



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

TEMA:

**OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS
HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS
PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO
TAMBOCOCHA- ORIENTE ECUATORIANO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

EVELYN DANIELA ROSALES OBREGÓN
ERIC JOEL BRIONES SÁNCHEZ

TUTOR:

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS
HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS
PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL
CAMPO TAMBOCOCHA - ORIENTE ECUATORIANO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

EVELYN DANIELA ROSALES OBREGÓN

ERIC JOEL BRIONES SÁNCHEZ

TUTOR:

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez

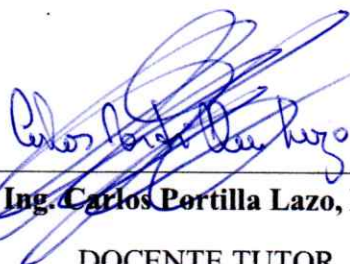
Hinestroza, PhD

DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



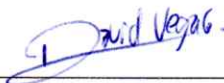
Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc

DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc

DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, a mi abuela, a mis padres, a mis amigos, a mis hermanos y sobre todo a mí por no rendirme en el camino y haber tenido las fuerzas para seguir adelante con mi vida académica.

Evelyn Daniela Rosales Obregón

Dedico el presente trabajo de titulación a Dios, por permitirme llegar a este momento en mi vida, a mis padres, a mis hermanos y a mis amigos por su cariño, confianza y apoyo constante durante este proceso de formación académica.

Eric Joel Briones Sánchez

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA – ORIENTE ECUATORIANO”**, elaborado por los estudiantes **EVELYN DANIELA ROSALES OBREGÓN** y **ERIC JOEL BRIONES SÁNCHEZ**, egresados 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 anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister	EVELYN ROSALES Y ERIC BRIONES TESIS FINAL - Para compilatio	8% Similitudes	7% Texto entre comillas 1% similitudes entre comillas
Nombre del documento: EVELYN ROSALES Y ERIC BRIONES TESIS FINAL - Para compilatio.docx ID del documento: 4d9ddef7986d6df62928c53d816e32fd4a219066 Tamaño del documento original: 90,46 kB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 4/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 4/8/2023	Número de palabras: 9369 Número de caracteres: 58.690	2% Idioma no reconocido

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, Msc.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Evelyn Daniela Rosales Obregón -, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación **“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA – ORIENTE ECUATORIANO”**, 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,



Evelyn Daniela Rosales Obregón

Autora de Tesis

C.I. 0956256515

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Eric Joel Briones Sánchez -, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA – ORIENTE ECUATORIANO”**, 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,



Eric Joel Briones Sánchez

Autor de Tesis

C.I. 0929263143

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA – ORIENTE ECUATORIANO”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Evelyn Daniela Rosales Obregón y el Sr. Eric Joel Briones Sánchez, egresados de la carrera de Ingeniería en 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, lo apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

TUTOR

C.I.: 0913412367

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Certifico

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación: **“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA- ORIENTE ECUATORIANO”** elaborado por **EVELYN DANIELA ROSALES OBREGÓN** y **ERIC JOEL BRIONES SÁNCHEZ** para optar por el grado de Ingenieros en Petróleo, de la facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, de la Universidad Estatal de la Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, agosto del 2023



Lic. Patricia Alexandra Conde Romero
C.I.: 0915963706

Teléfono: 0989037209
Correo: alexaconde15161@hotmail.com
Reg. Senescyt: 1006-15-1430829

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres porque nunca dejaron de alentarnos, dándonos ese impulso para seguir adelante y así conseguir nuestros objetivos, a nuestros hermanos y amigos por el apoyo moral que nos brindaron durante todo el proceso académico.

También queremos agradecer a nuestros queridos docentes formadores de la carrera, en mención especial a nuestro tutor el Ingeniero Carlos Portilla Lazo y al Ingeniero Carlos Malavé Carrera, porque nos han guiado y colaborado con su conocimiento, para la realización de este trabajo de integración curricular para la obtención del título de Ingenieros en Petróleo.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	VIII
LISTA DE TABLAS.....	XIII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	1
1.4. OBJETIVOS.....	4
1.4.1. Objetivo General.....	4
1.4.2. Objetivos Específicos.....	4
1.5. ALCANCE.....	4
1.6. VARIABLES.....	4
1.6.1. Variable Dependiente.....	4
1.6.2. Variable Independiente.....	5
1.7. HIPÓTESIS.....	5
1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TAMBOCOCHA.....	5

1.8.1 Ubicación del campo	5
1.8.2. Geología del campo	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA	8
2.1.1 Ubicación geográfica del Campo Tambococha.....	8
2.2 PETRÓLEO.....	8
2.2.1 Definición	8
2.2.2 Composición.....	9
2.3 FLUIDOS	9
2.3.1 Definición.....	9
2.3.1 Propiedades de los fluidos.....	10
2.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	12
2.4.1 Definición.....	12
2.4.2 Funciones del fluido de perforación.....	12
2.4.3 Propiedades de los fluidos de perforación.....	13
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	16
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	16
3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	16
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	17

3.3.1 Población.....	17
3.3.2 Muestra.....	17
3.4 MÉTODOS Y TÉCNICAS	17
3.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL DEL POZO TM-01	18
3.5.1 Trayectoria del pozo TM-01.....	18
3.5.2 Trayectoria del pozo TM-02.....	21
3.6 ASENTAMIENTO Y SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO..	25
3.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN WELLPLAN	27
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	32
4.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO TM-01.....	32
4.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO TM-02.....	38
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
6.1 CONCLUSIONES.....	45
6.2 RECOMENDACIONES	47
Bibliografía.....	48
ANEXOS	52
ANEXO A	52
ANEXO B.....	55
ANEXO C.....	56

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación (Méndez, 2020)	13
Tabla 2. Coordenadas del pozo TM-01 para la perforación horizontal	18
Tabla 3. Coordenadas del pozo TM-02 para la perforación horizontal	22
Tabla 4. Características de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01.....	27
Tabla 5. Características de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01.....	29
Tabla 6. Propiedades del fluido de perforación base salmuera.....	30
Tabla 7. Propiedades del fluido de perforación base salmuera.....	30
Tabla 8. Propiedades del fluido de perforación base sintética	31
Tabla 9. Presiones y gradients de la formación Tambococha para los pozos TM-01 y TM-02	52
Tabla 10. Componentes de la sarta de perforación del pozo TM-01	56
Tabla 11. Componentes de la sarta de perforación del pozo TM-02	57

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Campo Tambococha. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).	5
Figura 2. Mapa estructural Campo Tambococha. (Panchana, 2021).	6
Figura 3. Columna estratigráfica del Campo Tambococha. (Renssnature & Consulting CÍA. LTDA, 2016).	7
Figura 4. Información de las coordenadas del pozo TM-01.	19
Figura 5. Propiedades del campo.	19
Figura 6. Propiedades para el pozo TM-01.	20
Figura 7. Trayectoria del pozo TM-01.	20
Figura 8. Objetivos del pozo TM-01.	21
Figura 9. Pozo TM-01 con dos objetivos.	21
Figura 10. Esquema de los pozos en perforación.	22
Figura 11. Ubicación de las coordenadas UTM para el pozo TM-02.	23
Figura 12. Cálculo de la trayectoria del pozo TM-02.	23
Figura 13. Objetivos del pozo TM-02	24
Figura 14. Trayectoria con dos objetivos del pozo T-02.	25

Figura 15. Litología de la arena M-1.	26
Figura 16. Asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01	26
Figura 17. Asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo TM-02	27
Figura 18. Diagrama de completación del pozo TM-01	28
Figura 19. Diagrama de completación del pozo TM-02	29
Figura 20. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base salmuera del pozo TM-01	32
Figura 21. Velocidad de rotación con el lodo tipo salmuera.....	33
Figura 22. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base aceite del pozo TM-01	34
Figura 23. Velocidad de rotación para el lodo tipo aceite.....	35
Figura 24. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base sintética del pozo TM-01	36
Figura 25. Velocidad de rotación para el lodo tipo sintético	37
Figura 26. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base salmuera del pozo TM-02	38
Figura 27. Velocidad de rotación para el lodo tipo salmuera del pozo TM-02.....	39
Figura 28. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base aceite del pozo TM-02	40
Figura 29. Velocidad de rotación para el lodo tipo aceite del pozo TM-02.....	41

Figura 30. Simulación de Von Mises Stress con el lodo sintético del pozo TM-02 .	42
Figura 31. Velocidad de rotación para el lodo tipo sintético del pozo TM-02	43
Figura 32. Configuraciones aplicables de revestidores para el pozo TM-01	55
Figura 33. Configuraciones aplicables de revestidores para el pozo TM-02	55

“OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES
MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE
PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA - ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Rosales Obregón Evelyn Daniela

Briones Sánchez Eric Joel

Tutor: Portilla Lazo Carlos

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo general: “Optimizar la perforación de dos pozos horizontales, mediante la evaluación de los programas de fluidos de perforación en el campo Tambococha–Oriente ecuatoriano.” Dicho objetivo se cumplió mediante los tipos de investigación: documental, mixta y descriptiva; haciendo uso del método hipotético deductivo. El estudio siguió el procedimiento: a) recopilación bibliográfica, b) creación de la trayectoria de los pozos horizontales TM-01 y TM-02 en Landmark COMPASS, c) definición del programa de lodos para cada pozo, d) crear la planificación de cada pozo en WellPlan, e) definir la cantidad de secciones de tuberías de revestimiento para cada pozo, f) análisis de la influencia del lodo de perforación durante la perforación. Como resultado se definió la perforación del pozo horizontal TM-01 hasta la profundidad objetivo de 6532 ft MD y 4505.5 ft TVD; de igual manera se perforó el pozo horizontal TM-02 hasta 6598 ft MD y 4503.3 ft TVD, ambos pozos se encuentran dentro el espesor promedio de 4500 ft TVD de la arenisca Napo-M1. En conclusión, el tipo de fluido de perforación adecuado para el pozo TM-01 es el lodo base sintética y para el pozo TM-02 es el base salmuera.

PALABRAS CLAVE: *pozo horizontal; fluido de perforación; Simulación de Von Mises Stress.*

“OPTIMIZATION IN THE DRILLING OF TWO HORIZONTAL WELLS
THROUGH THE EVALUATION OF DRILLING FLUIDS PROGRAMS IN THE
TAMBOCOCHA FIELD - EASTERN ECUADOR”

Autores: Rosales Obregón Evelyn Daniela

Briones Sánchez Eric Joel

Tutor: Portilla Lazo Carlos

ABSTRACT

The general objective of this research is: "To optimize the drilling of two horizontal wells, through the evaluation of drilling fluids programs in the Tambococha-Eastern Ecuadorian field". Said objective was accomplished by means of the following types of research: documentary, mixed and descriptive; making use of the hypothetical deductive method. The study followed the procedure: a) bibliographic compilation, b) creation of the trajectory of the horizontal wells TM-01 and TM-02 in Landmark COMPASS, c) definition of the mud program for each well, d) creation of the planning of each well in WellPlan, e) definition of the number of casing sections for each well, f) analysis of the influence of drilling mud during drilling. As a result, it was defined to drill horizontal well TM-01 to the target depth of 6532 ft MD and 4505.5 ft TVD; likewise, horizontal well TM-02 was drilled to 6598 ft MD and 4503.3 ft TVD, both wells are within the average thickness of 4500 ft TVD of Napo-M1 sandstone. In conclusion, the type of drilling fluid suitable for well TM-01 is synthetic base mud and for well TM-02 is brine base.

KEYWORDS: *horizontal well; drilling fluid; Von Mises Stress Simulation.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La problemática de este trabajo nace de los diversos contratiempos ocasionados por la mala selección de un programa de fluidos de perforación, los cuales están evidenciados en los pozos TM-01 y TM-02, tales como: una mala limpieza del pozo, la presencia de tiempos no productivos, la extensión de viajes, la prolongación de backreaming, así mismo los daños por la abrasión de la herramienta direccional por los altos porcentajes de sólidos de baja gravedad (LGS) y arena, a su vez las corridas de casing.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El programa de fluidos de perforación es un factor clave para el éxito de la perforación, debido a que estos deben cumplir numerosas funciones que contribuyen a una operación eficaz. La optimización del programa de fluidos de perforación de dos pozos horizontales nos ayudara a demostrar que tan importante es la correcta selección de un programa de fluidos de perforación, ya que nos presentara diversas ventajas y desventajas, con el propósito de prevenir algún problema operacional en el momento de ejecutar el proyecto.

De tal manera, al momento de examinar el programa de fluidos de perforación, se tendrán en cuenta las recomendaciones necesarias, con el fin de evitar retrasos o pérdida de recursos invertidos en las operaciones realizadas. Tomando en cuenta el comportamiento y novedades de los pozos anteriormente perforados en el área; se diseñará el Programa de Fluidos de Perforación donde se establecerán todas las recomendaciones necesarias para que se evite incurrir en pérdida de recursos y retrasos en las operaciones a realizar.

1.3. ANTECEDENTES

Vega (2012), en su tesis de grado titulada “Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos

de Halliburton Baroid Drilling Fluids”, se plantearon el objetivo de evaluar y desarrollar un programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio. Mediante un procedimiento establecido que fue desde conocer las características principales del pozo hasta la recomendación de los equipos para el control de sólidos, se dio el cumplimiento de dicho objetivo, como resultado se pudo establecer que el pozo de estudio posee una composición de formaciones litológicas con diversas características físicas y químicas tales como conglomerados y arenas permeables correspondientes a la formación cuaternario en las etapas superficiales.

Barahona y Garnica (2009) en su tesis de grado titulada “Estudio y propuesta de perforación horizontal en la formación Hollín del campo Sacha” a partir de los estudios y análisis de los pozos vecinos perforados en el yacimiento de Sacha propusieron un plan de perforación horizontal en la Arenisca Hollín Principal del Campo Sacha. Efectuaron una revisión del diseño de pozo, del programa de perforación para finalmente presentar un análisis técnico económico del programa de perforación propuesto. Tomando en cuenta los problemas ocurridos como altos valores de pérdida de filtrado, pega de la tubería y empaquetamiento por lutitas y arcillas, solucionando las problemáticas mediante la propuesta presentada del programa de fluidos de perforación.

Jacome y Rosero (2021) en su tesis de grado titulada “Optimización del fluido de perforación utilizado en las secciones de 16”, 12 ¼”, 8 1/2” y 6 1/8” del pozo petrolero FP-1 ubicado en el Oriente Ecuatoriano a partir de pruebas básicas y especiales de laboratorio” determinaron la reactividad de las formaciones Terciario Indiferenciado, Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Napo con el fluido de referencia (agua) en base a pruebas especiales como Capacidad de Intercambio Catiónico, Tiempo de Succión Capilar, Acreción, Erosión/ Dispersión y expansión Lineal. A partir de los parámetros exigidos por la empresa CCDC y de los resultados de reactividad estratigráfica, determinaron la formulación con la concentración óptima de aditivos para cada sección mediante pruebas de ensayo y error. Para verificar que las formulaciones propuestas en este estudio cumplieran con las propiedades requeridas, utilizaron la Practica Recomendada API 13B-1 y las pruebas mencionadas con anterioridad, y los resultados confirmaron que las formulaciones eran eficaces y permiten un buen rendimiento durante la perforación.

Sánchez (2014) en su tesis de grado titulada “Estudio para optimizar las operaciones de perforación de pozos de largo alcance utilizando un sistema de fluidos de perforación de alto rendimientos base agua” propuso un lodo de alto rendimiento para mejorar la

eficiencia y ampliar la sección transversal lateral al perforar en yacimientos de petróleo no convencionales con estabilidad y desempeño del lodo. Esto se logró incluyendo productos clave e inhibidores de alto rendimiento en la formulación del lodo.

Silva y Gallegos (2001) en su tesis de grado titulada “Optimización del uso de polímeros para perforar pozos en campos marginales del oriente ecuatoriano” propuso el estudio del comportamiento de un fluido de perforación base polímero, como el PHPA, el cual se utilizó para perforar tres pozos en el campo Bermejo en la cuenca oriente ecuatoriano, este tipo de fluidos se lo utiliza para inhibir ciertos tipos de arcillas expandidas y de lutitas problemáticas y se lo puede adaptar para usarlo con otros tipos de aditivos para mejorar la perforación, alcanzar mejores resultados y abaratar costos asociados en la posterior completación de pozos.

Larco y Montesdeoca (2019) en su tesis titulada “Optimización del fluido de completación para reacondicionamientos de pozos en el bloque 18-palo azul” propuso el análisis de un fluido de completación aplicado en los diferentes pozos del campo Palo Azul, mediante la compatibilidad entre el fluido de completación y el fluido de yacimientos, para minimizar el daño de formación ya que este provoca una reducción de la producción.

Romero y otros (2022) en su tesis titulada “Metodología del diseño de un fluido de perforación base agua en la cuenca oriente ecuatoriano” proponen optimizar los fluidos de perforación mediante pruebas de interacción roca fluido, con el fin de minimizar tiempos no productivos debido al desempeño del fluido de perforación, incluidos el reacondicionamiento, el transporte de la tubería, el revestimiento y las operaciones de completación del pozo.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Optimizar la perforación de dos pozos horizontales, mediante la evaluación de los programas de fluidos de perforación en el campo Tambococha–Oriente ecuatoriano.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Analizar las características de los pozos horizontales TM-01 y TM-02 mediante los registros del campo Tambococha
- Planificar la perforación adecuada para los pozos TM-01 y TM-02 mediante el software WellPlan.
- Establecer el tipo de fluido de perforación adecuado para emplearse en cada uno de sus intervalos de perforación según su calidad.
- Realizar estudio de optimización del programa de fluidos de perforación correlacionando los programas de los pozos TM-01 Y TM-02.

