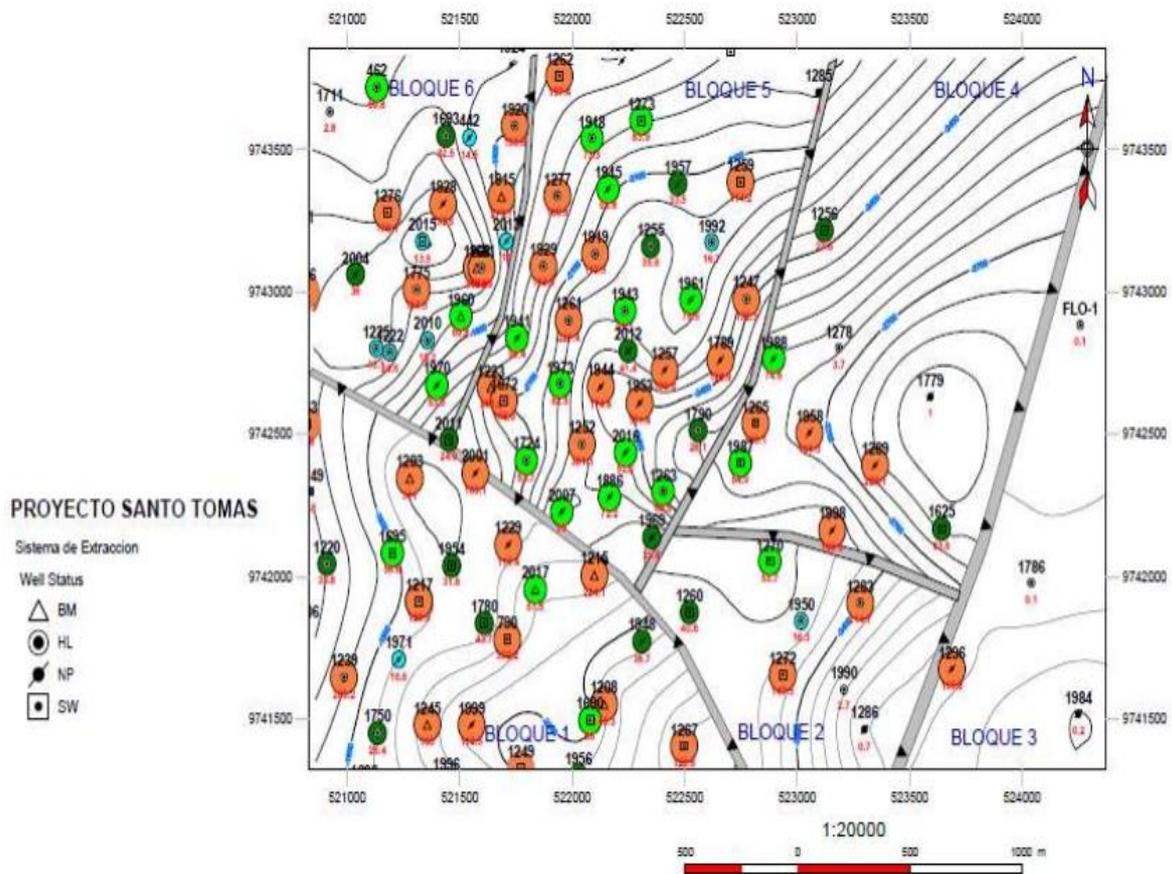
**Figura 14.** Esquema metodológico de la investigación.

**Fuente:** Autoría propia.

### 3.6 UBICACIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE EL MODELO AREAL

El procedimiento para la ubicación de un nuevo pozo de desarrollo es el siguiente:

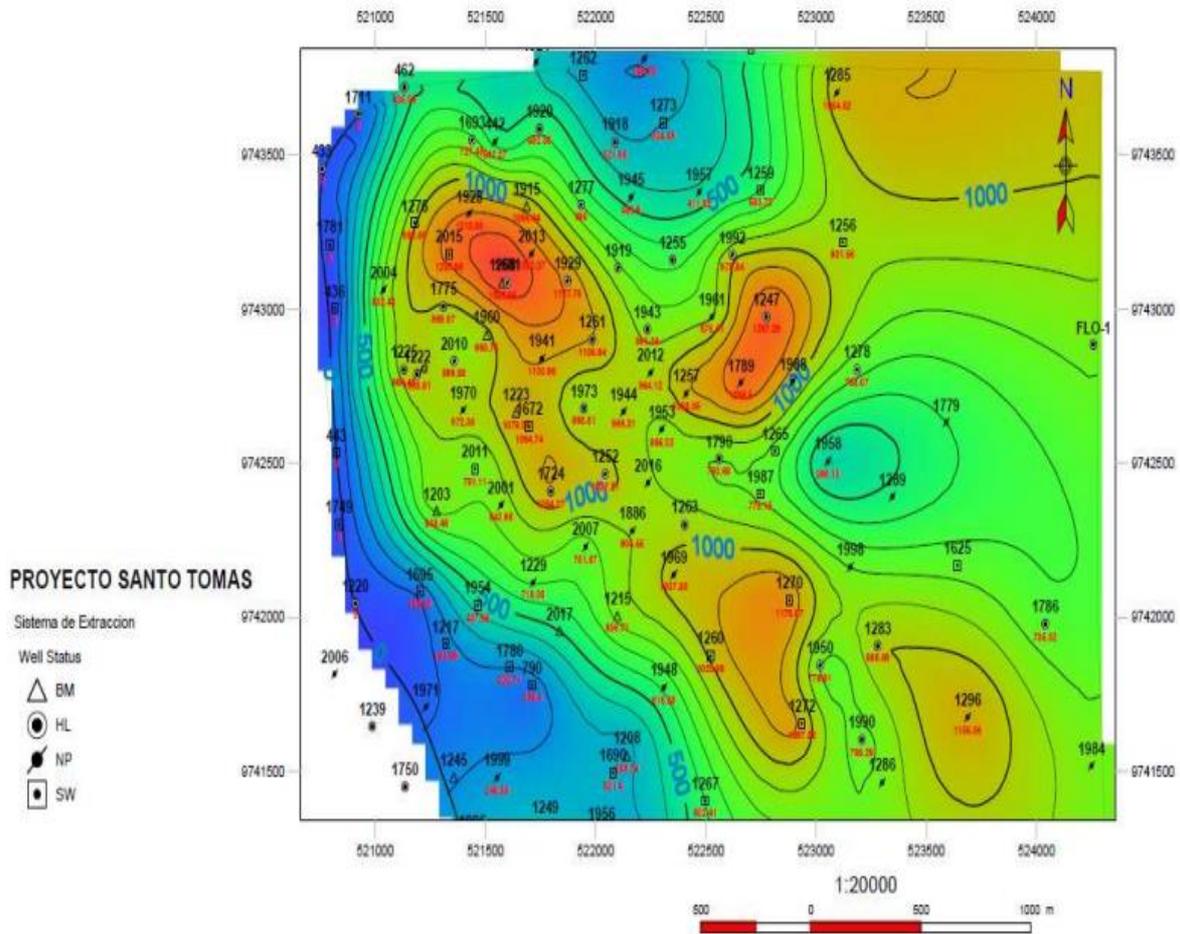
1. Analizar el mapa estructural de la arenisca Santo Tomás para ubicar los altos estructurales donde será ubicado el pozo.



**Figura 15.** Mapa de ubicación de bloques del yacimiento Santo Tomás.

**Fuente:** Factibilidad de incremento de reservas en la Arenisca Santo Tomás en el campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco” (2011).

Se selecciona el Bloque 2, debido a que posee arenas con espesores considerables de 290 pies de promedio.



**Figura 16.** Mapa Isópaco de la Arenisca Santo Tomás.

**Fuente:** Factibilidad de incremento de reservas en la Arenisca Santo Tomás en el campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco” (2011).

2. Conocer las reservas remanentes totales de cada bloque en el yacimiento Santo Tomás, para asegurar la factibilidad del proyecto.

Como se puede observar en la tabla 6, el Bloque 2 tiene la mayor cantidad de reservas remanentes, esto es un buen indicio para la factibilidad del proyecto.

3. Determinar el área de drenaje de los pozos que ya existen en el campo, con la finalidad de ubicar los pozos en un punto, donde no interfiera con la producción de los pozos vecinos, considerando la distancia entre pozos. Para el cálculo del radio de drenaje utilizamos la siguiente ecuación:

$$r = \sqrt{\frac{43560 \cdot B_o \cdot N_p}{7758 \cdot \phi \cdot S_w \cdot h \cdot \pi}} \quad (1)$$

Suponiendo que área de drenaje es circular, se obtiene lo siguiente:

$$A = \pi * r^2 \quad (2)$$

Remplazando las variables se obtiene la siguiente ecuación:

$$A = \frac{43560 * B_o * N_p}{7758 * \phi * S_w * h} \quad (3)$$

Donde

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo (Bls/BF)

$N_p$  = Petróleo acumulado (Bls)

$\phi$  = Porosidad (%)

$S_w$  = Saturación de agua (%)

$h$  = Espesor neto de la arena (pies)

Para esta investigación se han considerado los siguientes pozos del Bloque 2 del yacimiento Santo Tomás: ANC1270, ANC1260, ANC1272 y ANC1250 (ver tabla 7).

**Tabla 6.** Reservas para las areniscas Santo Tomás.

Campo	Yacimiento	Bloque	Porosidad (fracción)	Sw (fracción)	Bo (BY/BN)	Volumen de la roca (Acre/pies)	POES (MMBls)	FR (%)	Reservas probadas totales (MMBls)	NP Totales (MMBls)	Reservas remanentes totales (MMBls)
ANCON	Santo Tomás	Bloque 1	0.11	0.64	1.2	34649	8.87	9	0.8	0.49	0.31
ANCON	Santo Tomás	Bloque 2	0.11	0.64	1.2	48052	12.3	9	1.11	0.48	0.63
ANCON	Santo Tomás	Bloque 3	0.11	0.64	1.2	11429	2.93	9	0.26	0.14	0.12
ANCON	Santo Tomás	Bloque 4	0.11	0.64	1.2	41887	10.72	9	0.97	0.62	0.35
ANCON	Santo Tomás	Bloque 5	0.11	0.64	1.2	110025	28.17	9	2.54	2.5	0.04
ANCON	Santo Tomás	Bloque 6	0.11	0.64	1.2	51620	13.22	9	1.19	0.98	0.21

Fuente: (Rodríguez, 2011).

**Tabla 7.** Área de drenaje del Bloque 2 del yacimiento Santo Tomás.

Campo	Yacimiento	Pozo	Bloque	Np (MMBls)	Bo (BY/BN)	H (pies)	Porosidad (fracción)	Sw (fracción)	FR (%)	Área (Acres)	Área (m <sup>2</sup> )	Radio (m)
ANCON	Santo Tomás	ANC1270	Bloque 2	53804	1.2	275	0.11	0.64	9	8.49132856	34364.40668	104.6
ANCON	Santo Tomás	ANC1260	Bloque 2	40728	1.2	275	0.11	0.64	9	6.427678789 2	26012.81606	91
ANCON	Santo Tomás	ANC1272	Bloque 2	147684	1.2	380	0.11	0.64	9	16.8672245	68261.65757	147.4
ANCON	Santo Tomás	ANC1250	Bloque 2	16316	1.2	215	0.11	0.64	9	3.293586032	13329.14267	65.1

Fuente: (Rodríguez, 2011).

4. Por medio del análisis de los mapas estructurales y de las áreas de drenaje, se puede ubicar las coordenadas de los nuevos pozos. Finalmente, se considera perforar dos nuevos pozos, los cuales tienen las siguientes coordenadas:

**Tabla 8.** Coordenadas de nuevos pozos.

Nombre del pozo	X	Y
POZO 1	522745	9741860
POZO 2	522868	9741408

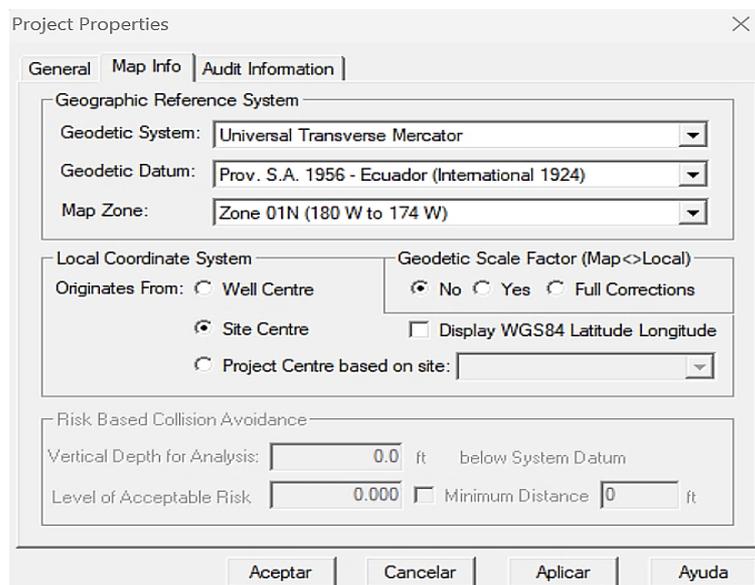
Fuente: (Rodríguez, 2011).

### 3.7 SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE LANDMARK

#### 3.7.1 Diseño del pozo 1.

##### ✓ Diseño de la trayectoria en COMPASS

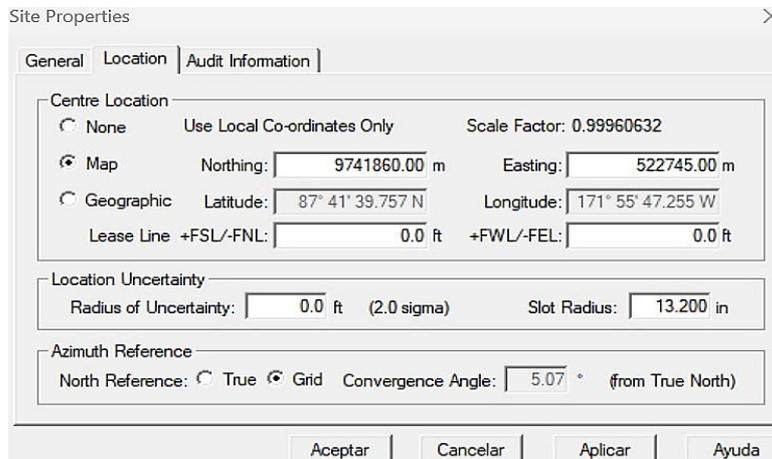
Para el diseño de la trayectoria del pozo 1, se selecciona en “File” y se agrega el nombre del campo en este caso se le agregó “Campo GGV”; dentro de este apartado se crea un nuevo proyecto y se agrega el nombre de la arena que se le asignó “Santo Tomás”; posteriormente, se selecciona las características de la región en estudio como se detalla en la Figura 17.



**Figura 17.** Datos de localización del campo GGV.

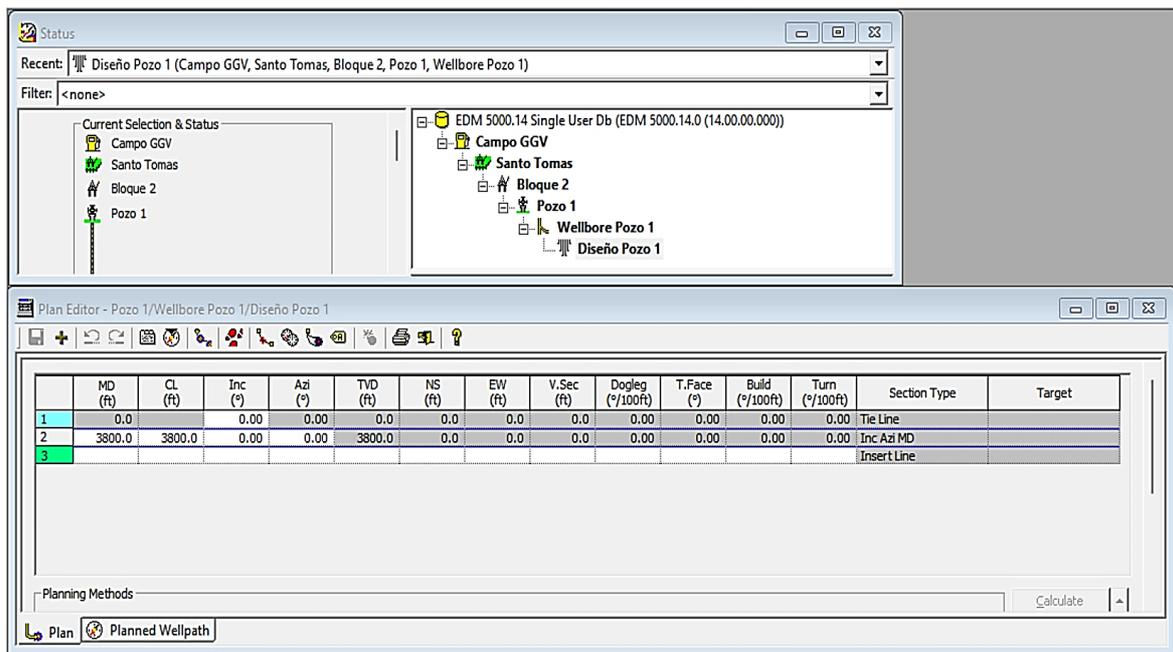
Fuente: (COMPASS, 2016).

