



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

TEMA:

**“DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE
ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO
PUNGARAYACU”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

JENNY MARISOL TASINCHANO TITE
ISRAEL MAURICIO ANGUASHA AYUY

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA
CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN
HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**JENNY MARISOL TASINCHANO TITE
ISRAEL MAURICIO ANGUASHA AYUY**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. MARLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. CAREOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC

Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo con todo mi amor y respeto, primero a Jehová, por ser mi guía espiritual y fuente de fortaleza en cada paso de mi vida. También a mis queridos padres fallecidos, quienes me brindaron su amor y apoyo incondicional desde el primer momento. Ellos fueron los pilares fundamentales que me permitieron avanzar y perseverar ante cualquier obstáculo de la vida. Su sabiduría, sacrificio y ejemplo de integridad han sido la base sobre la cual he construido mis logros. Aunque ya no están físicamente presentes, su espíritu y enseñanzas continúan siendo mi mayor inspiración y motivación para seguir adelante y alcanzar mis metas. Este trabajo es un humilde homenaje a su legado y un testimonio de mi eterna gratitud hacia ellos.

A mis hermanos y hermanas que me apoyaron moralmente, pero sobre todo a Marlene, Sonia, Nube y Jacqueline, quienes estuvieron cuando más lo necesite, su amor y consejos me ayudaron tras la muerte de mi padre.

A nuestro tutor Ingeniero Fidel Chuchuca que aportó con su paciencia y experiencia en el desarrollo de este proyecto que nos permite dar un paso más, crecer intelectualmente y como seres humanos.

A mis amigos, Jhon y Henry quienes estuvieron en los momentos difíciles y siempre me apoyaron para no rendirme y seguir con la carrera.

Y Finalmente quiero dedicar este trabajo a mí, por no rendirme y seguir en el camino del bien cultivando los valores que mis padres me dejaron y así poder seguir adelante con mis estudios académicos.

Israel Mauricio Anguasha Ayuy.

Dedico el presente trabajo de titulación principalmente a DIOS, por haberme permitido llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi padre José Tasinchano por ser el pilar más importante y por siempre demostrarme su cariño y apoyo incondicional, quien me enseñó que el mejor conocimiento que se puede tener es el que se aprende por sí mismo. A mi madre quien me enseñó que incluso la tarea más grande se puede lograr si se hace un paso a la vez, por demostrarme su apoyo sin importar las diferencias de opiniones me mantuvo siempre en sus oraciones.

A mis hermanos y hermana, quienes me apoyaron a lo largo de mi carrera universitaria. En especial, a mi hermana Magaly Tasinchano, por su apoyo moral y su inquebrantable confianza en que llegaría a este momento tan importante.

A mi cuñada Patricia Tigasi, por ser esa persona que siempre me brindó buenos consejos y aliento, y por permitirme estar cerca de mis sobrinas Brithanny, Fernanda y Darla, a quienes también dedico esta tesis. Ellas fueron mi motivación diaria para no rendirme y seguir adelante.

Finalmente dedico esta tesis a Ángel quien en un corto tiempo me lleno de fuerzas para creer en mí y sentirme orgullosa de lo que estoy logrando.

Jenny Marisol Tasinchano Tite.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU, elaborado por los estudiantes JENNY MARISOL TASINCHANO TITE e ISRAEL MAURICIO ANGUASHA AYUY, 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 antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2 % de la valoración permitida.



FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Firmado digitalmente por FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Fecha: 2024.07.24 18:43:23 -05'00'
Versión de Adobe Acrobat Reader: 2024.002.20933

Ing. Fidel Wladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

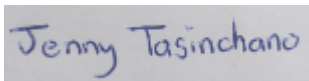
C.I.: 0704789502

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Jenny Marisol Tasinchano Tite e Israel Mauricio Anguasha Ayuy, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU”, 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 nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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.

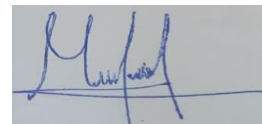
Atentamente,



JENNY TASINCHANO TITE

Autor de Tesis

C.I. 2000134763



ISRAEL ANGUASHA AYUY

Autor de Tesis

C.I. 1600474967

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Jenny Marisol Tasinchano Tite e Israel Mauricio Anguasha Ayuy, egresados 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.

**FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA
AGUILAR**

Firmado digitalmente por FIDEL
VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Fecha: 2024.07.24 18:43:23
-05'00'
Versión de Adobe Acrobat
Reader: 2024.002.20933

ING. FIDEL WLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMÁTICA

La Libertad, julio 09 de 2024.

Yo, *Alexi Javier Herrera Reyes*, con C.I 0924489255, *Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos*, por medio de la presente **CERTIFICO**: Que he revisado la redacción y ortografía del contenido del proyecto de Integración Curricular: “**DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU**”, elaborado por los egresados **TASINCHANO TITE JENNY MARISOL & ANGUASHA AYUY ISRAEL MAURICIO**, previo a la obtención del **título de: INGENIERO EN PETRÓLEOS**.

Para efecto he procedido a leer y analizar de manera profunda el estilo y la forma del contenido del texto:

- Se denota pulcritud en la escritura en todas sus partes.
- La acentuación es precisa.
- Se utilizan los signos de puntuación de manera acertada.
- Hay concreción y exactitud en las ideas.
- No incurre en errores en la utilización de las letras.
- Se maneja con conocimiento y precisión de la morfosintaxis.
- El lenguaje es pedagógico, académico, sencillo y directo; por lo tanto, es de fácil comprensión.

Por lo expuesto y en uso de mis derechos como Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos, recomiendo la VALIDEZ ORTOGRÁFICA de su tesis previo a la obtención del Título de INGENIERO EN PETRÓLEOS y dejo a vuestra consideración el certificado de rigor para los efectos legales correspondientes.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.

Atentamente,



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Cuarto Nivel
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es reflejo de la constancia y el esfuerzo que ha enmarcado este proceso de formación, es importante para nosotros agradecer a Dios por sus bendiciones en el día a día.

A nuestros padres por su orientación, oportunidad y confianza incondicional, que sirvió como impulso y fortaleza en cada vivencia.

A nuestro tutor por habernos guiado, no solo en la elaboración de este trabajo de titulación, sino también a lo largo de nuestra carrera universitaria y habernos brindado el apoyo para desarrollarnos profesionalmente y seguir cultivando nuestros valores.

Así también, un sincero agradecimiento a quienes nos dieron apoyo moral.

A la academia y a nuestros maestros por su importante aporte académico que hoy se transforma en una base crucial para nuestras competencias, herramientas de mi vida profesional y laboral.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
CERTIFICADO DE GRAMÁTICA	ix
AGRADECIMIENTOS.....	x
CONTENIDO.....	xi
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xix
GLOSARIO DE TERMINOS	xxi
RESUMEN.....	xxii
ABSTRACT	xxiii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 HIPÓTESIS	4
1.4 OBJETIVOS.....	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5

1.5 ALCANCE	5
1.6 VARIABLES.....	6
1.6.1 Variable Dependiente.	6
1.6.2 Variables Independientes.....	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO PUNGARAYACU.....	7
2.1.1 Geología del campo Pungarayacu.	8
2.1.2 Estratigrafía del campo Pungarayacu.	9
2.1.3 Características principales de la formación Hollín.....	10
2.2 PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS	13
2.2.1 Tipos de trayectorias.....	14
2.2.2 Tipos de pozos.	17
2.2.3 Herramientas de fondo BHA.	18
2.2.4 Ventana de perforación.....	21
2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	22
2.3.1 Composición del fluido de perforación.	22
2.3.2 Propiedades del fluido.	22
2.3.3 Tipos de fluidos de perforación.	23
2.3.4 Funciones del fluido de perforación.	24
2.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA ALTAS TEMPERATURAS.....	25
2.4.1 Características de un lodo de perforación en altas temperaturas.....	25
2.4.2 Lodo base aceite para altas temperaturas.	25

2.4.3 Lodo de emulsión inversa para altas temperaturas.....	26
2.4.4 Viscosidades en altas temperaturas.....	27
2.4.5 Modificadores reológicos para altas temperaturas.....	28
2.4.6 Aditivos.....	29
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	31
3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	31
3.1.1 Tipo de investigación.....	31
3.1.2 Método de investigación.....	31
3.1.3 Población.....	31
3.1.4 Muestra.....	32
3.1.5 Procedimientos y técnicas.....	32
3.2 TRAYECTORIA DE POZO.....	33
3.2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	33
3.2.2 Trayectoria horizontal.....	34
3.2.3 Trayectoria Vertical.....	37
3.3 ESQUEMA MECÁNICO.....	38
3.3.1 Gradientes de la formación.....	38
3.3.2 Temperaturas.....	40
3.3.3 Litología.....	40
3.3.4 Asentamiento de tuberías de revestimiento.....	41
3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	43

3.4.1 Matriz de características específicas que debe cumplir un lodo para perforar en la formación Hollín del campo Pungarayacu.	43
3.4.2 Emulsión inversa.	44
3.4.3 Base aceite	45
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	47
4.1 POZO HORIZONTAL	47
4.1.1 Lodo de emulsión inversa en el pozo horizontal.	47
4.1.2 Lodo base aceite en el pozo horizontal.....	50
4.2 POZO VERTICAL.....	53
4.2.1 Lodo de emulsión inversa en el pozo vertical.	53
4.2.2 Lodo base aceite en el pozo vertical.	56
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59
5.1 CONCLUSIONES.....	59
5.2 RECOMENDACIONES	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
ANEXO A	67
ANEXO B	69
ANEXO C	70
ANEXO D	72
ANEXO E.....	76
ANEXO F.....	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Pungarayacu, (Cortez Navas et al., 2020). ...	7
Figura 2. Trayectoria vertical de un pozo petrolero, (Saldivar et al., 2016).....	14
Figura 3. Trayectoria desviada de un pozo petrolero, (Huang et al., 2021).	15
Figura 4. Trayectoria conceptual multilateral de un pozo petrolero, (Zhai et al., 2023).	16
Figura 5. Pozo exploratorio, (PDVSA, 2024).	17
Figura 6. Ventana de perforación, (Santamaria & Criseida, 2006).	22
Figura 7. Tipos de fluidos de perforación, (Davoodi et al., 2024)	24
Figura 8. Trayectoria conceptual multilateral de un pozo petrolero, (Zhai et al., 2023).	28
Figura 9. Estructura de la perforación de pozos en el campo Pungarayacu.	34
Figura 10. Selección de las coordenadas (Software de ingeniería, 2024).	34
Figura 11. Comprobación y ajuste de la ubicación del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).....	35
Figura 12. Survey del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).....	35
Figura 13. Diseño del objetivo (Formación Hollín) del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).....	36
Figura 14. Vista 3D de la trayectoria del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	36
Figura 15. Survey del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).....	37
Figura 16. Diseño del objetivo (Formación Hollín) del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).....	37

Figura 17. Vista 3D de la trayectoria del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	38
Figura 18. Gradiente de poro (Software de ingeniería, 2024).	39
Figura 19. Gradiente de fractura (Software de ingeniería, 2024).	39
Figura 20. Gradiente geotérmico (Software de ingeniería, 2024).	40
Figura 21. Litología hasta 690ft (Software de ingeniería, 2024).	40
Figura 22. Litología hasta 1518ft (Software de ingeniería, 2024).	41
Figura 23. Asentamiento de casing del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	41
Figura 24. Asentamiento de casing del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	42
Figura 25. Curva de flujo del lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	44
Figura 26. Curva de flujo del lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	45
Figura 27. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	47
Figura 28. Esfuerzos en la perforación del pozo horizontal por rotación en el fondo con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	48
Figura 29. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	49
Figura 30. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo horizontal con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	50
Figura 31. Esfuerzos en la perforación del pozo horizontal por rotación en el fondo con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	51
Figura 32. Velocidades del fluido base aceite en la broca del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	52

Figura 33. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo vertical con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	53
Figura 34. Esfuerzos en la perforación del pozo vertical por rotación en el fondo con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	54
Figura 35. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	55
Figura 36. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo vertical con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	56
Figura 37. Esfuerzos en la perforación del pozo vertical por rotación en el fondo con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	57
Figura 38. Velocidades del fluido base aceite en la broca del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	58
Figura 39. Asentamiento de revestidores del pozo horizontal.	69
Figura 40. Asentamiento de revestidores del pozo vertical.	69
Figura 41. Configuraciones de casing para pozos horizontales y verticales de dos secciones.	69
Figura 42. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	72
Figura 43. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca para la primera sección del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	72
Figura 44. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	73
Figura 45. Velocidades del fluido base aceite en la broca para la primera sección del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	73
Figura 46. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	74

Figura 47. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca para la primera sección del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).	74
Figura 48. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	75
Figura 49. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	75
Figura 50. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa. (Software de ingeniería, 2024).	76
Figura 51. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024). ...	76
Figura 52. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo horizontal con lodo base aceite. (Software de ingeniería, 2024).	77
Figura 53. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	77
Figura 54. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo vertical con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).	78
Figura 55. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	78
Figura 56. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo vertical con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).	79
Figura 57. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	79
Figura 58. Esquema final de perforación del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).	80
Figura 59. Esquema final de perforación del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).	81

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Geología del campo Pungarayacu,(Carrión & Medina, 2016).....	8
Tabla 2. Estratigrafía del campo Pungarayacu,(Carrión & Medina, 2016).....	9
Tabla 3. Características de la formación Hollín, (Aráuz & Villagómez, 2013; Escobar, 2016).....	11
Tabla 4 Características de la formación Hollín para el diseño de los lodos de perforación.	11
Tabla 3. Herramientas innovadoras de BHA, (Al-Shargabi et al., 2024).....	19
Tabla 4. Propiedades de fluidos de perforación, (Borah & Das, 2022).....	23
Tabla 5. Características del lodo base aceite para condiciones de altas temperaturas, (European Patent Specification, 2019).	26
Tabla 7. Modificadores reológicos a altas temperaturas, (Agwu et al., 2021).	28
Tabla 8. Estructura y propiedad de aditivos, (Gautam et al., 2022).	29
Tabla 9. Ubicación del campo Pungarayacu con gradiente geotérmico elevado.	33
Tabla 10. Características específicas de un lodo para perforar en la formación Hollín del campo Pungarayacu	43
Tabla 11. Especificaciones del lodo de emulsión inversa (European Patent Specification, 2016).....	44
Tabla 12. Especificaciones del lodo base aceite (European Patent Specification, 2019)46	
Tabla 13. Presiones y temperaturas para gradientes de la formación.....	67

Tabla 14. Sarta de perforación de la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).....	70
Tabla 15. Sarta de perforación de la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).....	70
Tabla 16. Sarta de perforación de la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).....	71
Tabla 17. Sarta de perforación de la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).....	71

GLOSARIO DE TERMINOS

AA: Ácido acrílico.

AAM: Acrilamida sustituida con alquilo.

API: American Petroleum Institute.

BA: Acrilato de butilo.