1.5. ALCANCE

El presente proyecto busca establecer una optimización en la perforación de pozos horizontales a través de una selección del mejor programa de fluidos de perforación de los pozos horizontales TM-01 y TM-02 del campo Tambococha - Oriente ecuatoriano, para de esta manera otorgar un antecedente teórico que permita aplicar mejoras en el programa de fluidos de perforación en los pozos antes mencionados y pueda ser aplicado de forma práctica.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variable Dependiente

- Características del campo Tambococha
- Concentraciones de los fluidos de perforación

1.8.2. Geología del campo

El campo Tambococha pertenece al complejo tectónico de Ishpingo, Tambococha y Tiputini, que se extiende hacia el norte hasta Imua, un sistema transversal asociado a un sistema de fallas de tendencia noreste-suroeste. (Gavilanes Ronny, 2021)

- a) Estructura: Geológicamente, está formada por cuatro tectónicas anticlinales orientadas casi norte-sur y está controlada por una falla inversa isótropa, un eje tectónico regional que se extiende desde la parte norte de la cuenca hasta la parte sureste. (Panchana, 2021).

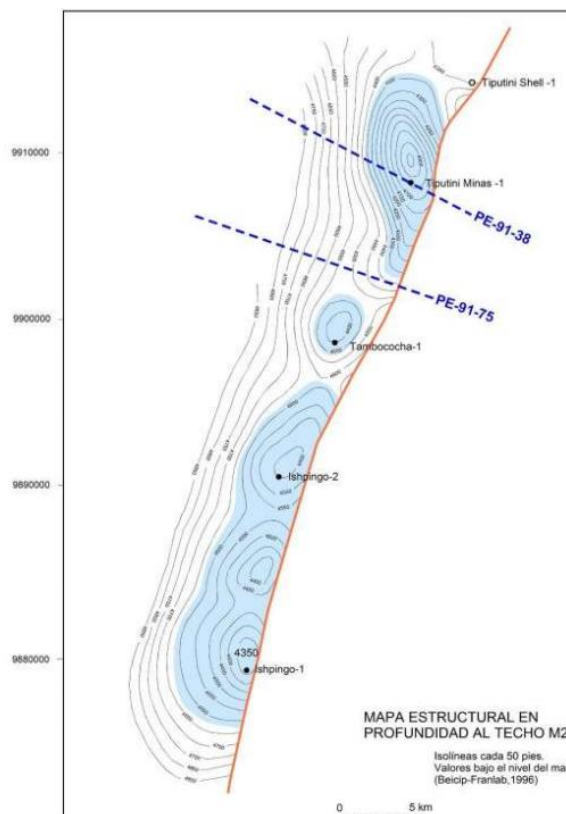


Figura 2. Mapa estructural Campo Tambococha. (Panchana, 2021).

- b) Estratigrafía: El campo Tambococha se compone de suelos arcillosos limosos y arenosos, y está situado cerca del borde del principal sistema fluvial del este del país. (Renssnature & Consulting CÍA. LTDA, 2016).

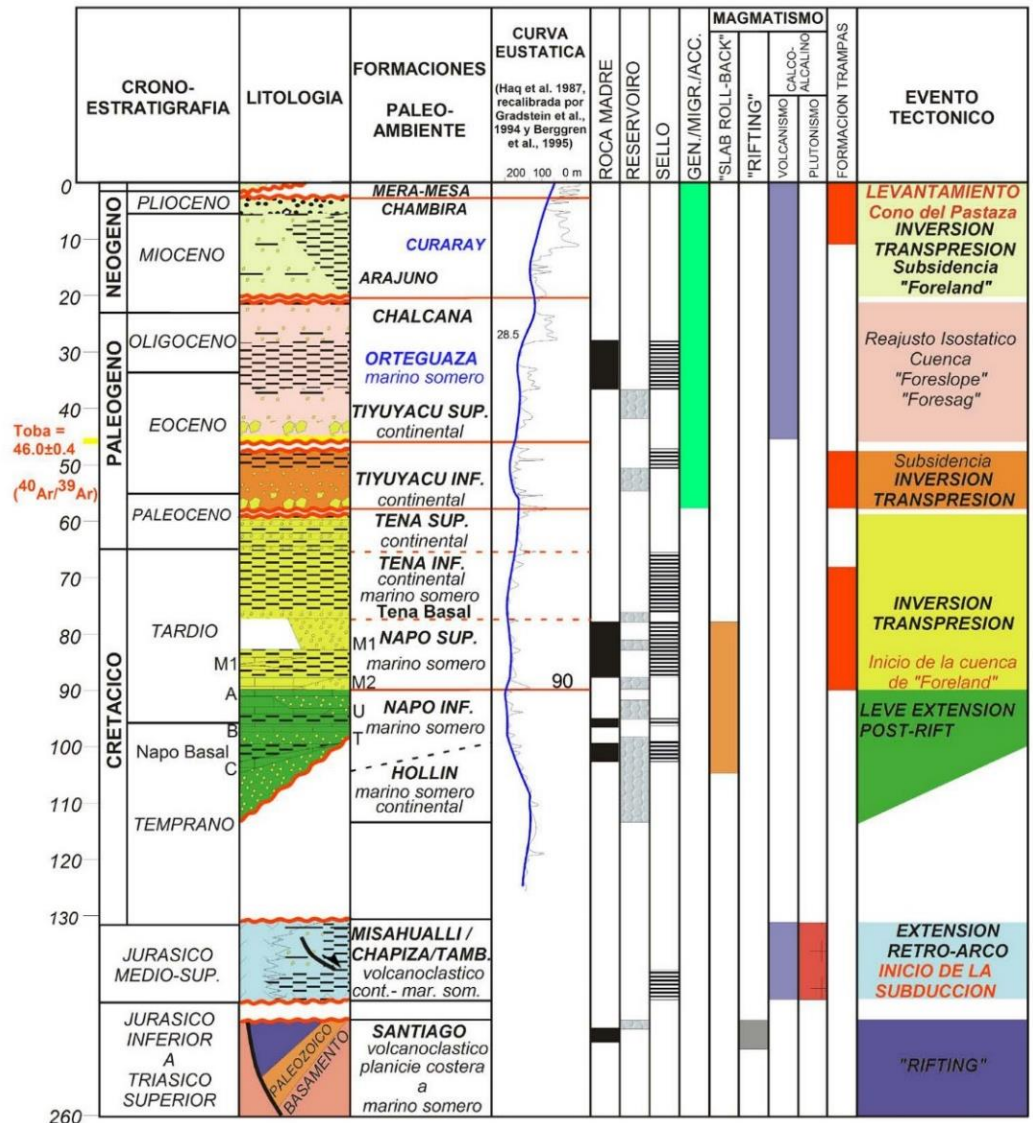


Figura 3. Columna estratigráfica del Campo Tambococha. (Renssnature & Consulting CÍA. LTDA, 2016).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA

2.1.1 Ubicación geográfica del Campo Tambococha.

El Campo Tambococha está ubicado en la provincia de Orellana, al Este de la región Amazónica, donde también se encuentran los campos Ishpingo y Tiputini (ITT). Ishpingo, Tambococha y Tiputini forman parte del Bloque N°43 o ITT del Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, 2013).

El bloque 43 o ITT comprende los yacimientos de Ishpingo, Tambococha y Tiputini y está formado geológicamente por cuatro fallas inversas de tendencia aproximadamente norte-sur, controladas por fallas inversas en la misma dirección, y este eje estructural es regional, extendiéndose desde la parte norte de la cuenca hasta la parte sureste de la misma (Panchana, 2021).

2.2 PETRÓLEO

2.2.1 Definición

Literalmente petróleo significa “aceite de roca”. La palabra proviene del griego “petra” (piedra) y del latín “óleum” (aceite) (Hussein, Mohamed, & Mohamed, 2016). El petróleo tiene características físicas y químicas que varían mucho de un yacimiento a otro e incluso dentro de un mismo yacimiento (Wauquier, 1994).

La composición químico-orgánica del petróleo se caracteriza por contener una mayoría de átomos de carbono (C) e hidrógeno (H), formando diversos compuestos denominados hidrocarburos. Los hidrocarburos se presentan en los siguientes estados físicos: gaseoso, líquido, semisólido y sólido (Lorenzo García & Morato Medina, 2018).

2.2.2 Composición

Wauquier (1994) indica que los componentes del petróleo se encuentran divididos en 4 grandes grupos:

- Parafinas
- Naftenos
- Aromáticos
- No hidrocarburos

La proporción relativa de estos compuestos es determinada por propiedades físicas.

Según Lorenzo y Morato (2018), el petróleo está formado hidrocarburos y otros compuestos que contienen cantidades significativas de N, S y O, así como una pequeña proporción de compuestos orgánicos de metales pesados y biomarcadores (Va, Ni). La mayoría de los crudos se componen de naftenos y parafinas.

2.3 FLUIDOS

2.3.1 Definición.

Un fluido es una sustancia que, debido a su bajo nivel de cohesión intermolecular, no tiene forma propia, sino que adopta la forma del recipiente en el que se encuentra (Chow, 1994)

Los fluidos pueden encontrarse en estado líquido o gaseoso siendo estos últimos menos viscosos, cambian de forma cuando están sometidos a una fuerza cortante y no restituyen su forma original luego de una deformación causada por una fuerza externa (Terán, Torres, Arteaga, & Sánchez, 2018).

2.3.1 Propiedades de los fluidos.

2.3.1.1 Densidad.

La densidad caracteriza la masa de un sistema fluido y se define como masa por unidad de volumen. Los valores de densidad para diferentes fluidos pueden variar ampliamente, pero para el mismo líquido, los cambios de presión y temperatura generalmente tienen un leve efecto en su valor. La densidad está representada por la letra griega ρ (Mott, 2006).

2.3.1.2 Viscosidad.

Es una propiedad muy importante que exhiben los líquidos reales mientras están en movimiento. Cuando una capa de líquido se mueve en relación a otras, hay fricción entre ellos, por lo que la capa que se mueve más rápido arrastra a la capa adyacente. La propiedad de un líquido para resistir fuerzas tangenciales que intentan mover unas partículas con respecto a otras partículas se denomina viscosidad, es decir, la propiedad de un líquido para resistir fuerzas que hacen que sus partículas se muevan unas con respecto a otras o el deslizamiento de sus capas (Terán, Torres, Arteaga, & Sánchez, 2018).

2.3.1.3 Presión.

La presión es una cantidad física que expresa la fuerza que ejerce el cuerpo sobre una unidad de área ($p = F/A$), siendo su unidad parte del Sistema Internacional el Pascal (N/m^2) (Cergel, 2006).

Presión absoluta

El término “presión absoluta” se refiere a la presión ejercida por un fluido en relación con un vacío perfecto o cero absolutos. Esta medida solo es igual a cero cuando no hay colisión entre moléculas, lo que indica una baja proporción de moléculas gaseosas o velocidad molecular. La presión absoluta se acuñó porque la presión atmosférica varía con la altitud, y los diseños a menudo se crean en diferentes países a diferentes altitudes sobre el nivel del mar. Así, se estableció el término absoluto para estandarizar criterios (Terán, Torres, Arteaga, & Sánchez, 2018).

Presión manométrica

La medición de presiones por encima de la presión atmosférica se conoce comúnmente como presión manométrica. Para medir esta presión se utiliza un manómetro, que calcula la diferencia entre la presión atmosférica local y la presión desconocida. Al sumar el valor real de la presión atmosférica a la lectura del manómetro, se puede determinar el valor absoluto de la presión (Terán, Torres, Arteaga, & Sánchez, 2018).

2.3.1.4 *Peso específico*

La definición de gravedad específica es el peso de una sustancia dividido por su volumen. El Sistema Internacional de Unidades mide la gravedad específica en Newtons por metro cúbico (N/m^3). En el caso de un fluido uniforme, $\gamma = mg/V = \rho g$, mientras que un fluido no homogéneo está representado por $\gamma = \gamma(x, y, z, t) = g \frac{dm}{dv} = \rho g$. En ambos casos, g es la aceleración de la gravedad (Domingo, 2011).

2.3.1.5 *Volumen específico.*

El volumen específico es el espacio que ocupa una unidad de masa. Para un fluido homogéneo, se define como $v = V/m = 1/\rho$, mientras que, para un fluido no

homogéneo, debemos discutir su valor en un punto específico, $v(x, y, z, t) = \frac{dV}{dm} = \frac{1}{\rho}$. V siempre es igual a 1; a nivel internacional, se mide en unidades (m^3/kg) (Domingo, 2011).

2.3.1.6 Compresibilidad.

La capacidad de la materia para cambiar de volumen en respuesta a un cambio de presión se conoce como compresibilidad. Se distingue por el coeficiente de compresibilidad, k , que se define como la disminución proporcional de volumen por cada unidad de aumento de presión y tiene la fórmula $k = \frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$. La presión inversa se mide en unidades S.I. (m^2/N). El módulo de compresibilidad (N/m^2) es su inverso, $K = \frac{1}{k}$. K y k dependen de cómo se lleva a cabo el proceso (Domingo, 2011).

2.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.4.1 Definición.

Fluido líquido, gaseoso o su mezcla con un sólido, utilizado en las operaciones de perforación de la tierra. En términos generales, es sinónimo de “fluido de perforación” (Méndez, 2020). Un fluido de perforación es una mezcla homogénea compuesta por un fluido base (agua, aceite o gas) y diversos aditivos con propiedades fisicoquímicas específicas que desempeñan diversas funciones en las operaciones de perforación (Hernández & Miranda, 2020).

2.4.2 Funciones del fluido de perforación.

Un fluido de perforación posee funciones que describen las tareas que debe cumplir, aunque algunas de estas funciones no son esenciales en todos los pozos. La eliminación de los recortes de perforación del pozo y el control de la presión de formación son funciones extremadamente importantes (Instituto Americano del Petróleo, 2014).

Según Panchana (2021), los fluidos de perforación tienen diversas funciones que contribuyen a una perforación rápida y segura. Estas funciones incluyen:

- Controlar la presión de la formación.
- Levantar los recortes de formación.
- Refrigerar y lubricar las brocas y los tubos de perforación.
- Sellar formaciones permeables.
- Comprobar la corrosión de las herramientas.
- Reducir el peso de la tubería de perforación.
- Garantiza la máxima información de la formación.
- Facilita la cementación y la terminación.
- Minimiza el impacto medioambiental.
- Mantiene la estabilidad del pozo.
- Transmite energía hidráulica a la herramienta y a la broca.

2.4.3 Propiedades de los fluidos de perforación

2.4.3.1 Propiedades físicas

En la siguiente tabla se indican las propiedades físicas de los fluidos de perforación:

Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación (Méndez, 2020)

Propiedad	Definición
Densidad	Propiedad de un fluido cuya función es controlar in situ el fluido de formación. El control de la densidad es relevante porque la presión hidrostática se utiliza para mantener la presión de formación.
Viscosidad	Resistencia del fluido al flujo, es determinada con el embudo MARSH, y sirve para mantener la presión de formación.

Viscosidad plástica

Resulta de la fricción mecánica. Depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido. Su control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y para obtener altas tasas de penetración (ROP).

Esta depende de la concentración, tamaño y forma que puedan tener los sólidos presentes en el fluido de perforación, como medida de control se debe contar con equipos mecánicos encargados del control de sólidos. Este control se hace indispensable ya que mejora el comportamiento reológico del fluido.

Punto Cedente (YP)

Fuerza de atracción electroquímicas o de atracción del lodo. Se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, sufre un incremento por la acción de contaminantes solubles.

Es la resistencia al flujo que es causada por las fuerzas de atracción entre partículas, estas fuerzas son consecuencia de las cargas (positivas y negativas) que hay sobre la superficie de las partículas que se encuentran dispersas en la fase fluida, el punto cedente se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.

Resistencia de gel
(lb/100pie²)

Medida de atracción bajo condiciones estáticas o de no flujo. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido.

Representa una medida de las propiedades tixotrópicas del fluido y mide la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. La fuerza de geles indica una medida del esfuerzo o ruptura de la consistencia de un gel ya formado. La tasa de geles es el tiempo

	<p>que se requiere para que se forme el gel, si el gel se forma lentamente después del reposo, la tasa de gel es baja y si se forma rápidamente la tasa de gel es alta. Su medición se efectúa en viscosímetro rotacional de indicación directa.</p>
Filtrado API	<p>Método utilizado para conocer la filtración estática de un fluido de perforación en base agua a temperatura ambiente.</p>
PH	<p>Indica si el fluido de perforación es ácido o básico. Cuando el PH es bajo varía de 7.5 a 9.5, y el PH es alto cuando varia de 9.5 a 11.5.</p>
% de arena	<p>Durante la perforación de un pozo el porcentaje de arena debe mantenerse al mínimo, para evitar daño en los equipos de perforación.</p>
% de sólidos y líquidos	<p>Este porcentaje se determina con una prueba de retorta. Los resultados permiten conocer el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.</p>

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación corresponde a los tipos de:

- Investigación documental: La investigación documental consiste en la búsqueda de información en sitios de información confiable correspondiente al estado del arte, artículos científicos, entre otros (Guevara, Verdesoto, & Castro, 2020).
- Investigación mixta: Pertenece a la investigación cualitativa y cuantitativa por los lineamientos del tema propuesto; de este modo, se considera la investigación-acción para buscar soluciones a la problemática del caso de estudio y la parte cuantitativa confirman los diseños de la simulación (Botella & Ramos, 2019).
- Investigación descriptiva: Sirve de complemento para la explicación, clasificación y sistematización con los objetivos propuestos. De esta manera, se describirá todos los apartados del documento, se realizará un análisis de los resultados y posteriormente las conclusiones del tema planteado (Oberti & Bacci, 2021).

3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método de investigación que se implementará para este caso de estudio es el método hipotético deductivo el cual forma parte del argumento del modelo científico; de este modo, la característica principal de este método consiste en validar o rechazar la hipótesis nula o alternativa (Siponen & Klaavuniemi, 2020). El procedimiento se basa en las reglas lógicas de la inducción y deducción descritos a continuación:

- Estudio preliminar del objeto de estudio; esto puede ser realizado mediante algún instrumento de investigación cualitativa o cuantitativa.
- Formulación de la hipótesis en base a la problemática identificada, también conocida como inducción.
- Deducción de las consecuencias con relación a las hipótesis, también conocida como deducción.
- Validación o rechazo de las variables deducidas.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población.

La población es de tipo finita debido a que el objeto de estudio se basó en la optimización de la perforación de los pozos TM-01 y TM-02 lo cual corresponde a una cantidad fácilmente cuantificable y por lo tanto no se implementará ningún método probabilístico para definir el muestreo.