Luego se aplica y acepta, y automáticamente se crea el sitio donde se agrega las coordenadas del pozo tal y como se detalla en la Figura 18.



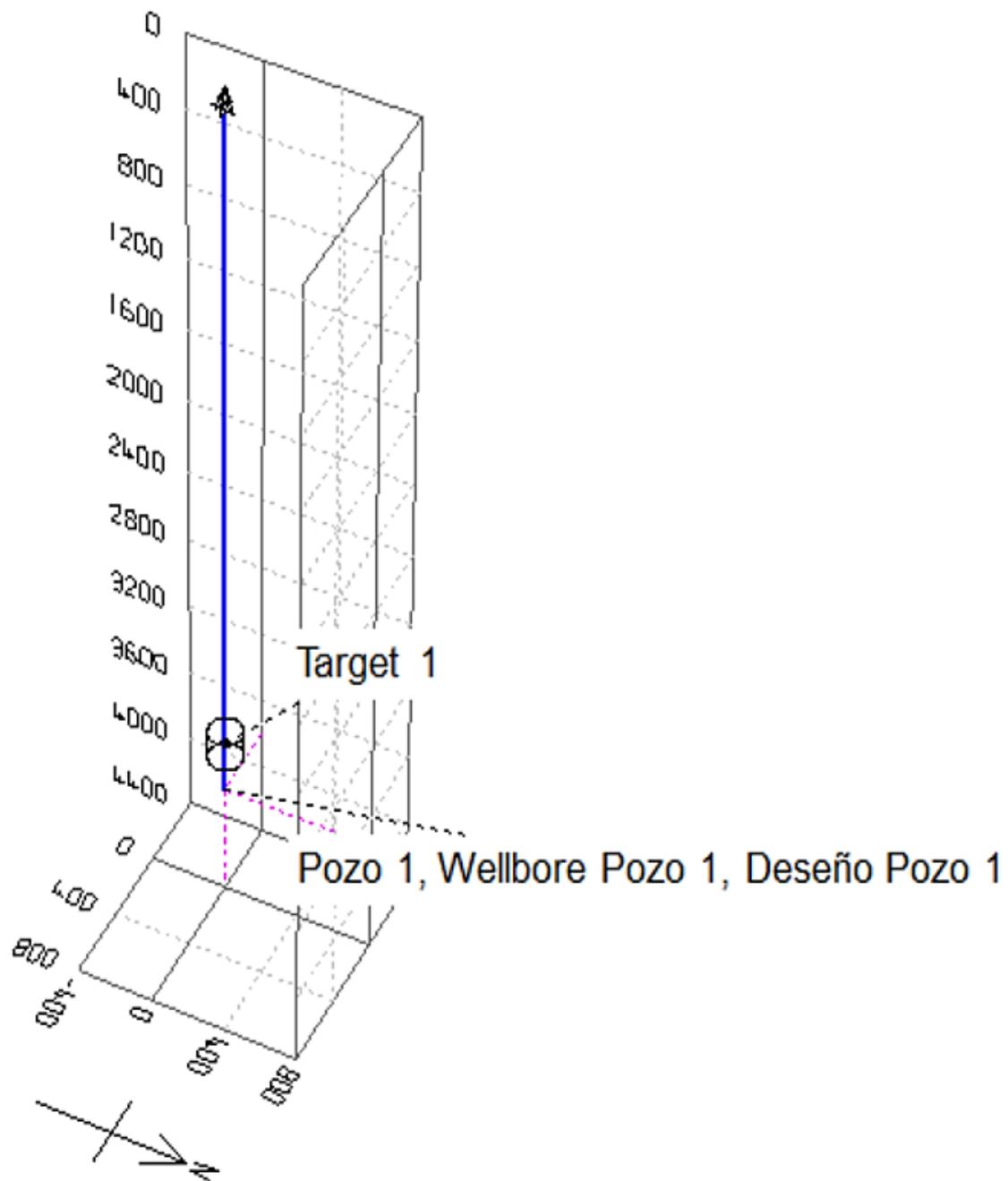
**Figura 18.** Propiedades del sitio de la perforación en el bloque 2.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

Posteriormente, se coloca el nombre del pozo a perforarse “Pozo 1” en la parte de “General” y se colocan las mismas coordenadas métricas en la parte de “Location”; luego, se abre la sección de “Wellbore” y “Design” para colocar los nombres respectivamente del pozo. Después, se habilita la sección de planeación del pozo, en la Figura 19 se puede visualizar las secciones creadas y la profundidad final del pozo 1, el cual parte desde superficie y corresponde a un pozo vertical. Luego de haber ingresado toda la información se guarda y se cierra las pestañas de planeación.



**Figura 19.** Plan de perforación del Pozo 1.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

Continuando con el proceso de perforación, se procede a definir el objetivo para ello se sitúa en la sección de “Wellbore” y se selecciona “Target” se le asigna el nombre del objetivo y se coloca la profundidad vertical verdadera del objetivo en la parte céntrica, para el pozo 1, se colocó 3525 ft, 75 ft de espesor arriba y abajo y un radio de 90 ft en “Geometry”. En la Figura 20, se puede observar la trayectoria del pozo con el objetivo en 3D.

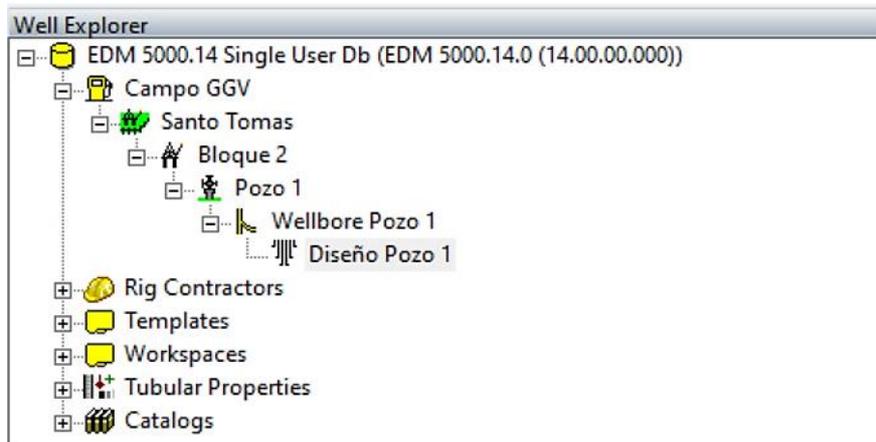


**Figura 20.** Trayectoria del pozo 1 en 3D.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

### ✓ Diseño del esquema de pozo en StressCheck

Luego de haber diseñado la trayectoria del pozo y el objetivo en Compass, se procede a utilizar el simulador StressCheck para realizar el esquema del pozo 1. Para ello, se realizaron los siguientes pasos:

1. **Selección de los datos de Compass en StressCheck.** En la Figura 21, se muestra el procedimiento final, en la parte de “Well Explorer” deslizar hasta el diseño del pozo 1; donde, se tendrá que seleccionar para habilitar la sección de “Associated Data Viewer”.



**Figura 21.** Diseño del pozo 1.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

2. **Datos de la trayectoria en StressCheck.** A partir de este paso los siguientes puntos se realizan en orden tal y como lo indica en “Associated Data Viewer”, con la finalidad de evitar errores en la simulación; por lo tanto, los datos de la trayectoria se encuentran almacenados en “Wellpatch”, los datos se cargan automáticamente seleccionando dos veces la opción mencionada; adicionalmente se debe verificar que los datos cambien de 0 a la cantidad de estaciones y la profundidad del pozo en “Details”.
3. **Ingreso de las presiones de poro.** Los datos de las presiones de poro se deben colocar en “Pore Pressure”, en la Figura 22, se puede visualizar los datos ingresados, donde primero se ingresó las profundidades desde superficie hasta el final de la perforación, luego la presión de poro del Anexo B y el software calcula automáticamente las densidades del poro en “ppg”.

	Vertical Depth (ft)	Pore Pressure/EMW		Permeable Zones
		(psi)	(ppg)	
1	0.0	0.00	8.33	No
2	100.0	59.24	11.40	No
3	200.0	96.99	9.34	No
4	300.0	165.43	10.61	No
5	400.0	196.28	9.45	No
6	500.0	293.96	11.32	No
7	600.0	354.89	11.39	No
8	700.0	404.45	11.12	No
9	800.0	481.88	11.60	No
10	900.0	506.05	10.82	No
11	1000.0	472.24	9.09	No
12	1100.0	510.39	8.93	No
13	1200.0	561.21	9.00	No
14	1300.0	649.12	9.61	No
15	1400.0	724.64	9.96	No
16	1500.0	796.34	10.22	No
17	1600.0	802.03	9.65	No
18	1700.0	773.68	8.76	No
19	1800.0	758.35	8.11	No
20	1900.0	961.32	9.74	No
21	2000.0	1050.38	10.11	No
22	2100.0	1088.13	9.97	No
23	2200.0	1127.57	9.87	No
24	2300.0	1075.37	9.00	No
25	2400.0	1217.84	9.77	No

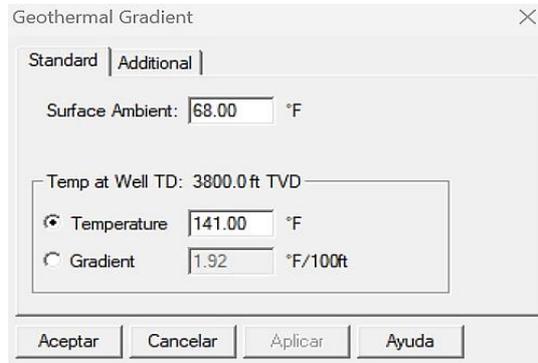
**Figura 22.** Presiones de poro para cada profundidad del pozo 1.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

**4. Ingreso de las presiones de fractura.** Para este punto el procedimiento es el mismo del ingreso de las presiones de poro, en la Figura 23 se puede observar cómo quedan los valores ingresados de profundidades y presiones de fractura para el pozo 1.

	Vertical Depth (ft)	Fracture Pressure/EMW		Permeable Zones
		(psi)	(ppg)	
1	0.0	0.00	9.00	No
2	100.0	66.44	12.79	No
3	200.0	121.42	11.69	No
4	300.0	202.57	13.00	No
5	400.0	258.99	12.46	No
6	500.0	361.82	13.93	No
7	600.0	440.63	14.14	No
8	700.0	504.06	13.86	No
9	800.0	594.96	14.32	No
10	900.0	654.39	14.00	No
11	1000.0	676.91	13.03	No
12	1100.0	752.89	13.18	No
13	1200.0	832.64	13.36	No
14	1300.0	924.83	13.69	No
15	1400.0	1018.21	14.00	No
16	1500.0	1100.10	14.12	No
17	1600.0	1155.73	13.90	No
18	1700.0	1207.58	13.67	No
19	1800.0	1259.83	13.47	No
20	1900.0	1404.84	14.23	No
21	2000.0	1503.77	14.47	No
22	2100.0	1582.64	14.51	No
23	2200.0	1646.92	14.41	No
24	2300.0	1530.10	12.81	No
25	2400.0	1672.24	13.41	No

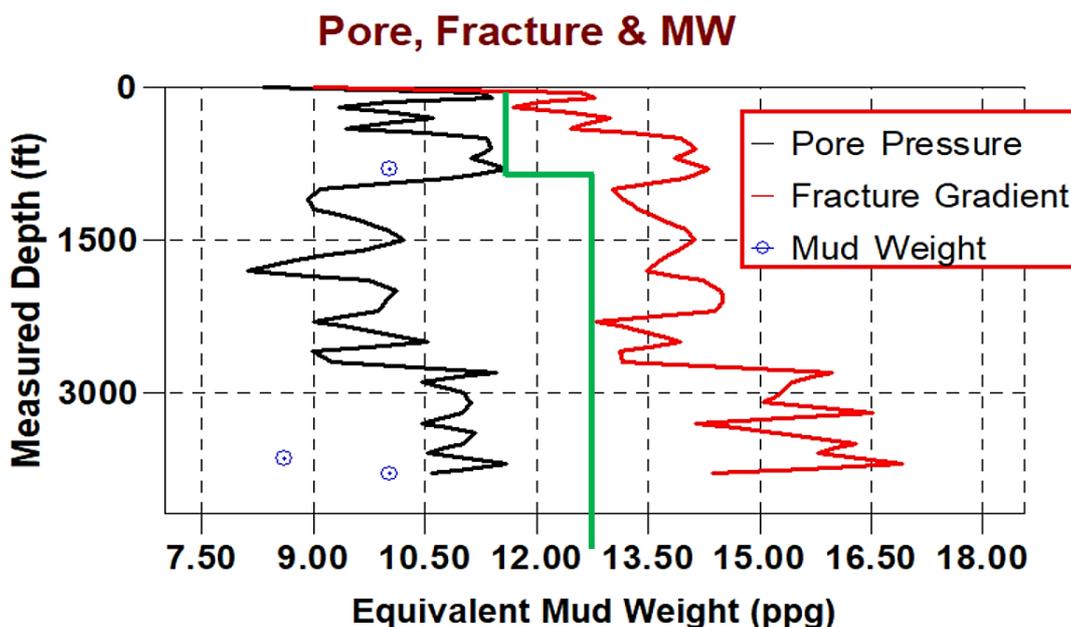
**Figura 23.** Presiones de fractura para cada profundidad del pozo 1.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

5. **Gradiente geotérmico.** El siguiente punto, consiste en el ingreso del gradiente geotérmico. Como se detalla en la Figura 24, primero se ingresa la temperatura ambiente 68°F, luego se cambia la opción que viene por defecto “Gradient” por “Temperature” y se ingresa la temperatura del reservorio, en este caso 141°F.



**Figura 24.** Temperaturas para el gradiente geotérmico.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

6. **Definición de la cantidad de secciones de casing del pozo 1.** La cantidad de secciones del pozo 1 se definieron en base a las curvas de los gradientes de poro y de fractura; para la creación de la Figura 25, se dirigió a la herramienta de “View” luego a “Formation Plots” y se seleccionó “Pore, Fracture & MW Plot”. La línea de color verde se trazó manualmente y se tomó lectura de las profundidades, para este caso el primer trazo corresponde a 800 ft y el segundo trazo llega hasta el final de la perforación 3800 ft.