BHA: Ensamblaje de fondo usado para la perforación de pozos de petróleo y gas.

Cp: Céntesima parte del poise o milipascal por segundo.

DMDACC: Cloruro de dimetil dialilamonio.

EMW: Peso equivalente en lodo.

KIPs: Kilo Pounds.

KOP: Profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial.

MD: Profundidad medida.

pH: Potencial de Hidrógeno.

ROP: Rate of penetration.

RPM: Revolutions per minute.

SPP: Standpipe pressure.

TVD: Profundidad vertical verdadera.

UTM: Universal Transverse Mercator.

WBM: Water based mud.

“DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO PUNGARAYACU”

Autor: Jenny Marisol Tasinchano Tite

Israel Mauricio Anguasha Ayuy

Tutor: Fidel Chuchuca Aguilar

RESUMEN

El fluido de perforación cumple varias funciones esenciales en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, como el enfriamiento de la broca, el equilibrio de presión en la formación y la estabilización del pozo. El objetivo de este trabajo de investigación se basa en diseñar un fluido de perforación para condiciones de alta temperatura en la formación Hollín del campo Pungarayacu. La metodología de este estudio inicia con una revisión de la bibliografía relacionada a los fluidos de perforación en condiciones de alta temperatura (base aceite y emulsión inversa). Luego se seleccionan los pozos que hayan experimentado altas temperaturas en la formación Hollín. Posteriormente, se realizan simulaciones computacionales de fluidos de perforación a través de un software de ingeniería, para analizar el comportamiento y propiedades de fluidos en diferentes escenarios. Es importante mantener densidades de fluido dentro de la ventana de perforación y regular con precisión las tasas de bombeo para prevenir la fractura de la formación. El diseño de un fluido de perforación de emulsión inversa y base aceite para condiciones de alta temperatura en la formación Hollín del campo Pungarayacu ha sido abordado con éxito mediante una exhaustiva investigación y análisis. Este estudio ha generado información crucial sobre las características fundamentales de la formación Hollín, permitiendo identificar y comprender los factores clave para el diseño del fluido de perforación. Además, la evaluación de los límites de esfuerzos permisibles, inferiores a 8,092 ft-lbf para todos los casos, garantiza la integridad y eficacia de los equipos de fondo utilizados en las operaciones de perforación, proporcionando un rendimiento seguro y duradero.

PALABRAS CLAVE: fluido de perforación, altas temperaturas, base aceite, emulsión inversa, Pungarayacu.

**“DESIGN OF A DRILLING FLUID FOR HIGH-TEMPERATURE
CONDITIONS IN THE SOOT FORMATION OF THE
PUNGARAYACU FIELD”**

Autor: Jenny Marisol Tasinchano Tite

Israel Mauricio Anguasha Ayuy

Tutor: Fidel Chuchuca Aguilar

ABSTRACT

Drilling fluid achieves several essential functions in hydrocarbon exploration and extraction activities, as bit cooling, formation pressure balance, and wellbore stabilization. The goal of this research work is based in design a drilling fluid for high-temperature conditions in the Hollín formation of the Pungarayacu field. The methodology of this study begins with a review of the literature related to drilling fluids under high-temperature conditions (oil-based and inverse emulsion). Then, It's necessary to select the wells that have experienced high temperatures in the Hollín formation. Subsequently, it will make computational simulations of drilling of perforation through engineering software to analyze the behavior and properties of fluids in different stages. It's important to maintain fluid densities inside the drilling window and regulate with precision the pumping rates to prevent formation. The design of a drilling fluid for high-temperature invert emulsion and oil-base conditions in the Hollin formation of the Pungarayacu field has been successfully addressed through extensive research and analysis of the fundamental characteristics of the Hollin formation of the Pungarayacu field has generated crucial information to drilling fluid design, where we identified and undertatood key factors; Besides, the evaluation of the allowable stress limits are less than 8,092 ft-lbf for all cases, which ensures that the integrity and effectiveness of the down hole equipment used in the drilling operations have provided safe and durable performance.

KEYWORDS: Drilling fluid, high temperatures, oil base, inverse emulsion, Pungarayacu.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Las altas temperaturas en la perforación de pozos petroleros y de gas en China, representan un desafío significativo que limita tanto la seguridad como la eficiencia de estas operaciones. A medida que la industria ha desplazado sus esfuerzos hacia la exploración y explotación en formaciones más profundas, se ha observado un aumento constante en la temperatura en el fondo del pozo, generando una serie de problemas que deben ser estudiados en la ingeniería de perforación (Dong et al., 2022). En este contexto, las altas temperaturas que surgen en el proceso de perforación limitan la vida útil y estabilidad de las herramientas de perforación y equipos electrónicos debido a las altas temperaturas, lo que ocasiona un impacto negativo en la eficiencia de la perforación, riesgos para la seguridad de las operaciones y la generación de tiempos no productivos.

En regiones caracterizadas por altas temperaturas, hay desafíos adicionales en la perforación de pozos petroleros de Colombia, en esos entornos, las condiciones de alta temperatura pueden afectar significativamente los fluidos de perforación utilizados; pero es importante destacar que el efecto de la temperatura en la viscosidad puede variar considerablemente según la composición del fluido y las condiciones específicas de operación. En algunas circunstancias, las altas temperaturas pueden disminuir la viscosidad de los fluidos de perforación, lo que dificulta la circulación y el control de pérdida de circulación (Toro et al., 2023). En este sentido, la interacción compleja entre la temperatura, la composición del fluido y los derrumbes permiten que el control de la pérdida de circulación en condiciones de alta temperatura sea un desafío aún mayor y requiere enfoques del fluido de perforación adaptados a situaciones específicas de las formaciones.

En el caso de Ecuador, el campo Pungarayacu se encuentra inmerso en una realidad geológica excepcionalmente desafiante, la región ha experimentado una reactivación tectónica iniciada en el Plioceno, lo que ha dado lugar a condiciones geotérmicas únicas; este fenómeno ha permitido que los fluidos más profundos migren hacia niveles someros a lo largo de fracturas y fallas, generando gradientes geotérmicos anómalos. Además, la proximidad del basamento y la influencia de volcanes activos como Sumaco y Reventador han contribuido al incremento de las temperaturas en el campo (Angulo et al., 2023).

Un ejemplo destacado de esta situación se encuentra a una profundidad de 328 metros en el pozo Pungarayacu IP5B dónde se ha registrado un gradiente geotérmico excepcionalmente alto de 69.01°C por kilómetro. Este incremento en la temperatura se produce a medida que se perfora más profundo en la tierra, alcanzando los niveles de la formación de Hollín y continuando hacia la Formación Chapiza. Este fenómeno parece ser una anomalía local en esta área. Sin embargo, es importante destacar que, al perforar profundamente hacia el basamento geológico, la temperatura disminuye significativamente. Por ejemplo, el pozo IP-17, que alcanzó una profundidad de 4.14 kilómetros, mostró un gradiente geotérmico de 21.53°C por kilómetro (Angulo-Romero et al., 2023). Esto evidencia una marcada variación en las condiciones geotérmicas a diferentes profundidades en la zona del campo Pungarayacu. Por tal razón, esta variabilidad en los gradientes geotérmicos plantea desafíos considerables para las operaciones de perforación y destaca la necesidad de desarrollar fluidos de perforación específicos para estas condiciones cambiantes de elevación de temperaturas.

1.2 ANTECEDENTES

Rondón et al. (2013) evaluaron el daño a la formación originado por el fluido de perforación utilizado en pozos petroleros del campo Santa Rosa, Anaco. Para esto, utilizaron pruebas de compatibilidad fluido/fluido, identificación mineralógica a través del perfil Gamma Ray, radio de garganta poral para evaluar el efecto del fluido en los posibles daños a la formación. Los resultados de este estudio encontraron que el fluido de perforación produce taponamiento, invasión en la garganta poral y emulsiones al contacto con el fluido del yacimiento. Los autores de este estudio recomiendan el uso de fluidos de perforación compatibles con la formación.

Sánchez (2015) analizó las causas asociadas con el fluido de perforación, las mismas que produjeron retrasos en los tiempos de perforación de los pozos petroleros pertenecientes al yacimiento Corvina, Perú. Evaluó los aditivos en sistemas de fluido base de agua con aminas mediante las propiedades fisicoquímicas, temperatura y presión del pozo, densidad, control de filtrado y formación de revoque. Este estudio encontró que para reducir los tiempos perdidos en problemas potenciales de perforación: el caudal debe maximizarse dentro de la ventana de trabajo; velocidad mínima de rotación de la broca a 70 rpm; monitoreo de parámetros de perforación como la tasa de penetración (ROP - Rate of Penetration), Revoluciones por minuto (RPM - Revolutions per Minute) y Presión en la tubería de soporte (SPP – Standpipe Pressure); nuevas tecnologías y mejoras prácticas operacionales de perforación.

Ardila & Barrera (2016) realizaron una evaluación técnico-financiera de la compatibilidad de secuestrantes de H₂S en fluidos de perforación y completamiento en el campo Jazmín, Colombia. Este estudio utilizó pruebas de laboratorio fisicoquímicas (densidad, pH, pruebas de reología y filtrado API), sistemas de fluidos de perforación base agua y fluidos de completamiento. Los resultados permitieron evaluar la compatibilidad de forma cuantitativa y cualitativa entre las propiedades de los sistemas de lodos y fluido de completamiento, antes y después del aditivo.

Chamorro et al. (2016) diseñaron un fluido de perforación base agua con inhibidores químicos de propiedades reológicas apropiadas como sulfato de potasio, nitrato de potasio y formiato de sodio a diferentes concentraciones. Evaluaron el pH, conductividad eléctrica a través de la normativa hidrocarburífera. Los resultados de este estudio encontraron que la formulación más adecuada del fluido de perforación a base de almidón, goma xantana, carbonato de calcio, bentonita y sulfato de potasio. Los autores resaltan el uso de sales inorgánicas como inhibidores químicos en los fluidos de perforación para no afectar las propiedades reológicas y disminuir la contaminación del suelo.

Hernández & Manrique (2018) encontraron el fluido de perforación más adecuado para la cuenca de los Llanos Orientales, a través del análisis de estabilidad del pozo, velocidad de perforación, hinchamiento de arcillas, control de daños en formación, control de lutitas considerando la normativa y beneficios para la compañía Halliburton. Este estudio

formuló cuatro fluidos base agua poliméricos de alto rendimiento hasta el segmento 12 1/4. Estas formulaciones se dividieron considerando las fases de perforación, por eso la última fase en la que se dividió la sección de exploración tiene mayor relevancia porque presenta más problemas como hinchamiento de arcillas, inestabilidad en la formación y viajes de tubería tortuosos. Se obtuvo una formulación base para la primera sección. Para la segunda sección se obtuvo una formulación que facilita la limpieza del pozo y controla el hinchamiento de arcillas y la última formulación inhibida que aseguró la estabilidad del pozo.

Gallardo (2018) analizó muestras de pozo de la formación Vaca Muerta en Argentina de profundidad de 2,400 a 2,700 metros y Water Based Mud (WBM) para garantizar la estabilidad de las paredes del pozo y el incremento de la presión poral originada por el ingreso de fluido a la formación. El estudio reveló que la roca tiene aproximadamente 33% de poros con diámetros entre 12 a 100 nanómetros. Además, se seleccionó nanosílice de 12 nm para reducir el ingreso de fluido a la formación, presión poral, permeabilidad y la interacción roca-fluido. Por lo tanto, la nanosílice redujo la permeabilidad del shale estudiado y su efecto permanente, por lo que es considerado como aditivo en fluidos para operaciones de perforación en la formación Vaca Muerta.

1.3 HIPÓTESIS

- **Hipótesis nula:**

¿No se puede perforar de manera eficiente con un fluido de perforación especializado para zonas donde las temperaturas son elevadas?

- **Hipótesis alternativa:**

¿Se puede perforar de manera eficiente con un fluido de perforación especializado para zonas donde las temperaturas son elevadas?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Diseñar un fluido de perforación para condiciones de alta temperatura en la formación Hollín del campo Pungarayacu.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Identificar las características principales de la formación Hollín que afectan el diseño de un fluido de perforación.
- Diseñar mediante simulaciones con software de ingeniería diferentes propuestas de fluidos de perforación para su posterior evaluación.
- Evaluar la integridad y eficacia de los equipos de fondo utilizados en operaciones de perforación en la formación Hollín, con el propósito de garantizar un rendimiento óptimo y durabilidad en el campo Pungarayacu.

1.5 ALCANCE

Con la presente investigación se pretende desarrollar fluidos de perforación específicamente adaptados a las condiciones de altas temperaturas en la formación Hollín del campo Pungarayacu en Ecuador. Para alcanzar este propósito, se llevarán a cabo tres etapas de investigación. Primero, se realizará una amplia revisión bibliográfica para recopilar datos esenciales relacionados con el diseño de fluidos de perforación en entornos de alta temperatura, para adquirir una comprensión sólida de las formulaciones previas y las lecciones aprendidas de investigaciones anteriores. Después, se empleará software de ingeniería para simular lodos de perforación en condiciones de alta temperatura, lo que permitirá analizar su comportamiento y propiedades. Finalmente, se llevará a cabo una evaluación minuciosa de la integridad y eficacia de los equipos de fondo utilizados en operaciones de perforación en la formación Hollín, con el propósito de garantizar un rendimiento sobresaliente y una larga durabilidad en el campo Pungarayacu. Los resultados de esta investigación se orientan hacia la mejora

significativa de la eficiencia y la seguridad de las operaciones de perforación en contextos geotérmicamente desafiantes, así como la contribución de perspectivas valiosas para la industria petrolera y geotérmica en su conjunto.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variable Dependiente.

- Eficiencia de la operación de perforación en condiciones de alta temperatura.

1.6.2 Variables Independientes.

- Fluidos de perforación.
- Gradiente de poro.
- Gradiente de fractura.
- Gradiente de sobrecarga.
- Densidad del lodo de perforación.
- Herramientas de la perforación de pozos (BHA).
- Gradiente geotérmico.
- Trayectoria del pozo.
- Columna estratigráfica.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO PUNGARAYACU

El Campo Pungarayacu posee una superficie terrestre de 647 km². Se ubica en la cuenca Oriente, provincia de Napo, Ecuador, aproximadamente a 20 km de la ciudad de Tena (Ver Figura 1) (Mejía & Muñoz, 2018).