3.3.2 Muestra.

El tipo de muestreo para este estudio es el muestreo por conveniencia, el cual se basa en la facilidad de la obtención de la información; además, permite realizar estudios en menor escala que al comprobar las hipótesis se pueden aplicar estudios pertinentes de mayor escala (Ko, Manteca, & Llonch, 2023). Entonces, la muestra del presente trabajo de investigación corresponde a los pozos horizontales TM-01 y TM-02.

3.4 MÉTODOS Y TÉCNICAS

Este estudio se basa en el siguiente procedimiento:

- 1) Recopilación bibliográfica de ingeniería de perforación horizontal, los problemas operacionales de la perforación, fluidos de perforación e información del campo Tambococha correspondiente a las coordenadas del campo, gradientes coexistentes en el subsuelo del área de estudio, litología, tope y bases de las arenas productoras y parámetros petrofísicos.
- 2) Creación de la trayectoria de los pozos horizontales TM-01 y TM-02 en el simulador Landmark COMPASS.
- 3) Definición del programa de lodos de perforación que se aplicará para las secciones de cada pozo.
- 4) Crear la planificación de cada pozo en el simulador WellPlan.

- 5) Definir la cantidad de secciones de tuberías de revestimiento para cada pozo en base a los gradientes de la formación arrojados por los simuladores.
- 6) Análisis de la influencia del lodo de perforación durante la perforación en los softwares mencionados.

3.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL DEL POZO TM-01

3.5.1 Trayectoria del pozo TM-01.

- **Coordenadas de ubicación UTM**

La Tabla 2, muestra las coordenadas de superficie y sección horizontal del pozo TM-01. Datos que se utilizaron para la perforación horizontal.

Tabla 2. Coordenadas del pozo TM-01 para la perforación horizontal. Fuente: Los autores, 2023.

Coordenadas de superficie				
Norte	9898351.5388687	Latitud	-0.9195932326	Zona 18
Este	432761.8491296	Longitud	-75.6043183273	Hemisferio S
Coordenadas de la sección horizontal				
Inicio				
Norte	9899755.60			
Este	432005.67			
Fin				
Norte	9900176.56			
Este	431791.18			

- **Trayectoria en COMPASS**
 - **Condiciones iniciales del programa**

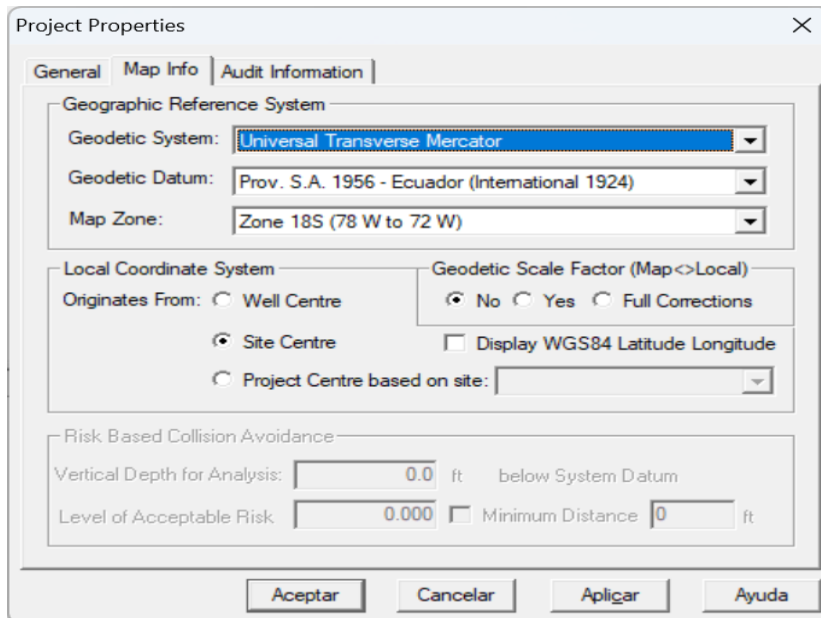


Figura 4. Información de las coordenadas del pozo TM-01. Compas, 2023.

Inicialmente se creó un nuevo proyecto dentro del simulador COMPASS y se estableció como nombre “ITT” en la sección general, también se corroboró en la sección de cálculos que esté seleccionado el método para el cálculo de survey de curvatura mínima. Las secciones que se pueden observar en la Figura 4 representan las coordenadas de superficie de la Tabla 1, de igual manera se seleccionó el país, zona y hemisferio. Luego se ingresó a la plataforma y se agregó el nombre de Tambococha.

- **Condiciones del bloque**

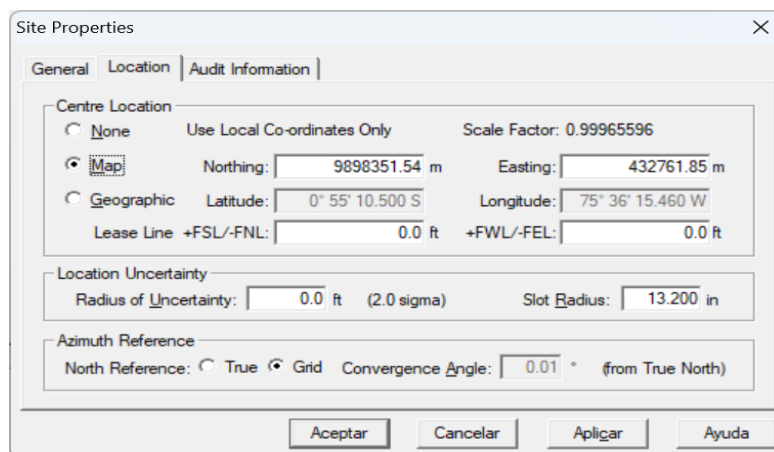


Figura 5. Propiedades del campo. Compas, 2023.

En la Figura 2 se puede observar las propiedades del campo que se deben ingresar para que no existan errores en la ubicación de los objetivos a perforarse; además, en la casilla general se colocó el bloque 43. Posteriormente, se crea la sección del pozo y se ingresa nuevamente las coordenadas en la sección de mapa como se muestra en la Figura 6.

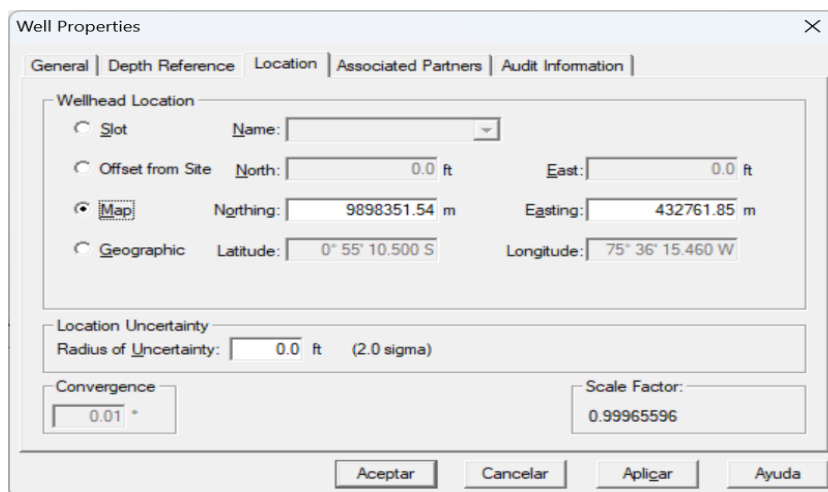


Figura 6. Propiedades para el pozo TM-01. Compas, 2023.

- **Trayectoria horizontal del pozo TM-01**

En la Figura 7 se puede observar las secciones de la trayectoria, donde se encuentran dos secciones de KOP hasta alcanzar el objetivo a la coordenada final con una inclinación de 90°; los valores ingresados corresponden a las profundidades medidas, inclinación y azimut, los demás valores se calculan en función de la data ingresada.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	250.0	250.0	0.00	0.00	250.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	2600.0	2350.0	2.00	260.00	2599.5	-7.1	-40.4	12.7	0.09	260.00	0.09	0.00	Inc Azi MD	
4	5000.0	2400.0	36.00	330.00	4841.2	616.4	-447.3	754.2	1.47	72.64	1.42	2.92	Inc Azi MD	
5	5600.0	600.0	36.00	330.00	5326.6	921.8	-623.6	1106.7	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
6	6150.0	550.0	34.00	333.00	5777.2	1198.8	-774.3	1422.0	0.48	140.51	-0.36	0.55	Inc Azi MD	
7	6500.0	350.0	34.00	333.00	6067.3	1373.2	-863.1	1617.7	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
8	8600.0	2100.0	34.00	333.00	7808.3	2419.5	-1396.3	2791.8	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
9	11100.0	2500.0	86.00	334.00	9015.9	4293.6	-2324.9	4882.5	2.08	1.27	2.08	0.04	Inc Azi MD	
10	11450.0	350.0	90.00	333.00	9028.1	4606.5	-2480.9	5232.1	1.18	-14.05	1.14	-0.29	Inc Azi MD	
11	13000.0	1550.0	90.00	333.00	9028.1	5987.6	-3184.6	6781.8	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
12													Insert Line	

Figura 7. Trayectoria del pozo TM-01. Compas, 2023.

Posteriormente, se definen los objetivos, esta opción se encuentra en la sección de pozos y se ingresan las coordenadas del punto medio del objetivo con la profundidad, luego en el apartado de geometría se seleccionó tipo rectangular. Los valores de la profundidad vertical para los dos objetivos es la misma como se observa en la Figura 8.

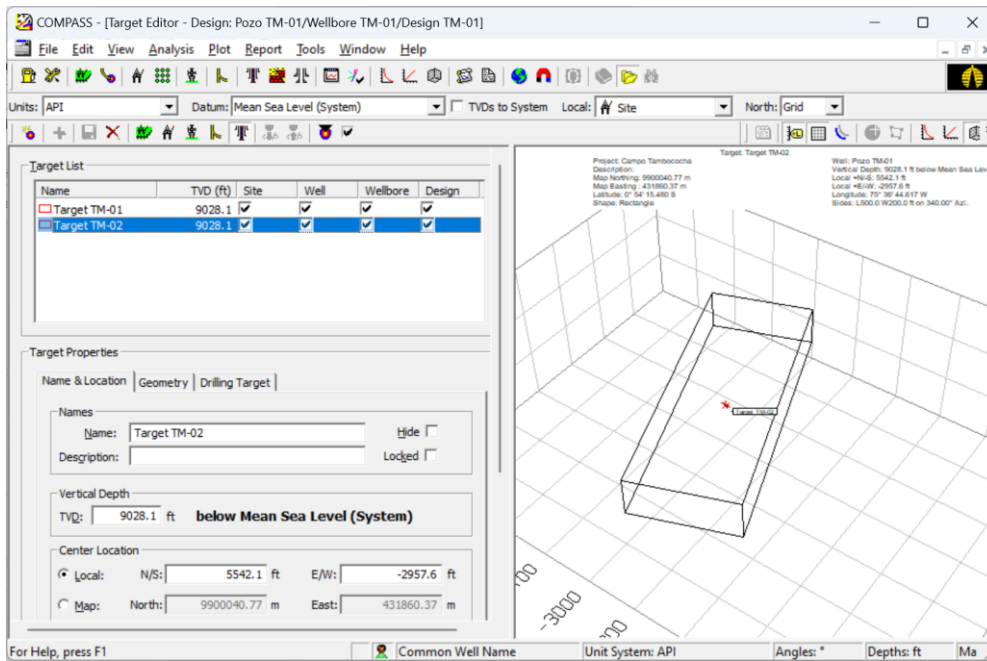


Figura 8. Objetivos del pozo TM-01. Compas, 2023.

Finalmente, se comprueba en el visualizador 3D de COMPAS que los objetivos se encuentren con los objetivos ingresados, como se muestra en la Figura 6.

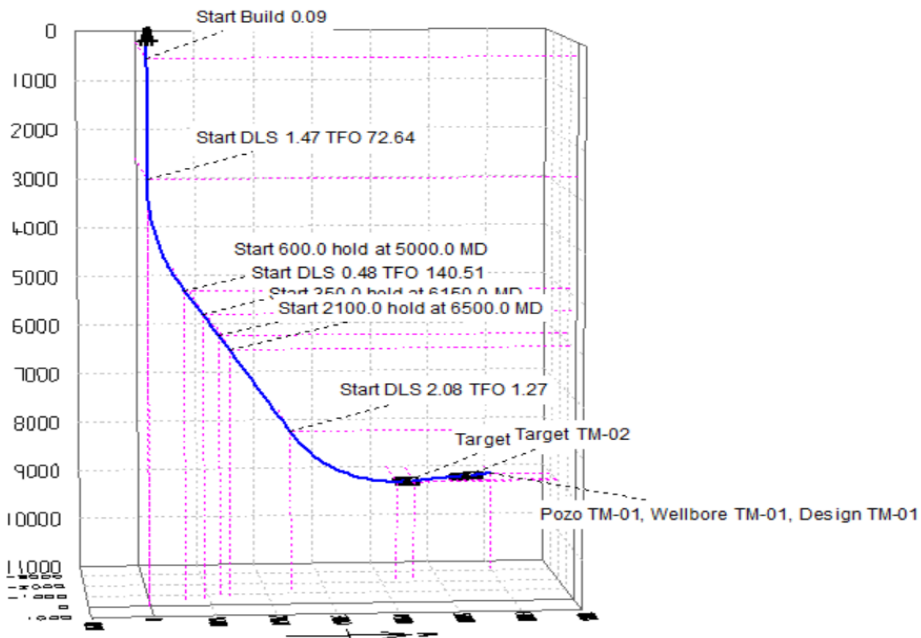


Figura 9. Pozo TM-01 con dos objetivos. Compas, 2023.

3.5.2 Trayectoria del pozo TM-02.

- Coordenadas UTM de la ubicación

La tabla 3, muestra las coordenadas de superficie y sección horizontal del pozo TM-02. Datos que se utilizaron para la perforación horizontal.

Tabla 3. Coordenadas del pozo TM-02 para la perforación horizontal. Fuente: Los autores, 2023.

Coordenadas de superficie				
Norte	9898344.9246202 m	Latitud	-0.919653	Zona 18
Este	432715.9334124 m	Longitud	-75.604731	Hemisferio S
Coordenadas de la sección horizontal				
Inicio				
Norte	9897367.10 m			
Este	432946.74 m			
Fin				
Norte	9897242.37 m			
Este	432975.54 m			

Con la Tabla 3, se puede determinar el inicio y fin de la trayectoria que debe cumplir el pozo TM-02 para llegar a los intervalos donde se encuentran los objetivos, posteriormente, se planifica la trayectoria del pozo a seguir teniendo en consideración el tramo más conveniente.

- **Trayectoria en COMPASS**

Debido a que ambos pozos en estudio se encuentran en el mismo campo, pero en diferente ubicación se creó desde el mismo bloque una extensión para la trayectoria del pozo TM-02 como se puede observar en la Figura 10.

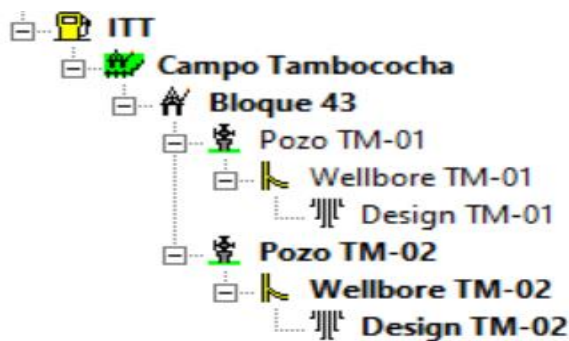


Figura 10. Esquema de los pozos en perforación. Compas, 2023.

- **Propiedades del pozo TM-02**

Figura 11. Ubicación de las coordenadas UTM para el pozo TM-02. Compas, 2023.

La ubicación del pozo se agrega en la sección de “Location” como se puede observar en la Figura 11 se debe colocar en el aparato de mapas, además, es importante verificar que las coordenadas estén en unidades métricas para que los objetivos coincidan en el resultado final de la trayectoria. Luego se aplica, se coloca el nombre del pozo y se acepta.

- **Trayectoria del pozo TM-02**

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-21.7	-150.6	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	250.0	250.0	0.00	0.00	250.0	-21.7	-150.6	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	1185.0	935.0	3.00	130.00	1184.6	-37.4	-131.9	19.6	0.32	130.00	0.32	0.00	Inc Azi MD	
4	1735.0	550.0	37.00	165.00	1694.4	-211.9	-76.3	202.1	6.29	37.46	6.18	6.36	Inc Azi MD	
5	2435.0	700.0	37.00	165.00	2253.4	-618.8	32.7	623.2	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
6	2835.0	400.0	35.00	167.00	2577.0	-846.9	89.7	858.3	0.58	150.36	-0.50	0.50	Inc Azi MD	
7	4035.0	1200.0	35.00	167.00	3560.0	-1517.5	244.5	1546.5	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
8	4385.0	350.0	35.00	167.00	3846.7	-1713.1	289.7	1747.3	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
9	5733.0	1348.0	86.00	169.00	4488.9	-2824.2	520.4	2881.7	3.79	2.57	3.78	0.15	Inc Azi MD	
10	6148.0	415.0	90.00	167.00	4503.3	-3229.8	606.6	3296.3	1.08	-26.59	0.96	-0.48	Inc Azi MD	
11	6568.0	420.0	90.00	167.00	4503.3	-3639.0	701.1	3716.3	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
12													Insert Line	

Figura 12. Cálculo de la trayectoria del pozo TM-02. Compas, 2023.

En el pozo TM-02, se calculó la trayectoria al otro extremo debido a que es un área en desarrollo y con buen potencial de hidrocarburos de este modo también permitirá determinar el comportamiento del fluido de perforación en otra sección del área de estudio. En la Figura 12 se puede visualizar que el primer KOP inicia a la profundidad de 1185 ft de MD hasta alcanzar una inclinación de 37 grados a los 2435 ft de MD, luego se mantiene en la trayectoria tangencialmente hasta los 4385 de MD y la inclinación se reduce a 35 grados, posteriormente, inicia el segundo KOP hasta alcanzar la inclinación de 90 grados a la profundidad de 6148 ft de MD y 4503.3 ft de TVD, finalmente se prolonga la trayectoria horizontal hasta las coordenadas finales del objetivo.