**Figura 25.** Curva de gradientes de StressCheck para el pozo 1.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

**7. Diseño del esquema mecánico del pozo 1.** En la Figura 26, se puede observar la configuración mecánica del pozo 1.

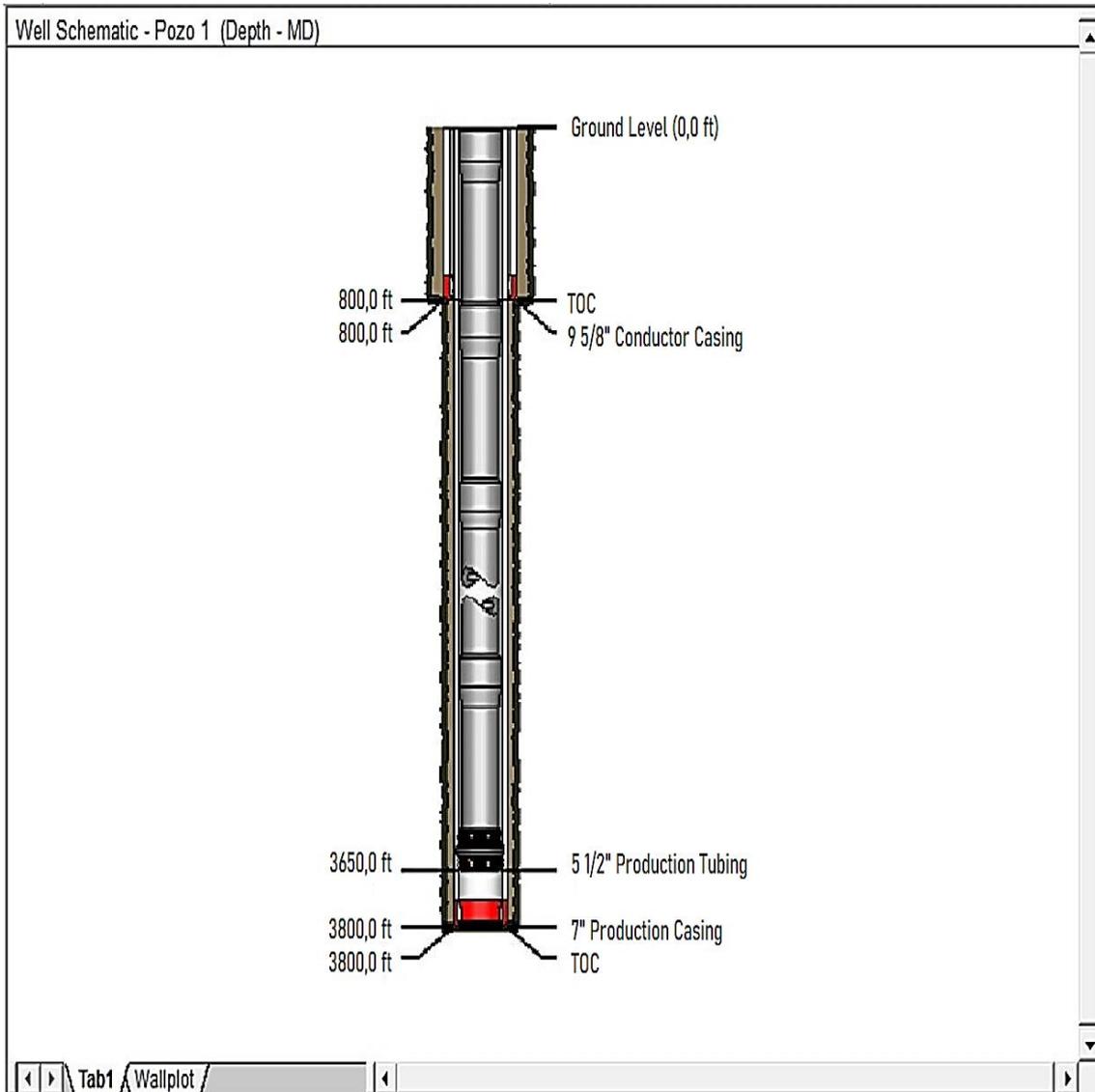
Debido a que son pozos someros y los pozos aledaños al bloque 2 se seleccionó un casing conductor de 9 5/8 in seguido de un casing de producción de 7 in y el tubing de 5 1/2 in; además, para los casing se les asignaron las profundidades definidas el paso anterior de la curva de los gradientes de poro y formación, en el caso del tubing, la profundidad se definió a 3650 ft. Los valores del TOC corresponden a las mismas profundidades y las densidades se agregaron automáticamente.

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	9 5/8"	Conductor	Casing	12.250	0.0	800.0	800.0	10.02
2	7"	Production	Casing	8.375	0.0	3800.0	3800.0	10.02
3	5 1/2"	Production	Tubing		0.0	3650.0		8.60
4								

**Figura 26.** Información del esquema mecánico del pozo.

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

Luego de haber realizado todos los procedimientos, para verificar que todo este correcto se debe dirigir a la herramienta de “View” y se selecciona “Well Schematic” y se obtendrá la Figura 27.



**Figura 27.** Esquema mecánico del pozo 1.

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

### ✓ **Diseño de la sarta de perforación del pozo 1 en WellPlan**

Para el diseño de la sarta de perforación se empleó el simulador Well Plan, al iniciar el programa se debe verificar que el pozo seleccionado corresponda al caso de estudio para que se cargue la trayectoria del pozo a perforarse y los gradientes de poro y fractura. Para el diseño de la sarta se basó las teorías para mantener la trayectoria del pozo.

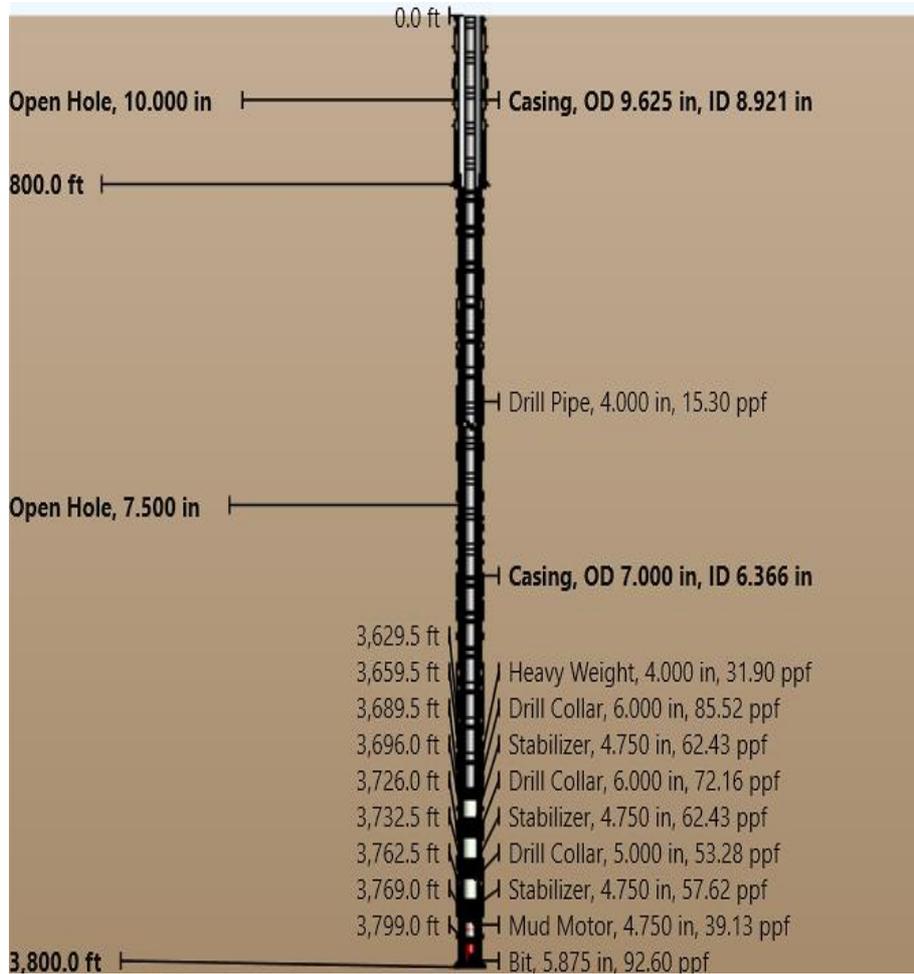
**Tabla 9.** Componentes de la sarta de perforación.

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint				Weight (ppf)	Material	Grade	Class
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)	ID (in)				
Drill Pipe	3,630	3,630	4	3.34	30	1.42	5.25	2.688	15.3	CS_API 5D/7	X	1
Heavy Weight	30	3,660	4	2.563	30	4	5.25	2.688	31.9	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Drill Collar	30	3,690	6	2	30				85.52	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	7	3,696	4.75	1	6.5	1.45	5.75		62.43	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	3,726	6	3	30				72.16	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	7	3,733	4.75	1	6.5	1.45	5.75		62.43	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	3,763	5	2.25	30				53.28	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	7	3,769	4.75	1	6.5	1.45	5.5		57.62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	30	3,799	4.75	1.25	30				39.13	SS_15-15LC	15-15LC MOD (1)	
Bit	1	3,800	5.875		1				92.6			

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

En la Tabla 9 se puede observar la descripción de cada componente que conforma la sarta de perforación del pozo 1, durante el ingreso de cada componente se verificó que no exista problemas con los diámetros para evitar errores en los análisis. Además, para la primera sección se definió la densidad del lodo en 13 ppg y para la segunda sección 11 ppg.

Posteriormente al ingreso de la sarta en el apartado de “Schematic” se puede observar el diagrama del pozo con la sarta, detallado en la Figura 28.



**Figura 28.** Sarta de perforación del pozo 1.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

Adicionalmente, se ingresó las propiedades promedio de la litología que existe en la arena Santo Tomás, como se detalla en la Figura 29, se incluyó tales aspectos para posteriormente hacer análisis de pegas de tuberías, torque y arrastre, y otros factores que generan retrasos en la perforación.

	TVD (ft)	MD (ft)	Name	Lithology
1	100.0	100.0	Arena calcárea	Shale, Calcarous
2	600.0	600.0	Arena gruesa	Sandstone, Coarse
3	2,200.0	2,200.0	Lutita	Shale
4	3,700.0	3,700.0	Arcilla	Clay
5	4,000.0	4,000.0	Arenisca	Sandstone

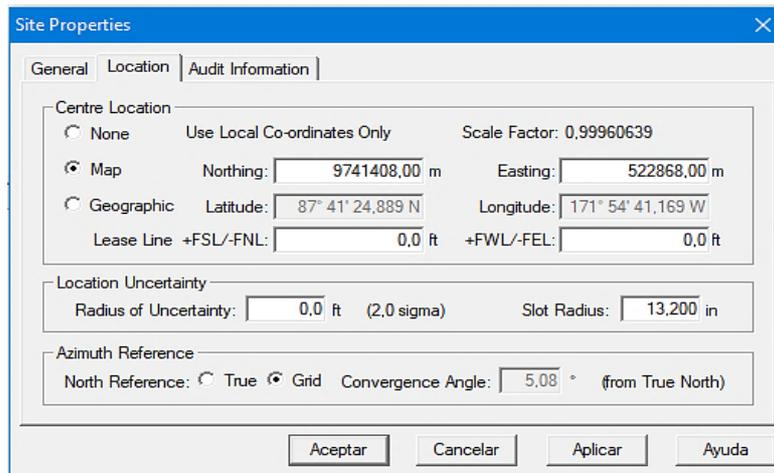
**Figura 29.** Litología de la arena Santo Tomás.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

### 3.7.2 Diseño del pozo 2

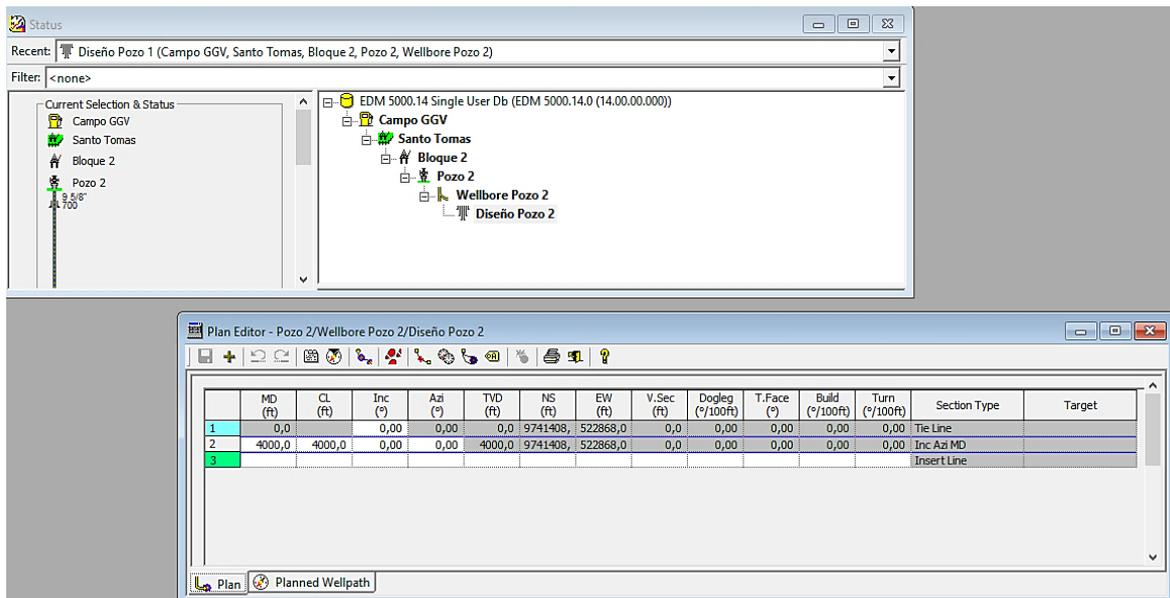
#### ✓ Diseño de la trayectoria en COMPASS

Para el diseño de la trayectoria del “Pozo 2” se sigue el mismo procedimiento utilizado para la creación del “Pozo 1”, aplicando el cambio en las coordenadas de ubicación del sitio y del pozo como se muestra en la siguiente figura 30.



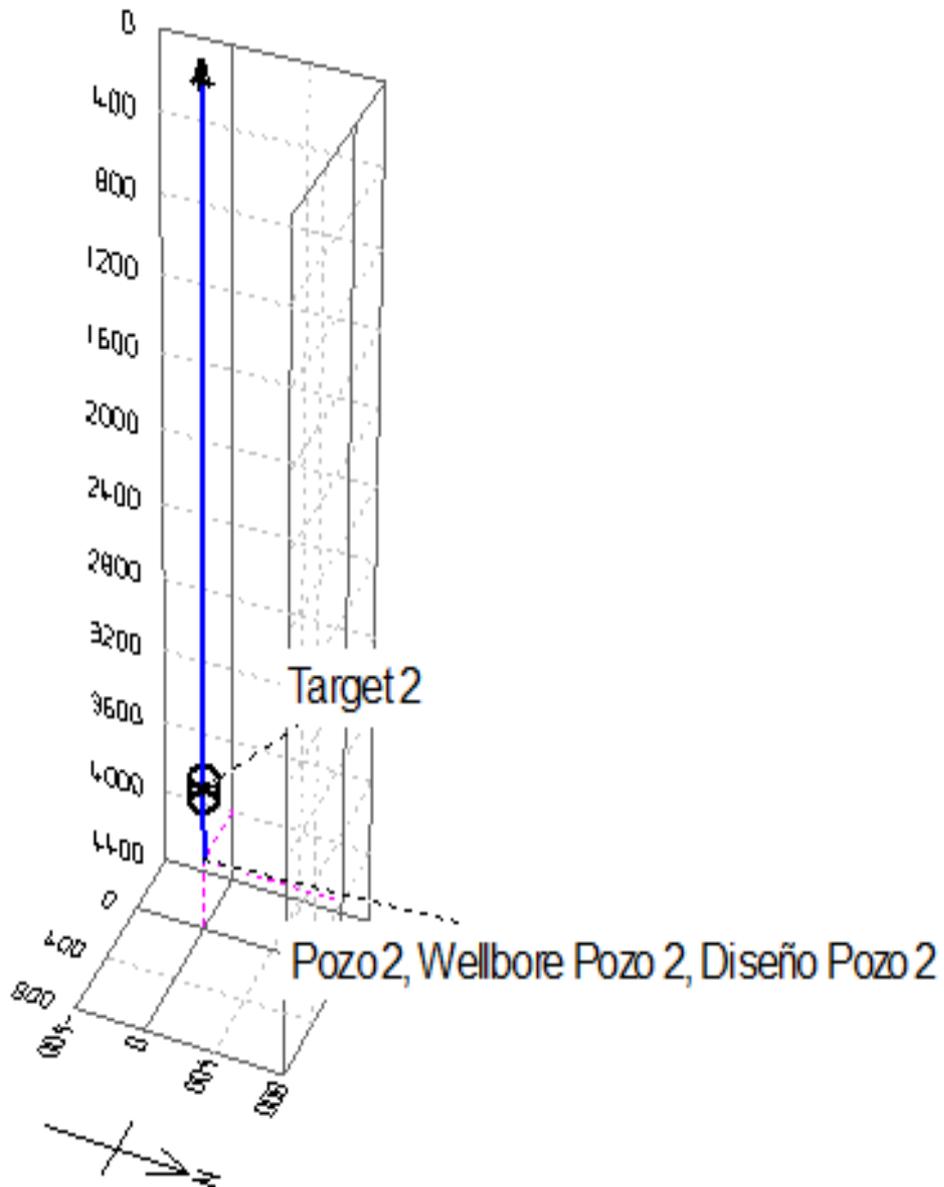
**Figura 30.** Propiedades del sitio de la perforación del Pozo 2.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

En las secciones “Wellbore” y “Desing” se digita el nombre del pozo. Y en la planeación del pozo se coloca la profundidad, en este caso se considera un pozo vertical de 4000 ft de profundidad (Figura 31).