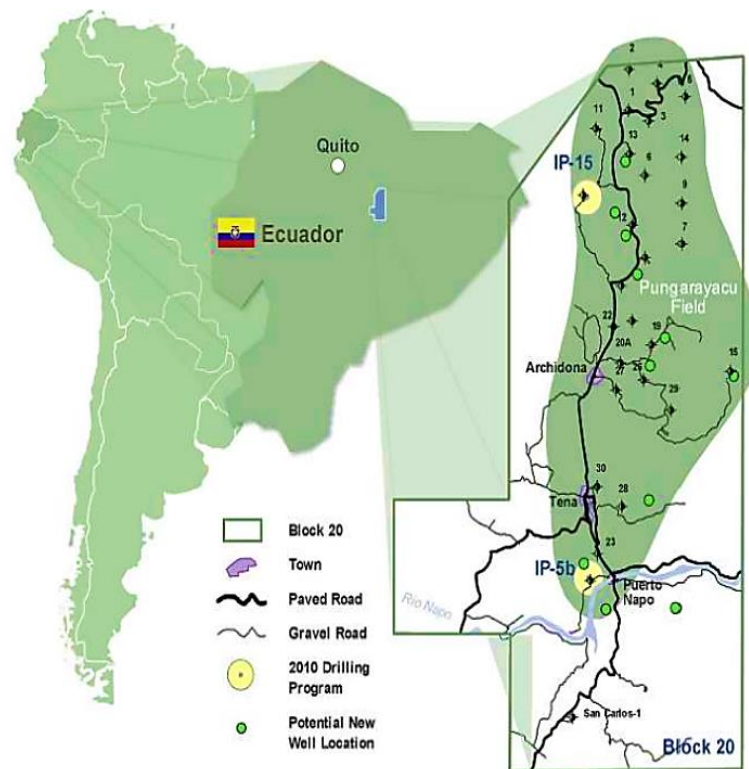


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Pungarayacu, (Cortez Navas et al., 2020).

El nombre del campo, así como de otros sitios cercanos, se deriva de uno de los ríos que lo atraviesa, con significado en quechua de "río" (yacu) y "brea" (pungara). La designación del río Hollín, posiblemente se asocia al tono negro de sus abruptas orillas, donde emerge la formación Hollín de areniscas bituminosas, que refleja un conocimiento ancestral de fuentes de brea (Andrango & Castro, 2009). Este recurso se empleaba tradicionalmente en el sellado de canoas y posiblemente en la ignición de mechas.

El principal reservorio de este campo petrolero es la formación Hollín, la misma que se depositó sobre terrenos volcánicos y volcanoclásticos en un medio aluvial. La estratificación de esta formación destaca cambios en la energía del medio, desde la base con conglomerados y estratificación cruzada, hasta una llanura aluvial en la parte media y areniscas costeras con presencia de estuarios influenciados por mareas en la parte superior (Rivadeneira & Baby, 2004). Además, este campo posee un segundo reservorio, la arenisca conocida como Hollín superior, la misma que presenta algunas similitudes con el resto de la cuenca. Actualmente, la rica historia geológica de este campo continúa siendo un referente significativo en la producción de hidrocarburos de la región Oriental del Ecuador.

2.1.1 Geología del campo Pungarayacu.

La tabla 1 muestra el proceso geológico del campo Pungarayacu.

Tabla 1. Geología del campo Pungarayacu, (*Carrión & Medina, 2016*).

Proceso	Características
Formación	<ul style="list-style-type: none"> - Régimen tectónico tipo plata mórfico regional. - Sedimentación de capas de areniscas provenientes de la regresión del nivel del mar.
Depositación	<ul style="list-style-type: none"> - Parte superior de formación Napo fuertemente erosionada. - El petróleo proviene de una migración de roca madre pre cretácica a través de ventanas erosionadas de la formación Misahuallí. - Durante el Terciario, continua la depositación de areniscas en la formación Tena. - En el Eoceno aparece gran cantidad de sedimentos de la formación Tiyuyacu.
Cuaternario	<ul style="list-style-type: none"> - Erosión de rocas terciarias en el levantamiento Napo. - Petróleo entrampado en el campo Pungarayacu.
Ascenso	<ul style="list-style-type: none"> - El campo Pungarayacu pasa a formar parte del flanco de la cuenca Oriente.

	- Ascenso del batolito de Abitagua-Guacamayos.
Holoceno y actualidad	- Oxidación y biodegradación del crudo debido a la presencia de los ríos en el sector.

2.1.2 Estratigrafía del campo Pungarayacu.

La tabla 2 muestra la estratigrafía del campo Pungarayacu.

Tabla 2. Estratigrafía del campo Pungarayacu, (Carrión & Medina, 2016).

Formación	Areniscas/Calizas	Características
Napo Basal	Areniscas Basales	<ul style="list-style-type: none"> - Formada por limolitas negras y areniscas. - Pirita con bioturbaciones. - Glauconita.
	Calizas C	<ul style="list-style-type: none"> - Limolitas laminadas con costras ferruginosas. - Amonites, intraclastos, bioclastos, restos de peces y bivalvos plactónicos.
	Lutitas Basales	<ul style="list-style-type: none"> - Lutitas negras laminadas. - Sedimentos de bioclastos e intraclastos.
	Caliza T	<ul style="list-style-type: none"> - Fauna con presencia de peces. - Margas y calizas bioturbadas. - Ausencia de glauconita.
	Arenisca T	<ul style="list-style-type: none"> - Niveles glauconíticos. - Lutitas negras laminadas. - Capa granocreciente de limilitas.
Napo Inferior	Caliza B	<ul style="list-style-type: none"> - Areniscas arcillosas muy glauconíticas. - Calizas negras. - Condiciones de vida anóxicas.
	Lutitas U	<ul style="list-style-type: none"> - No posee bancos calcáreos y bivalvos finos.

	<ul style="list-style-type: none"> - Micas detríticas. - Areniscas finas, glauconíticas y lutitas ligeramente calcáreas.
	<ul style="list-style-type: none"> - Calizas folsilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas.
Areniscas y Calizas U	<ul style="list-style-type: none"> - Lutitas y areniscas glauconíticas. - Presencia de ostras y equinodermos. - Cuarzo detrítico del medio marino.
	<ul style="list-style-type: none"> - Caliza oscura y laminada.
Caliza A Inferior	<ul style="list-style-type: none"> - Escaza glauconita y ondulitas. - Baja energía.
	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de abundante fauna y bioturbación con calizas arcillosas. - Presencia de fallas anormales.
Caliza A Superior	
	<ul style="list-style-type: none"> - Plataforma carbonatada.
Napo Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Posee areniscas calcáreas y calizas margosas. - Abundante fauna.
Caliza M-2 Inferior	
	<ul style="list-style-type: none"> - Lutitas poco calcáreas. - Baja energía.
Caliza M-2 Superior	<ul style="list-style-type: none"> - Calizas margosas bioturbadas y amonitas. -
	<ul style="list-style-type: none"> - Margas laminadas finas con presencia de inoceramus.
Napo Superior	<ul style="list-style-type: none"> - Posee escasos cantos fosfáticos. <p style="text-align: center;">Medio somero confinado.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> - Limolitas rojas y areniscas finas verdes. <p style="text-align: center;">Depósito continental por ausencia de fauna marina.</p>
Tena	

2.1.3 Características principales de la formación Hollín.

La formación Hollín es uno de los principales reservorios de la Cuenca Oriente. La formación Hollín contribuye con el 77,5% de la producción diaria total del petróleo. La

Tabla 3 muestra las características principales de la formación Hollín que deben considerarse en el diseño de un fluido de perforación.

Tabla 3. Características de la formación Hollín, (Aráuz & Villagómez, 2013; Escobar, 2016).

Formación	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Presión inicial (psi)	Tasa de agotamiento (psi/MMBls)	API	T (°F)	Viscosidad (cp)
Hollín Superior	12 – 24	12 – 986	4657	22.5	30 – 34°	230	2.12
Hollín Inferior	13 – 17	70 - 2642	4681	3.8	33°	230	1.85

- Características de la formación Hollín para el diseño de los fluidos de perforación.

Tabla 4 Características de la formación Hollín para el diseño de los lodos de perforación.

Característica	Unidad	Mínimo	Máximo	Observación	Fuente
Densidad del lodo de perforación	ppg	8	14	Valor mínimo (poro) y valor máximo (fractura) hasta 1500ft, rango de operación promedio (8.32-13ppg)	(Valencia S. , 2014)
Presión de poro	Psi	0	650	Medido desde superficie hasta 1500ft	(Andrango, 2009)
Presión de fractura	Psi	0	1,100	Medido desde superficie hasta 1500ft	(Andrango, 2009)
Temperatura	°F	70	129	Temperatura de superficie hasta 1500ft	(Angulo y otros, 2023)
Gradiente geotérmico	°C/km	17.02	69.01	0.270 km hasta 4km	(Angulo y otros, 2023)

Con base en la recopilación bibliográfica de la zona geotérmica del campo Pungarayacu, se definieron las características de la Tabla 4 para el diseño del lodo de emulsión inversa y el lodo base. Estas características aseguran que los lodos cumplirán con los requisitos y soportarán las condiciones de operación específicas del campo. La densidad del lodo de perforación, que varía entre 8 y 14 ppg, está diseñada para manejar la presión de poro y la presión de fractura medidas desde la superficie hasta los 1500 pies. Además, se considera el rango de temperaturas entre 70 y 129 °F y el gradiente geotérmico que varía de 17.02 a 69.01 °C/km hasta una profundidad de 4 km. Estas especificaciones se detallarán en el punto 3.4.

- Densidad del lodo de perforación

La densidad del lodo de perforación se refiere al peso del lodo por unidad de volumen, generalmente expresado en libras por galón (lb/gal) o gramos por centímetro cúbico (g/cm³). Es un parámetro crucial en la perforación de pozos, ya que ayuda a equilibrar las presiones subterráneas y evita que los fluidos de formación invadan el pozo (Quispe, 2021). La densidad del lodo se ajusta para asegurar la estabilidad del pozo y evitar problemas como el reventón.

- Presión de poro

La presión de poro es la presión del fluido contenido dentro de los poros de una roca. En el contexto de la perforación, esta presión es crucial para determinar la estabilidad del pozo y la elección del lodo de perforación adecuado (Montoya, 2023). Si la presión de poro no se maneja correctamente, puede llevar a problemas como el colapso del pozo o la invasión de fluidos no deseados en el pozo de perforación.

- Presión de fractura

La presión de fractura es a la que una formación rocosa se fractura por aplicar una presión externa, como la del lodo de perforación. Es fundamental conocer esta presión para evitar la fracturación no deseada del pozo, lo que podría causar pérdidas de circulación del lodo y problemas de control del pozo (Valencia W. , 2020). La presión de fractura depende de las características mecánicas de la roca y la profundidad del pozo.

- **Temperatura**

La temperatura en el contexto de la perforación se refiere al calor medido en el pozo a diversas profundidades. La temperatura puede afectar las propiedades del lodo de perforación y la estabilidad de las herramientas y equipos utilizados en el proceso (Gómez, 2024). Además, el conocimiento de la temperatura subterránea es esencial para la gestión térmica y la selección de materiales que puedan soportar condiciones de alta temperatura.

- **Gradiente geotérmico**

El gradiente geotérmico es la tasa a la cual la temperatura aumenta con la profundidad en la Tierra. Se expresa generalmente en grados Celsius por kilómetro ($^{\circ}\text{C}/\text{km}$) o grados Fahrenheit por pie ($^{\circ}\text{F}/\text{ft}$) (Juárez, 2022). Este gradiente varía dependiendo de la ubicación geológica y es un factor importante que considerar en la planificación y diseño de pozos, ya que influye en la temperatura esperada a diferentes profundidades y, por ende, en la elección de materiales y técnicas de perforación.

2.2 PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Fernández (2014) establece que la perforación de pozos petroleros es fundamental en la industria del petróleo y gas. La misma que abarca diversas fases importantes, que inician con la planificación, exploración, seguido de la construcción de la plataforma de perforación, producción, refinación, almacenamiento, distribución y comercialización.

Durante la fase de perforación exploratoria, se obtienen muestras del subsuelo para evaluar la presencia de hidrocarburos; la colocación de un revestimiento es esencial para estabilizar el pozo (Alves & Faria, 2024a), posterior a su completamiento que facilita la extracción de petróleo o gas. La subsiguiente etapa de producción implica la extracción y procesamiento de los hidrocarburos, este proceso global demanda una coordinación precisa del uso de tecnologías especializadas y control de regulaciones ambientales y de seguridad.

La decisión sobre la trayectoria de un pozo se basa en consideraciones técnicas, económicas y ambientales. El empleo de tecnologías modernas, como la perforación direccional y horizontal, ha posibilitado a la industria petrolera acceder a depósitos que

previamente resultaban difíciles de alcanzar mediante métodos convencionales (Oilfield, 2023).

2.2.1 Tipos de trayectorias.

La dirección que sigue la perforación desde la superficie hasta el depósito subterráneo de hidrocarburos se denomina trayectoria de un pozo petrolero. Existen diversas categorías de trayectorias de pozos, y la elección de un tipo en particular se determina según diversos factores, como la ubicación del yacimiento, geología de la región y objetivos de producción. A continuación, se detallan algunos tipos convencionales de trayectorias de pozos:

- Trayectoria Vertical

La trayectoria vertical se utiliza para encontrar, identificar y producir petróleo en yacimientos convencionales (Apergis et al., 2021). El propósito de esta trayectoria es mantener la perforación recta a lo largo de la plomada de la boca del pozo (Zhang et al., 2020). Al sólo considerar el ángulo de inclinación disminuye la calidad de la trayectoria de perforación y puede provocar atascamiento en el proceso de perforación.

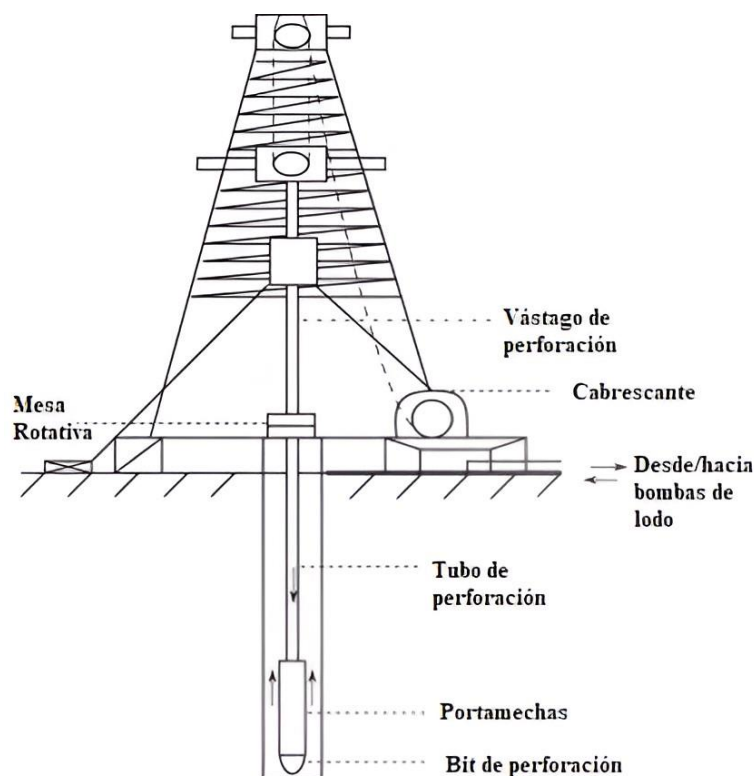


Figura 2. Trayectoria vertical de un pozo petrolero, (Saldivar et al., 2016).