- **Zonas objetivas del pozo TM-02**

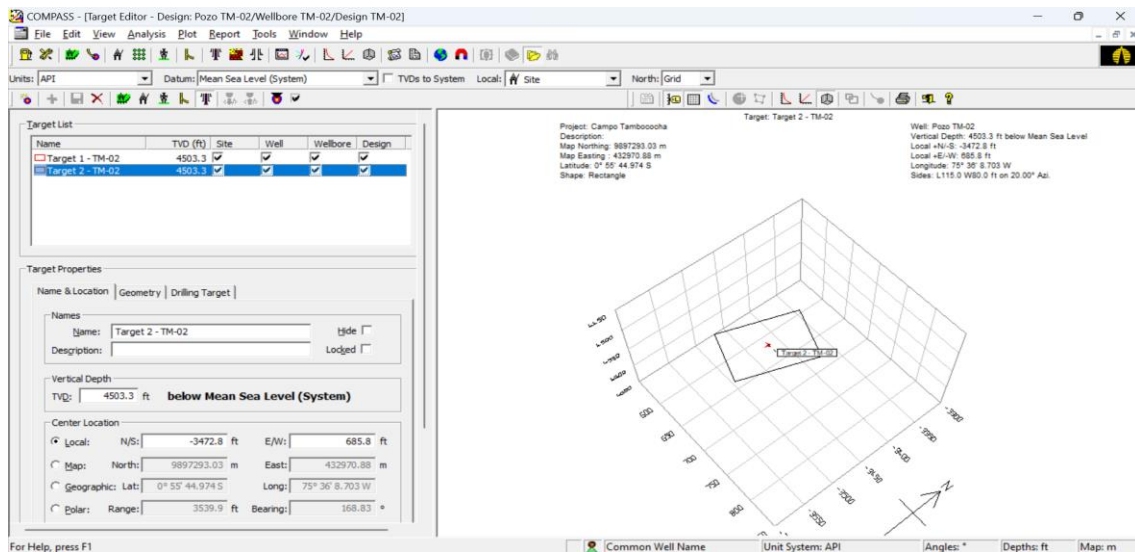


Figura 13. Objetivos del pozo TM-02. Compas, 2023.

El primer objetivo del pozo TM-02 se definió con un ancho de 60 ft y una longitud de 110 ft, el segundo objetivo tiene un espesor de 80 ft y una longitud de 115 ft con geometría rectangular. En la Figura 13 se puede observar los objetivos que se crearon. Por otra parte, se debe corroborar que las coordenadas UTM se encuentran dentro del rango establecido de inicio a fin, ya que suele generar errores en el gráfico de trayectoria y objetivos. Por otro lado, se deben actualizar los objetivos en la parte de “Project List” para que se carguen en el sistema, finalmente se procede a guardar y cerrar.

Como último paso en la definición de la trayectoria para el pozo TM-02 se debe comprobar que los objetivos estén en la trayectoria en la sección de visualización 3D, en

este caso en la Figura 14 se puede observar que los objetivos se encuentran en el desplazamiento horizontal.

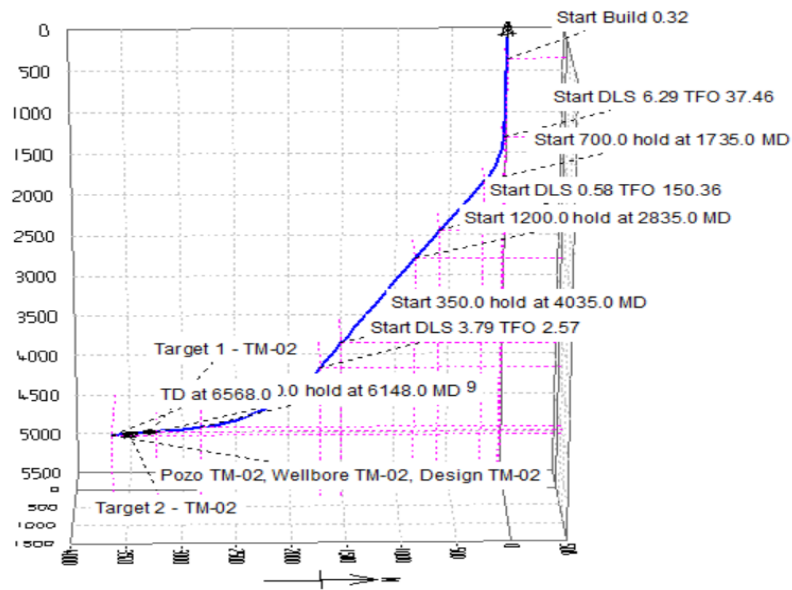


Figura 14. Trayectoria con dos objetivos del pozo TM-02. Compas, 2023.

3.6 ASENTAMIENTO Y SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Para definir las características de la tubería de los pozos TM-01 y TM-02 se implementó el software CasingSeat, para ello se utilizaron las presiones y gradientes del Anexo A correspondientes a sección de la arenisca M1 de la formación Napo del campo Tambococha de igual forma, se agregó las propiedades de las arenas que conforman el área en estudio como se observa en la Figura 15.

También, en la sección de gradiente geotérmico se colocó la temperatura ambiente de 100.4 °F y la temperatura del reservorio de 180 °F para ambos pozos.

Lithology					
	Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)
1	0.0	Ground	Empty	Yes	
2	800.0	Desconocido	Clay	Yes	
3	1700.0	Desconocido	Claystone	Yes	
4	2500.0	Desconocido	Conglomerate	Yes	
5	2800.0	Orteguaza	Shale	Yes	
6	3100.0	Orteguaza	Siltstone	Yes	
7	3400.0	Orteguaza	Coal	Yes	
8	3500.0	Tiyuyacu	Claystone	Yes	
9	3600.0	Tiyuyacu	Siltstone	Yes	
10	3700.0	Tiyuyacu	Sandstone	Yes	
11	3900.0	Tiyuyacu	Tuff	Yes	
12	4000.0	Tena	Claystone	Yes	
13	4100.0	Tena	Siltstone	Yes	
14	4200.0	Tena	Sandstone	Yes	
15	4300.0	Tena	Shale	Yes	
16	4503.3	Napo-M1	Sandstone	Yes	
17	5000.0	Napo-M1	Shale	Yes	
18					

Figura 15. Litología de la arena M-1. CasingSeat, 2023.

Luego de haber definido toda la información se procedió a calcular el asentamiento de las tuberías de revestimiento en base a las recomendaciones disponibles que el software realiza como se observa en el Anexo B; para el pozo TM-01 el casing superficial de 20 in se estimó a la profundidad de 600 ft MD, el casing intermedio de 13 3/8 in se estimó a 3330.5 ft MD y el casing de producción de 9 5/8 a 6532 ft MD, como se observa en la Figura 16.

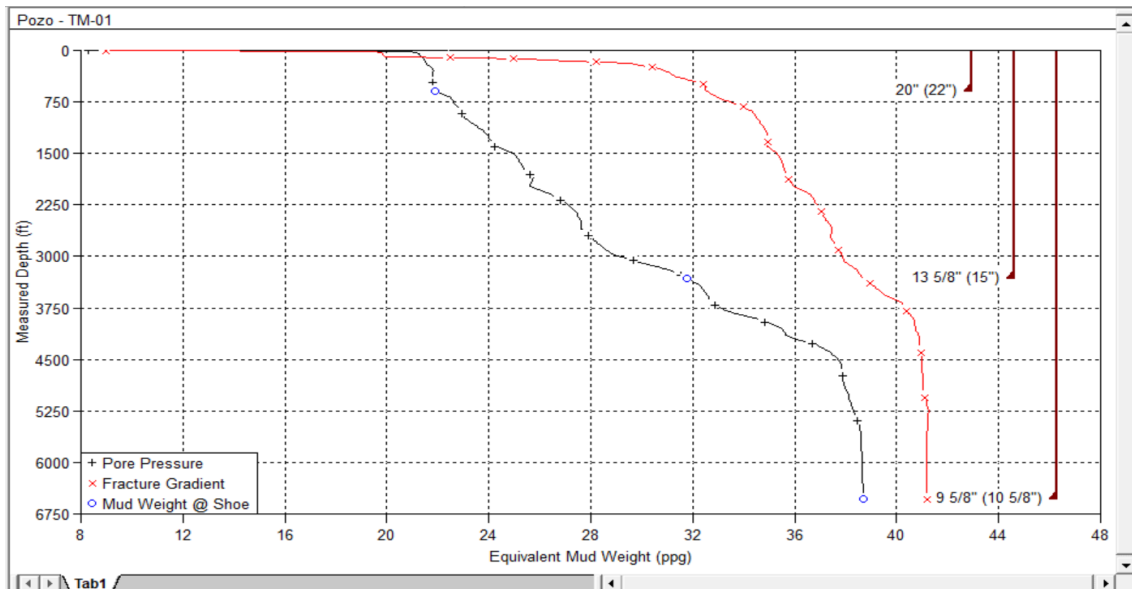


Figura 16. Asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01. CasingSeat, 2023.

En la Figura 17 se visualiza el asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo TM-02, donde el casing conductor de 20 in se estimó a 540 ft MD, el casing intermedio de 13 5/8 in a 3353.9 ft MD y el casing de producción de 9 5/8 in a 6568 ft MD.

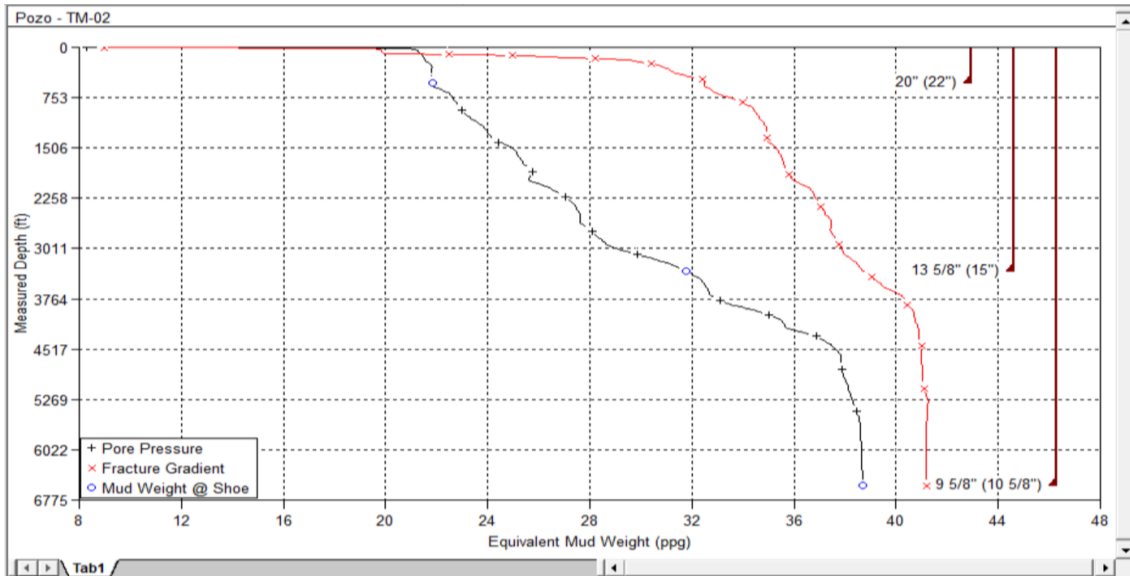


Figura 17. Asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo TM-02. CasingSeat, 2023.

3.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN WELLPLAN

Para determinar la eficiencia del fluido de perforación en los pozos TM-01 y TM-02 se implementó el simulador WellPlan. En la etapa inicial se cargan automáticamente la trayectoria de cada pozo, geología, gradientes y las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

- **Completación de los pozos TM-01 y TM-02**

En la Figura 18 se puede observar el diagrama del pozo TM-01 completado con las tuberías de revestimiento y la sarta de perforación hasta 6532 ft MD, los detalles de cada componente de la sarta de perforación. Además, en la Tabla 4, se puede verificar las profundidades a la que se encuentra cada revestidor.

Tabla 4. Características de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01. Fuente: Los autores, 2023.

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)
Casing	600.0	600.00	600.0	18.874	18.686	22.000	0.25	0.3461
Casing	3330.5	2730.50	3330.5	12.375	12.250	15.000	0.25	0.1488
Casing	6532.0	3201.50	6532.0	8.535	8.500	10.625	0.25	0.0708

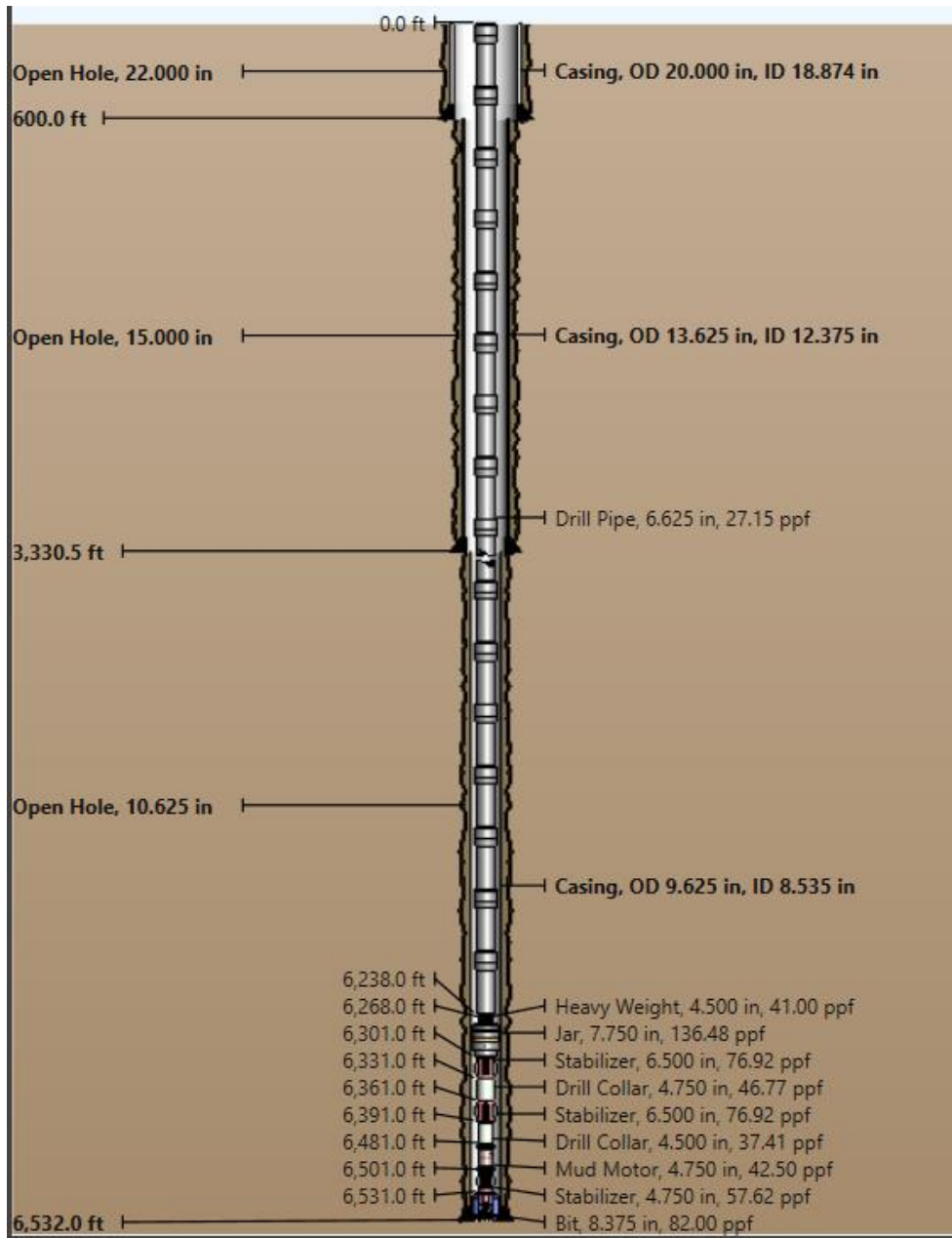


Figura 18. Diagrama de completaci3n del pozo TM-01. WellPlan, 2023.

La Figura 18 muestra el esquema del pozo TM-02 con todas las tuberías de revestimiento y la sarta de perforaci3n hasta una profundidad de 6532 ft MD. Adem3s, en la Tabla 5 se presentan las profundidades correspondientes a cada revestidor y otros factores referentes a la geometría del pozo.