**Figura 31.** Plan de perforación del Pozo 2.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

Asimismo, en la sección “Wellbore” se ingresan los datos del objetivo, el cual es denominado “Target 2”, tiene una forma circular, profundidad de 3600 ft, espesor de 140 ft y un radio de 75 ft (Figura 32).



**Figura 32.** Trayectoria del pozo 2 en 3D.  
**Fuente:** (COMPASS, 2016).

✓ **Diseño del esquema de pozo en StressCheck**

Para realizar el esquema del pozo 2 se realiza el mismo procedimiento utilizado en el diseño del pozo 1. En la sección “Pore Pressure” ingresamos las presiones de poro para cada punto de profundidad (Figura 33).

Vertical Depth (ft)	Pore Pressure/EMW		Permeable Zones
	(psi)	(ppg)	
1	0,0	8,33	No
2	100,0	9,82	No
3	200,0	9,53	No
4	300,0	8,92	No
5	400,0	9,43	No
6	500,0	9,55	No
7	600,0	8,89	No
8	700,0	10,01	No
9	800,0	11,53	No
10	900,0	12,33	No
11	1000,0	10,72	No
12	1100,0	12,15	No
13	1200,0	12,19	No
14	1300,0	10,81	No
15	1400,0	12,55	No
16	1500,0	12,06	No
17	1600,0	12,48	No
18	1700,0	12,67	No
19	1800,0	12,49	No
20	1900,0	12,66	No
21	2000,0	12,64	No
22	2100,0	9,45	No
23	2200,0	8,50	No
24	2300,0	9,21	No
25	2400,0	9,35	No
26	2500,0	7,60	No
27	2600,0	7,75	No
28	2700,0	9,05	No

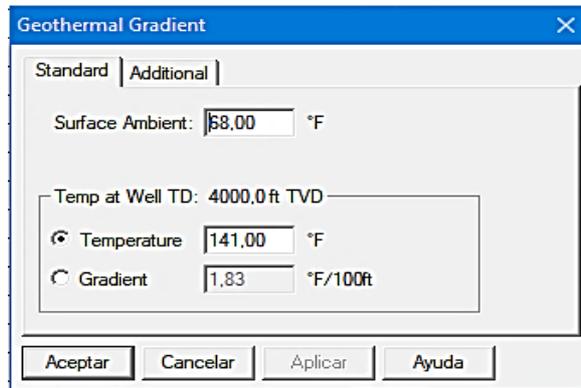
**Figura 33.** Presiones de poro para cada profundidad del pozo 2.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

Y en la sección “Frac Gradient” ingresamos los datos de presiones de fractura para cada punto en la profundidad (Figura 34).

Vertical Depth (ft)	Fracture Pressure/EMW	
	(psi)	(ppg)
1	0,0	9,00
2	100,0	11,55
3	200,0	11,84
4	300,0	11,81
5	400,0	12,46
6	500,0	12,78
7	600,0	12,54
8	700,0	13,45
9	800,0	14,51
10	900,0	13,35
11	1000,0	14,23
12	1100,0	14,95
13	1200,0	14,34
14	1300,0	14,57
15	1400,0	15,35
16	1500,0	15,05
17	1600,0	15,33
18	1700,0	15,14
19	1800,0	15,60
20	1900,0	15,18
21	2000,0	15,77
22	2100,0	14,51
23	2200,0	14,18
24	2300,0	14,53
25	2400,0	14,66
26	2500,0	13,95
27	2600,0	14,10
28	2700,0	14,72

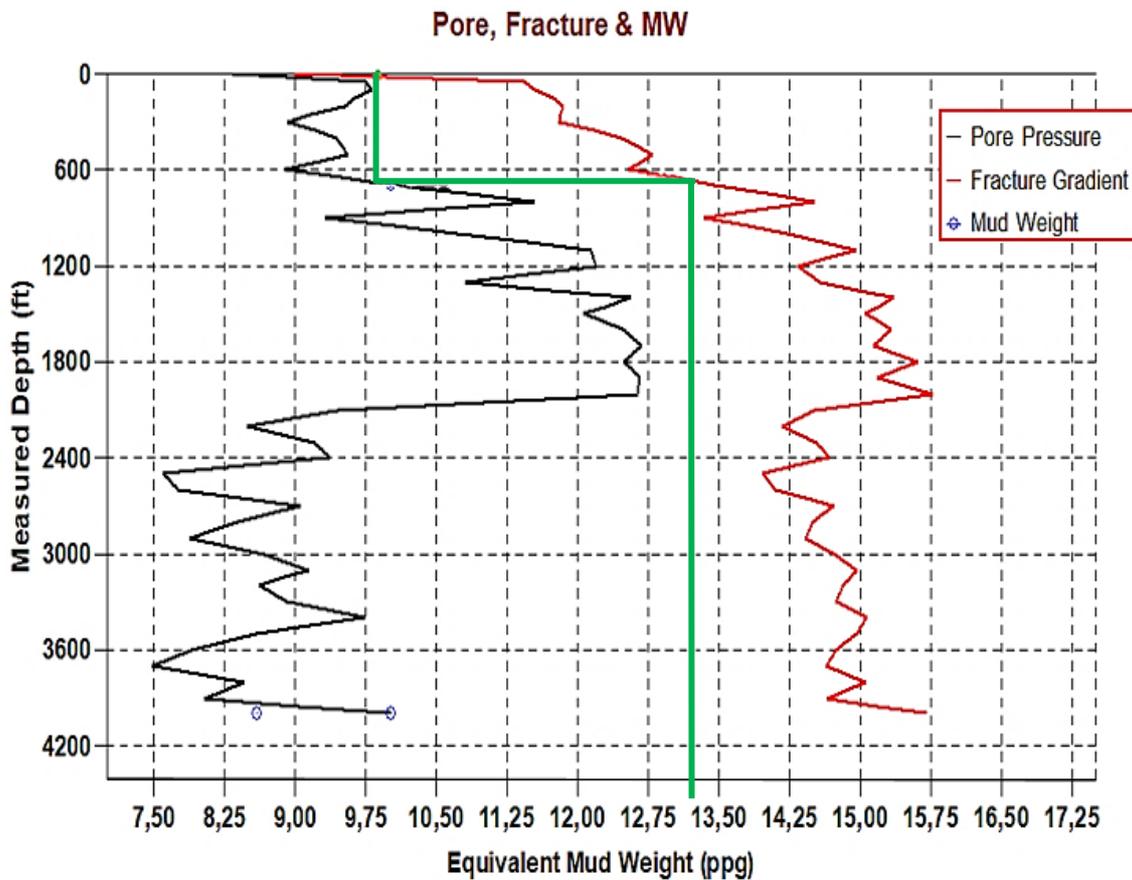
**Figura 34.** Presiones de fractura para cada profundidad del pozo 2.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

En la sección “Geothermal Gradient” se ingresan la temperatura ambiente y la temperatura del reservorio (Figura 35).



**Figura 35.** Temperaturas para el gradiente geotérmico.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

Las secciones de revestimiento del pozo 2 también fueron definidas mediante las curvas de gradiente de poro y de fractura como se muestra en la figura 36.



**Figura 36.** Curva de gradientes de StressCheck para el pozo 2.  
**Fuente:** (StressCheck, 2016).

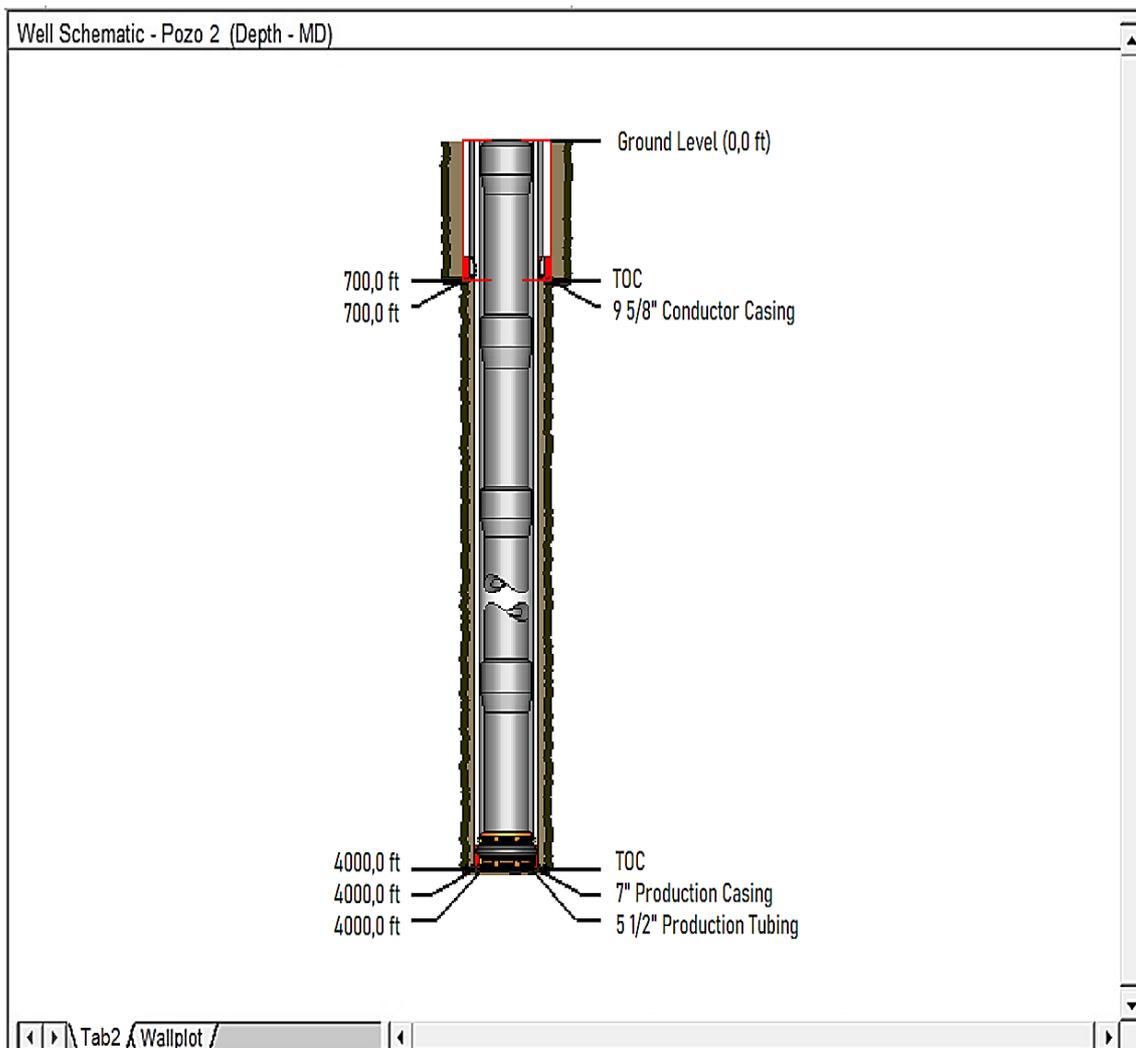
Como se observa en la figura 36, la primera sección del pozo tendrá una profundidad de 700 ft y la segunda sección 4000 ft. En la configuración mecánica del pozo se seleccionó un casing conductor de 9 5/8 in seguido de un casing de producción de 7 in y el tubing de 5 1/2 in, como se muestra en la siguiente figura 37.

Casing and Tubing Scheme								
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	9 5/8"	Conductor	Casing	12,250	0,0	700,0	700,0	10,02
2	7"	Production	Casing	8,000	0,0	4000,0	4000,0	10,02
3	5 1/2"	Production	Tubing		0,0	4000,0		8,60
4								

**Figura 37.** Información del esquema mecánico del pozo 2.

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

Finalmente se obtiene el siguiente diseño mecánico del pozo. (Figura 38).



**Figura 38.** Esquema mecánico del pozo 2.

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

✓ **Diseño de la sarta de perforación del pozo 2 en WellPlan**

Al igual que para el diseño de la sarta de perforación en el pozo 1, el diseño de la sarta de perforación del pozo 2 se basó en la teoría de mantener la trayectoria del pozo.

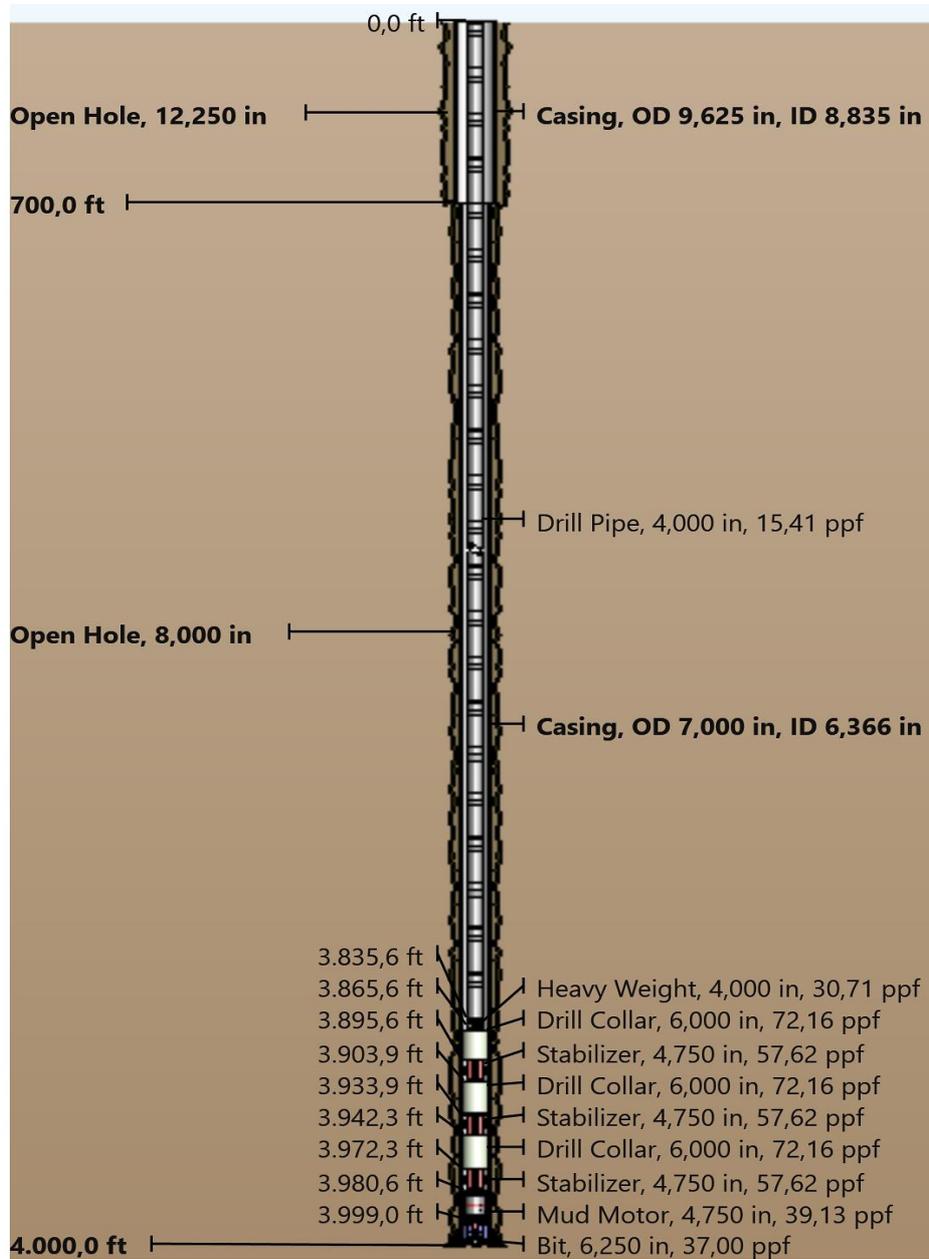
**Tabla 10.** Componentes de la sarta de perforación.