- Trayectoria desviada

La trayectoria desviada se enfrenta a formaciones complejas. Es una función importante de la ingeniería de perforación, posee un potencial para ahorrar costos y tiempo. Esta trayectoria considera la seguridad, eficiencia, capacidad de perforación, minimización del torque, resistencia, condiciones de obstáculos geológicos y la integridad del pozo a largo plazo. Existen diversas técnicas para determinarlas trayectorias de pozos desviados: promedio de ángulo, curvatura constante, radio de curvatura y curvatura mínima (Wood, 2023).

Para la planificación de la trayectoria desviada, se proporciona las coordenadas geométricas, la profundidad vertical verdadera (TVD), formación de yacimiento objetivo, ubicación de superficie y longitud lateral objetiva en un ángulo específico que coincida con el buzamiento de la formación para perforar dentro del yacimiento (Atashnezhad et al., 2014).

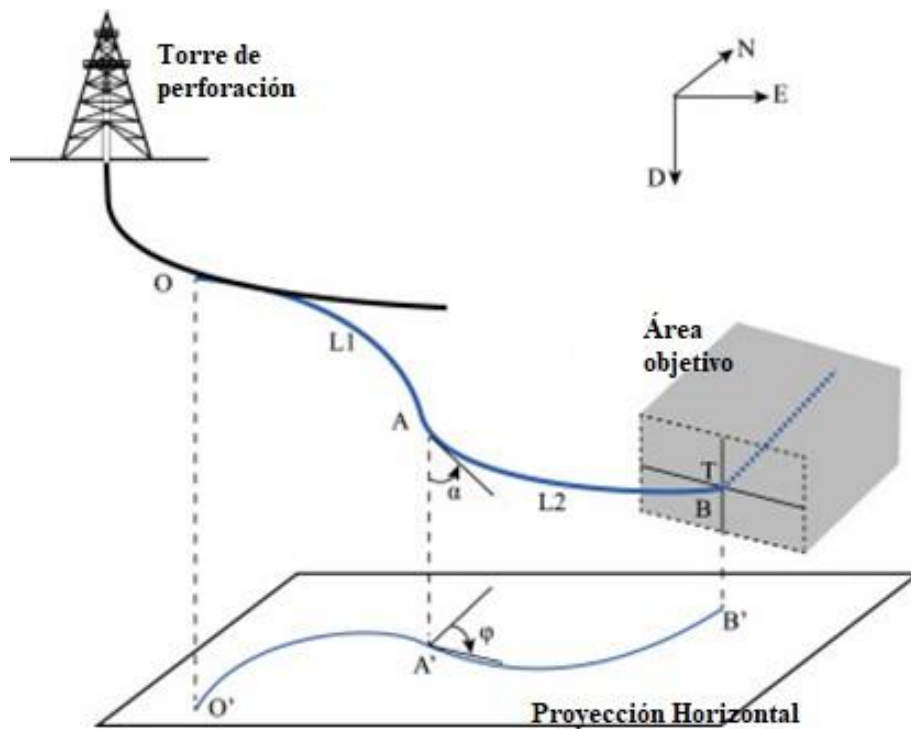


Figura 3. Trayectoria desviada de un pozo petrolero, (Huang et al., 2021).

- Trayectorias multilaterales

Las trayectorias multilaterales comúnmente constan de una trayectoria principal que se extiende a lo largo del eje X y varias trayectorias laterales a lo largo del eje Y, todas conectadas al pozo principal (Ver Figura 4) (Zhai et al., 2023). Es decir, los pozos multilaterales implican una perforación inicial que se bifurca en varias direcciones, donde cada rama puede tener una orientación vertical, inclinada o horizontal. Este método se emplea con el propósito de ampliar de manera adicional la exposición al yacimiento y optimizar los niveles de producción.

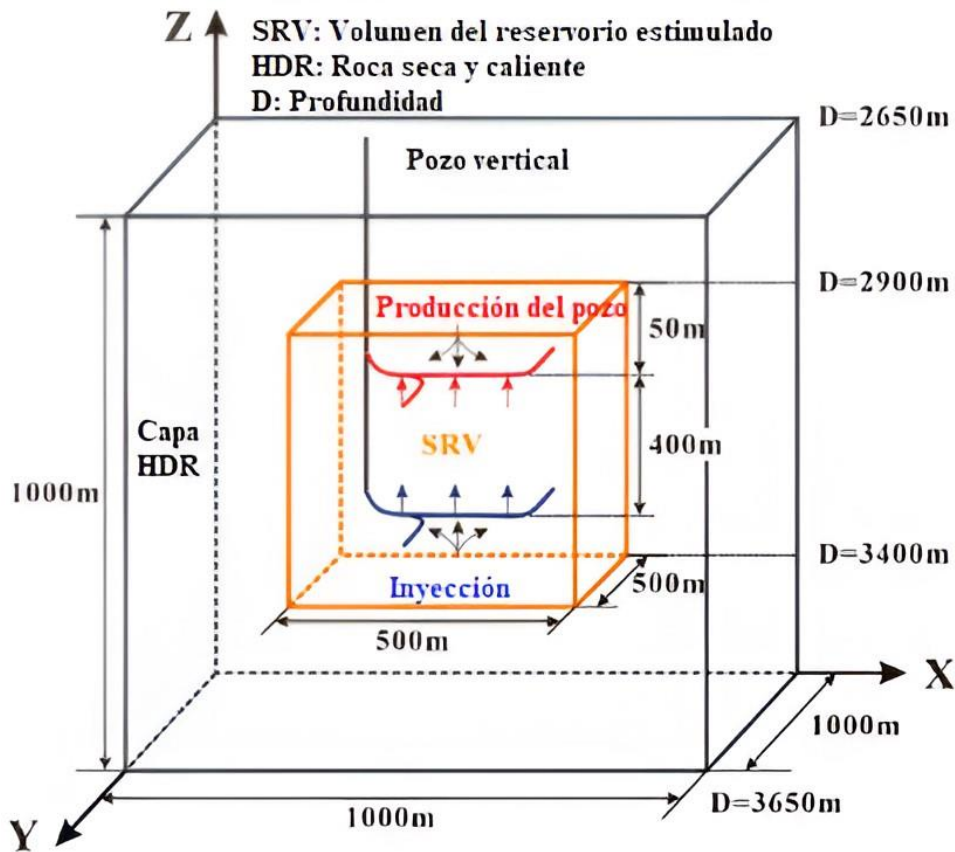


Figura 4. Trayectoria conceptual multilateral de un pozo petrolero, (Zhai et al., 2023).

2.2.2 Tipos de pozos.

✓ Pozos petroleros exploratorios

Los pozos exploratorios se perforan fuera de yacimientos conocidos, y son los primeros en ser perforados en un proyecto (Figura 5). El objetivo principal de un pozo exploratorio es encontrar más hidrocarburos (Alves & Faria, 2024b).

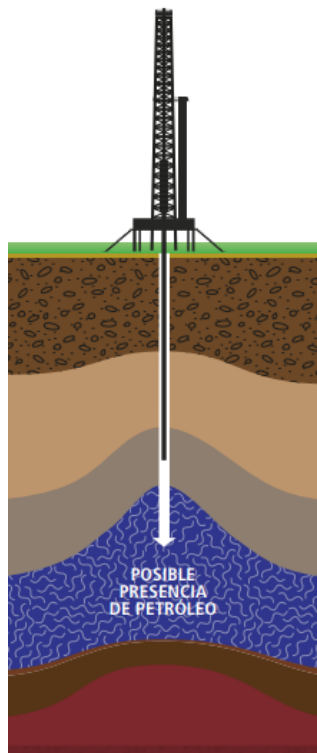


Figura 5. Pozo exploratorio, (PDVSA, 2024).

En la perforación de exploración no se conocen las regiones de presión. Obteniendo prácticas conservadoras en el peso del lodo, diseño del revestimiento y velocidad de penetración más lenta (Kaiser, 2021).

Los pozos exploratorios comúnmente se perforan verticalmente hacia el objetivo, con excepciones de requerimientos por derivaciones y desvíos.

✓ Pozos petroleros de evaluación

Los pozos de evaluación se perforan después de los pozos exploratorios, antes de iniciar la etapa de desarrollo del campo, para determinar el tamaño del campo y propiedades del

yacimiento (He et al., 2023). El objetivo principal de los pozos de evaluación es delimitar el yacimiento y recolectar los datos para la planificación del desarrollo.

✓ **Pozos petroleros de desarrollo**


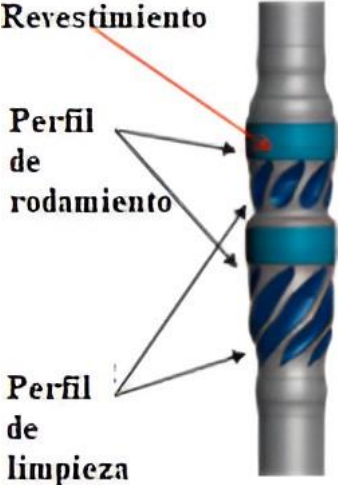

Los pozos de desarrollo son pozos perforados en la extensión conocida de un campo para la producción de reservas (Kaiser, 2009). Este tipo de pozos se perforan como parte de un plan de producción. Su perforación es verticalmente hasta una cierta profundidad luego comienzan con patrones en forma de “J” o “S” hasta llegar a la profundidad total.

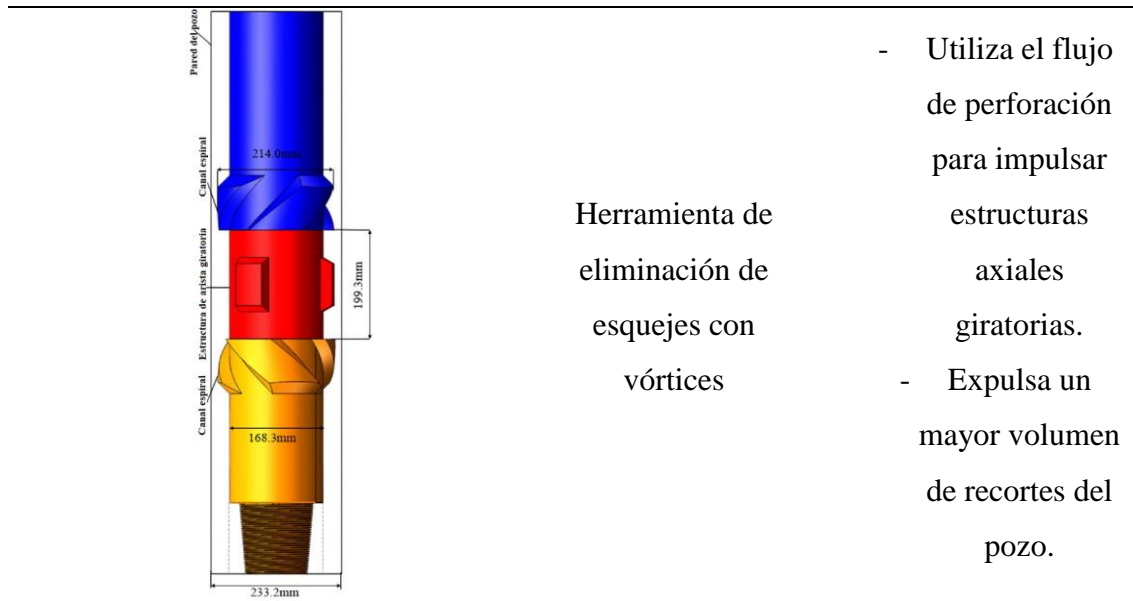
Los pozos de desarrollo incluyen pozos productores e inyectores y de eliminación. El objetivo de la perforación de desarrollo es perforar el pozo hasta una profundidad deseada, a un costo mínimo y de forma segura y ambiental.

2.2.3 Herramientas de fondo BHA.

BHA es el conjunto de fondo de pozo, es decir, está formado por portamechas, estabilizadores, calibradores, motores de fondo de pozo, sistemas giratorios direccionales y broca (Saldivar et al., 2016). Los calibradores y centralizadores facilitan el flujo de recortes, los motores de fondo de pozo evitan obstrucciones y aumentan el ROP en pozos desviados. Los sistemas giratorios direccionales mejoran el flujo de fluido. Los estabilizadores evitan que la broca se desvíe de su trayectoria. Mientras que las portamechas fuerzan la broca hacia la formación no perforada (Al-Shargabi et al., 2024). La tabla 3 muestra algunos diseños innovadores de BHA.

Tabla 3. Herramientas innovadoras de BHA, (Al-Shargabi et al., 2024).

	Herramienta	Descripción
	<p>Herramienta de limpieza de orificios</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se instala en la parte superior del BHA. - El desplazamiento del fluido de perforación y los parámetros hidráulicos mejoran la eficiencia de la limpieza del pozo.
	<p>Tubería de perforación hidro limpia</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Eficiencia de la limpieza del pozo mayor del 60% que la convencional. - Reduce la fricción del pozo en un 30%.
	<p>Impulsor del lecho de recortes</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Reduce la fricción y el torque. - Adecuada para secciones laterales largas desviadas con ángulo > a 40°.



A continuación, se describe los esfuerzos presentes en la sarta de perforación (BHA):

- **Hoop Stress (Esfuerzo de circunferencia):** Es la tensión que actúa en la dirección tangencial a la circunferencia de la sarta de perforación (Sun y otros, 2023). Resulta de la presión interna del fluido de perforación y tiende a expandir el diámetro de la sarta.
- **Radial Stress (Esfuerzo radial):** Es la tensión que actúa perpendicularmente a la superficie de la sarta de perforación, desde el centro hacia fuera (Leksir, 2023). Es causada por la diferencia de presión entre el interior y el exterior de la sarta.
- **Torsion (Torsión):** Es el esfuerzo producido por un par de fuerzas que causan una rotación alrededor del eje longitudinal de la sarta de perforación (Chirikutsi, 2023). La torsión resulta de la acción de rotar la sarta durante la perforación.
- **Shear Stress (Esfuerzo cortante):** Es la tensión que actúa paralelamente a la superficie de la sarta de perforación, resultante de fuerzas desiguales en direcciones opuestas (Zambetti, 2023). Este tipo de esfuerzo puede causar fallos por deslizamiento en la sarta.
- **Axial Stress (Esfuerzo axial):** Es la tensión que actúa a lo largo del eje longitudinal de la sarta de perforación. Puede ser de tracción o compresión, dependiendo de si las fuerzas actúan para alargar o acortar la sarta (Liu y otros, 2023).
- **Buckling (Pandeo):** Es la deformación lateral de la sarta de perforación que ocurre cuando la compresión axial supera la capacidad crítica de carga de la sarta, causando que se doble (Coman, 2023).