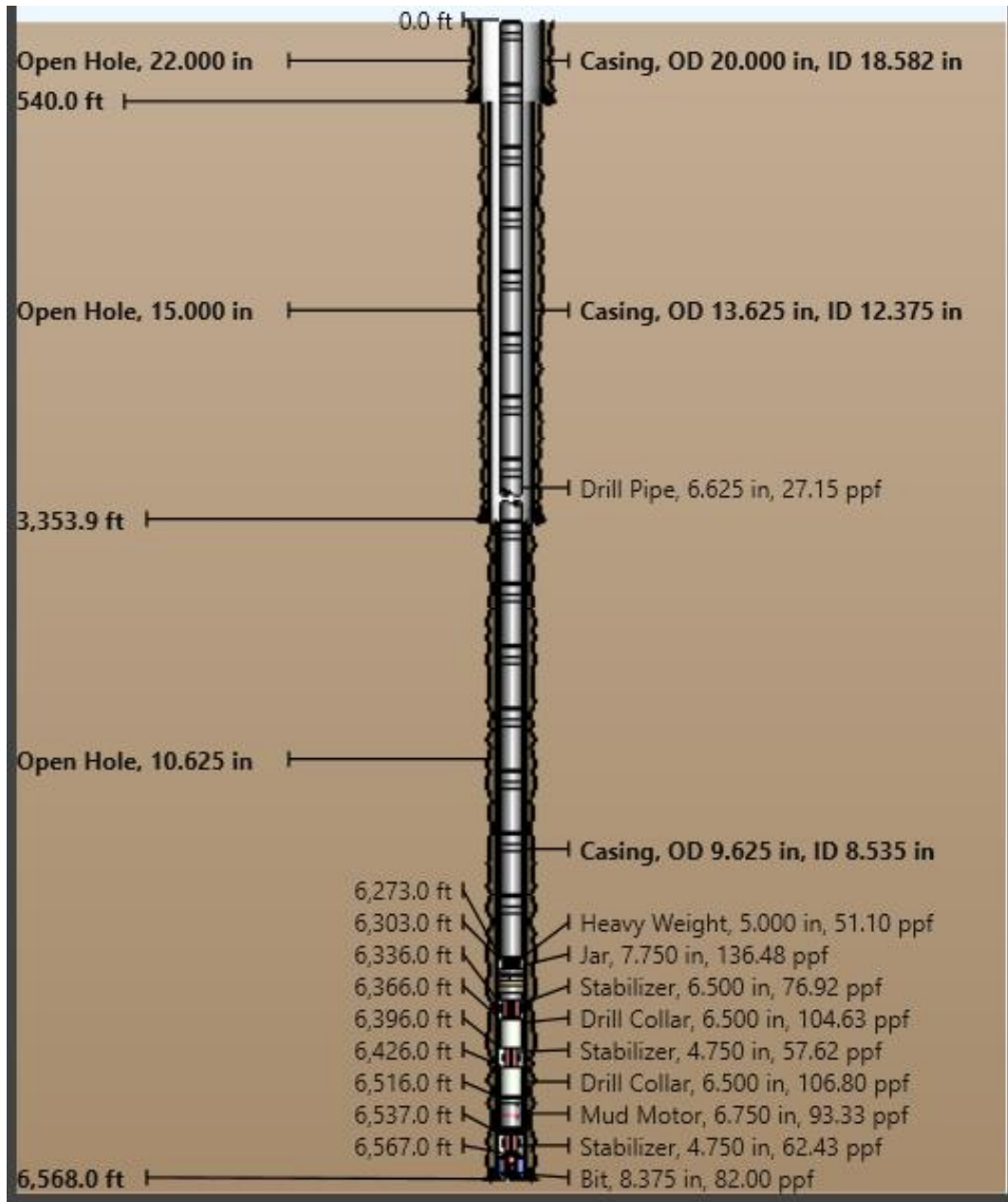


Figura 19. Diagrama de completaci3n del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

Tabla 5. Características de las tuberías de revestimiento del pozo TM-01. Fuente: Los autores, 2023.

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)
Casing	540.0	540.00	540.0	18.582	18.395	22.000	0.25	0.3354
Casing	3353.9	2813.90	3353.9	12.375	12.250	15.000	0.25	0.1488
Casing	6568.0	3214.10	6568.0	8.535	8.500	10.625	0.25	0.0708

- **Programa de fluidos de perforación para los pozos TM-01 y TM-02**

Dentro de las funciones de WellPlan existe la alternativa de “Drilling fluids” el cual permite seleccionar los fluidos de perforación y las propiedades para la base salmuera, base aceite y de base sintética como se pueden observar en las Tablas 6, 7 y 8. Para este caso de estudio se definieron las mismas propiedades del fluido para los pozos TM-01 y TM-02 ya que esto facilita la identificación de cualquier diferencia significativa en el rendimiento de los pozos y ayuda a determinar qué factores pueden estar afectando los resultados.

Además, al evaluar las mismas densidades y propiedades del lodo de perforación en ambos pozos horizontales, se pueden estudiar las condiciones de perforación de manera más precisa y consistente para obtener conclusiones más confiables sobre las condiciones de perforación y cómo pueden influir en el rendimiento del pozo y la sarta de perforación.

Tabla 6. Propiedades del fluido de perforación base salmuera. Fuente: Los autores, 2023.

Fluid	Brine mud	Type	Mud
Mud Base Type	Brine	Base Fluid	Brine
Rheology Model	Power Law	Salt Content (ppg/wt)	10
Base Density (ppg)	28	PV (Munf) (cp) @ 70 F	24.2
N'	0.8	K' (lb*s^n'/ft²)	0.035

Tabla 7. Propiedades del fluido de perforación base salmuera. Fuente: Los autores, 2023.

Fluid	Oil mud	Type	Mud
Mud Base Type	Oil	Base Fluid	Diesel
Rheology Model	Power Law	Foamed	Yes
Base Density (ppg)	28	PV (Munf) (cp) @ 70 F	23.1
N'	0.7	K'	0.033

$(\text{lb} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2)$

Tabla 8. Propiedades del fluido de perforación base sintética. Fuente: Los autores, 2023.

Fluid	Lodo sintético	Type	Mud
Mud Base Type	Synthetic	Base Fluid	Custom Base Fluid
Rheology Model	Power Law	Foamed	Yes
Oil (Vol)/Water (Vol)	80.00 %/20.00 %	Reference Temperature	70.00
Salt Content (wt)	10.00	Average Solid Gravity	2.000
Base Density (ppg)	28	PV (Munf) (cp)	20.9
N'	0.5	K' ($\text{lb} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2$)	0.0209

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO TM-01

- Lodo base salmuera

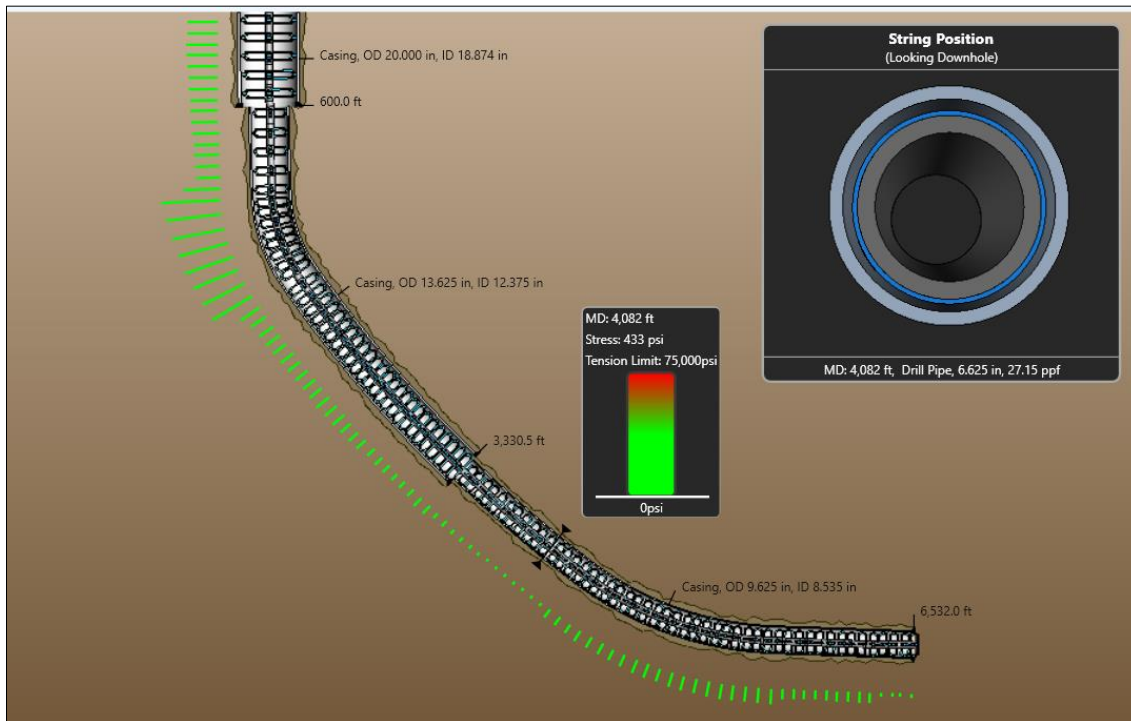


Figura 20. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base salmuera del pozo TM-01. WellPlan, 2023.

De acuerdo con la Figura 20 se puede observar el efecto del lodo de perforación base salmuera en la trayectoria del pozo TM-01.

En la primera sección correspondiente al casing de 20 in, la tensión de todo el conjunto de perforación en promedio es de 20000 Psi, en la segunda sección para el casing de 13.625 in, la tensión promedio es de 30000 Psi en el primer KOP a partir de 1185 ft MD el límite de tensión se incrementa hasta 35000 Psi y para la tercera sección del casing de 9.625 in mantiene un promedio de 1500 Psi y en el segundo KOP existe un promedio de 500 Psi a partir de 4362 ft MD. Con este lodo de perforación no se sobrepasa el límite de tensión máximo de 75000 Psi, por lo cual las cargas que se ejercen en la perforación los componentes no van a experimentar fallas.

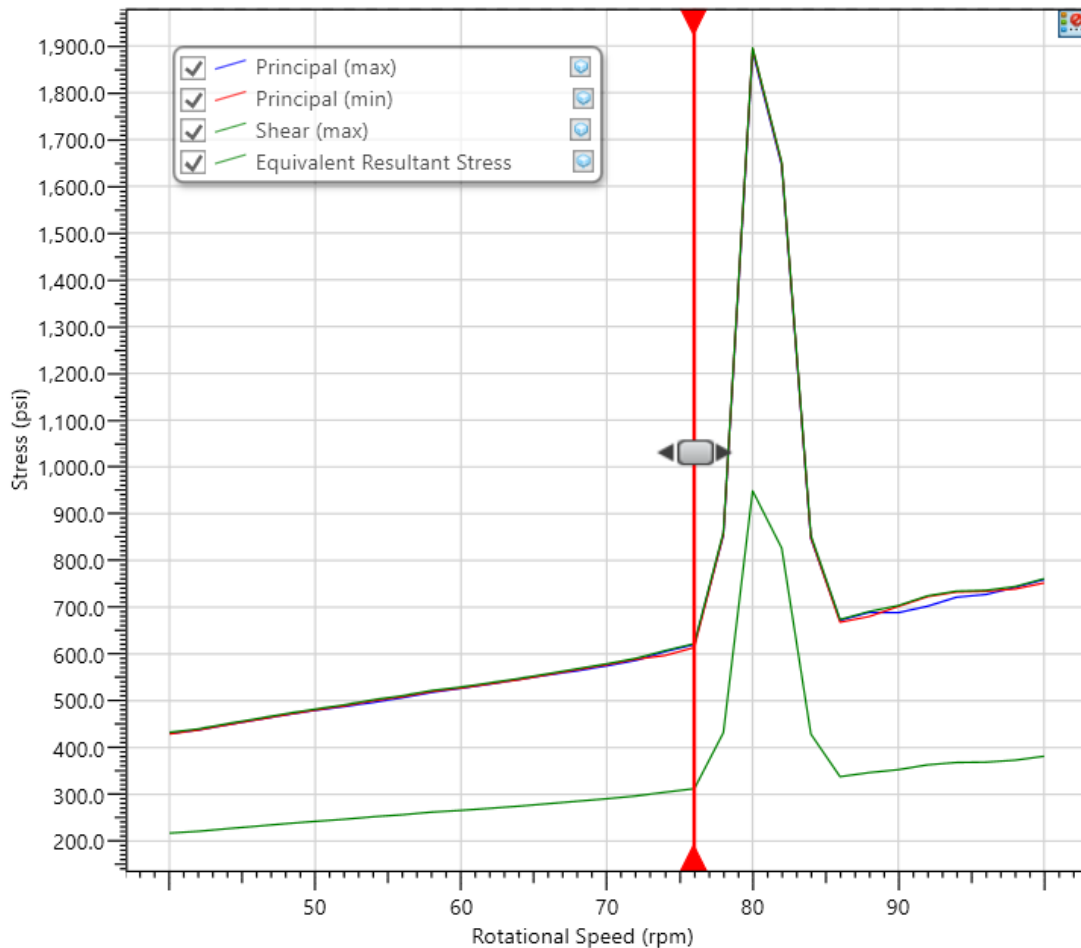


Figura 21. Velocidad de rotación con el lodo tipo salmuera. WellPlan, 2023.

En la Figura 21 se puede ver el comportamiento de las velocidades de rotación en la generación de esfuerzos de la sarta de perforación con el lodo tipo salmuera; de este modo, las velocidades de rotación que evitan el incremento y presencia de esfuerzos anómalos corresponden al rango de 40 rpm y 76 rpm para la construcción de toda la trayectoria horizontal del pozo TM-01. El esfuerzo equivalente, principal máximo y mínimo para 76 rpm genera un máximo de 700 Psi y un mínimo de 440 Psi; mientras, que el esfuerzo de corte genera a 76 rpm un máximo de 700 Psi y un mínimo de 440 Psi; mientras, que el esfuerzo de corte genera a 76 rpm, 305 Psi y un valor mínimo de 220 Psi. Por otra parte, para 80 rpm genera un pico máximo de 1900 Psi lo cual afectaría el proceso de perforación debido al desgaste excesivo la mayor fricción y estrés mecánico lo que dificultaría la capacidad de controlar la presión interna del pozo.

- Lodo base aceite

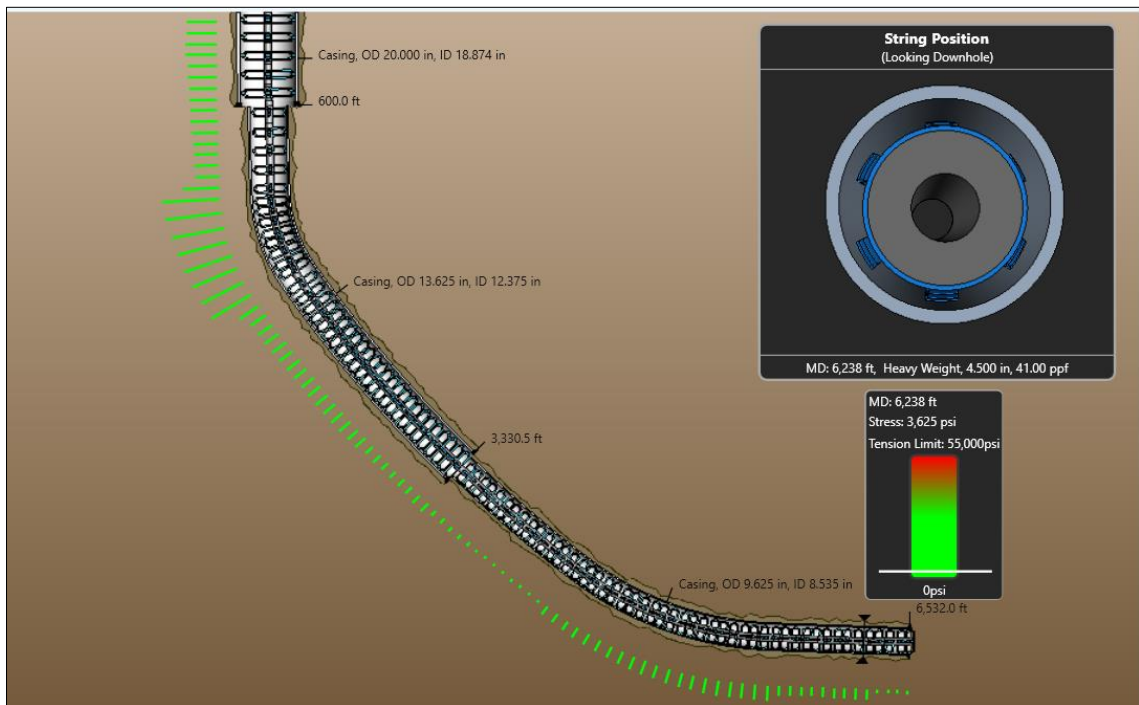


Figura 22. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base aceite del pozo TM-01. WellPlan, 2023.

Según se muestra en la Figura 22, se puede observar el impacto que tiene el lodo de perforación tipo aceite en la trayectoria del pozo TM-01. En la primera sección, que corresponde al casing de 20 pulgadas, la tensión promedio en el conjunto de perforación es de 22000 Psi. En la segunda sección, para el casing de 13.625 pulgadas, la tensión promedio es de 29000 Psi; además, en el primer KOP, el límite de tensión aumenta a 33000 Psi. En la tercera sección, con el casing de 9.625 pulgadas, se mantiene una tensión promedio de 1500 Psi, y en el segundo KOP, a partir de los 4362 ft MD, se registra un promedio de 550 Psi. Con este lodo de perforación, no se supera el límite máximo de tensión de 55000 Psi, lo que significa que los componentes sometidos a las cargas de perforación no experimentarán fallos.

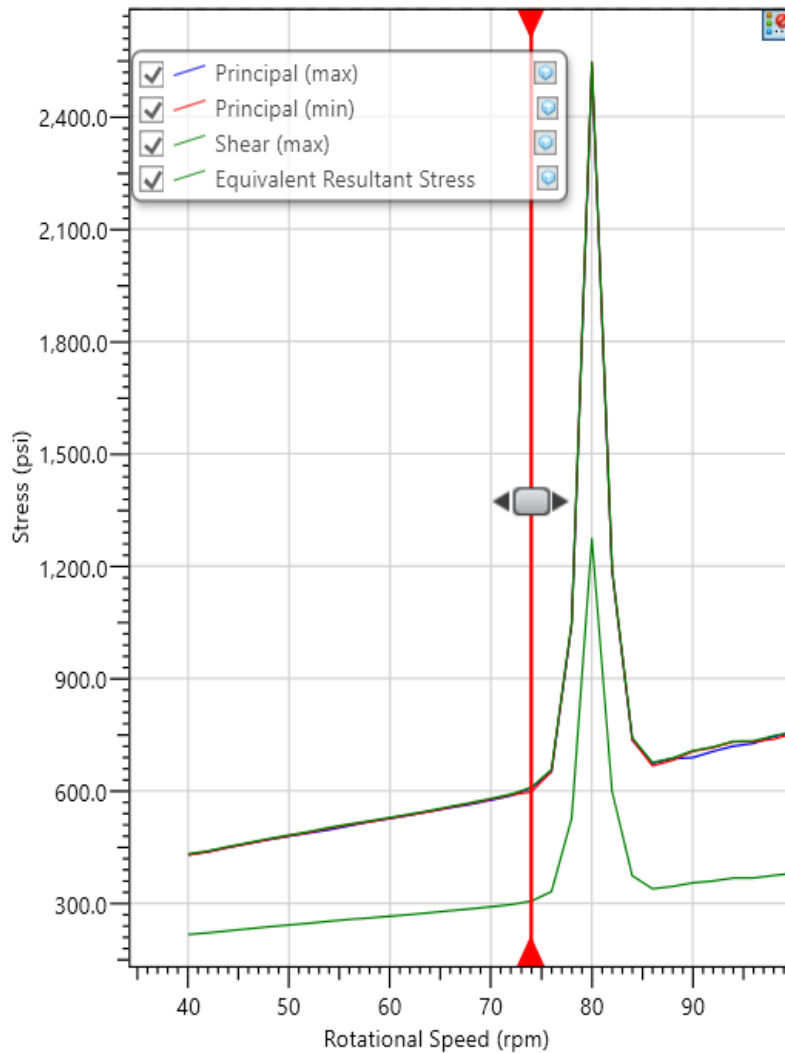


Figura 23. Velocidad de rotación para el lodo tipo aceite. WellPlan, 2023.