Type	Length	Depth	Body		Stabilizer / Tool Joint				Weight (ppf)	Material	Grade	Class
	(ft)		(ft)	OD	ID	Avg Joint Length (ft)	Length	OD				
			(in)	(in)	(ft)		(ft)	(in)				
Drill Pipe	3.836	3.836	4	3,34	30	1,42	4,875	2,813	15,41	CS_API 5D/7	E	2
Heavy Weight	30	3.866	4	2,5	30	4	5,25	2,5	30,71	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Drill Collar	30	3.896	6	3	30				72,16	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	8	3.904	4,75	1	8,3	1,45	5,5		57,62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	3.934	6	3	30				72,16	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	8	3.942	4,75	1	8,3	1,45	5,5		57,62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	3.972	6	3	30				72,16	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	8	3.981	4,75	1	8,3	1,45	5,5		57,62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	18	3.999	4,75	1,25	18,4				39,13	SS_15- 15LC	15- 15LC MOD (1)	
Bit	1	4.000	6,25		1				37			

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

En la Tabla 10 se observa la descripción de cada componente que conforma la sarta de perforación del pozo 2. Para la primera sección se definió la densidad del lodo en 14 ppg y para la segunda sección 12 ppg. Adicionalmente, al igual que en el pozo 1 se ingresó las propiedades promedio de la litología que existe en la arena Santo Tomás, como se detalla en la Figura 29.

Posteriormente al ingreso de la sarta en el apartado de “Schematic” se puede observar el diagrama del pozo con la sarta, detallado en la Figura 39.



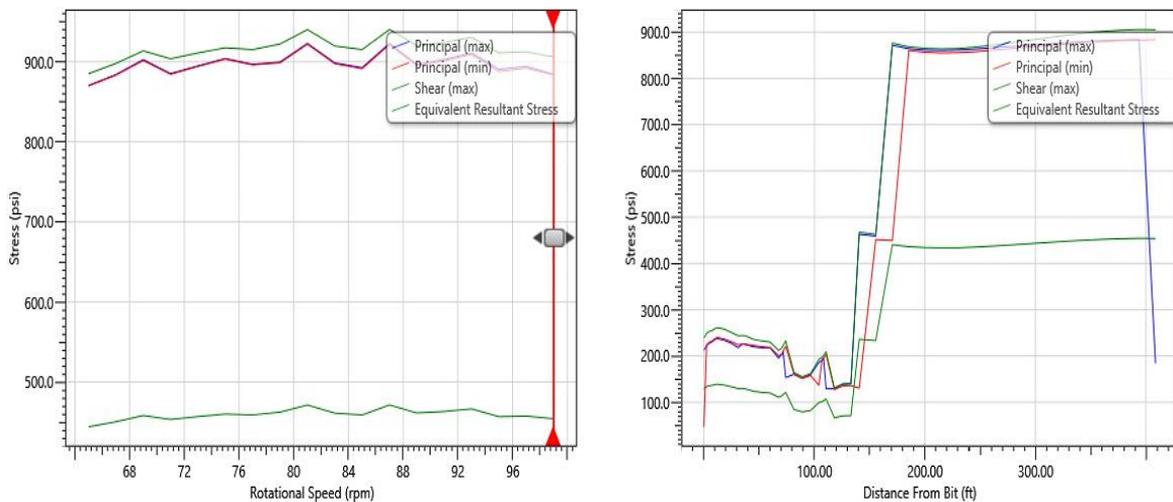
**Figura 39.** Sarta de perforación del pozo 2.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

# CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 ANÁLISIS DEL POZO 1

### ✓ Esfuerzos resultantes



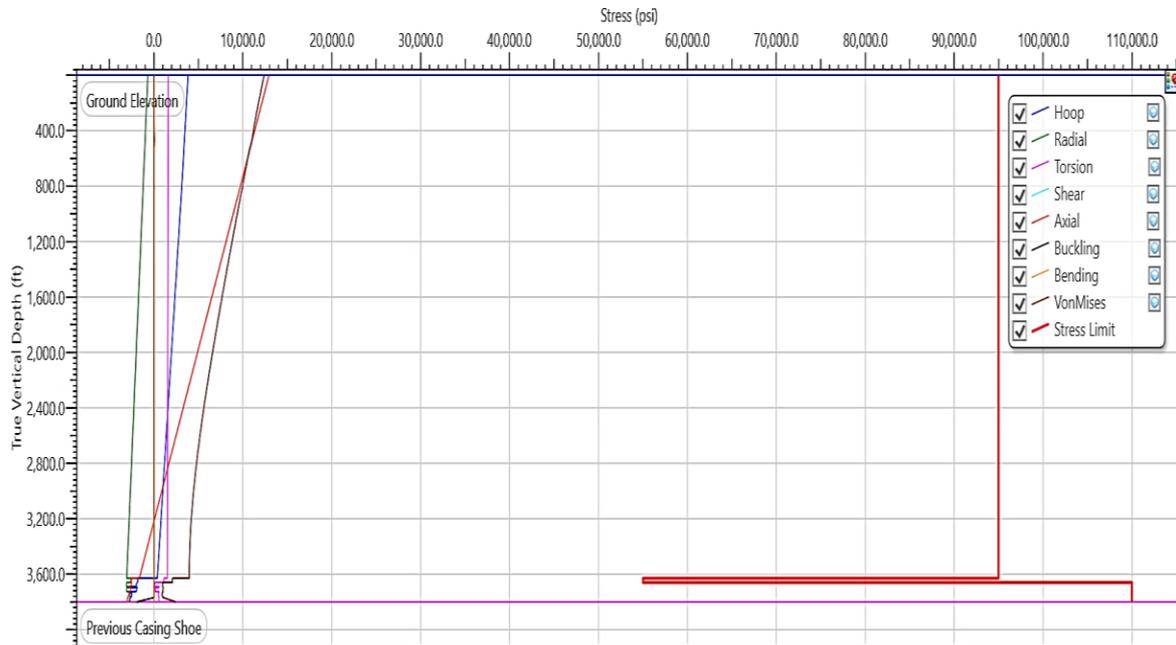
**Figura 40.** Esfuerzos resultantes sobre la sarta de perforación del pozo 1.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

En la Figura 40 se puede observar el comportamiento del esfuerzo respecto a la sarta de perforación del pozo 1, en la sección del esfuerzo vs la velocidad rotacional el rango permisible es de 65 rpm a 100 rpm desde el inicio de la perforación hasta completar la trayectoria, en este caso existe un promedio de 460 Psi de esfuerzo cortante que actúa a medida que gira la broca y que es menor que el esfuerzo resultante que tiene un promedio de 910 Psi seguido del esfuerzo principal máximo de 895 Psi, luego el esfuerzo principal mínimo con un promedio de 860 Psi.

Adicionalmente, en la sección del esfuerzo vs la distancia de la broca, se puede visualizar que la distancia máxima permitida de la broca es hasta los 130 ft donde el comportamiento del esfuerzo en promedio es menor que 250 Psi, a mayor distanciamiento de la broca los esfuerzos se incrementan hasta alcanzar un promedio de 860 Psi. De este modo, se puede determinar que para la configuración del pozo 1 los esfuerzos son mínimos.

## ✓ Esfuerzos de rotación del torque y arrastre

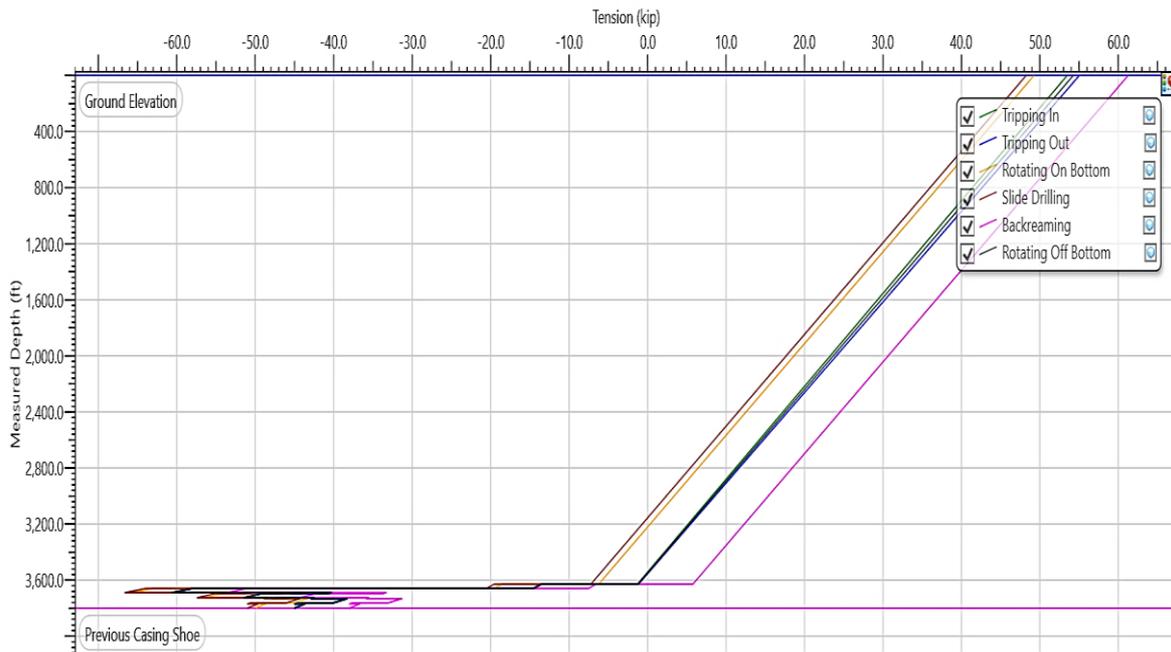


**Figura 41.** Esfuerzos relacionados al torque y arrastre de la tubería de perforación del pozo 1.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

Los esfuerzos del conjunto de perforación respecto al torque y arrastre se pueden visualizar en la Figura 41, donde ninguno de los esfuerzos de Aro, Radial, Torsión, Corte, Axial, Pandeo, Doblado, Colapso y Presión Interna sobrepasa el límite de esfuerzo correspondiente a la línea roja debido a que los esfuerzos son inferiores a 13000 Psi, de este modo la tubería de perforación no experimentaría deformaciones que puedan afectar a la integridad estructural, se aumentaría la capacidad de soportar el conjunto de fondo y reducir el riesgo de falla, también, se evitarían los riesgos de fractura en la tubería para tener un control eficiente de los fluidos de perforación y reducir la contaminación del entorno, de igual condición, se protege el desgaste excesivo del conjunto de fondo que en consecuencia benefician a la reducción de costos adicionales y el desarrolló un ambiente de perforación con poco riesgo.

## ✓ Tensión en la sarta de perforación



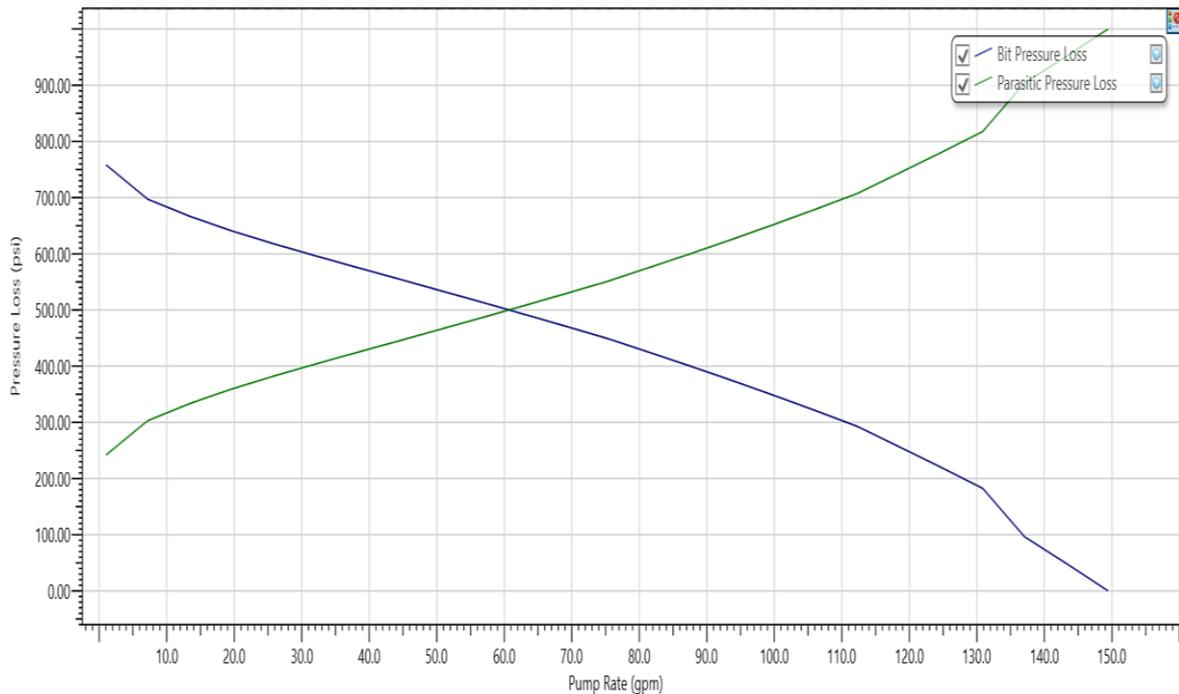
**Figura 42.** Comportamiento de las tensiones en la sarta de perforación del pozo 1.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

Con base a la Figura 42 se puede notar como actúan las tensiones en el caso de la perforación rotativa los valores en superficie existen un valor de 49.5 kip, en la perforación con deslizamiento en superficie es de 48 kip y respecto a los viajes de entrada es de 53 kip y el de salida de 55 kip lo cual existe un poco incremento de tensión y al culminar la trayectoria tiende a cero.

En este contexto, y debido a que no se excedió el límite del esfuerzo, la tensión de la tubería no fallará y de este modo soportará las tensiones de la estructura lo que contribuirá al rendimiento de la perforación. Adicionalmente, se pueden emplear las técnicas del límite de backreaming para revertir el flujo del lodo de perforación desde el fondo hacia la superficie con 61.5 kip y la técnica de rotación de fondo con 54 kip para girar la columna de perforación mientras está suspendida por encima del fondo del pozo que contribuirán al desmoronamiento de las paredes del pozo, desgastes de la tubería de perforación y evitar la pega de tubería.

✓ **Perdidas de presión en la broca**



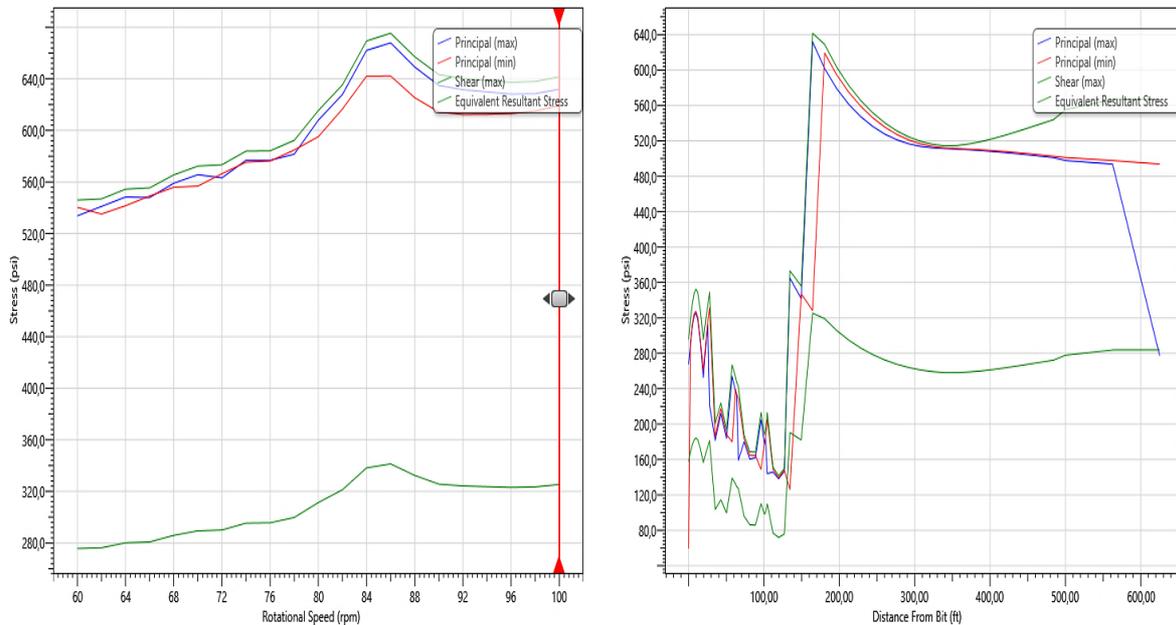
**Figura 43.** Pérdidas de presión en la broca del pozo 1.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

De acuerdo con la Figura 43 las pérdidas de presión en la broca del pozo 1 se observan que reducen con el aumento de la tasa de bombeo del fluido de perforación para 1.1 gpm existe 747 Psi y reduce hasta 0 Psi en 149 gpm. También, se puede observar las pérdidas de presiones adicionales del sistema de perforación definidas en el simulador como “parásitas” que a un 1.2 gpm existe 245 Psi y se incrementan hasta 996 Psi con 149 gpm. La intersección corresponde a 60.7 gpm y 500 Psi la cual representa las condiciones ideales para contrarrestar la resistencia de las formaciones geológicas, conservar la energía del lodo y tener una operación eficiente y efectiva.