- **Bending (Flexión):** Es la curvatura de la sarta de perforación resultante de la aplicación de momentos o cargas laterales. La flexión puede producirse debido a las curvas en el pozo o a la interacción con la pared del pozo (Li y otros, 2023).
- **Von Mises Stress (Esfuerzo de Von Mises):** Es un criterio de fallo utilizado para predecir el inicio de la deformación plástica en materiales dúctiles. Se calcula combinando los esfuerzos en múltiples direcciones (axial, hoop, radial, etc.) y proporciona una medida general de la tensión en la sarta de perforación (Robello y otros, 2024).

Además, al realizar perforaciones, se definen tasas de bombeo, medidas en galones por minuto (gpm), para asegurar una circulación adecuada del fluido de perforación. Mantener una tasa de bombeo adecuada es esencial para controlar la presión en el pozo y remover los recortes de perforación y es fundamental no superar la velocidad crítica del fluido para evitar la sedimentación de sólidos en el fondo del pozo, lo cual garantiza la eficiencia y continuidad de la operación de perforación (Mendoza, 2020).

El torque y el arrastre son clave en la perforación de pozos; el torque se refiere al momento de fuerza necesario para rotar la sarta de perforación, y el arrastre es la resistencia al movimiento axial de la sarta dentro del pozo. Una adecuada gestión del torque y el arrastre es esencial para prevenir problemas como el desgaste excesivo de la broca y los atascos de la sarta. Controlar estos factores es crucial para asegurar un avance continuo y eficiente de la perforación, minimizando riesgos operacionales y mecánicos (Yamasca & Bonilla, 2023).

2.2.4 Ventana de perforación.

Una ventana de perforación establece un determinado rango de densidades para la columna de lodo que permite mantener la estabilidad del hoyo considerando evaluaciones y análisis geomecánico del campo petrolero (Santamaria & Criseida, 2006).

Se construye a partir del producto de combinación de gradientes de la formación (expresión bidimensional perpendicular al eje del pozo del estado tensional actual del macizo rocoso desarrollado durante la perforación que coincide con la elipse de

formación) y fractura, factor de seguridad que previenen el inicio de fallas de corte durante la perforación de los pozos.

La máxima densidad del lodo da lugar a la presión de poro que supera las resistencias a la tracción de la formación y el esfuerzo tangencial (Figura 6).

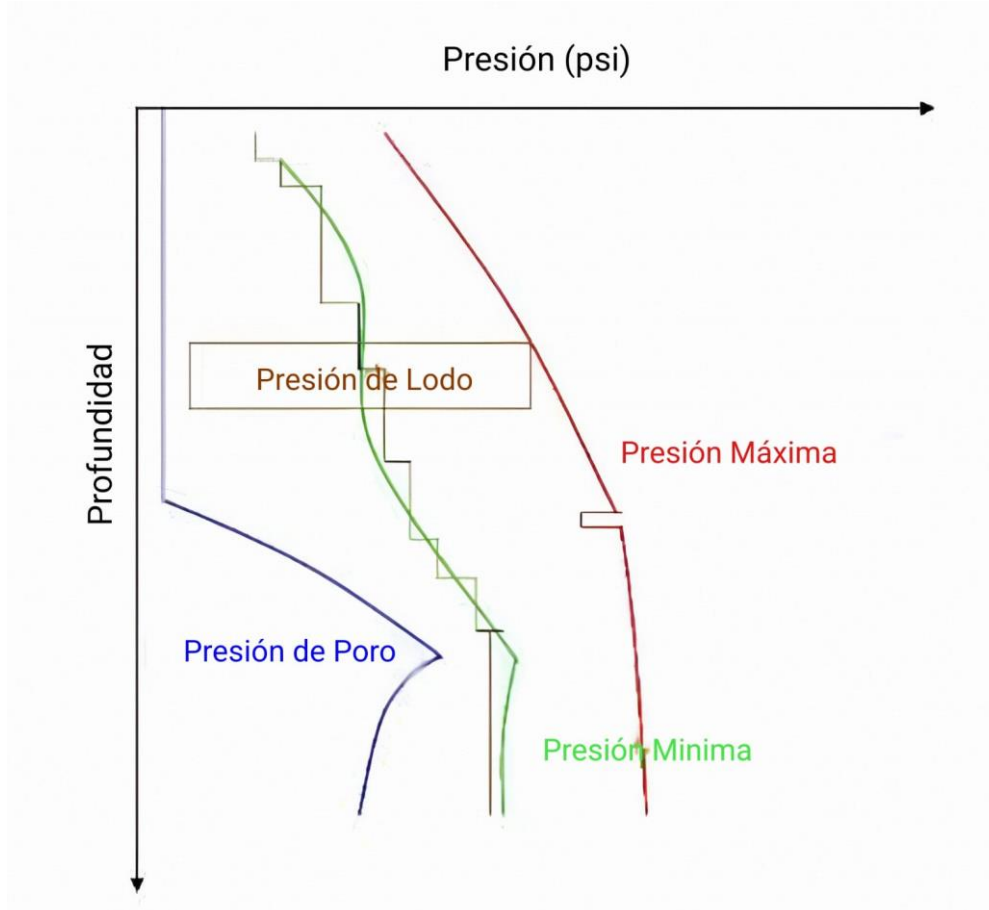


Figura 6. Ventana de perforación, (Santamaria & Criseida, 2006).

2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1 Composición del fluido de perforación.

Los fluidos de perforación son fluidos compuestos homogéneos. Oseh et al. (2023) determina que los fluidos de perforación están compuestos de sólidos, líquidos, compuestos químicos que desempeñan una diversidad de funciones.

2.3.2 Propiedades del fluido.

Las propiedades de los fluidos están descritas en las prácticas recomendadas por ANSI/API para pruebas de campo de fluidos de perforación (Borah & Das, 2022). Estas propiedades suelen ser diferentes debido a cada pozo a perforar (Tabla 4).

Tabla 4. Propiedades de fluidos de perforación, (Borah & Das, 2022).

Propiedad	Descripción
Reológicas	<ul style="list-style-type: none"> - Viscosidad plástica. - Límite elástico. - Resistencia del gel. - Viscosidad a baja velocidad de corte. - Estas propiedades alcanzan los requisitos hidráulicos que deben conseguirse cuando la circulación ha fallado.
Filtración	<ul style="list-style-type: none"> - Evita que el lodo invada las formaciones.
Inhibición	<ul style="list-style-type: none"> - Permiten generar buena tasa de penetración al mantener la estabilidad del pozo.
Lubricante	<ul style="list-style-type: none"> - Contribuye con los problemas de tuberías atascadas.

2.3.3 Tipos de fluidos de perforación.

Davoodi et al. (2024) presenta una clasificación de fluidos de perforación según la naturaleza y composición del fluido (Figura 7).

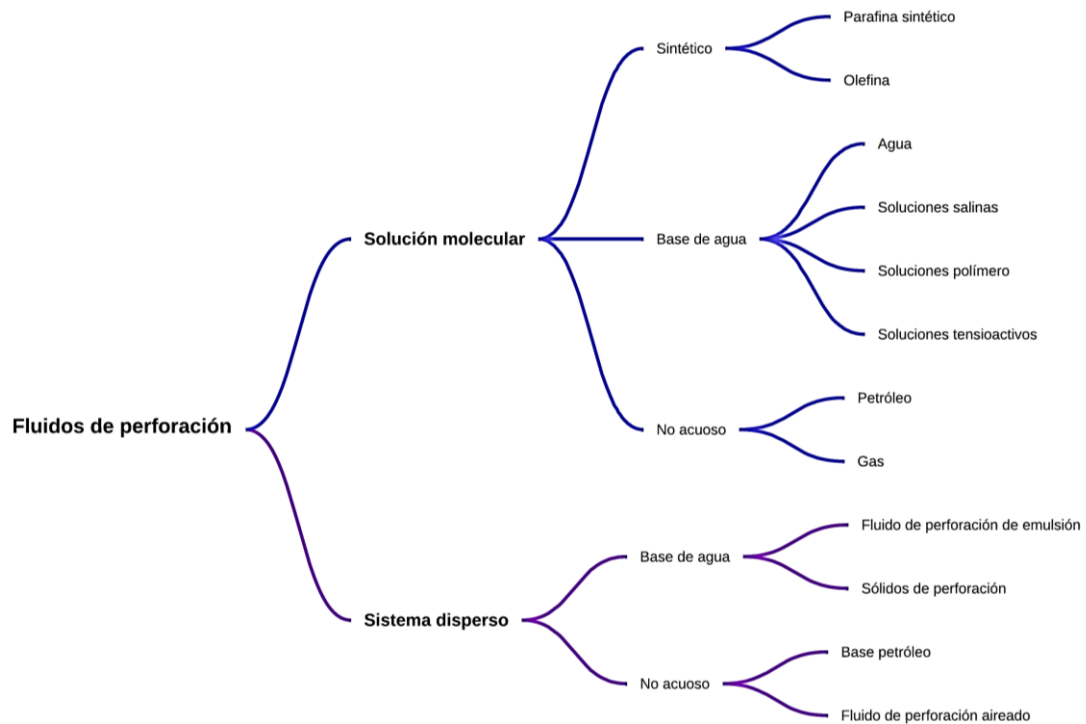


Figura 7. Tipos de fluidos de perforación, (Davoodi et al., 2024)

2.3.4 Funciones del fluido de perforación.

Según Aghdam et al. (2020) las funciones de un fluido de perforación son:

- Transporte de recortes desde el pozo a la superficie.
- Control de la presión del subsuelo.
- Enfriamiento y lubricamiento de la broca giratoria y la sarta de perforación.
- Preservar la estabilidad del pozo.
- Transmisión de la potencia hidráulica al sistema giratorio, brocas y herramientas de fondo de pozo.
- Control del volumen de pérdida de filtrado.
- Informar de registros y funciones fisicoquímicas.

2.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA ALTAS TEMPERATURAS

2.4.1 Características de un lodo de perforación en altas temperaturas.

Según Agwu et al. (2021) las características consideradas para un lodo de perforación en condiciones de alta temperatura son:

- El lodo de perforación requiere de alta estabilidad térmica y alta densidad debido a las condiciones de alta temperatura del yacimiento.
- Baja viscosidad plástica para minimizar la densidad de circulación equivalente.
- Reología debe ser estable y no debe cambiar drásticamente durante un periodo de tiempo.
- El lodo de perforación debe ser insensible a los sólidos de la perforación.
- El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación.

2.4.2 Lodo base aceite para altas temperaturas.

El lodo base aceite se usa para superar inconvenientes en presión y temperatura altas. Se forma para resistir altas temperaturas en extensos periodos de tiempo. Además, contribuye con la estabilidad de la lutita, tasas de penetración más rápidas, un mejor calibre del hoyo y no lixiviación de sal (Abduo et al., 2016). También, minimiza el daño a la formación en condiciones de altas temperaturas, debido a su resistencia a la sal, CO₂ y H₂.

El uso de lodos base aceite y lodos de emulsión inversa en zonas geotérmicas de alta temperatura se justifica por su superior estabilidad térmica, mejores propiedades reológicas, menor reactividad con las formaciones, y mejor lubricidad. Estos factores ayudan a mantener la eficiencia y seguridad de las operaciones de perforación. Por otro lado, los lodos base agua no son adecuados debido a su susceptibilidad a la

descomposición térmica, mayor reactividad con las formaciones, pérdida de propiedades reológicas, y menor lubricidad (Sharon & Elkin, 2021).

Tabla 5. Características del lodo base aceite para condiciones de altas temperaturas, (*European Patent Specification, 2019*).

Característica	Unidad	Mínimo	Máximo	Observación
Viscosidad plástica (PV)	cp	26	38	Reducir hasta 17cp cuando la temperatura entra en el rango de 200 °F/2500 Psi hasta 300 °F/5000 Psi
Punto de cedencia (YP)	lb/100 ft ²	41	48	Reducir hasta 35 lb/100 ft ² cuando la temperatura entra en el rango de 200 °F/2500 Psi hasta 300 °F/5000 Psi
Temperatura	°F	60	300	Ajustar PV y YP en función del cambio de temperatura
Presión	Psi	0	5000	Ajustar PV y YP en función del cambio de presión

De acuerdo con la especificación de la patente Europea de 2019, se diseñará el lodo de perforación base aceite para la formación Hollín, teniendo en cuenta sus características de alta temperatura y presión. Para garantizar un desempeño óptimo, se ajustarán la viscosidad plástica (PV) y el punto de cedencia (YP) en función de los cambios de temperatura y presión. En particular, se reducirá la PV a 17 cp y el YP a 35 lb/100 ft² cuando la temperatura se encuentre entre 200 °F y 300 °F y la presión entre 2500 Psi y 5000 Psi. Estos ajustes son cruciales para mantener la eficiencia y estabilidad del lodo de perforación bajo las condiciones extremas de la formación Hollín.

2.4.3 Lodo de emulsión inversa para altas temperaturas.

En el lodo de emulsión invertida el agua forma la fase dispersa, mientras que el aceite se convierte en la fase continua (Fakoya & Ahmed, 2018). El sistema de lodo de emulsión invertida posee un efecto de baja toxicidad. Su aplicación se determina principalmente en la perforación de pozos de alta presión y temperatura.

Tabla 6. Características del lodo de emulsión inversa para condiciones de altas temperaturas, (European Patent Specification, 2016)

Característica	Unidad	Mínimo	Máximo	Observación
Viscosidad plástica (PV)	Cp	26	27	Reducir hasta 23cp cuando la temperatura entra en el rango de 150 °F/3000 Psi hasta 300 °F/12,000 Psi
Punto de cedencia (YP)	lb/100 ft ²	30	39	Incrementar de 31 lb/100 ft ² hasta 39 cuando la temperatura entra en el rango de 200 °F/6,000 Psi hasta 300 °F/12,000 Psi
Temperatura	°F	60	300	Ajustar PV y YP en función del cambio de temperatura
Presión	Psi	0	12,000	Ajustar PV y YP en función del cambio de presión

En base a las especificaciones técnicas detalladas en la patente europea de 2016, se diseñará un lodo de perforación de emulsión inversa adecuado para las condiciones de la formación Hollín. Este diseño tomará en cuenta las características del lodo base aceite para condiciones de altas temperaturas, ajustando la viscosidad plástica (PV) y el punto de cedencia (YP) en función de los cambios de temperatura y presión. Para mantener un rendimiento óptimo, se reducirá la PV hasta 23 cp cuando la temperatura oscile entre 150 °F y 300 °F con presiones de hasta 12,000 Psi. Asimismo, se incrementará el YP hasta 39 lb/100 ft² en rangos de temperatura de 200 °F a 300 °F y presiones hasta 12,000 Psi. Este enfoque garantizará que el lodo de perforación mantenga sus propiedades reológicas adecuadas, adaptándose a las exigencias extremas de la formación Hollín.