En la Figura 23 se muestra cómo varían las velocidades de rotación al generar esfuerzos en la sarta de perforación con lodo tipo aceite. De acuerdo con los resultados, las velocidades de rotación ideales para evitar aumentos y anomalías en los esfuerzos son de 40 rpm a 74 rpm al construir la trayectoria horizontal del pozo TM-01. Para una velocidad de 74 rpm, se obtiene un esfuerzo equivalente máximo, principal máximo y mínimo de 420 Psi, mientras que el esfuerzo de corte es de 300 Psi, con un valor mínimo de 210 Psi. Por otro lado, para una velocidad de 80 rpm genera un pico máximo de 2550 Psi, lo cual afectaría el proceso de perforación debido al desgaste excesivo, mayor fricción y estrés mecánico, dificultando así el control de la presión interna del pozo.

- **Lodo base sintético**

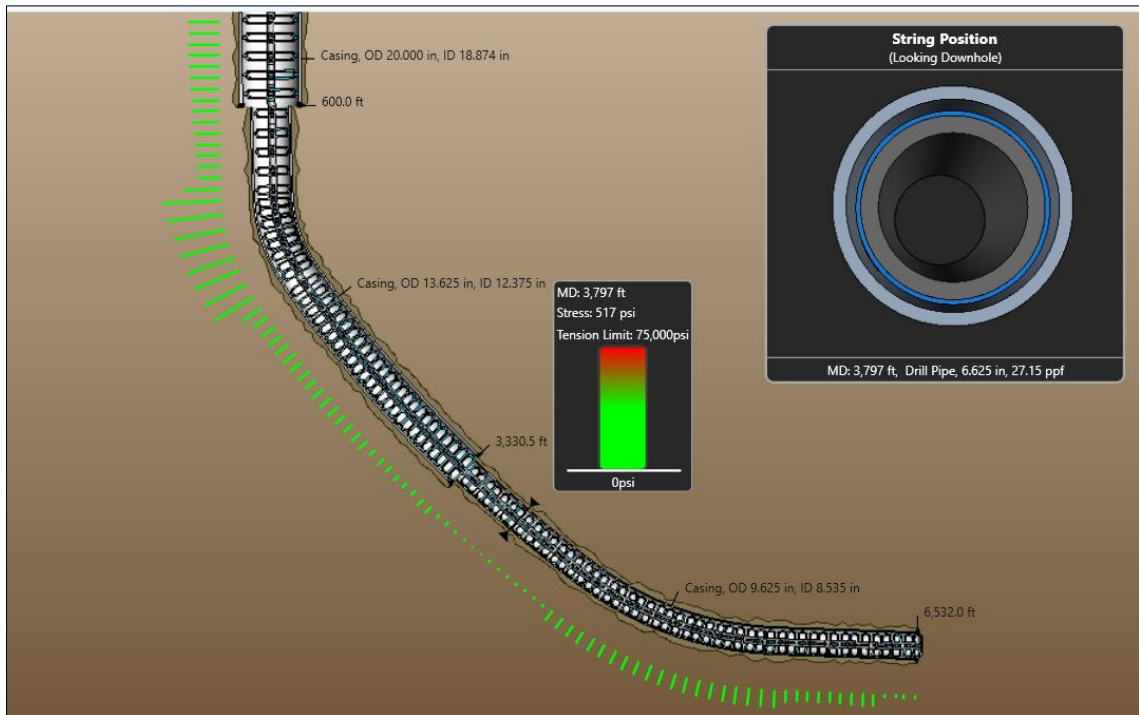


Figura 24. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base sintética del pozo TM-01. WellPlan, 2023.

El lodo de perforación tipo sintético tiene un impacto significativo en la trayectoria del pozo TM-01, como se muestra en las diferentes secciones del casing de la Figura 24. En la primera sección, donde se utiliza un casing de 20 in, la tensión promedio en el conjunto de perforación es de 18000 Psi. Esta tensión indica la carga que soporta el conjunto de perforación durante la operación de perforación.

En la segunda sección, con un casing de 13.625 in, la tensión promedio aumenta a 25000 Psi. Esto significa que a medida que se desciende en la perforación hacia la trayectoria horizontal, la carga sobre el conjunto de perforación se incrementa. Además, en el primer KOP el límite de tensión aumenta a 30000 Psi, lo que indica que la presión aplicada al conjunto de perforación es mayor en este punto específico.

En la tercera sección, donde se utiliza un casing de 9.625 pulgadas, se mantiene una tensión promedio de 1300 Psi. Esto puede indicar un cambio en la configuración de la perforación o una disminución en la carga aplicada al conjunto de perforación en esta etapa. En el segundo KOP, a partir de los 4362 ft MD se registra un promedio de 517 Psi. Esta cifra indica que la carga sobre el conjunto de perforación disminuye aún más en esta parte específica del pozo. Es importante destacar que con este lodo de

perforación tipo sintético, la tensión máxima registrada no supera los 75000 Psi. Esta información es crucial porque el límite máximo de tensión establecido es un indicador clave para determinar si los componentes sometidos a las cargas de perforación experimentarán fallos o no. En este caso, al no superarse dicho límite máximo, se puede concluir que los componentes no estarán expuestos a tensiones excesivas y, por lo tanto, no se esperan fallos en ellos.

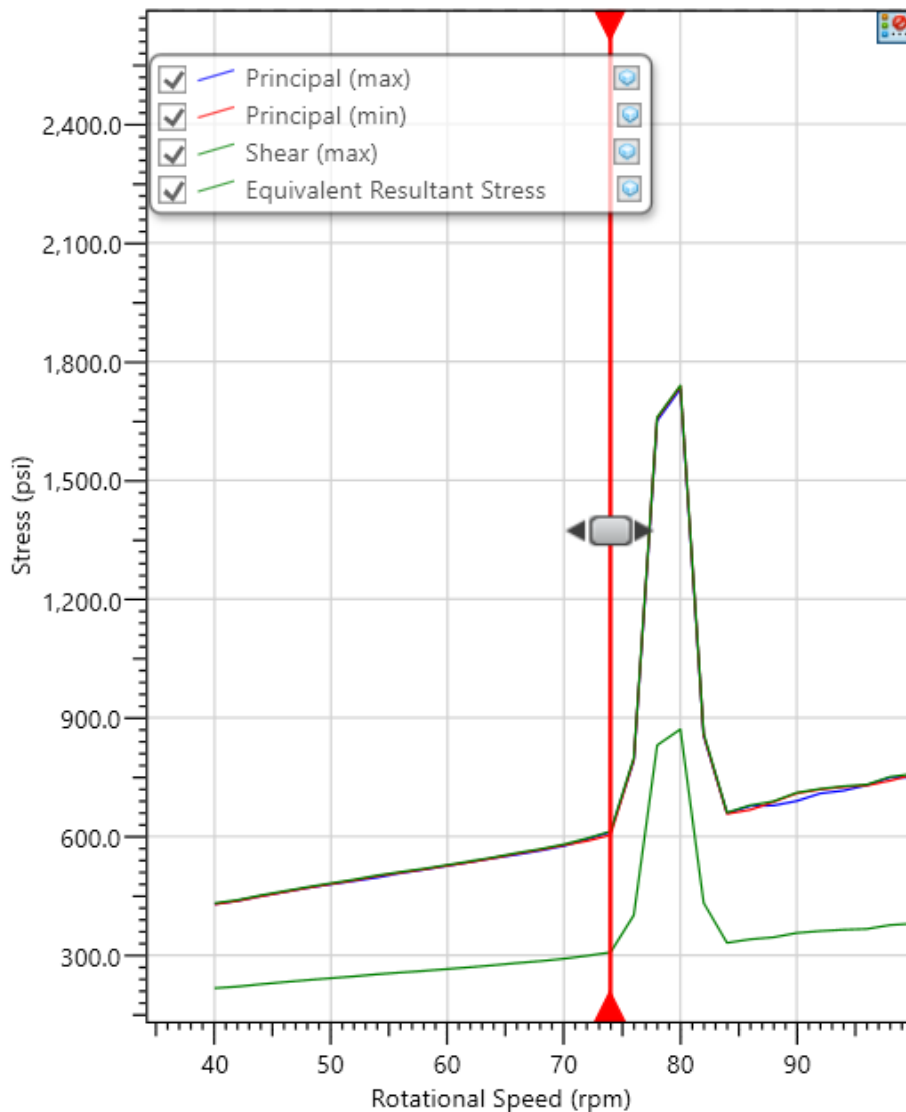


Figura 25. Velocidad de rotación para el lodo tipo sintético. WellPlan, 2023.

En la Figura 25 se puede observar que los esfuerzos principales máximos, mínimos y equivalentes alcanzar un total de 605 Psi para una velocidad de rotación de 74 rpm y el esfuerzo de corte llega a 300 Psi; además, respecto a los valores mínimo se puede visualizar que los esfuerzos principales máximos, mínimos y equivalentes parten de 390

Psi para la velocidad de rotación de 40 rpm, lo mencionado anteriormente corresponden a los rangos permisibles de perforación desde superficie hasta alcanzar la trayectoria horizontal. Por el contrario, para velocidades de rotación superiores a 75 rpm se alcanza un total de 1470 Psi y con el corte 870 Psi.

4.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO TM-02

- Lodo base salmuera

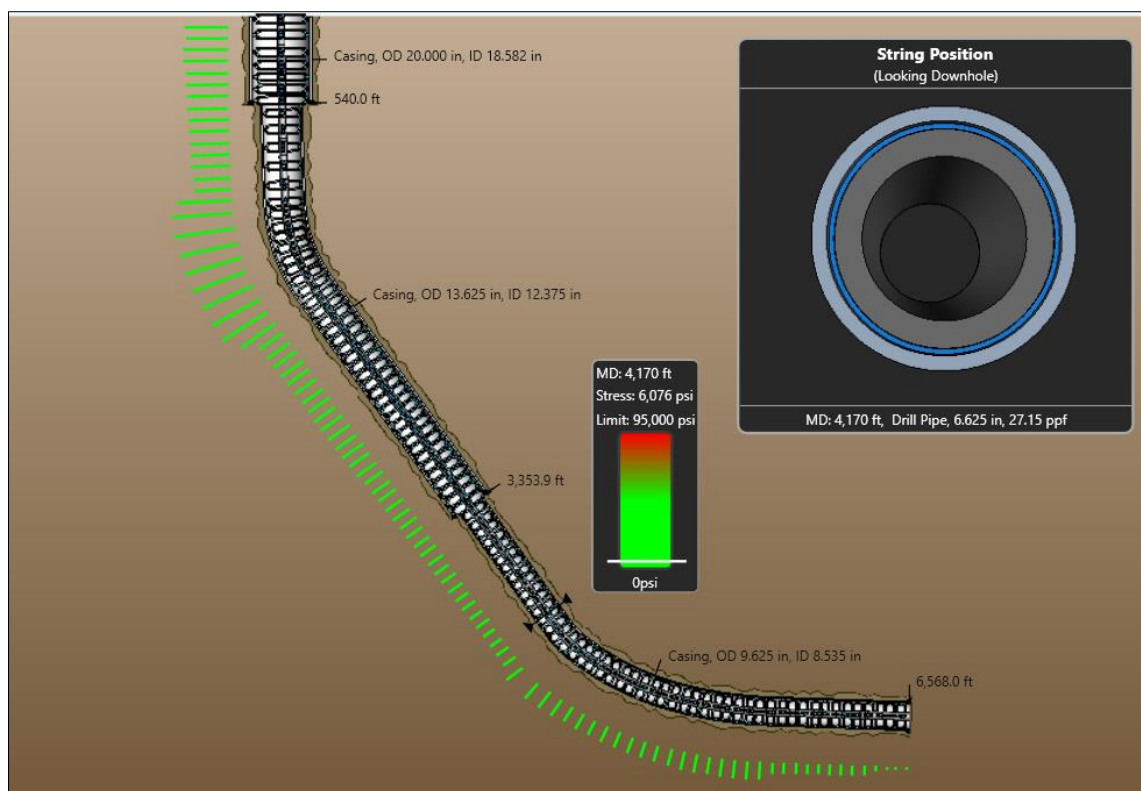


Figura 26. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base salmuera del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

En la primera sección, que corresponde al casing de 20 in como se observa en la Figura 23 que la tensión promedio en todo el conjunto de perforación es de 17,000 Psi. Esto implica que la carga ejercida sobre los componentes del pozo en esta sección se mantiene dentro de ese rango de presión. En la segunda sección, que utiliza un casing de 13.625 in, la tensión promedio es de 17,500 Psi. Sin embargo, a partir de 1173 ft de profundidad medida MD ocurre un cambio importante. En este punto, el límite de tensión se incrementa hasta 24,300 Psi. Esto significa que la presión ejercida sobre los componentes del pozo se mantiene por debajo de este límite. Para la tercera sección que se utiliza un casing de 9.625 in y se indica que mantiene un promedio de 7300 Psi de tensión. Además,

se menciona que en el segundo KOP a partir de 4385 ft MD, se observa un promedio de 6,000 Psi. Finalmente, los valores obtenidos para el lodo tipo salmuera se encuentran por debajo del límite de tensión máximo de 95,000 Psi.

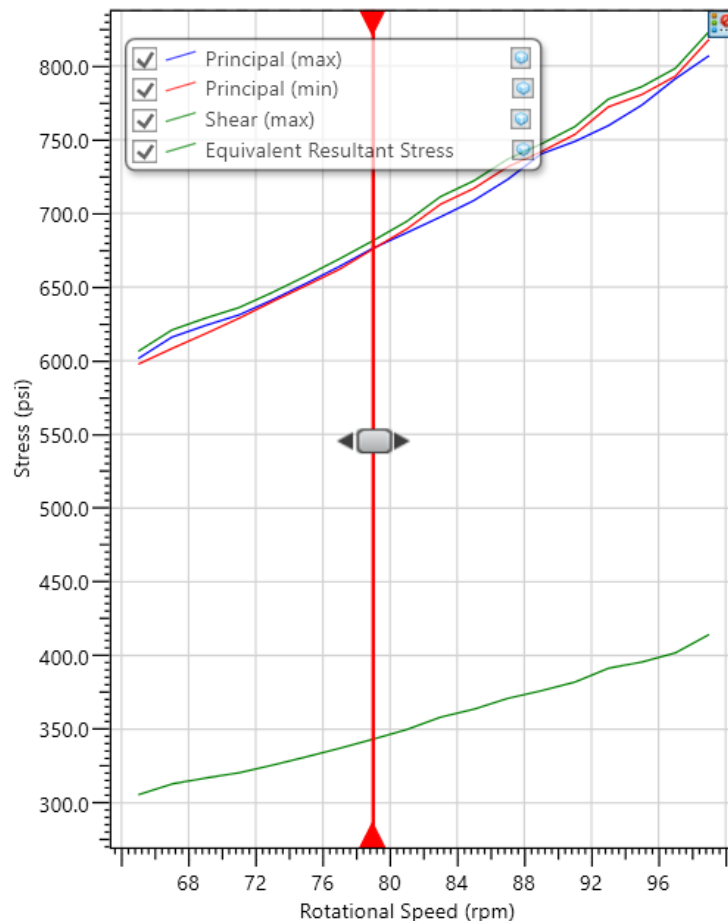


Figura 27. Velocidad de rotación para el lodo tipo salmuera del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

En el contexto de la Figura 27, se representan las velocidades de rotación ideales para evitar aumentos y anomalías en los esfuerzos en la sarta de perforación al construir la trayectoria horizontal del pozo TM-02. Cuando se utiliza una velocidad de 77 rpm, se obtiene un esfuerzo equivalente de 680 Psi, al principio de 650 Psi al máximo y mínimo de Psi, además el esfuerzo de corte para 77 rpm es de 340 Psi. Estos valores indican una distribución de esfuerzos controlada y dentro de los límites aceptables para el proceso de perforación. Esto significa que el lodo tipo salmuera está funcionando de manera efectiva, proporcionando la lubricación necesaria y reduciendo la fricción y el desgaste excesivo. Sin embargo, cuando se aumenta la velocidad de rotación hasta 96 rpm, se observa que los esfuerzos llegan a un valor de 850 Psi. Este incremento significativo en el esfuerzo puede tener consecuencias negativas en el proceso de perforación como un incremento

repentino en la presión interna que puede ocasionar problemas en la integridad de la formación geológica y aumentar el riesgo de accidentes o daños en la sarta de perforación.