## 4.2 ANÁLISIS DEL POZO 2

### ✓ Esfuerzos resultantes



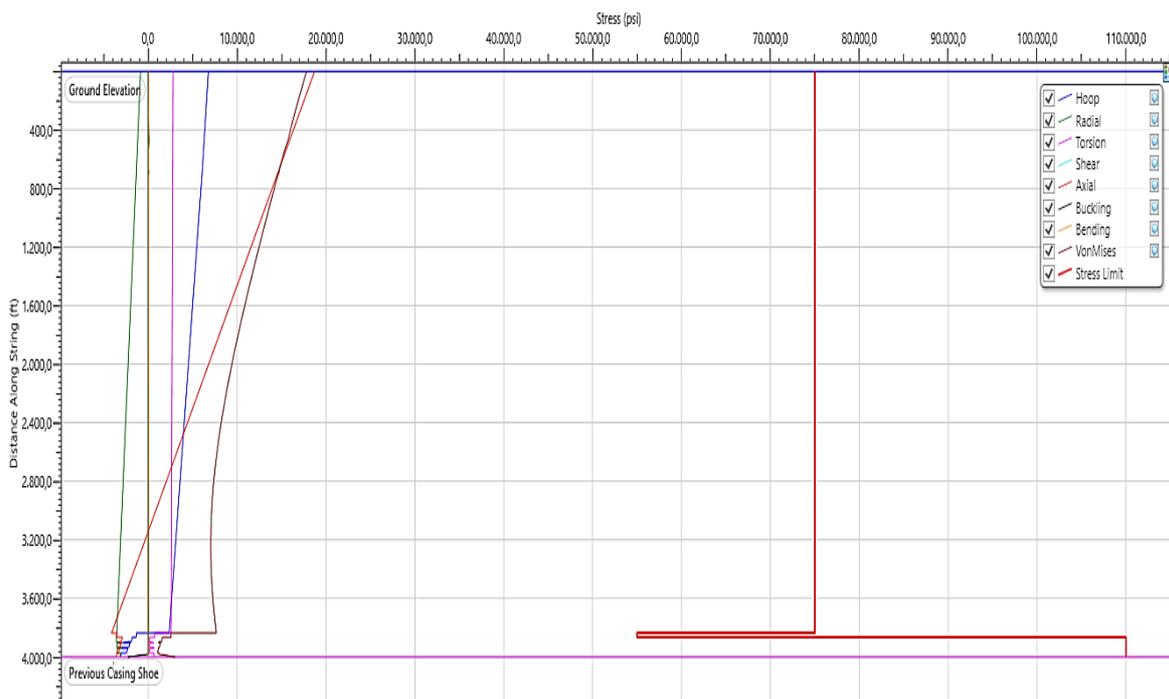
**Figura 44.** Esfuerzos resultantes sobre la sarta de perforación del pozo 2.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

En la Figura 44 se puede observar cómo varían los niveles de esfuerzo respecto a la sarta de perforación del pozo 2, en la sección del esfuerzo vs la velocidad rotacional el rango permisible es de 60 rpm a 100 rpm para todo el proceso de perforación, en este caso existe un promedio de 300 Psi de esfuerzo cortante que actúa a medida que gira la broca y que es menor que el esfuerzo resultante, que tiene un promedio de 620 Psi seguido del esfuerzo principal máximo de 605 Psi, luego el esfuerzo principal mínimo con un promedio de 590 Psi. Adicionalmente, en la sección del esfuerzo vs distancia de la broca, se puede visualizar que la distancia máxima permitida de la broca es hasta los 138 ft donde el comportamiento del esfuerzo en promedio es menor que 220 Psi, a mayor distanciamiento de la broca los esfuerzos se incrementan hasta alcanzar un promedio de 550 Psi. De este modo, se puede determinar que para la configuración del pozo 2 los esfuerzos son mínimos.

### ✓ Esfuerzos de rotación del torque y arrastre

En la Figura 45 se puede observar la representación gráfica de los esfuerzos relacionados con el torque y arrastre del conjunto de perforación. Ninguno de los esfuerzos, como Aro, Radial, Torsión, Corte, Axial, Pandeo, Doblado, Colapso y Presión Interna, supera el límite de esfuerzo marcado por la línea roja. Esto se debe a que los esfuerzos se mantienen por debajo de los 19000 Psi. De esta manera, se garantiza que la tubería de perforación no sufra deformaciones que puedan comprometer su integridad estructural. Conjuntamente, se mejora la capacidad de soporte del conjunto de fondo y se reduce el riesgo de fallas. Asimismo, se evitan los peligros de fractura en la tubería, lo cual permite un control eficiente de los fluidos de perforación y minimiza la contaminación del entorno. Del mismo modo, se protege contra el desgaste excesivo del conjunto de fondo, lo que a su vez contribuye a la reducción de costos adicionales y a crear un entorno de perforación con bajo riesgo.

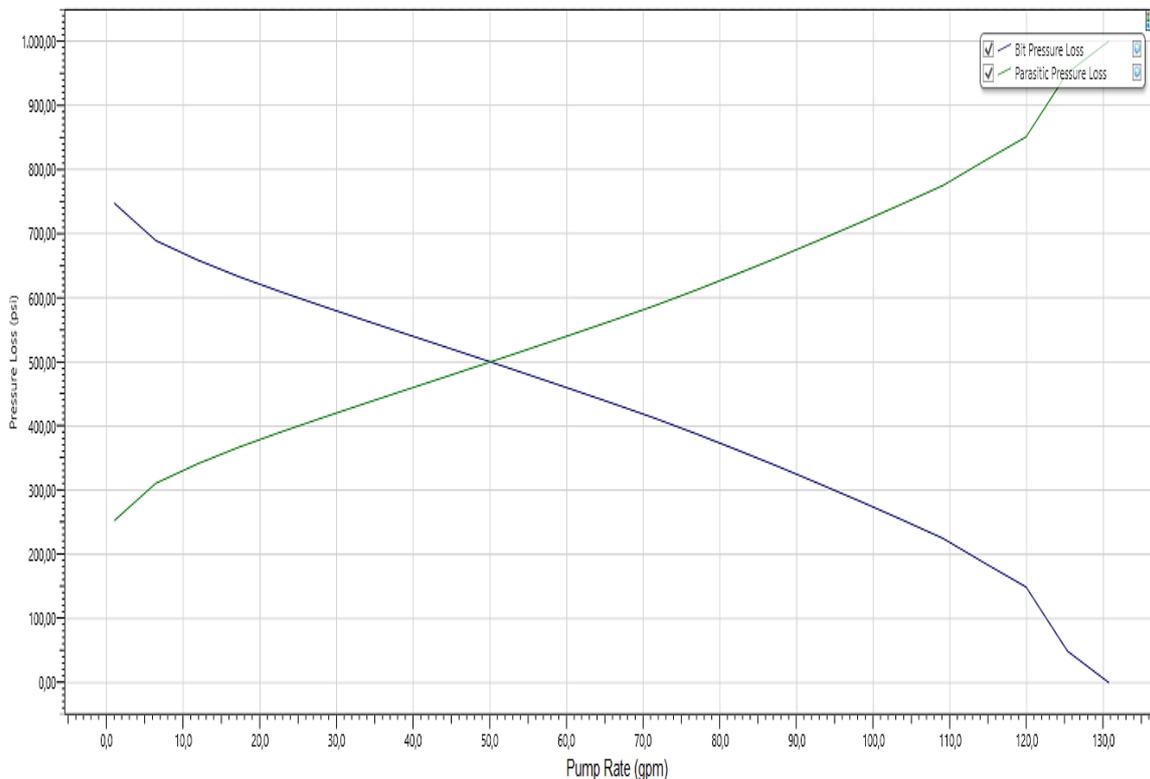


**Figura 45.** Comportamiento de esfuerzos relacionados al torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo 2.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).



## ✓ Pérdidas de presión en la broca



**Figura 47.** Pérdidas de presión en la broca del pozo 2.

**Fuente:** (WellPlan, 2016).

De acuerdo con la Figura 47, las pérdidas de presión en la broca del pozo 2 se observan que reducen con el aumento de la tasa de bombeo del fluido de perforación para 1.1 gpm existe 746 Psi y reduce hasta 0 Psi en 130.7 gpm. También, se puede observar las pérdidas de presiones adicionales del sistema de perforación definidas en el simulador como “parásitas” que a un 1.1 gpm existe 252.76 Psi y que se incrementan hasta 1001.16 Psi con 130.7 gpm. La intersección corresponde a 49.6 gpm y 500 Psi y representa las condiciones ideales para contrarrestar la resistencia de las formaciones geológicas, conservar la energía del lodo y tener una operación eficiente y efectiva.

### 4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico de este proyecto tiene como finalidad determinar si este es viable o no, además de determinar los beneficios económicos que se generarán. Para la evaluación de este proyecto se utilizarán los indicadores de viabilidad del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa interna de retorno (TIR).

#### ✓ Consideraciones para la evaluación económica

- El período de evaluación será de 6 años (del 2023 al 2029).
- Para este proyecto se considera una tasa de impuestos sociales del 9,25%, tasa de impuestos corporativos del 34%, tasa de descuento del 10% y regalías del 10%.
- Se considera que los dos pozos a perforar tendrán el mismo comportamiento de producción, esto es debido a que los factores petrofísicos pertenecen a la misma formación productora.
- Se consideran 2 escenarios:
  1. Escenario determinístico; se toma el precio actual del barril de petróleo que es de 74.99 USD (Figura 48).
  2. Escenario pesimista; se toma un valor inferior al precio actual del barril de petróleo, 38 USD.



**Figura 48.** Precio actual del barril de petróleo.

**Fuente:** (PrecioPetroleo.net, 2023).

✓ **Costos de producción**

El costo promedio de producción de un barril de petróleo es de USD 17,75 (EP PETROECUADOR, 2023) .

✓ **Evaluación financiera**

A continuación, se evalúa la viabilidad del proyecto de perforación de dos pozos en el campo Gustavo Galindo Velasco, utilizando el Valor Actual Neto (VAN).

✓ **Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto (VAN) calcula la cantidad total en que ha aumentado el capital como consecuencia del proyecto.

El Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Actual Neto nos permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión (Simisterra, Rosa, & Suárez, 2018).

La fórmula del Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \frac{FNE}{(1+i)^n} \quad (4)$$

Donde:

$-I$  = Inversión inicial.

$FNE$  = Flujos netos de efectivo.

$i$  = Tasa descuento.

$n$  = Periodo del flujo

### ✓ Tasa Interno de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) expresa el crecimiento del capital en términos relativos y determina la tasa de crecimiento del capital por período (Simisterra, Rosa, & Suárez, 2018).

La fórmula de la Tasa Interna de Retorno es:

$$TIR = i_1 + \frac{[(i_2 - i_1)(VAN_1)]}{[ABS(VAN_2 - VAN_1)]} \quad (5)$$

Donde:

$i_1$  = Tasa de interés con el VAN positivo.

$i_2$  = La tasa de interés con el VAN negativo.

$VAN_1$  = Valor actual neto positivo.

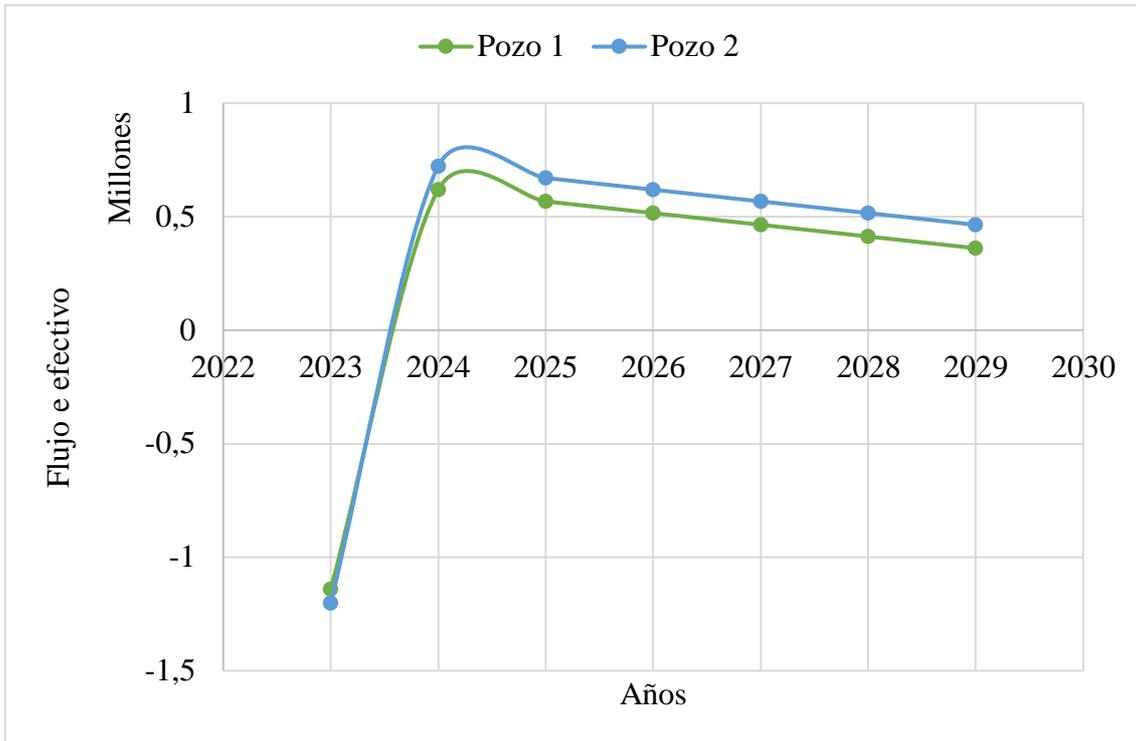
$VAN_2$  = Valor actual neto negativo.

$ABS$  = Valor absoluto de los VAN, esto sin tener en cuenta el signo negativo.

### ✓ Flujo de caja

El flujo de caja nos permite tener una visión del comportamiento de los ingresos y costos a lo largo del período de evaluación del proyecto, poder tomar la decisión de invertir o no en el proyecto.