2.4.4 Viscosidades en altas temperaturas.

La viscosidad de un fluido es la propiedad física más importante que afecta el comportamiento de este, por lo que cualquier cambio en la viscosidad de un fluido presenta implicaciones en su desempeño. Esto representa un desafío en entornos de presión y temperatura alta (Mao et al., 2020). La viscosidad de un fluido de perforación depende de la viscosidad del fluido base, esto supone que la viscosidad del agua en presión y temperatura altas incide en las propiedades reológicas del fluido de perforación

a base de agua. La figura 8 muestra como la viscosidad del agua disminuye significativamente cuando la temperatura aumenta.

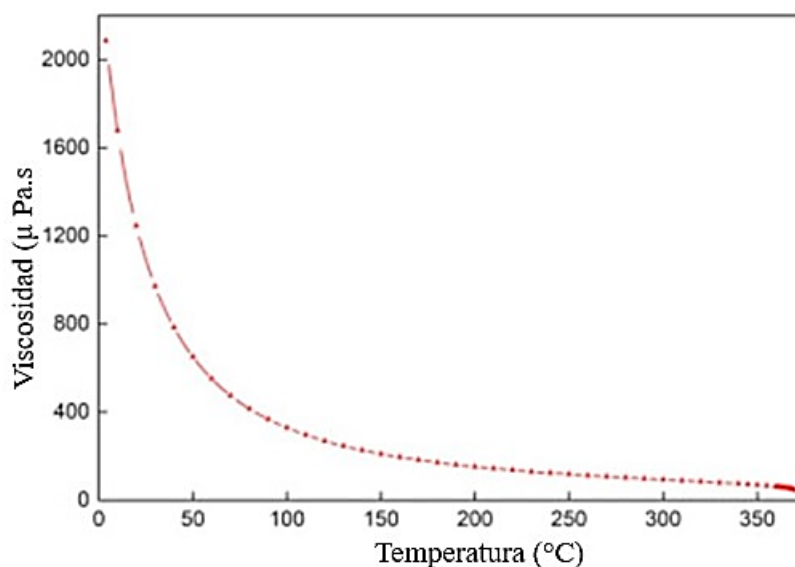


Figura 8. Trayectoria conceptual multilateral de un pozo petrolero, (Zhai et al., 2023).

2.4.5 Modificadores reológicos para altas temperaturas.

Los modificadores reológicos se utilizan para mantener la estabilidad reológica del lodo, formando una estructura de red fuerte en el fluido de perforación a base de petróleo. La tabla 7 muestra algunos modificadores reológicos que se utilizan en comportamientos presión y temperaturas altas.

Tabla 7. Modificadores reológicos a altas temperaturas, (Agwu et al., 2021).

Modificador reológico	Temperatura	Descripción
Hydro Star HT	107-149°C	- Se puede utilizar en lodos base de agua a presión y temperaturas altas.
Orgánico	121-191°C	- Utilizado para fluidos de emulsión invertida sin arcilla en condiciones de presión y temperaturas altas.

Bentonita	150-240°C	- Estabilidad a altas temperaturas
Nanotubos de carbono	>260°C	- Reduce el volumen de filtrado de lodo
Viscosificador de Xantano	>190°C	- Espesante eficaz con tolerancia a la sal y estabilidad térmica.

2.4.6 Aditivos.

El comportamiento de un fluido de perforación se evalúa según la relación estructura-propiedad de los aditivos. Existe una diversidad de polímeros utilizados en los distintos tipos de fluidos de perforación. El rendimiento de estos aditivos depende de la estructura y propiedades del fluido. La tabla 8, muestra la estructura y propiedad de diversos aditivos.

Tabla 8. Estructura y propiedad de aditivos, (Gautam et al., 2022).

Aditivo	Característica
Ácido Acrílico (AA)	La alta densidad de carga del grupo carboxilo protege al polímero del efecto de detección de sal cuando es sometido a altas concentraciones de electrolitos.
Monómeros Acrilamida sustituida con alquilo (AAM)	El grupo amida contribuye a la hidrofilia, para facilitar enlaces de hidrógeno mientras el grupo alquilo proporciona resistencia a la hidrólisis alcalina.
Acrilato de butilo (BA)	El grupo vinilo permite un grado alto de

		reactividad en la polimerización.
	Cloruro de dimetil dialil amonio (DMDACC)	El grupo dimetilo proporciona una interrupción estérica a la funcionalidad catiónica de amonio cuaternario.
Homopolímeros	Polivinilpirrolidona	La función principal es dispersante a alta temperatura debido al grupo amida carbonilo nucleofílico que forma enlaces de hidrógeno intermoleculares.
	Poli-L-arginina	Las propiedades inhibitorias se atribuyen a la absorción en la superficie de la bentonita a través de enlaces de hidrógeno del grupo guanidino.
Nanopartículas	Nanosílice y copolímeros asociados	Son de naturaleza hidrófila y poseen morfología esférica, alta superficie específica, altas propiedades térmicas y mecánicas.
	Injerto de sílice -Am-AMPS	Proporciona resistencia contra la salinidad en fluidos de perforación.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación.

La investigación planteada es de tipo aplicada, se enfoca en abordar problemas o desafíos prácticos en un entorno específico, en este caso, la industria de perforación en condiciones de alta temperatura en el campo Pungarayacu. El propósito de la investigación es diseñar soluciones prácticas y recomendar mejoras para optimizar las operaciones y la eficiencia (Bell & Warren, 2023).

3.1.2 Método de investigación.

La investigación propuesta se adscribe al método hipotético-deductivo el cual inicia con una hipótesis basada en conocimientos previos y teorías existentes de la industria petrolera (Novins et al., 2018), en concordancia con la realización de simulaciones y análisis de resultados para probar o refutar la hipótesis, que establece el diseño de fluidos de perforación específicos para condiciones de altas temperaturas en la formación Hollín del campo Pungarayacu. Por tanto, llevará a una mejora en la eficiencia y aporte a los desafíos térmicos de las operaciones de perforación.

3.1.3 Población.

La población es de tipo finita y se relaciona con la información sobre el diseño, selección de los fluidos de perforación y los pozos que existen en el campo Pungarayacu.

3.1.4 Muestra.

La muestra se compone de una selección representativa de pozos de perforación del campo Pungarayacu, elegidos con el muestreo de conveniencia, con un enfoque particular en aquellos pozos que han experimentado condiciones geotérmicas desafiantes en la formación Hollín. Además, se considerará una muestra de artículos científicos, informes técnicos y datos recopilados de investigaciones previas relacionadas con la perforación en entornos de alta temperatura.

3.1.5 Procedimientos y técnicas.

- **Revisión bibliográfica inicial:** esta fase implica una revisión exhaustiva de la literatura técnica y científica relacionada con los fluidos de perforación en condiciones de alta temperatura (base aceite y emulsión inversa). Se busca identificar formulaciones previas, investigaciones relevantes y lecciones aprendidas en la industria; de igual manera, la recopilación de datos generales del campo Pungarayacu.
- **Selección de pozos del campo Pungarayacu:** pozos del campo Pungarayacu que hayan experimentado altas temperaturas en la formación Hollín como base para la investigación y simulación. De este modo, se planteará la perforación de nuevos pozos en las zonas de altas temperaturas.
- **Simulaciones de fluidos de perforación:** se llevarán a cabo simulaciones computacionales de fluidos de perforación en condiciones de alta temperatura utilizando software de ingeniería especializado. Esto permitirá analizar el comportamiento y las propiedades de los fluidos bajo diferentes escenarios.
- **Análisis de resultados de simulación:** los resultados de las simulaciones se analizarán en detalle para comprender cómo los fluidos de perforación se comportan en condiciones de alta temperatura y cómo afectan la circulación y el rendimiento.

- **Evaluación de equipos de fondo:** se realizará una evaluación detallada de los equipos de fondo (Tuberías de perforación, drill collars, estabilizadores, heavy weight, motores de fondo y broca) utilizados en las operaciones de perforación en la formación Hollín.
- **Desarrollo de recomendaciones:** se desarrollarán recomendaciones basadas en los hallazgos de la investigación, con el objetivo de mejorar la eficiencia y la seguridad de las operaciones de perforación en condiciones de alta temperatura en el campo Pungarayacu.

3.2 TRAYECTORIA DE POZO

3.2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.

Tabla 9. Ubicación del campo Pungarayacu con gradiente geotérmico elevado.

Zona 18				
Coordenadas en Grados, Minutos y Segundos				
	Grados	Minutos	Segundos	Hemisferio
Latitud	1	2	40.6	S/-
Longitud	77	48	37.3	W/-
Coordenadas en grados decimales				
Latitud	-1.04461			
Longitud	-77.81036			
Coordenadas UTM				
Este (UTM-X)	187,202.60 m			
Norte (UTM-Y)	9'884,399.00 m			

En la Tabla 9 se observan las coordenadas de la sección sur del campo Pungarayacu, de los cuales se implementó las coordenadas UTM para la creación de las trayectorias horizontal y vertical. En base a la recopilación bibliográfica que se describió en el capítulo 2 los pozos son someros, verticales debido a que son exploratorios y propuestas de horizontal por métodos de recuperación mejorada. Por tal razón, en este caso de estudio se optó por la perforación de una trayectoria vertical y horizontal de radio corto.

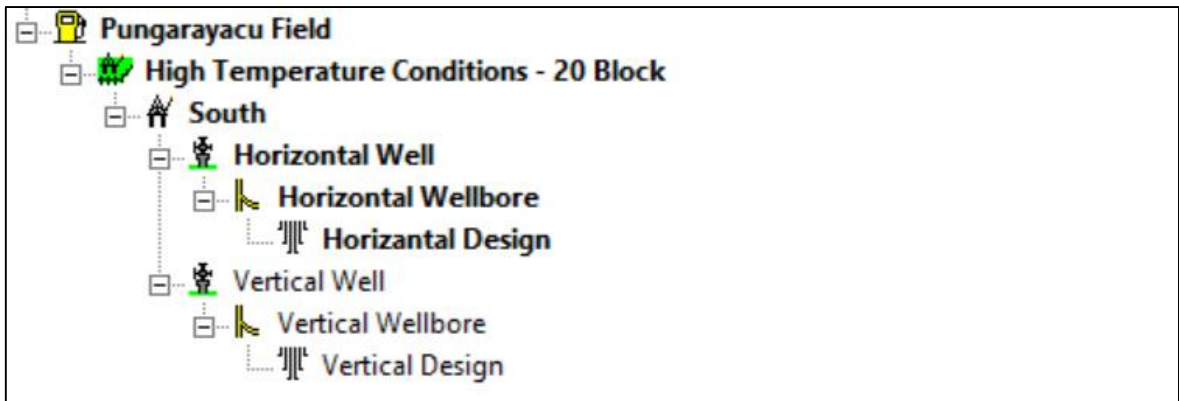


Figura 9. Estructura de la perforación de pozos en el campo Pungarayacu.

En la Figura 9, se observa la configuración del pozo horizontal y vertical generado en el software de ingeniería; en estas secciones se detallan las configuraciones e información implementada para el diseño de la trayectoria.

3.2.2 Trayectoria horizontal.

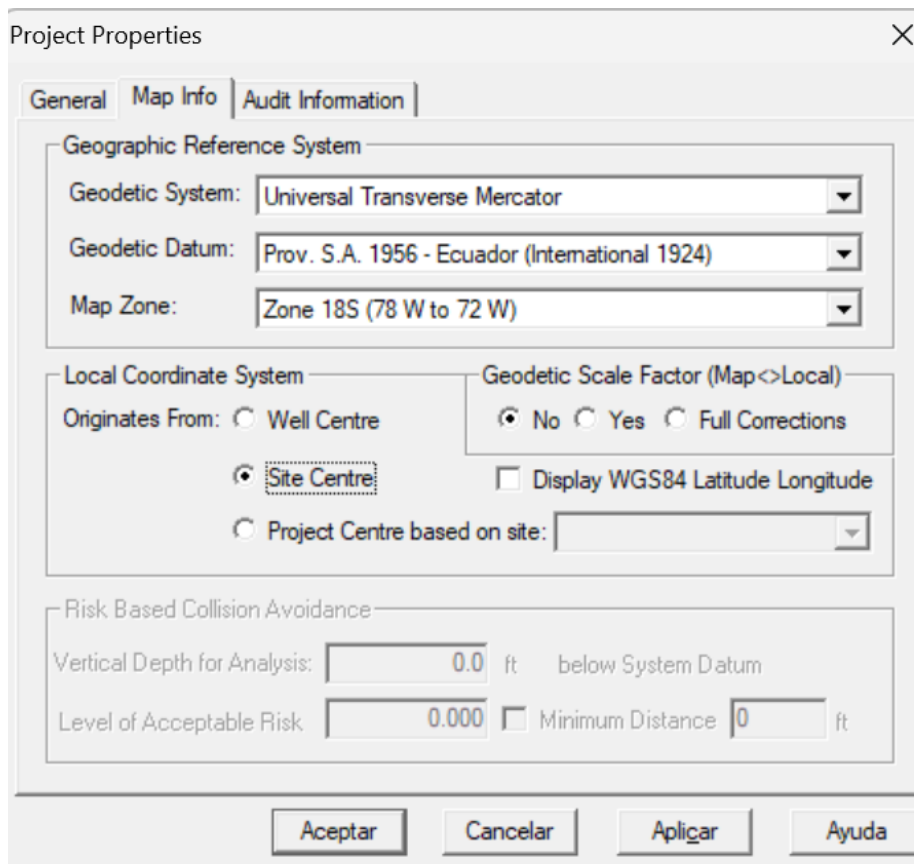


Figura 10. Selección de las coordenadas (Software de ingeniería, 2024).

Según se observa en la Figura 10 en la primera casilla se seleccionó la opción “Universal Transverse Mercator”, sistema de coordenadas cartográficas utilizado para representar la ubicación de puntos en la superficie terrestre, luego se eligió el país y por último la zona que corresponden las coordenadas UTM del campo Pungarayacu.

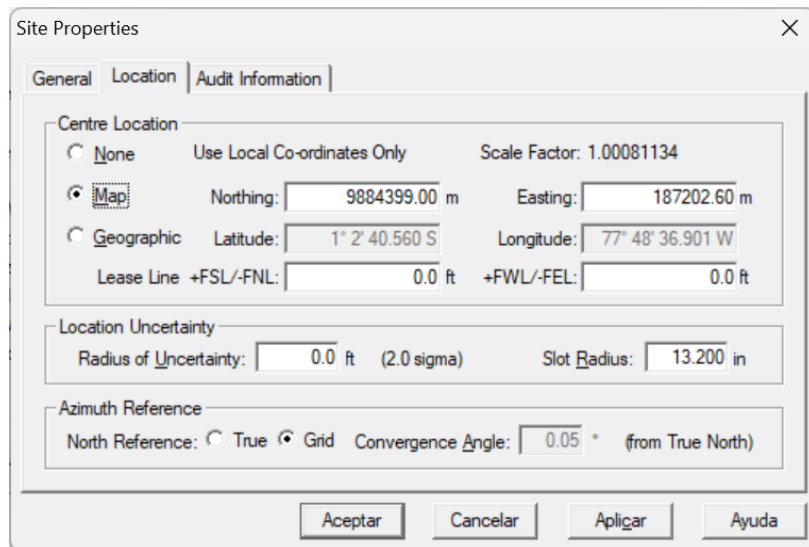


Figura 11. Comprobación y ajuste de la ubicación del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

Las condiciones del sitio son las condiciones de la plataforma o “Well pad”, en este caso se agregaron las coordenadas UTM en la casilla de “Map”, estos procedimientos se repitieron de manera similar para el pozo vertical ya que se encuentran en la misma ubicación.