- **Lodo base aceite**

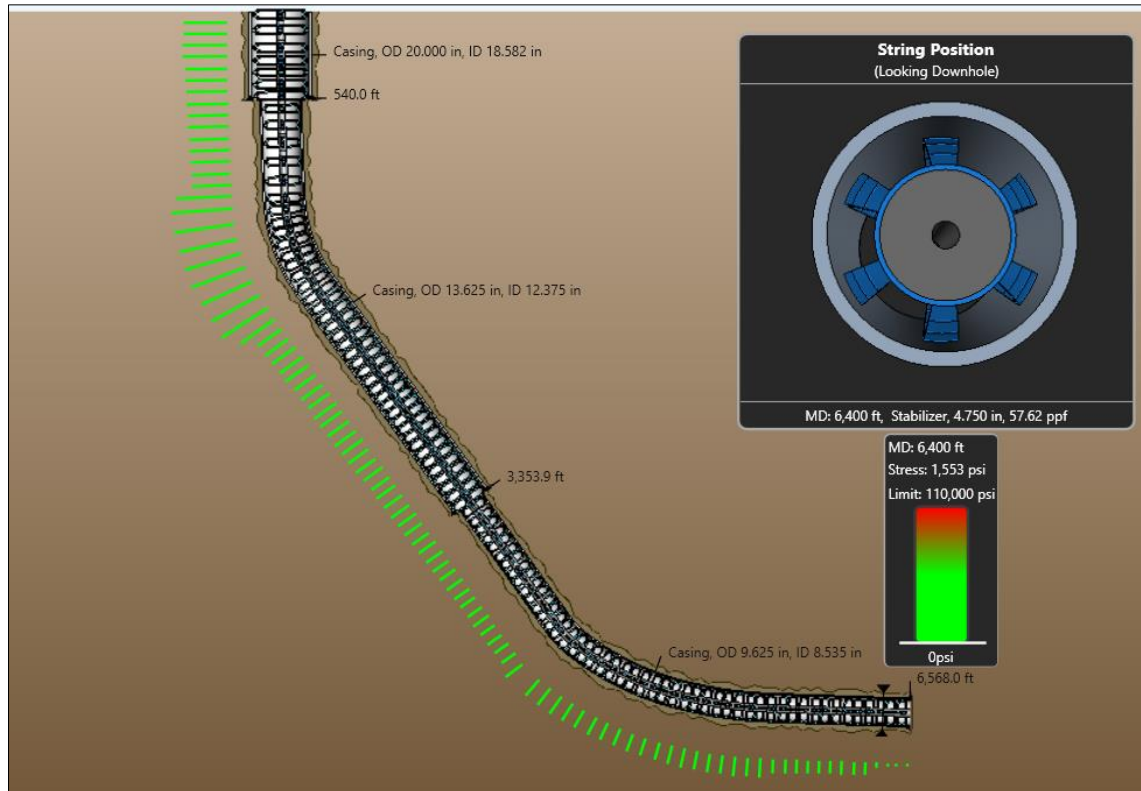


Figura 28. Simulación de Von Mises Stress con el lodo base aceite del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

El uso de lodo base aceite en la perforación de pozos horizontales ofrece varios beneficios significativos que se pueden evidenciar en el impacto observado en la trayectoria del pozo TM-02, como se muestra en la Figura 28 como la reducción de la tensión promedio, en la primera sección, donde se utiliza un casing de 20 in, la tensión promedio aumenta a 26800 Psi, y en el primer KOP, el límite de tensión se eleva a 31600 Psi. Sin embargo, a pesar de estos aumentos, el lodo de perforación base aceite permite mantener las tensiones dentro de rangos aceptables. Un beneficio clave del lodo base aceite es que no se supera el límite máximo de tensión de 110,000 Psi. Esto significa que los componentes sometidos a las cargas de perforación, incluso en el segundo KOP a partir de los 4362 ft MD con un promedio de 6300 Psi, no experimentarían fallos debido a la tensión. Este control de la

tensión máxima es esencial para garantizar la integridad estructural del pozo y prevenir posibles fallas o colapsos.

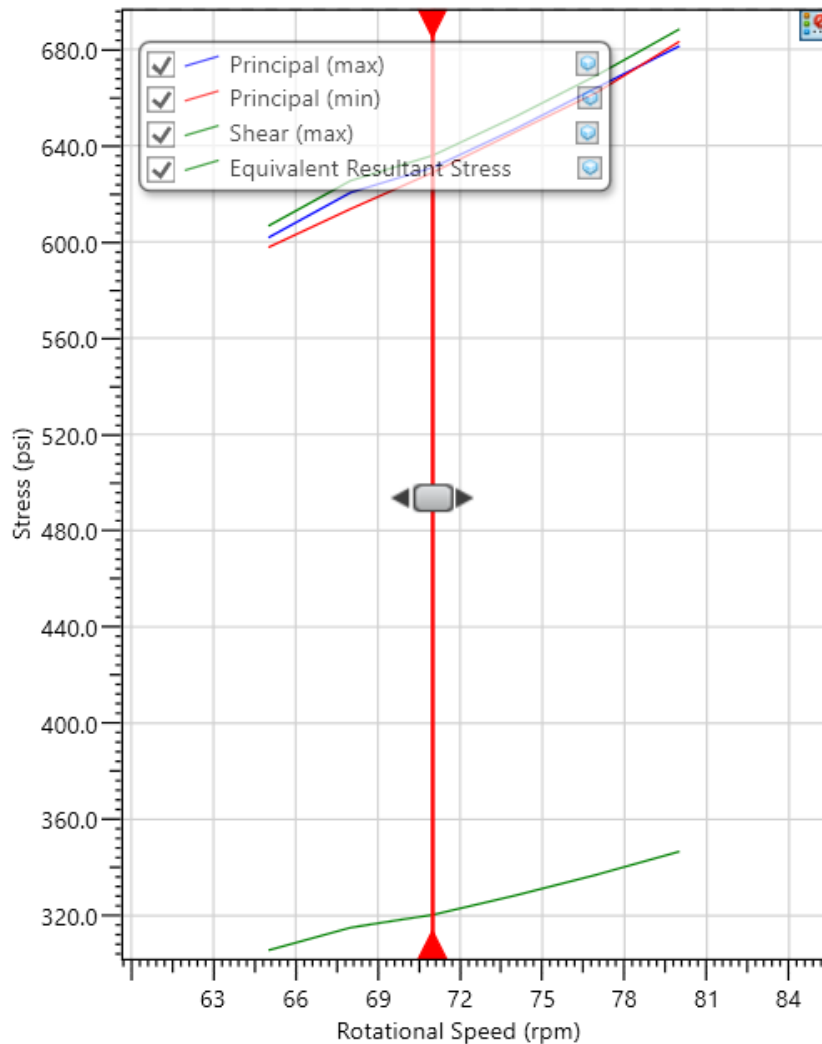


Figura 29. Velocidad de rotación para el lodo tipo aceite del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

En la Figura 29, se muestran las velocidades de rotación óptimas para evitar incrementos y anomalías en los esfuerzos experimentados por la sarta de perforación durante la construcción de la trayectoria horizontal del pozo TM-02. Al utilizar una velocidad de 71 rpm, se obtiene un esfuerzo equivalente de 636 Psi, con un límite máximo 628 Psi y mínimo de 624 Psi, y un esfuerzo de corte de 320 Psi. Estos valores indican una distribución controlada de esfuerzos, dentro de los límites aceptables para la operación de perforación. De este modo, el lodo tipo aceite está cumpliendo eficazmente la función al proporcionar la lubricación necesaria y reducir la fricción y el desgaste excesivo. Sin

embargo, al aumentar la velocidad de rotación a 80 rpm, se observa un incremento en los esfuerzos hasta alcanzar los 692 Psi. Este aumento significativo en los esfuerzos puede tener consecuencias negativas en el proceso de perforación.

- **Lodo base sintético**

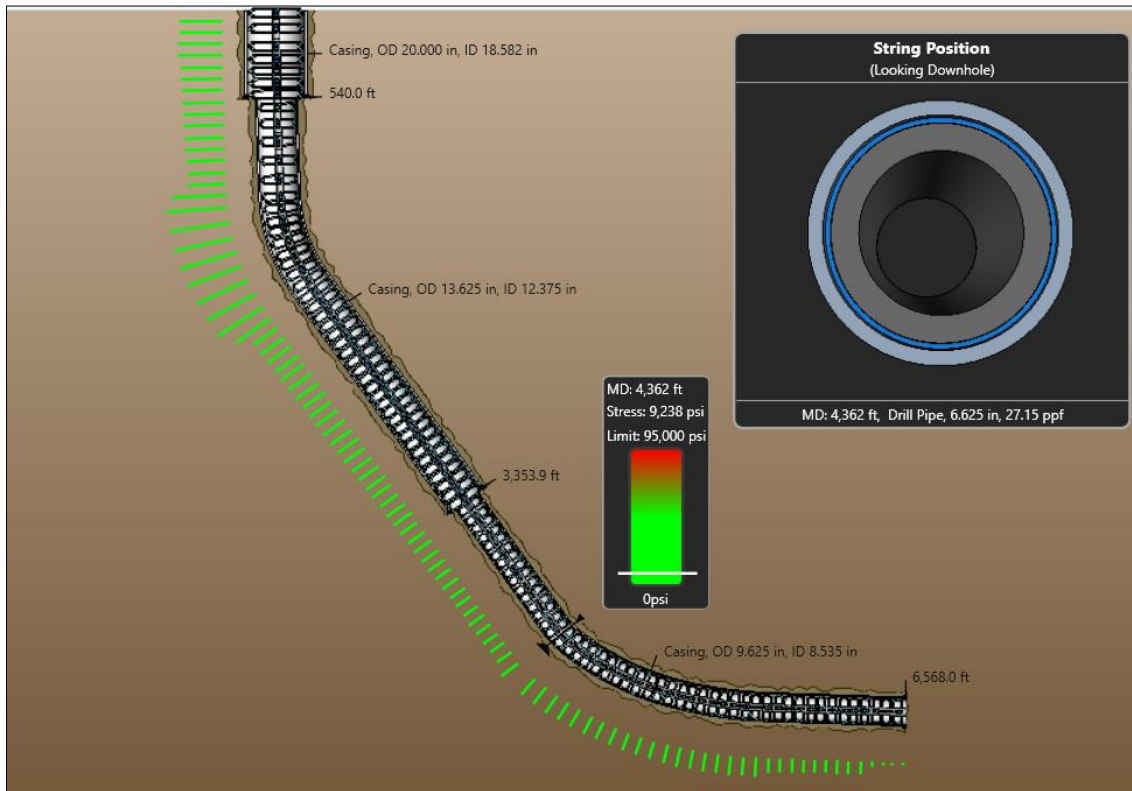


Figura 30. Simulación de Von Mises Stress con el lodo sintético del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

El comportamiento del lodo sintético en la integridad del pozo y sarta de perforación se puede observar en la Figura 30. En la primera sección del pozo, donde se utiliza un casing de 20 in, la tensión promedio es de 16,300 Psi. A medida que se avanza hacia la segunda sección, con un casing de 13.625 in, la tensión promedio aumenta a 25,380 Psi, en este tramo el límite de tensión se eleva a 33,400 Psi debido a la primera sección de desviación. A pesar de estos aumentos en la tensión promedio a lo largo del pozo, el uso de lodo de perforación base sintética permite mantener las tensiones dentro de rangos aceptables. Un aspecto clave del lodo base sintético es que no se supera el límite máximo de tensión de

95,000 Psi. Esto significa que los componentes del pozo que están sujetos a las cargas de perforación, incluso en el segundo KOP a partir de los 4,362 ft MD con un promedio de 7200 Psi, no experimentarán fallos debido a la tensión.

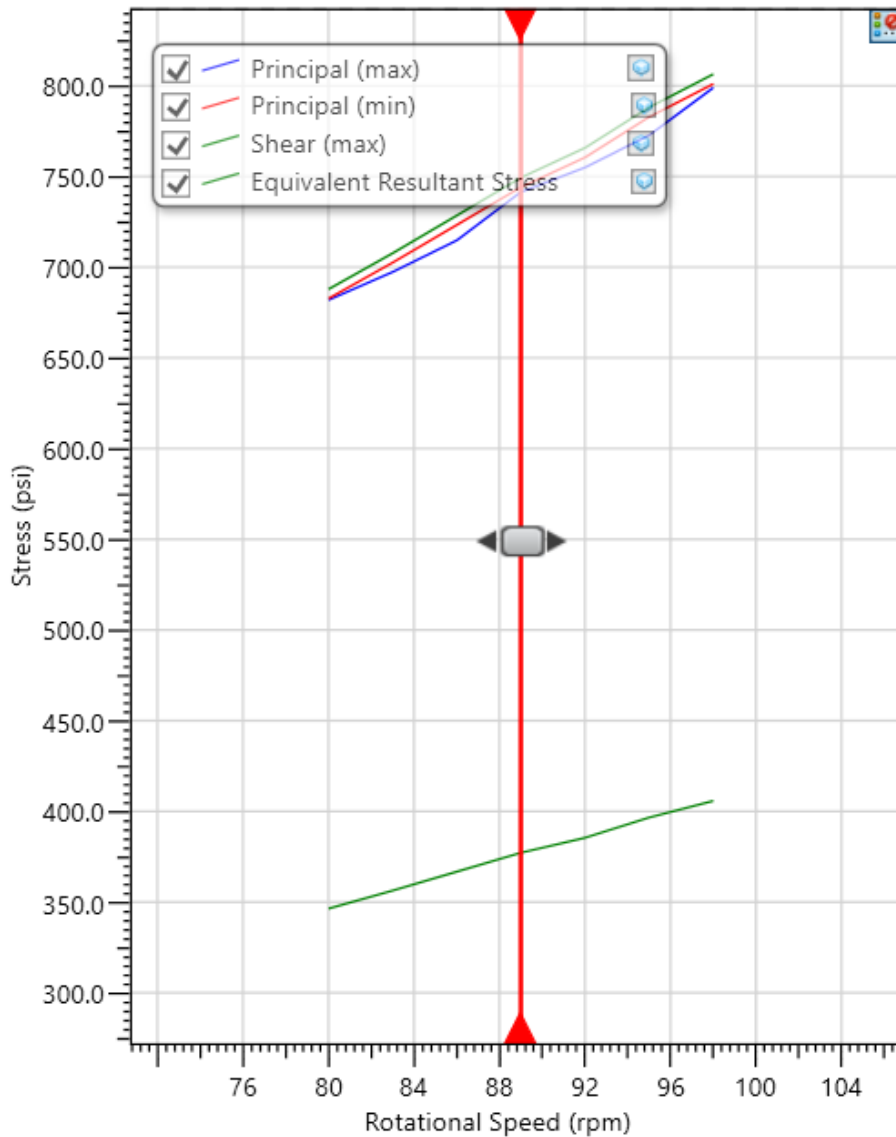


Figura 31. Velocidad de rotación para el lodo tipo sintético del pozo TM-02. WellPlan, 2023.

Se presentan en la Figura 31 las velocidades de rotación recomendadas para evitar aumentos y anomalías en los esfuerzos experimentados por la sarta de perforación durante la construcción de la trayectoria horizontal del pozo TM-02. Al utilizar una velocidad de 89 rpm, se logra un esfuerzo equivalente de 750 Psi, con un límite máximo de 745 Psi y un mínimo de 740 Psi, junto con un esfuerzo de corte de 375 Psi. Estos valores indican una distribución controlada de los esfuerzos, dentro de los límites aceptables para la operación de perforación. De esta manera, el lodo tipo sintético cumple eficientemente la función al proporcionar la lubricación necesaria y reducir la fricción y el desgaste

excesivo en la perforación. No obstante, al aumentar la velocidad de rotación a 98 rpm, se observa un incremento en los esfuerzos hasta llegar a los 805 Psi. Este aumento significativo en los esfuerzos puede tener consecuencias adversas en el proceso de perforación.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Considerando los argumentos expuestos se logró definir la perforación del pozo horizontal TM-01 hasta la profundidad objetivo de 6532 ft MD y 4505.5 ft TVD las cuales se encuentran dentro de las coordenadas UTM establecidas en la etapa de planeación; de igual manera se perforó el pozo horizontal TM-02 hasta 6598 ft MD y 4503.3 ft TVD, ambos pozos se encuentran dentro el espesor promedio de 4500 ft TVD de la arenisca Napo-M1 teniendo en consideración el espaciamiento de estabilizadores de 30 ft para mantener el ángulo de 35 grados y para incrementar el ángulo hacia los 90 grados los estabilizadores se colocaron cada 90 ft de espaciamiento. Adicionalmente, para cada pozo se calculó el asentamiento de las tuberías de revestimiento en base a las configuraciones disponibles del tamaño del pozo y del revestimiento, las configuraciones ideales para ambos pozos se fijaron en un casing de 20 in, casing de 13 5/8 in y un casing de 9 5/8 in.
- En la optimización de los fluidos de perforación se establecieron inicialmente los lodos base salmuera, base aceite y base sintética; de los cuales se obtuvo que durante la perforación del pozo TM-01 no se excedió el límite de tensión máxima de 75,000 Psi y las velocidades de perforación deben permanecer entre el rango de 40 rpm y 76 rpm, con el lodo tipo aceite se obtuvo una perforación que los rangos de esfuerzos y tensiones son inferior al límite de 55,000 Psi y las velocidades de perforación oscilan de 40 rpm hasta 74 rpm y con el lodo sintético la perforación no superó los límites de tensión de 75,000 Psi y las velocidades para este tipo de lodo fueron similares al lodo base aceite pero con esfuerzos menores a 600 Psi; sin embargo, el estrés se incrementó en un 40% adicional para el primer KOP respecto al segundo KOP para todos los fluidos de perforación.

- En la optimización de los fluidos utilizados en la perforación del pozo TM-02, de igual manera se emplearon tres tipos de lodos: salmuera, aceite y sintético. Durante este proceso, se garantizó que no se excediera el límite máximo de tensión de 95,000 Psi; además, se estableció que las velocidades de perforación debían mantenerse dentro del rango de 66 rpm a 76 rpm para el lodo tipo salmuera. Al utilizar el lodo de tipo aceite, se logró perforar el pozo con niveles de esfuerzo y tensión inferiores al límite de 110,000 Psi, y las velocidades de perforación oscilaron entre 65 rpm y 71 rpm al culminar la trayectoria. Por otro lado, al emplear el lodo sintético, se aseguró que la perforación no superara los límites de tensión de 95,000 Psi, y las velocidades de perforación oscilaron entre 80 rpm y 91 rpm, no obstante, se determinó que para el segundo KOP se incrementó un 10% de tensión y para el primer KOP un 30% de tensión adicional, pero se encuentran dentro de los rangos establecidos que permiten la conservación de la integridad del pozo y los componentes de la sarta de perforación.