### 4.3.1 Escenario determinístico.

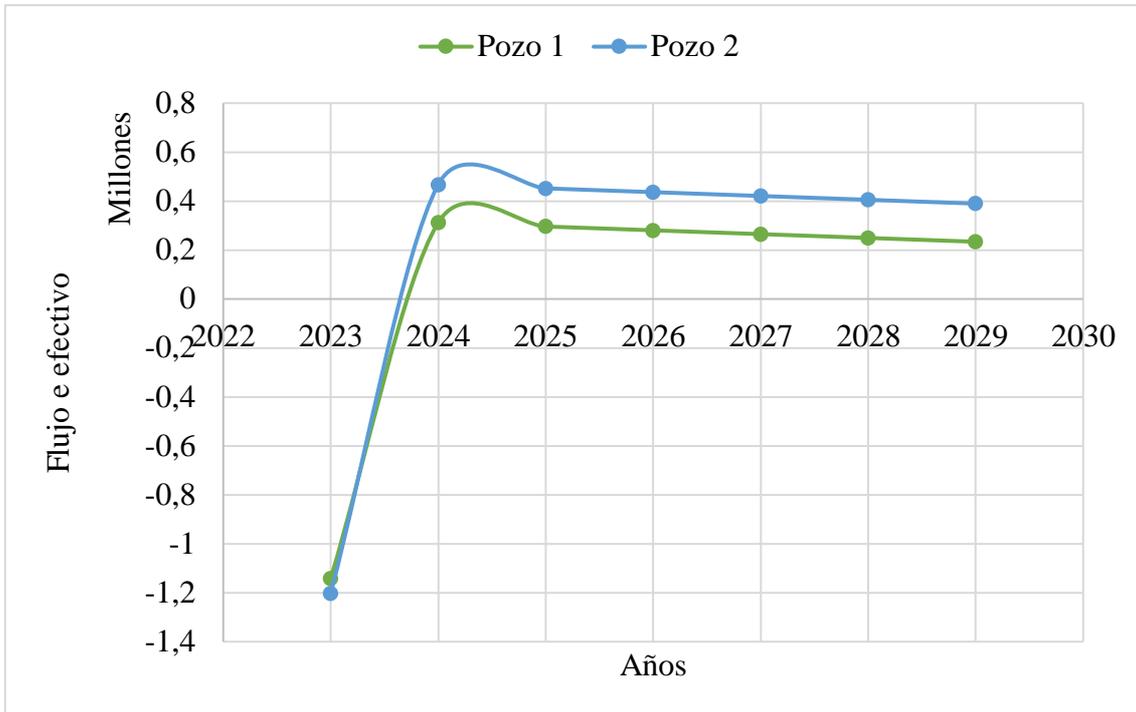


**Figura 49.** Flujo de efectivo del escenario determinístico.

**Fuente:** Autoría propia.

En la Figura 49 se observa que el pozo 1 inicia con una inversión de \$ 1'141.772, de acuerdo con el Anexo C2 se obtienen \$7'800.834,75 de ingresos, \$4'489.876,44 de egresos y de ganancias netas \$3'310.958,31; en consecuencia, en Valor Actual Neto del pozo 1 es de \$ 1'053.510,89 y la Tasa Interna de Retorno de 41% lo cual representa que este pozo es viable y rentable. En el caso del pozo 2 inicia con una inversión de \$1'201.829,21 y genera \$9'443.115,75 de ingresos, \$5'254.797,74 de egresos y de ganancias netas \$4'188.318,01; en consecuencia, el Valor Actual Neto del pozo 2 es de \$1'442.550,14 y la Tasa Interna de Retorno de 49%.

### 4.3.2 Escenario pesimista.



**Figura 50.** Flujo de efectivo del escenario pesimista.

**Fuente:** Autoría propia.

En la Figura 50 se observa que el pozo 1 inicia con una inversión de \$1'141.772 de acuerdo con el Anexo C3 se obtienen \$7'281.750 de ingresos, \$5'944.852,63 de egresos y de ganancias netas \$1'336.897,375; en consecuencia, en Valor Actual Neto del pozo 1 es de \$64.463,91 y la Tasa Interna de Retorno de 12 % lo cual representa que este pozo es viable. En el caso del pozo 2 inicia con una inversión de \$1'201.829,21 y genera \$11'442.750 de ingresos, \$8'749.527,332 de egresos y de ganancias netas \$2'693.222,668; en consecuencia, el Valor Actual Neto del pozo 2 es \$682.965,36 y la Tasa Interna de Retorno de 28%.

# **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

- ✓ Con base al estudio realizado se determinó que las herramientas de perforación como la tubería de perforación, tuberías pesadas, drill collars, motor y estabilizadores se encuentran dentro de los rangos permisibles de operación en el caso del torque y arrastre los valores son inferiores a 3000 Psi y en la presencia de esfuerzos no superan el límite de 910 Psi; es decir, que existe un control definitivo en superficie de estos agentes que ocasionan retrasos en la etapa de perforación y por ende el incremento de costos económicos. Adicionalmente, se corroboró que el distanciamiento de la broca para el pozo 1 y pozo 2 no superan los 150 ft ya que a longitudes mayores los esfuerzos se incrementan de un valor promedio de 250 Psi a 900 Psi.
  
- ✓ La perforación de los pozos se realizó con las técnicas de deslizamiento y rotación, con un bombeo del fluido de perforación a 60.7 gpm y 49.6 gpm, para los pozos 1 y 2 respectivamente, con la finalidad de contrarrestar las tensiones y esfuerzos que ejercen las formaciones litológicas.
  
- ✓ Con la metodología desarrollada se concluye que el Valor Actual Neto (VAN) del escenario determinístico con el precio de petróleo de 74.99 US\$/bbl es viable, debido a que se obtuvo valores actuales netos (VAN) superiores a cero, \$1'053.510,89 y \$1'442.550,14 para los pozos 1 y 2 respectivamente, y tasas internas de retorno (TIR) superiores a la tasa de descuento, 41% y 49% para los pozos 1 y 2 respectivamente.

- ✓ También, se determinó que el escenario pesimista con el precio de petróleo de 38 US\$/bbl también es viable, debido a que se obtuvo valores actuales netos (VAN) superiores a cero, para el pozo 1 se obtuvo \$64.463,91 y para el pozo 2 \$682.965,36 y tasas internas de retorno (TIR) superiores a la tasa de descuento, 12% y 28% para los pozos 1 y 2 respectivamente.
  
- ✓ En el pozo 1 se determinó que los valores de las tensiones en la perforación en superficie son de 49.5 kip y 48 kip para las técnicas de rotación y deslizamiento, para los viajes de entrada la tensión fue de 53 kip y viajes de salida 55 kip, con un fluido de perforación bombeado a 60.7 gpm. Mientras que para el pozo 2 los valores de las tensiones en la perforación en superficie son de 49 kip y 46.5 kip para las técnicas de rotación y deslizamiento, para los viajes de entrada la tensión fue de 56 kip y viajes de salida 56 kip.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Emplear el arreglo del conjunto de fondo tipo empacado para mantener la dirección e inclinación deseadas durante la operación. El ensamblaje utilizado en este tipo de perforación debe ser rígido y capaz de evitar desviaciones o recuperarse de posibles desviaciones. Esto se logra mediante el uso de más puntos de apoyo en la pared del pozo, lo que obliga a la broca a construir un mayor ángulo hacia adelante y mantener la dirección e inclinación deseadas. Además, al tener más estabilizadores, la sarta de perforación se vuelve más rígida, lo que resulta ideal para evitar que el conjunto de herramientas de perforación (BHA) se desplace en pozos verticales.
  
- ✓ Además, se recomienda realizar un análisis exhaustivo de las condiciones del pozo y las formaciones geológicas antes de iniciar la perforación, esto permitirá determinar las necesidades específicas de estabilidad y control de dirección e inclinación, así como identificar los puntos críticos donde se deben colocar los estabilizadores adicionales. También es importante mantener una comunicación constante y efectiva entre el equipo de perforación y los supervisores, para que se puedan tomar decisiones rápidas y coordinadas en caso de desviaciones inesperadas o situaciones que requieran ajustes en el ensamblaje.
  
- ✓ Llevar a cabo una exploración sísmica en tres dimensiones con el objetivo de examinar áreas prometedoras en las cuales se podrían ejecutar proyectos futuros, además de corroborar la información y los hallazgos obtenidos mediante la consolidación de los modelos de simulación numérica de yacimientos donde se incluyan todos los pozos del área en estudio. De este modo, los pozos proporcionan datos fundamentales sobre la geología, la formación rocosa y las propiedades del yacimiento de petróleo que son esenciales para crear modelos precisos y realistas de la producción de fluidos y ajuste de cálculos de reservas

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre, M., and A. Hidalgo. 2015. "Estudio Técnico-Económico de Inyección Alternada de Nitrógeno Huff & Puff Para Recuperación Mejorada de Petróleo En Pozos Del Campo Gustavo Galindo Velasco."
- Cárdenas, R. C. (2012). "Aplicación de los Principios de Funcionamiento del Software Integrado de Landmark Para Anticipar y Evitar Problemas en la Perforación de Pozos Petroleros en las Etapas de Diseño y Perforación".
- Cuenca, E., 2020. "Caracterización de Litofacies y Petrofacies de Los Pozos Morillo 1, 2, 4, 5, 15 y 17 Del Campo Gustavo Galindo Velasco, Para Definición de Tipos de Roca: Península de Santa Elena-Ecuador."
- Daering, D. 2022. *Engineering Practice with Oilfield and Drilling Applications*. Vol. 1.
- Escobar, K., R. Erazo, D. Armijo, and J. Oña. 2019. "Generación de Curvas de Presión de Formación y Fractura Para Optimizar La Perforación de Pozo En El Campo Gustavo Galindo Velasco." *Geo Latitud* 2(1):31–39.
- Escobar-Segovia, Kenny, Romel Erazo-Bone, Fidel Chuchuca Aguilar, Yandry Murillo, and Francisco Solórzano. 2019. "Multivariate Analysis for the Selection of the Best Production Zones of the Santo Tomás Formation, Section 68, Gustavo Galindo Velasco Field." *Fuentes El Reventón Energético* 17(1):47–54. doi: 10.18273/revfue.v17n1-2019005.
- Gálvez, A., and J. Cueva. 2021. "Análisis Técnico-Económico Para La Implementación de Nuevas Tecnologías de Levantamiento Artificial En El Campo Ancón."
- Grupo Synergy. 2011. *Memorias E&P Ecuador*.
- Herrera Herbert, Juan. 2020a. *Ingeniería de La Perforación de Pozos de Petróleo y Gas. Vol. III: Sistemas Básicos y Procesos de Los Equipos de Perforación*. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.

- Herrera Herbert, Juan. 2020b. *Ingeniería de La Perforación de Pozos de Petróleo y Gas. Vol. IV: Técnicas de Perforación Direccional de Pozos*. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.
- Hossain, M., and M. Islam. 2018. *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Vol. 1.
- Játiva, M. 2015. “Análisis Técnico Económico de Las Últimas Tecnologías Empleadas En La Perforación Direccional de Pozos de Alto Grado de Inclinación (Largo Alcance), En El Campo Lago Agrio.”
- Li, Shuxia, Yu Wang, Hao Wu, and Liya Liu. 2023. “Dynamic Response of Drill String When Sonic Drilling Rig Is Applied to Blasting Hole Operation.” *Geoenergy Science and Engineering* 221:211392. doi: 10.1016/j.geoen.2022.211392.
- LU, Baoping, Duo YUAN, Chao WU, and Xutian HOU. 2020. “A Drilling Technology Guided by Well-Seismic Information Integration.” *Petroleum Exploration and Development* 47(6):1325–32. doi: 10.1016/S1876-3804(20)60140-4.
- Matute, G., and Z. Llerena. 2009. “Propuesta de Solución a Los Problemas Presentados En El Laboratorio de Agropecuaria de La Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de La Producción, FIMCP.”
- Mayorga-Mayorga, Henry Santiago, and Fabián Reyes-Bueno. 2022. “Análisis de Derrames de Petróleo En El Campo Ancón Mediante Sistemas de Información Geográfica.” *Revista Politécnica* 49(1):53–60. doi: 10.33333/rp.vol49n1.05.
- Morillo, D. 2022. “Comparación Técnica Del Desempeño Entre Motor de Desplazamiento Positivo (PDM) y Sistema Rotativo Direccional (RSS) Para Determinar La Tecnología de Perforación Direccional Más Óptima En Las Secciones de 16" y 12 1/4" de Los Pozos Del Campo Tambococha Durante El Período 2018-2019.”
- Murillo, Y., and F. Solórzano. 2016. “Análisis Multivariable Para La Selección de Las Mejores Zonas Productivas de La Formación Santo Tomás, Sección 68, Campo Gustavo Galindo Velasco.”

- Paz, J. 2018. "Estudio Para El Incremento de La Producción En Yacimientos Depletados de Baja Permeabilidad Del Bloque Gustavo Galindo Velasco Mediante Fracturamiento Hidráulico."
- Petrogas. 2023. "Producción Bloque Gustavo Galindo Velasco." <https://www.pacifpetrol.com/>.
- Pilatásig, E. 2018. "Biotecnologías Aplicadas al Tratamiento y Remediación de Ripios de Perforación."
- Quispe Camacho, C. J., & Remache Oyaque, G. S. (2009). "Herramientas Reductoras de Torque y Arrastre de Nueva Generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su Aplicación en el Campo Sacha de Petroproducción".
- Ramsey, M. 2019. *PRACTICAL WELLBORE HYDRAULICS AND HOLE CLEANING*. Vol. 1.
- Sabando, P. 2018. "Análisis Estratégico Territorial Del Bloque 2 'Gustavo Galindo Velasco'-Santa Elena."
- Schlumberger. 2023. "Lodo de Perforación." [https://glossary.slb.com/es/terms/d/drilling\\_mud](https://glossary.slb.com/es/terms/d/drilling_mud).
- Tigse, F. 2018. "Optimización de La Producción Del Campo Gustavo Galindo Velasco Por Medio Del Método de Fracturamiento Hidráulico."
- Wang, Haige, Hongchun Huang, Wenxin Bi, Guodong Ji, Bo Zhou, and Lubin Zhuo. 2022. "Deep and Ultra-Deep Oil and Gas Well Drilling Technologies: Progress and Prospect." *Natural Gas Industry B* 9(2):141–57. doi: 10.1016/j.ngib.2021.08.019.
- Zhu, Xiaohua, Yunxu Luo, and Weiji Liu. 2020. "On the Rock-Breaking Mechanism of Plasma Channel Drilling Technology." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 194:107356. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107356.