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec (ft)	DLeg (°/100ft)	Tool
7	600.0	0.00	0.00	600.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
8	700.0	0.00	0.00	700.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
9	800.0	0.00	0.00	800.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
10	900.0	0.00	0.00	900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
11	950.0	0.00	0.00	950.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
12	975.0	3.75	262.00	975.0	-0.1	-0.8	0.8	15.00	UNDEFINED (1)
13	1000.0	7.50	262.00	999.9	-0.5	-3.2	3.3	15.00	UNDEFINED (1)
14	1025.0	11.25	262.00	1024.5	-1.0	-7.5	7.3	15.00	UNDEFINED (1)
15	1050.0	15.00	262.00	1048.9	-1.8	-12.9	13.0	15.00	UNDEFINED (1)
16	1075.0	18.75	262.00	1072.8	-2.8	-20.1	20.3	15.00	UNDEFINED (1)
17	1100.0	22.50	262.00	1096.2	-4.0	-28.8	29.1	15.00	UNDEFINED (1)
18	1125.0	26.25	262.00	1118.9	-5.5	-39.0	39.4	15.00	UNDEFINED (1)
19	1150.0	30.00	262.00	1141.0	-7.1	-50.7	51.2	15.00	UNDEFINED (1)
20	1175.0	33.75	262.00	1162.2	-9.0	-63.7	64.4	15.00	UNDEFINED (1)
21	1200.0	37.50	262.00	1182.5	-11.0	-78.2	78.9	15.00	UNDEFINED (1)
22	1225.0	41.25	262.00	1201.9	-13.2	-93.9	94.8	15.00	UNDEFINED (1)
23	1250.0	45.00	262.00	1220.1	-15.6	-110.8	111.9	15.00	UNDEFINED (1)
24	1275.0	50.25	262.34	1236.9	-18.1	-129.1	130.3	21.02	UNDEFINED (1)
25	1300.0	55.50	262.63	1252.0	-20.7	-148.8	150.2	21.02	UNDEFINED (1)
26	1325.0	60.75	262.88	1265.2	-23.4	-169.9	171.5	21.02	UNDEFINED (1)
27	1350.0	66.01	263.11	1276.4	-26.1	-192.1	193.8	21.02	UNDEFINED (1)
28	1375.0	71.26	263.32	1285.5	-28.8	-215.2	217.1	21.02	UNDEFINED (1)
29	1400.0	76.51	263.52	1292.5	-31.6	-239.0	241.1	21.02	UNDEFINED (1)
30	1425.0	81.76	263.71	1297.2	-34.3	-263.4	265.6	21.02	UNDEFINED (1)
31	1450.0	87.02	263.90	1299.6	-37.0	-288.1	290.5	21.02	UNDEFINED (1)
32	1464.2	90.00	264.00	1300.0	-38.5	-302.3	304.7	21.02	UNDEFINED (1)
33	1500.0	90.00	264.00	1300.0	-42.2	-337.9	340.5	0.00	UNDEFINED (1)
34	1520.0	90.00	264.00	1300.0	-44.3	-357.8	360.5	0.00	UNDEFINED (1)

Figura 12. Survey del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

Con base en la Figura 12, el software de ingeniería generó el survey de la trayectoria del pozo horizontal dónde la sección vertical del pozo se extiende hasta los 950 ft en trayectoria MD, a los 1,220 ft en TVD el pozo tiene una inclinación de 45 grados y a los 1,300 ft en TVD el pozo alcanza los 90 grados y se extiende en la sección horizontal 110 ft.

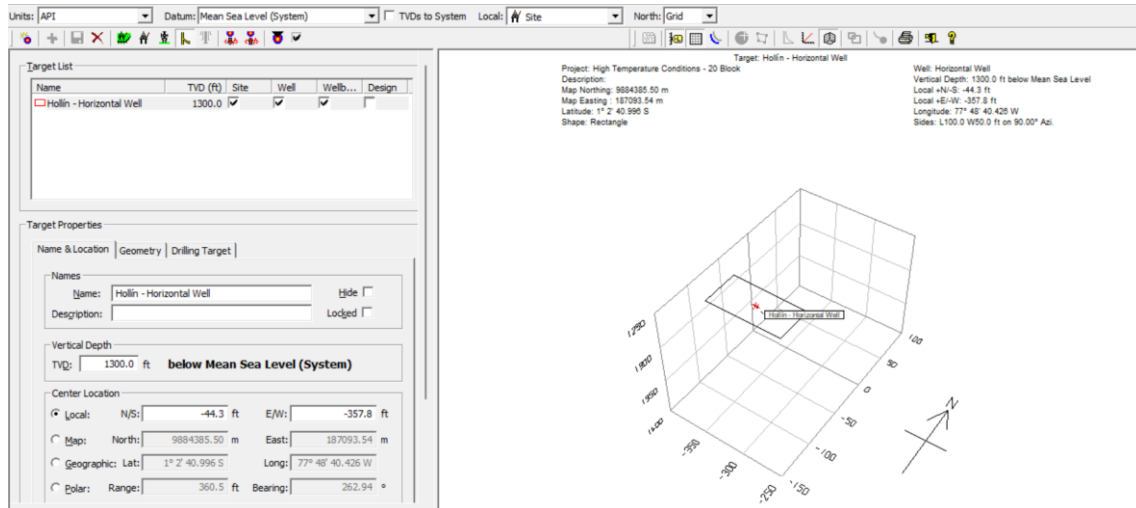


Figura 13. Diseño del objetivo (Formación Hollín) del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 13 se pueden visualizar las coordenadas de la Formación Hollín N/S -44,3 ft y -347,8 E/W a la profundidad de 1,300 ft de TVD. Además, en la geometría se agregó 50 ft de espesor, 100 ft de longitud y para que el objetivo se ubique en la parte céntrica de la trayectoria tiene 90 grados de rotación hacia el centro.

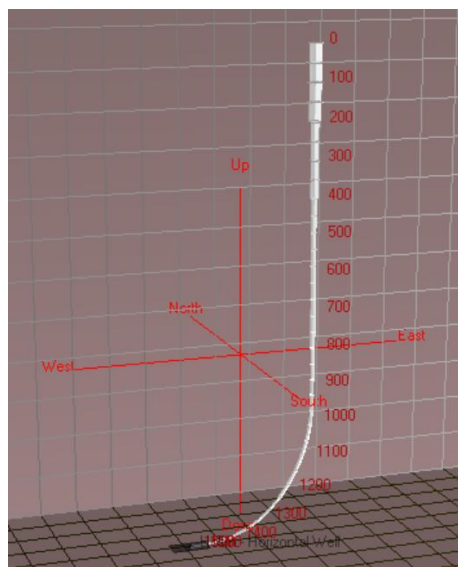


Figura 14. Vista 3D de la trayectoria del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

La trayectoria con el objetivo coincidió y de esta manera se pudo comprobar que las coordenadas de la plataforma, pozo y objetivos se agregaron de manera correcta como se detalla en la Figura 14. Por otra parte, se visualiza que la trayectoria se extiende hacia el oeste.

3.2.3 Trayectoria Vertical.

	MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	DLeg (*/100ft)	Tool
1	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED
2	100.0	0.00	0.00	100.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
3	200.0	0.00	0.00	200.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
4	300.0	0.00	0.00	300.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
5	400.0	0.00	0.00	400.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
6	500.0	0.00	0.00	500.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
7	600.0	0.00	0.00	600.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
8	700.0	0.00	0.00	700.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
9	800.0	0.00	0.00	800.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
10	900.0	0.00	0.00	900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
11	1000.0	0.00	0.00	1000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
12	1100.0	0.00	0.00	1100.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
13	1200.0	0.00	0.00	1200.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)
14	1300.0	0.00	0.00	1300.0	0.0	0.0	0.0	0.00	UNDEFINED (1)

Figura 15. Survey del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

En Figura 15 se puede observar que la trayectoria del pozo vertical no tiene inclinación, azimut y severidades de pata de perro ya que generalmente estos valores se calculan para pozos con ángulo de desviación, la profundidad llega a los 1,300 ft en TVD y MD.

Name	TVD (ft)	Site	Well	Well...	Design
Hollín - Vertical Well	1300.0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Target Properties

Name & Location | Geometry | Drilling Target |

Names
 Name: Hollín - Vertical Well | Hide
 Description: | Lodged

Vertical Depth
 TVD: 1300.0 ft below Mean Sea Level (System)

Center Location
 Local: N/S: 0.0 ft | E/W: 0.0 ft
 Map: North: 9884399.00 m | East: 187202.60 m
 Geographic: Lat: 1° 2' 40.560 S | Long: 77° 48' 36.901 W
 Polar: Range: 0.0 ft | Bearing: 0.00 °

Project: High Temperature Conditions - 20 Block
 Description: Target: Hollín - Vertical Well
 Map Northing: 9884399.00 m
 Map Easting: 187202.60 m
 Latitude: 1° 2' 40.560 S
 Shape: Rectangle

Well: Vertical Well
 Vertical Depth: 1300.0 ft below Mean Sea Level
 Local +N/S: 0.0 ft
 Local +E/W: 0.0 ft
 Longitude: 77° 48' 36.901 W
 Sides: L100.0 W100.0 ft on 0.00° Azi.

Figura 16. Diseño del objetivo (Formación Hollín) del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 16 se puede visualizar las coordenadas la Formación Hollín N/S 0 ft y 0 E/W, en este caso los valores son “0” porque la trayectoria es recta y serían las mismas coordenadas de superficie a la profundidad de 1,300 ft de TVD. Además, en la geometría se agregó 50 ft de espesor, 100 ft de longitud y 0 grados de rotación hacia el centro.

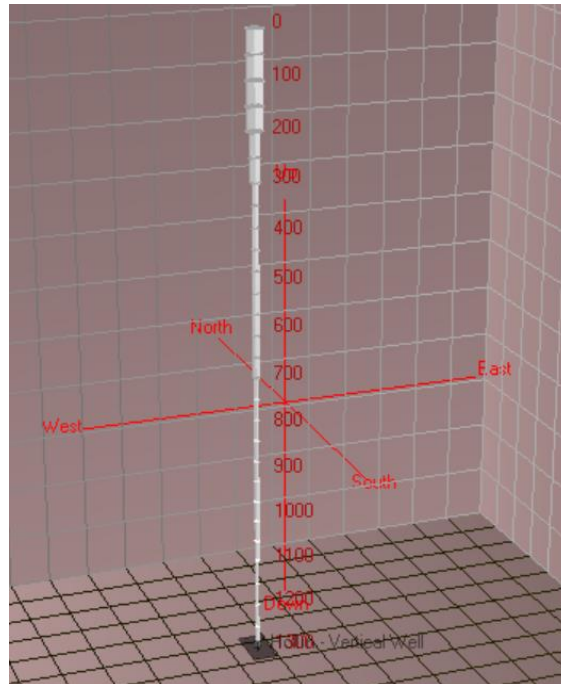


Figura 17. Vista 3D de la trayectoria del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

Finalmente, en la Figura 17 se puede observar la trayectoria vertical en 3D con el objetivo a los 1,300 ft. Así se concluyó la primera etapa para generar valores necesarios para la construcción de la trayectoria de los pozos horizontal y vertical. Todos estos valores serán importados automáticamente para la sección de diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento.

3.3 ESQUEMA MECÁNICO

3.3.1 Gradientes de la formación.

Vertical Depth (ft)	Pore Pressure/EMW	
	(psi)	(ppg)
1	0.00	8.00
2	46.0	8.37
3	92.0	8.16
4	138.0	8.23
5	150.0	8.21
6	162.0	8.20
7	173.0	8.23
8	187.0	8.24
9	196.0	8.25
10	205.0	8.26
11	223.0	8.20
12	230.0	8.20
13	276.0	8.23
14	322.0	8.25
15	368.0	8.26
16	414.0	8.23
17	460.0	8.24
18	475.0	8.23
19	506.0	8.26
20	552.0	8.23
21	563.0	8.24
22	598.0	8.24
23	644.0	8.25
24	690.0	8.23
25	736.0	8.24

Figura 18. Gradiente de poro (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 18 se muestra un ejemplo de cómo se ingresó los datos del Anexo 1 en el software de ingeniería para calcular el peso equivalente en lodo (EMW) en libras por galón (ppg) a partir de los valores de profundidad y presión de poro ingresadas, siendo el EMW una medida crucial en la perforación de pozos para garantizar la estabilidad del pozo y prevenir problemas como el colapso de la formación o la entrada de fluidos no deseados; de esta manera, se obtuvo el valor del EMW necesario para mantener el equilibrio hidrostático, contribuyendo así a una operación de perforación segura y eficiente para evaluar los fluidos de perforación.

Vertical Depth (ft)	Fracture Pressure/EMW	
	(psi)	(ppg)
1	0.00	13.81
2	46.0	13.81
3	92.0	14.02
4	138.0	13.95
5	150.0	13.99
6	162.0	13.90
7	173.0	13.91
8	187.0	14.00
9	196.0	13.95
10	205.0	13.99
11	223.0	13.98
12	230.0	13.98
13	276.0	13.95
14	322.0	13.93
15	368.0	13.97
16	414.0	13.95
17	460.0	13.94
18	475.0	13.94
19	506.0	13.96
20	552.0	13.95
21	563.0	13.95
22	598.0	13.94
23	644.0	13.96
24	690.0	13.95
25	736.0	13.94

Figura 19. Gradiente de fractura (Software de ingeniería, 2024).

De igual manera, en la Figura 19 se muestran los valores de presión de fractura ingresados para determinar el gradiente de presión y así evitar fracturar la formación durante la perforación, los valores de gradientes y presiones de poro que parten de (0 a 650 Psi) y

fractura (0 a 1,100 Psi) se utilizaron los mismos para el pozo horizontal y pozo vertical debido a que se encuentran dentro de la misma región a perforar.