- El tipo de fluido de perforación adecuado para el pozo TM-01 es el lodo base sintética que ocasiona menor tensión en la construcción de la inclinación del pozo en el primer KOP el cual alcanza un límite máximo de 30000 Psi con el rango de velocidades de rotación de 40 rpm hasta 74 rpm para proporcionar mayor estabilidad a las formaciones geológicas débiles o inestables y así ayuden a prevenir el colapso, la tolerancia a las altas temperaturas y la pérdida de circulación. El fluido de perforación idóneo para el pozo TM-02 es el base salmuera ya que en el primer KOP se alcanza un límite máximo de 24,300 Psi con el rango de velocidades de rotación de 65 rpm hasta 77 rpm para reducir la invasión del filtrado de lodo a las formaciones adyacentes y obtener un mejor rendimiento para las formaciones de arcillas y reducir el riesgo de problemas operativos.

6.2 RECOMENDACIONES

- Implementar un monitoreo continuo durante la perforación de los pozos horizontales TM-01 y TM-02 para obtener una mayor visibilidad y control sobre el proceso, esto involucra la identificación de problemas de manera temprana que pueden surgir de manera imprevista para optimizar los parámetros de perforación y tomar decisiones informadas en tiempo real. Como resultado, se logra una perforación más eficiente, se reducen los costos y se garantizan la seguridad y calidad del pozo.
- Realizar un análisis económico técnico- operacional que involucre la adquisición de los equipos utilizados en la perforación de los pozos TM-01 y TM-02 correspondientes a los estabilizadores, drill collars, brocas de perforación, tuberías de perforación, motores de fondo, los fluidos base salmuera y sintético, dentro de este contexto también se deberá incluir el transporte hasta el campo Tambococha.
- Evaluar y gestionar adecuadamente el impacto ambiental de la implementación de los lodos de perforación en superficie durante las etapas de perforación de los pozos horizontales. Esto implica implementar medidas de control y mitigación para reducir la contaminación, garantizar la protección de los ecosistemas sensibles, monitorear la calidad del agua y el aire, y buscar alternativas más sostenibles en el manejo de los lodos de perforación con el propósito de conocer los efectos negativos en el medio ambiente y promover prácticas más responsables desde el punto de vista ambiental.

Bibliografía

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. Lima: Institut francais d'études andines. doi:10.4000/books.ifea.2971
- Barahona, P., & Garnica, S. (Septiembre de 2009). Estudio y propuesta de perforación horizontal en la formación Hollín del Campo Sacha. *Tesis*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Botella, A., & Ramos, P. (2019). Investigación- acción y aprendizaje basado en proyectos. Una revisión bibliográfica. *Perfiles Educativos*, 41(163), 127- 141.
- Cergel, Y. (2006). *Mecánica de fluidos*. México: McGraw W-Hill.
- Chow, V. (1994). *Hidráulica de canales abiertos*. Santafe de Bogotá: McGraw W-Hill.
- Domingo, A. (2011). *Mecánica de Fluidos*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Guevara, G., Verdesoto, A., & Castro, N. (2020). Metodologías de investigación educativa (descriptivas, experimentales, participativas, y de investigación-acción). *Revista Científica Mundo de la Investigación y el Conocimiento*, 4(3), 163- 173. doi:10.26820/recimundo/4.(3).julio.2020.163-173
- Hernández, M., & Miranda, N. (2020). Optimización de los fluidos de perforación base agua utilizados en un campo de crudo en la cuenca de los Llanos Orientales mediante el uso de nanotecnología. *Tesis*. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América.
- Hussein, A.-A., Mohamed, A., & Mohamed, F. (2016). *Petroleum and Gas Field Processing*. Estados Unidos: CRC Press.

- Instituto Americano del Petróleo. (2014). *Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación*. Texas: Instituto Americano del Petróleo.
- Jácome, E., & Rosero, B. (2021). Optimización del fluido de perforación utilizado en las secciones de 16", 12 1/4", 8 1/2" y 6 1/8" del pozo petrolero FP-1 ubicado en el Oriente Ecuatoriano a partir de pruebas básicas y especiales de laboratorio. *Tesis*. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Ko, H.-L., Manteca, X., & Llonch, P. (2023). Consistency of Convenience Sampling Order and its Association With Response to Handling and Weaning in Domestic Pigs (*Sus scrofa*). *Journal of Veterinary Behavior*, *61*, 19-24.
doi:10.1016/j.jveb.2023.01.004
- Larco, A., & Montesdeoca, C. (2019). Optimización del fluido de completación para reacondicionamientos de pozos en el Bloque 18- Palo Azul. *Tesis*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Lorenzo García, E., & Morato Medina, A. (2018). *Geología del petróleo*. La Libertad: Editorial UPSE.
- Méndez, V. (2020). Análisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la Cuenca Oriente. *Proyecto práctico del examen complejo*. La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. (2013). *Informe de viabilidad técnica para la explotación Petrolera en el Parque Nacional Yasuní*. Quito: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

- Mott, R. (2006). *Mecánica de fluidos*. México: PEARSON EDUCACION.
- Oberti, A., & Bacci, C. (2021). *Metodología de la investigación (Programa) UNLP*.
Obtenido de FaHCE:
<https://www.memoria.fahce.unlp.edu.ar/programas/pp.11944/pp.11944.pdf>
- Panchana, G. (2021). Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozo direccionales del Campo Ishpingo Tambococha. *Proyecto práctico del examen complejo (Tesina)*. La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena .
- Panchana, G. (2021). Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del Campo Ishpingo Tambococha. *Tesina*. La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Renssnature & Consulting CÍA. LTDA. (2016). Capítulo III: "Diagnóstico Ambiental".
En R. & LTDA, *Cuarto informe semestral a la Asamblea Nacional sobre las actividades desarrolladas en el Bloque 31*. Quito: Grupoenss: Ingeniería ambiental, seguridad industrial y salud ocupacional.
- Romero, H., Chávez, A., Enríquez, B., Iza, H., & Jácome, R. (2022). Metodología del diseño de un fluido de perforación base agua en la cuenca oriente ecuatoriana. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 29-54.
doi:10.29166/revfig.v14i2.3831
- Sánchez, E., & Villavicencio, C. (2014). Estudio para optimizar las operaciones de perforación de pozos de largo alcance utilizando un sistema de fluido de perforación de alto rendimiento base agua. *Tesis*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

- Silva, R., & Gallegos, R. (2001). Optimización del uso de polimeros para perforar pozos en campos marginales del Oriente ecuatoriano. *ESPOL*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/279/1/475.pdf>
- Siponen, M., & Klaavuniemi, T. (2020). Why is the hypothetico- deductive (H-D) method in information systems not an H-D method? *Information and Organization*, 30(1). doi:10.1016/j.infoandorg.2020.100287
- Terán, H., Torres, G., Arteaga, O., & Sánchez, W. (2018). *Mecánica de fluidos*. Sangolquí: Comisión Editorial de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.
- Vega, L. (2012). Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero en el departamento de Casanare aplicando el Manual de procedimientos técnicos de Halliburton Barod Drilling Fluids. *Tesis*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Wauquier, J. (1994). *Petroleum refining*. Paris: Éditions Technip.

ANEXOS

ANEXO A

Tabla 9. Presiones y gradientes de la formación Tambococha para los pozos TM-01 y TM-02. Fuente: Los autores, 2023.

Profundidad TVD (ft)	Presión de colapso (Psi)	Presión de poro (Psi)	Presión de fractura (Psi)	Presión de sobrecarga (Psi)	Gradiente de colapso (gr/cc)	Gradiente de poro (gr/cc)	Gradiente de fractura (gr/cc)	Gradiente de sobrecarga (gr/cc)
0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
100	101	111	104	147	1.0	1.1	1.0	1.5
200	206	224	307	313	1.0	1.1	1.5	1.6
300	315	341	482	491	1.1	1.1	1.6	1.6
400	428	453	652	686	1.1	1.1	1.6	1.7
500	540	567	844	878	1.1	1.1	1.7	1.8
600	654	683	1014	1071	1.1	1.1	1.7	1.8
700	762	819	1200	1253	1.1	1.2	1.7	1.8
800	856	944	1404	1451	1.1	1.2	1.8	1.8
900	972	1071	1607	1634	1.1	1.2	1.8	1.8
1000	1090	1200	1795	1825	1.1	1.2	1.8	1.8
1100	1221	1342	1986	2019	1.1	1.2	1.8	1.8
1200	1356	1488	2178	2214	1.1	1.2	1.8	1.8
1300	1482	1625	2360	2399	1.1	1.3	1.8	1.8
1400	1610	1764	2541	2583	1.2	1.3	1.8	1.8
1500	1785	1950	2753	2783	1.2	1.3	1.8	1.9
1600	1920	2096	2952	2984	1.2	1.3	1.8	1.9

1700	2057	2244	3145	3179	1.2	1.3	1.9	1.9
1800	2214	2412	3343	3379	1.2	1.3	1.9	1.9
1900	2318	2527	3549	3587	1.2	1.3	1.9	1.9
2000	2460	2750	3808	3848	1.2	1.4	1.9	1.9
2100	2646	2951	4022	4064	1.3	1.4	1.9	1.9
2200	2816	3135	4235	4279	1.3	1.4	1.9	1.9
2300	2967	3301	4451	4497	1.3	1.4	1.9	2.0
2400	3096	3444	4675	4771	1.3	1.4	1.9	2.0
2500	3275	3638	4863	4963	1.3	1.5	1.9	2.0
2600	3458	3835	5083	5187	1.3	1.5	2.0	2.0
2700	3645	4037	5311	5419	1.4	1.5	2.0	2.0
2800	3892	4340	5524	5636	1.4	1.6	2.0	2.0
2900	4147	4681	5797	5945	1.4	1.6	2.0	2.1
3000	4470	4953	6030	6195	1.5	1.7	2.0	2.1
3100	4836	5211	6305	6429	1.6	1.7	2.0	2.1
3200	5088	5421	6576	6704	1.6	1.7	2.1	2.1
3300	5280	5613	6897	7046	1.6	1.7	2.1	2.1
3400	5610	5896	7140	7293	1.7	1.7	2.1	2.1
3500	5810	6300	7403	7508	1.7	1.8	2.1	2.1
3600	6120	6642	7621	7758	1.7	1.8	2.1	2.2
3700	6327	6864	7863	7985	1.7	1.9	2.1	2.2
3800	6726	7277	8075	8197	1.8	1.9	2.1	2.2
3900	7020	7586	8303	8416	1.8	1.9	2.1	2.2

4000	7280	7860	8520	8632	1.8	2.0	2.1	2.2
4100	7667	8065	8737	8848	1.9	2.0	2.1	2.2
4200	7980	8274	8959	9080	1.9	2.0	2.1	2.2
4300	8192	8514	9176	9331	1.9	2.0	2.1	2.2
4400	8536	8756	9438	9535	1.9	2.0	2.1	2.2
4500	8865	9045	9630	9774	2.0	2.0	2.1	2.2
4600	9108	9255	9839	9973	2.0	2.0	2.1	2.2
4700	9353	9471	10016	10213	2.0	2.0	2.1	2.2
4800	9504	9667	10234	10435	2.0	2.0	2.1	2.2
4900	9702	9869	10447	10653	2.0	2.0	2.1	2.2
5000	9900	10070	10660	10870	2.0	2.0	2.1	2.2

ANEXO B

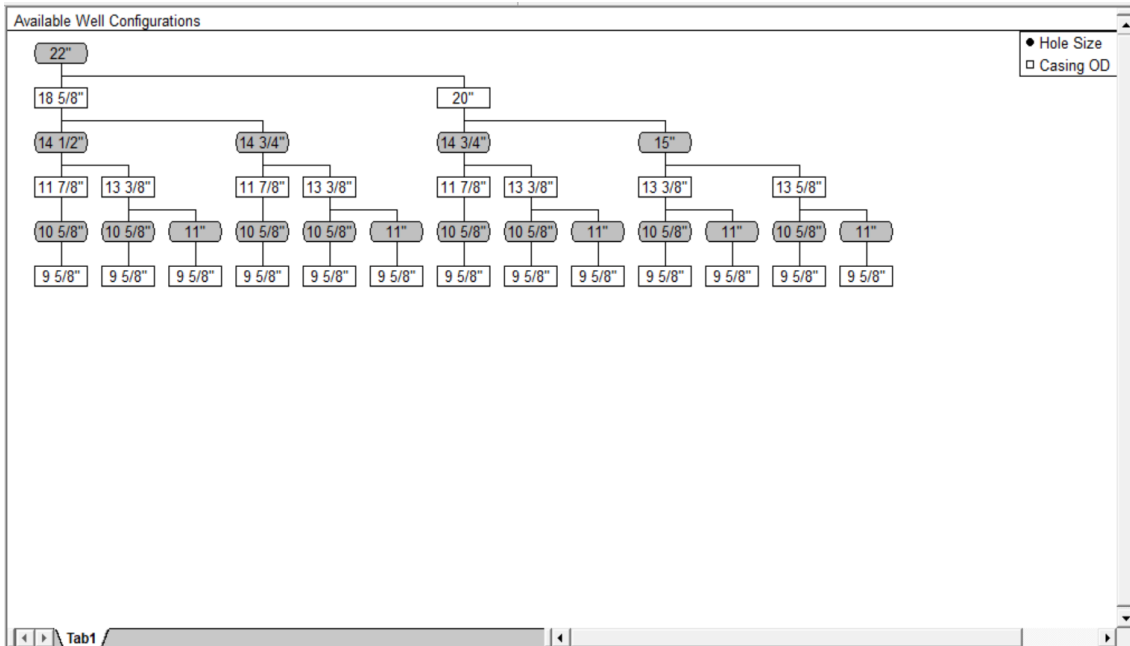


Figura 32. Configuraciones aplicables de revestidores para el pozo TM-01. CasingSeat, 2023.

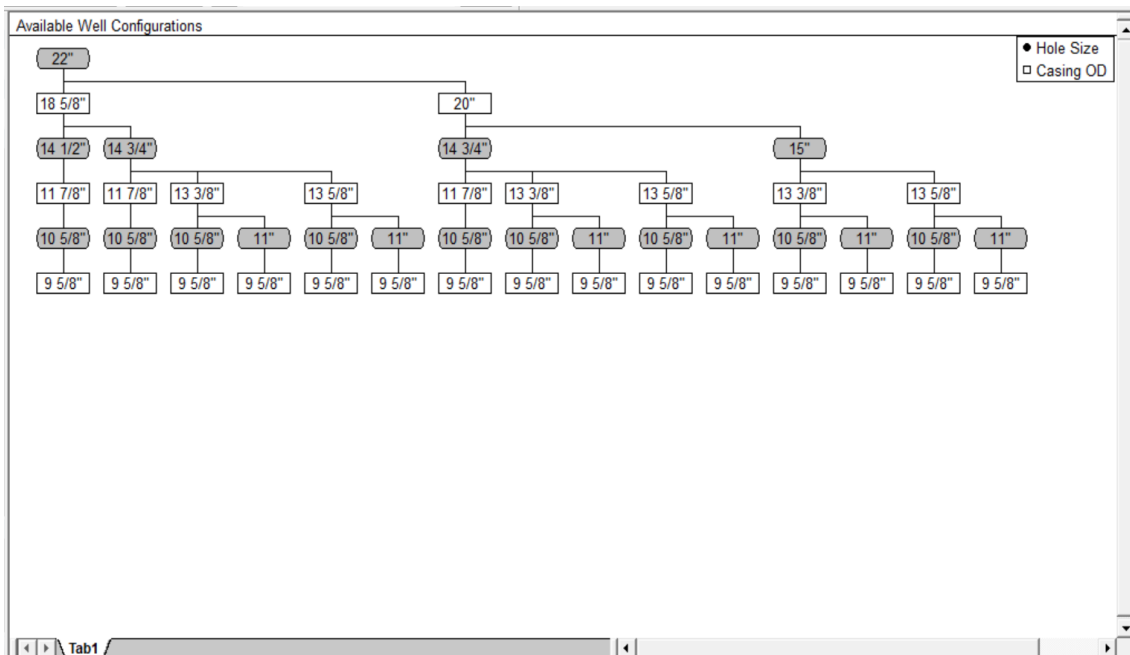


Figura 33. Configuraciones aplicables de revestidores para el pozo TM-02. CasingSeat, 2023.

ANEXO C

Tabla 10. Componentes de la sarta de perforación del pozo TM-01. Fuente: Los autores, 2023.

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint			Weight (ppf)	Material	Grade	Class	
			OD	ID	Avg Joint Length	Length	OD					ID
			(in)	(in)	(ft)	(ft)	(in)					(in)
Drill Pipe	6,238	6,238	6.625	5.965	30	1.58	7.375	5	27.15	CS_API 5D/7	E	2
Heavy Weight	30	6,268	4.5	2.75	30	4	6.25	2.875	41	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Jar	33	6,301	7.75	3	33				136.48	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	30	6,331	6.5	1.75	30	1.76	7.375		76.92	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	6,361	4.75	2.25	30				46.77	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	30	6,391	6.5	1.75	30	1.76	7.375		76.92	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	90	6,481	4.5	2.5	30				37.41	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	20	6,501	4.75	2.25	20				42.5	SS_15- 15LC	15- 15LC MOD (1)	
Stabilizer	30	6,531	4.75	1	30	1.45	5.5		57.62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	6,532	8.375		1				82			

Tabla 11. Componentes de la sarta de perforación del pozo TM-02. Fuente: Los autores, 2023.

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint			Weight (ppf)	Material	Grade	Class	
			OD	ID	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)					ID (in)
			(in)	(in)								
Drill Pipe	6,273	6,273	6.625	5.965	30	1.58	8	5	27.15	CS_API 5D/7	X	1
Heavy Weight	30	6,303	5	3	30	4	6.5	3.063	51.1	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Jar	33	6,336	7.75	3	33				136.48	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	30	6,366	6.5	1.75	30	1.76	7.375		76.92	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	6,396	6.5	1.75	30				104.63	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	30	6,426	4.75	1	30	1.45	5.5		57.62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	90	6,516	6.5	1.5	30				106.8	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	21	6,537	6.75	1.75	21				93.33	SS_15- 15LC	15- 15LC MOD (1)	
Stabilizer	30	6,567	4.75	1	30	1.45	5.75		62.43	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	6,568	8.375		1				82			