## **ANEXOS**

# ANEXO A

## A1. Gradientes del pozo ANC 1990

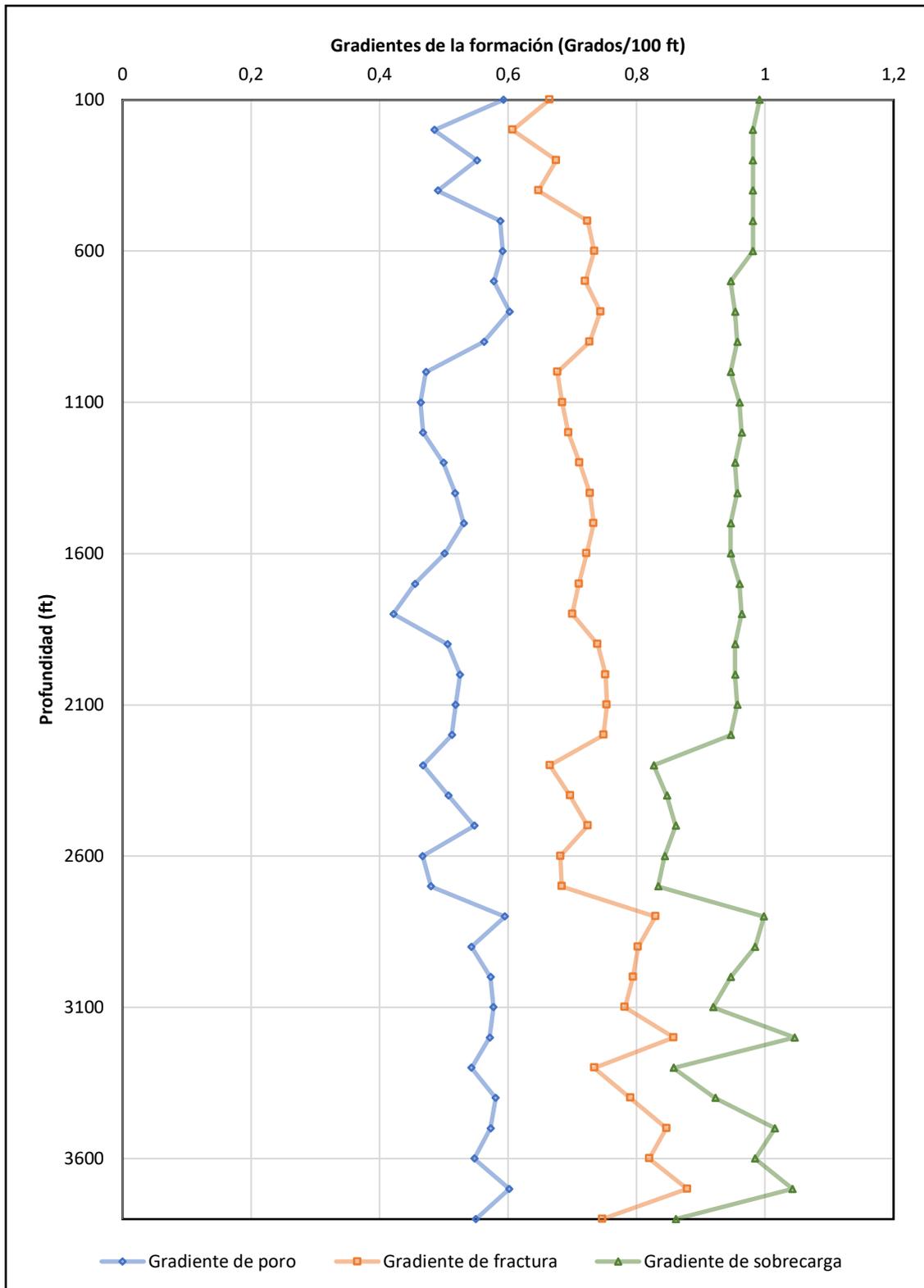
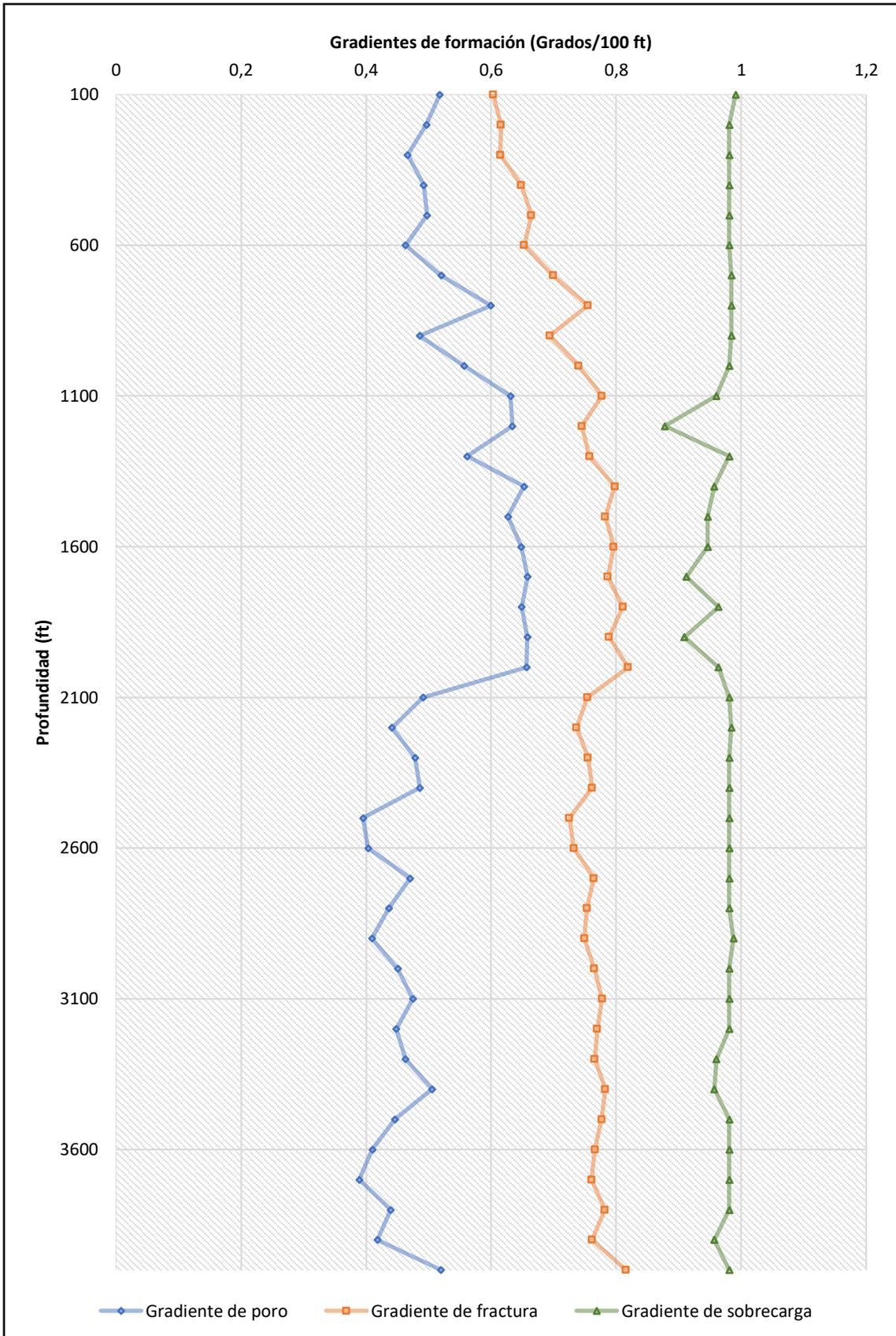


Figura 51. Gradientes del pozo ANC 1990 de la arena Santo Tomás.

Fuente: Autoría propia.

## A2. Gradientes del pozo ANC 1260



**Figura 52.** Gradientes del pozo ANC 1260 de la arena Santo Tomás.

**Fuente:** Autoría propia.

# ANEXO B

## B1. Presiones del pozo ANC 1990

*Tabla 11. Historial de presiones del pozo ANC1990.*

<b>Profundidad (Ft)</b>	<b>Presión de poro (Psi)</b>	<b>Presión de fractura (Psi)</b>
0	0	0
100	59.24297293	66.44011719
200	96.98880485	121.4158779
300	165.4278114	202.566823
400	196.2798082	258.9862636
500	293.9623336	361.8209596
600	354.8859273	440.6336467
700	404.4455378	504.0555208
800	481.8845642	594.9585707
900	506.0530764	654.3875587
1000	472.239024	676.9062364
1100	510.3891408	752.8873644
1200	561.2129597	832.6440246
1300	649.1244283	924.8263149
1400	724.6367085	1018.214773
1500	796.3410141	1100.097793
1600	802.0334144	1155.729131
1700	773.6847619	1207.581645
1800	758.3506602	1259.829085
1900	961.3210219	1404.842671
2000	1050.375069	1503.774011
2100	1088.127517	1582.639155
2200	1127.571748	1646.920128
2300	1075.365576	1530.101965
2400	1217.843542	1672.240075
2500	1368.420261	1810.250933
2600	1213.894666	1772.317014
2700	1296.197401	1845.711357
2800	1666.195137	2322.704638
2900	1574.371141	2326.502959
3000	1717.665636	2383.152048
3100	1789.490922	2423.785432
3200	1827.861654	2745.185995
3300	1791.52679	2423.461789
3400	1973.53778	2687.567907
3500	2004.728991	2962.743223
3600	1971.140445	2951.501342
3700	2227.199899	3251.405028
3800	2089.65941	2837.271449

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

## B2. Presiones del pozo ANC 1260

*Tabla 12. Historial de presiones del pozo ANC1260.*

<b>Profundidades</b>	<b>Presión de poro (Psi)</b>	<b>Presión de fractura (Psi)</b>
0	0	0
100	51.75861358	60.30655733
200	99.3122202	123.1671366
300	139.9224401	184.4132243
400	196.7732151	259.3218827
500	248.7856661	332.2459598
600	277.8345246	391.8363074
700	364.0306851	489.4221286
800	479.7021773	603.5954859
900	436.9607695	624.4658459
1000	557.0260464	739.9099287
1100	694.0786864	854.9903592
1200	760.9011309	894.3684419
1300	730.1303841	984.6611283
1400	913.6221986	1116.989702
1500	940.340979	1173.952804
1600	1037.053646	1274.089747
1700	1119.248534	1337.33251
1800	1168.01329	1459.094045
1900	1250.307001	1498.898525
2000	1313.498718	1638.514241
2100	1031.138928	1583.297155
2200	971.0724546	1620.668874
2300	1100.064369	1736.687425
2400	1166.566644	1828.45862
2500	987.4176864	1813.21549
2600	1047.948479	1904.251233
2700	1270.542858	2064.184165
2800	1221.465478	2108.789755
2900	1187.080669	2172.590091
3000	1351.298807	2295.071915
3100	1472.284876	2410.927708
3200	1433.783975	2463.116435
3300	1527.955344	2527.041142
3400	1719.504353	2661.032239
3500	1561.738991	2719.551164
3600	1476.068357	2757.381799
3700	1439.198727	2814.883327
3800	1669.724239	2971.633442
3900	1629.824876	2969.212341
4000	2079.169811	3262.504835

**Fuente:** (StressCheck, 2016).

## ANEXO C

### C1. Costos de inversión por cada pozo

*Tabla 13. Costos de operación para los pozos 1 y 2.*

Operación	Descripción	POZO 1 Costos (USD)	POZO 2 Costos (USD)
Movilización	Movilización (por pozo)	4636	4879.8536
	Movilizaciones entre pozos (camiones)	33333	35086.3158
	Movilización entre pozos (herramientas)	41317	43490.2742
	Sub-Total	79286	83456.4436
	Operación de herramientas (por día)	177414	186745.9764
	Sub-Total	177414	186745.9764
	Registros eléctricos/perforaciones	30597	32206.4022
	Fluidos de perforación	85000	89471
Servicios de perforación	Bombeo/Unidad de cemento/Aditivos	30000	31578
	Unidad de geología	18375	19341.525
	Operaciones de empaquetamiento de grava	150000	157890
	Sub-Total	313972	330486.9272
	Herramientas de fondo	1642	1728.3692
	Sub-Total	1642	1728.3692
	Inspección	6573	6918.7398
	Sub-Total	6573	6918.7398
Supervisión	META supervisión	4641	4885.1166
	Supervisión externa+ técnico	14474	15235.3324
	Sub-Total	19115	20120.449
Brocas y control de contaminación	Brocas	812	854.7112
	Control de contaminación	95783	100821.1858
	Sub-Total	96595	101675.897
Tangibles	Casing (Superficie y producción)	122428	128867.7128
	Cabezal de pozo + Christmas tree	11577	12185.9502
	Tubería de completación y accesorios	176320	185594.432
	Skid de completamiento + SUT	136850	144048.31
	Sub-Total	447175	470696.405
Total, de perforación y completación		1'141.772	1'201.829.207

**Fuente:** (Puentes & Velasco, 2018).

## C2. Escenario ideal

*Tabla 14. Escenario ideal pozo 1.*

POZO 1										
Año	Período	Producción anual (STB)	Ingreso (USD)	Costo producción por barril (USD)	Regalía (USD)	Social tax rate (USD)	Inversión (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)	
2023	0	0	0	0	0	0	1141772	-1141772		
2024	1	21900	1642281	388725	164228,1	151910,9925		618695,159	-523076,8411	
2025	2	20075	1505424,25	356331,25	150542,425	139251,7431		567137,229	44060,38799	
2026	3	18250	1368567,5	323937,5	136856,75	126592,4938		515579,2991	559639,6871	
2027	4	16425	1231710,75	291543,75	123171,075	113933,2444		464021,3692	1023661,056	
2028	5	14600	1094854	259150	109485,4	101273,995		412463,4393	1436124,496	
2029	6	12775	957997,25	226756,25	95799,725	88614,74563		360905,5094	1797030,005	
Total		104025	7800834,75	1846443,75	780083,475	721577,2144	1141772	1797030,005		
			INGRESOS (USD)	7'800.834,75			VAN	\$ 1'053.510,89		
			EGRESOS (USD)	4'489.876,439			TIR	41%		
			GANANCIAS NETAS (USD)	3'310.958,311						

Fuente: Autoría propia.

**Tabla 15. Escenario ideal pozo 2.**

<b>POZO 2</b>									
Año	Período	Producción anual (STB)	Ingreso (USD)	Costo producción por barril (USD)	Regalía (USD)	Social tax rate (USD)	Inversión (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
2023	0	0	0	0	0	0	1201829.207	-1201829.207	
2024	1	25550	1915994,5	453512,5	191599,45	177229,4913		721811,0188	-480018,1884
2025	2	23725	1779137,75	421118,75	177913,775	164570,2419		670253,0889	190234,9004
2026	3	21900	1642281	388725	164228,1	151910,9925		618695,159	808930,0594
2027	4	20075	1505424,25	356331,25	150542,425	139251,7431		567137,229	1376067,288
2028	5	18250	1368567,5	323937,5	136856,75	126592,4938		515579,2991	1891646,588
2029	6	16425	1231710,75	291543,75	123171,075	113933,2444		464021,3692	2355667,957
<b>Total</b>		<b>125925</b>	<b>9443115,75</b>	<b>2235168,75</b>	<b>944311,575</b>	<b>873488,2069</b>	<b>1201829.207</b>	<b>2355667,957</b>	

INGRESOS (USD)	9'443.115,75
EGRESOS (USD)	5'254.797,739
<b>GANANCIAS NETAS (USD)</b>	<b>4'188.318,011</b>

VAN	\$ 1'442.550,14
TIR	49%

**Fuente:** Autoría propia.

### C3. Escenario pesimista

*Tabla 16. Escenario pesimista pozo 1.*

<b>POZO 1</b>									
Año	Período	Producción anual (STB)	Ingreso (USD)	Costo producción por barril (USD)	Regalía (USD)	Social tax rate (USD)	Inversión (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
2023	0	0	0	0	0	0	1141772	-1141772	
2024	1	36500	1387000	647875	138700	128297.5		311604.15	-830167.85
2025	2	34675	1317650	615481.25	131765	121882.625		296023.9425	-534143.9075
2026	3	32850	1248300	583087.5	124830	115467.75		280443.735	-253700.1725
2027	4	31025	1178950	550693.75	117895	109052.875		264863.5275	11163.355
2028	5	29200	1109600	518300	110960	102638		249283.32	260446.675
2029	6	27375	1040250	485906.25	104025	96223.125		233703.1125	494149.7875
<b>Total</b>		<b>191625</b>	<b>7281750</b>	<b>3401343.75</b>	<b>728175</b>	<b>673561.875</b>	<b>1141772</b>	<b>494149.7875</b>	

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">INGRESOS (USD)</td> <td style="width: 50%; text-align: right;">7'281.750</td> </tr> <tr> <td>EGRESOS (USD)</td> <td style="text-align: right;">5'944.852,625</td> </tr> <tr> <td><b>GANANCIAS NETAS (USD)</b></td> <td style="text-align: right;"><b>1'336.897,375</b></td> </tr> </table>	INGRESOS (USD)	7'281.750	EGRESOS (USD)	5'944.852,625	<b>GANANCIAS NETAS (USD)</b>	<b>1'336.897,375</b>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">VAN</td> <td style="width: 50%; text-align: right;">\$ 64.463.91</td> </tr> <tr> <td>TIR</td> <td style="text-align: right;">12%</td> </tr> </table>	VAN	\$ 64.463.91	TIR	12%
INGRESOS (USD)	7'281.750										
EGRESOS (USD)	5'944.852,625										
<b>GANANCIAS NETAS (USD)</b>	<b>1'336.897,375</b>										
VAN	\$ 64.463.91										
TIR	12%										

**Fuente:** Autoría propia.

**Tabla 17. Escenario pesimista pozo 2.**

<b>POZO 2</b>									
Año	Período	Producción anual (STB)	Ingreso (USD)	Costo producción por barril (USD)	Regalía (USD)	Social tax rate (USD)	Inversión (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
2023	0	0	0	0	0	0	1201829.207	-1201829.207	
2024	1	54750	2080500	971812,5	208050	192446,25		467406,225	-734422,9822
2025	2	52925	2011150	939418,75	201115	186031,375		451826,0175	-282596,9647
2026	3	51100	1941800	907025	194180	179616,5		436245,81	153648,8453
2027	4	49275	1872450	874631,25	187245	173201,625		420665,6025	574314,4478
2028	5	47450	1803100	842237,5	180310	166786,75		405085,395	979399,8428
2029	6	45625	1733750	809843,75	173375	160371,875		389505,1875	1368905,03
<b>Total</b>		<b>301125</b>	<b>11442750</b>	<b>5344968,75</b>	<b>1144275</b>	<b>1058454,375</b>	<b>1201829.207</b>	<b>1368905,03</b>	

INGRESOS (USD)	11'442.750
EGRESOS (USD)	8'749.527,332
<b>GANANCIAS NETAS (USD)</b>	<b>2'693.222,668</b>

VAN	\$ 682.965,36
TIR	28%

**Fuente:** Autoría propia.