3.3.2 Temperaturas.

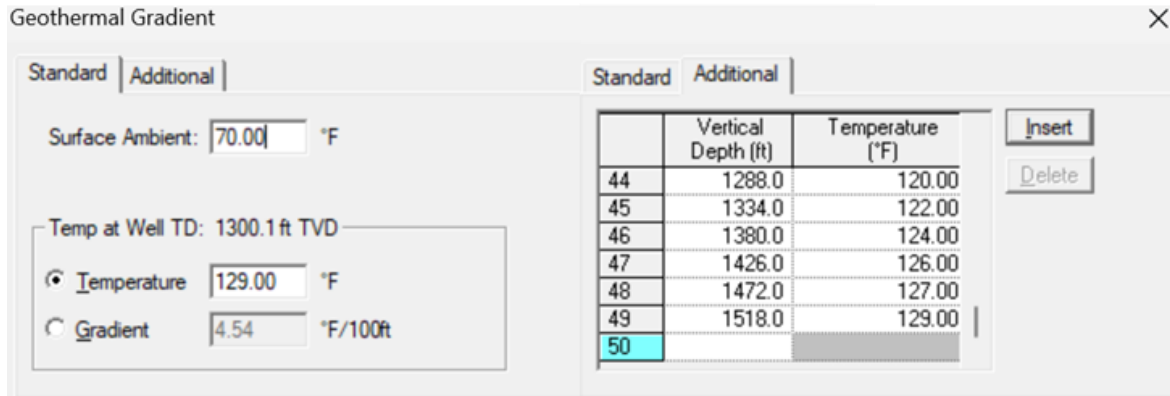


Figura 20. Gradiente geotérmico (Software de ingeniería, 2024).

En la sección derecha de la Figura 20 se puede visualizar que para este caso de estudio se agregó una temperatura ambiente promedio anual de 70 °F y la temperatura en el fondo del pozo de 129 °F. En la sección izquierda recuadro “Additional” se tabularon los valores de temperatura para cada profundidad para obtener un mejor ajuste.

3.3.3 Litología.

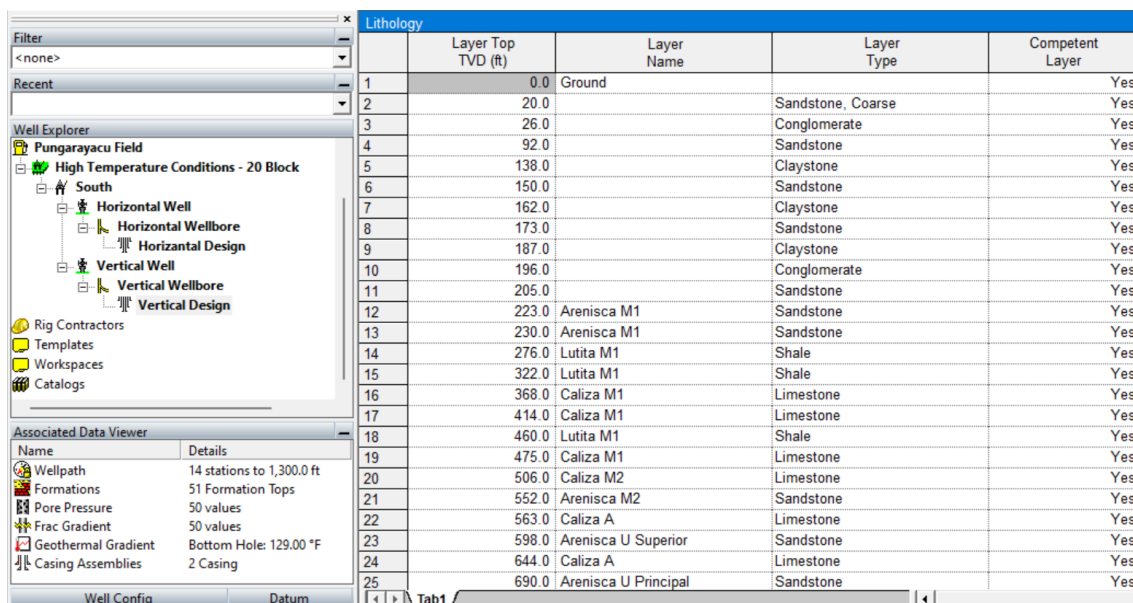


Figura 21. Litología hasta 690ft (Software de ingeniería, 2024).

La sección Marino Marginal Continental corresponde desde la superficie a 205 ft la cual está conformada de areniscas, conglomerados, arcillas rojas como se detalla en la Figura 21; posteriormente, desde la arenisca M1 a 223 ft inicia la formación Napo la cual contiene lutitas, calizas y areniscas hasta la profundidad de 920 ft.

Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer
27	Arenisca U Principal	Sandstone	Yes
28	Lutita U	Shale	Yes
29	Arenisca T Superior	Sandstone	Yes
30	Lutita T	Shale	Yes
31	Arenisca T Principal	Sandstone	Yes
32	Lutita T	Shale	Yes
33	Arenisca Napo Basal	Sandstone	Yes
34	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
35	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
36	Cuarzo	Granite	Yes
37	Cuarzo	Granite	Yes
38	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
39	Cuarzo	Granite	Yes
40	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
41	Cuarzo	Granite	Yes
42	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
43	Arenisca Hollin	Sandstone	Yes
44	Basaltos	Basalt	Yes
45	Tobas	Tuff	Yes
46	Basaltos	Basalt	Yes
47	Tobas	Tuff	Yes
48	Basaltos	Basalt	Yes
49	Tobas	Tuff	Yes
50	Basaltos	Basalt	Yes
51	Tobas	Tuff	Yes

Figura 22. Litología hasta 1518ft (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 22 se puede visualizar a la formación Hollín, que contiene areniscas y cuarzo e inicia desde 946 ft a 1,196 ft. Posteriormente, inicia la formación Chapiza que está conformada por basaltos y tobas que termina en 1,518 ft. La sección de litología que se agregó al software de ingeniería se utilizó para el pozo tipo vertical y horizontal.

3.3.4 Asentamiento de tuberías de revestimiento.

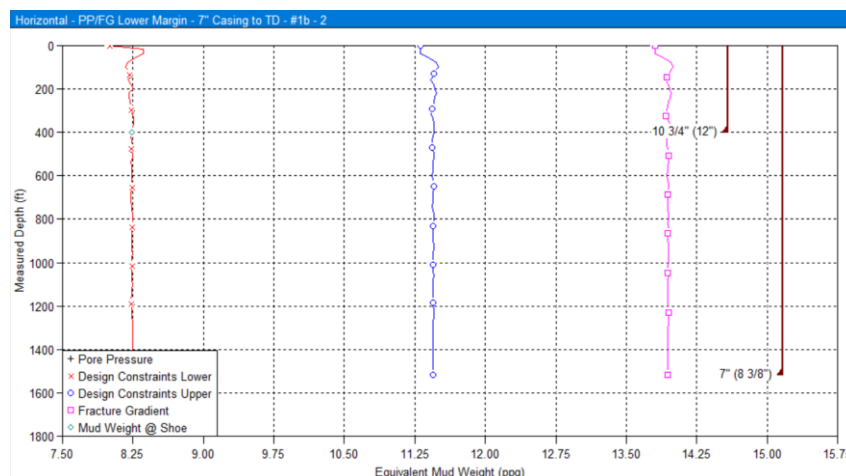


Figura 23. Asentamiento de casing del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

La ubicación de los casings del pozo horizontal se puede observar en la Figura 23 donde el casing superficial de 10 ¾ in se encuentra a 500 ft con un tope de cemento de 296.9 ft y un diámetro del pozo de 12 in, posteriormente, sigue el casing de producción de 7 in que llega los 1,300 ft con un tope de cemento de 761.7 ft medido desde el fondo y con un diámetro de 8 3/8 in. Además, se puede ver que el asentamiento se calculó en la parte céntrica de la ventana operativa lo cual garantiza una operación segura.

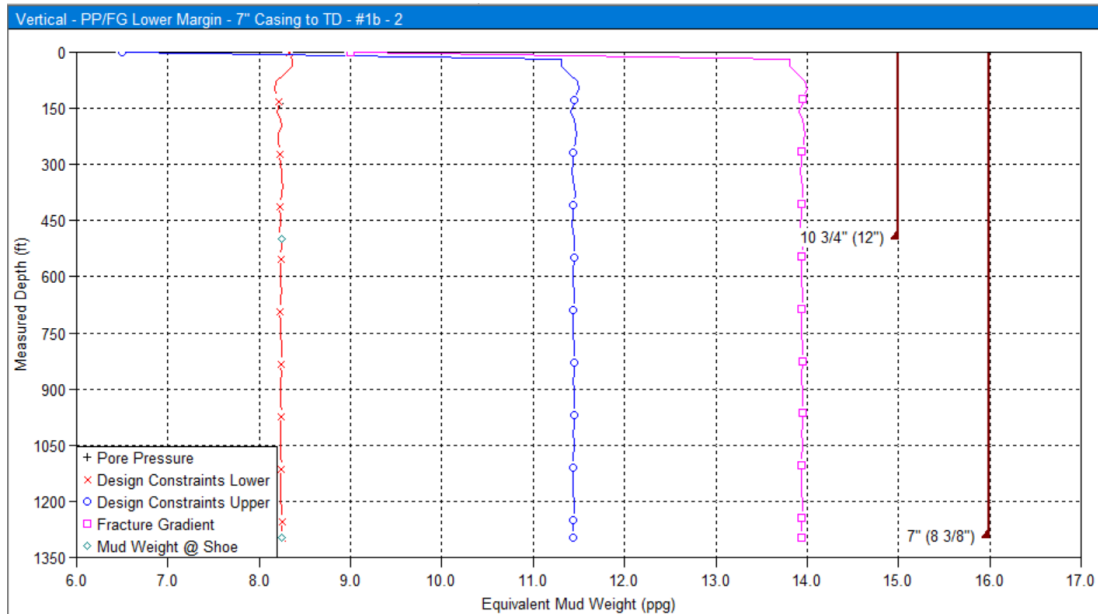


Figura 24. Asentamiento de casing del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

El asentamiento de los revestimientos en el pozo vertical está representado en la Figura 24. El revestimiento superficial de 10 ¾ pulgadas con un diámetro del pozo de 12 in se encuentra a una profundidad de 400 pies, con una capa de cemento en la parte superior a 296.9 pies. Luego, continúa el revestimiento de producción de 7 pulgadas, que alcanza una profundidad de 1,300 pies, con una capa de cemento en la parte superior a 761.7 pies, medida desde el fondo del pozo y con un diámetro del pozo de 8 3/8 in.

Además, en el Anexo B se puede visualizar los diagramas en 2D para el pozo horizontal y vertical, al igual que las configuraciones disponibles y finales para pozos de 12 in de diámetro externo y de dos secciones.

3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

3.4.1 Matriz de características específicas que debe cumplir un lodo para perforar en la formación Hollín del campo Pungarayacu.

Tabla 10. Características específicas de un lodo para perforar en la formación Hollín del campo Pungarayacu

Característica	Unidad	Mínimo	Máximo	Temperatura	Observación
Viscosidad plástica (PV)	cp	26	38	150°F/3,000 Psi A	Reducir hasta los 17cp y 23cp de acuerdo a la temperatura
				300°F/12,000 Psi	
Punto de cedencia (YP)	lb/100 ft ²	30	48	200°F/2,500 Psi A	Reducir hasta 35 lb/100 ft ²
				300°F/5000	Incrementar de 31 hasta 39 lb/100ft ²
Temperatura	°F	60	300	-	Ajustar PV y YP en función del cambio de temperatura
Presión	Psi	0	12,000	-	Ajustar PV y YP en función del cambio de presión

Con base en las especificaciones obtenidas de la European Patent Specification, donde Halliburton figura como aplicante, se identificaron lodos comerciales que cumplen con las condiciones de alta temperatura en zonas geotérmicas. En el diseño de simulación, se aplicaron los lodos base aceite y los lodos de emulsión inversa, conocidos por su estabilidad térmica y óptimas propiedades reológicas, para asegurar la eficiencia y seguridad de las operaciones de perforación del campo Pungarayacu.

3.4.2 Emulsión inversa.

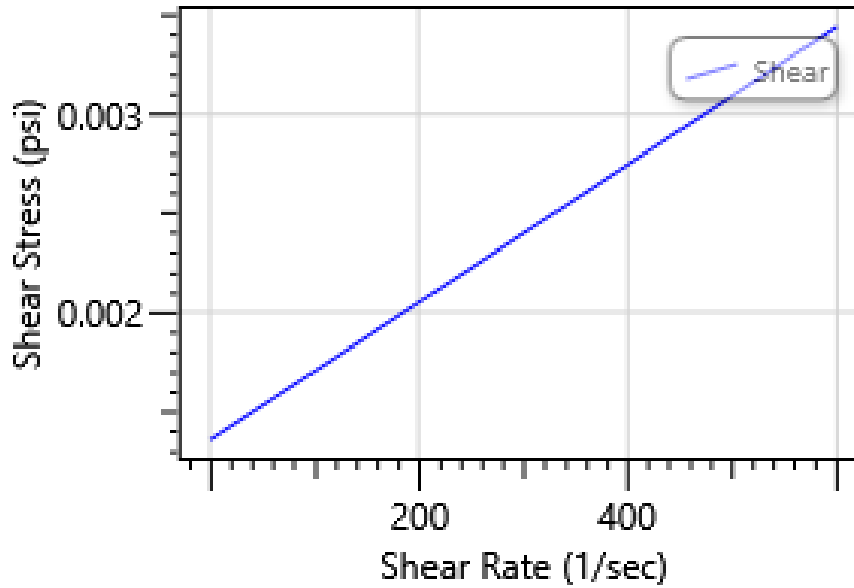


Figura 25. Curva de flujo del lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 25 se detalla los valores del esfuerzo cortante que inicia en 10.34 Pa a 24.13 Pa y la tasa de corte que inicia en 100 1/seg a 500 1/seg que fueron diseñados con las especificaciones de la última patente europea para fluidos de perforación de emulsión inversa para condiciones de altas temperaturas y presiones. Los detalles adicionales respecto a la composición de las componentes del lodo de emulsión inversa se describen en la Tabla 11.

Tabla 11. Especificaciones del lodo de emulsión inversa (*European Patent Specification, 2016*).

Description	Value	Description	Value
Mud Base Type	Invert Emulsion	Minimum Temperature (°F)	70
Rheology Model	Bingham Plastic	Maximum Temperature (°F)	94
Oil (Vol)/Water (Vol)	70,00 %/30,00 %	Minimum Pressure (Psi)	14,7
Salt Content (wt)	15,00	Maximum Pressure (Psi)	900
Foamed	Yes	PV (Mulnf) (cp) - min	26,10
Average Solid Gravity	5.000	PV (Mulnf) (cp) - max	26,40
YP (Tau0) (lbf/100ft ²)	30,12	Minimum Mud Density (ppg)	9
– min		Maximum Mud Density (ppg)	13
YP (Tau0) (lbf/100ft ²)	30,40		
– max			

Además, en la Tabla 11 se detallan las especificaciones de los límites de temperatura y presión en operaciones de perforación. Estas especificaciones incluyen el tipo de base del lodo, el modelo reológico utilizado, el porcentaje de aceite y agua, el contenido de sal, así como la presencia de espuma, todo ello diseñado para optimizar el rendimiento y la estabilidad del lodo, los valores de las densidades en ppg se fijaron teniendo en cuenta la ventana operativa.

3.4.3 Base aceite

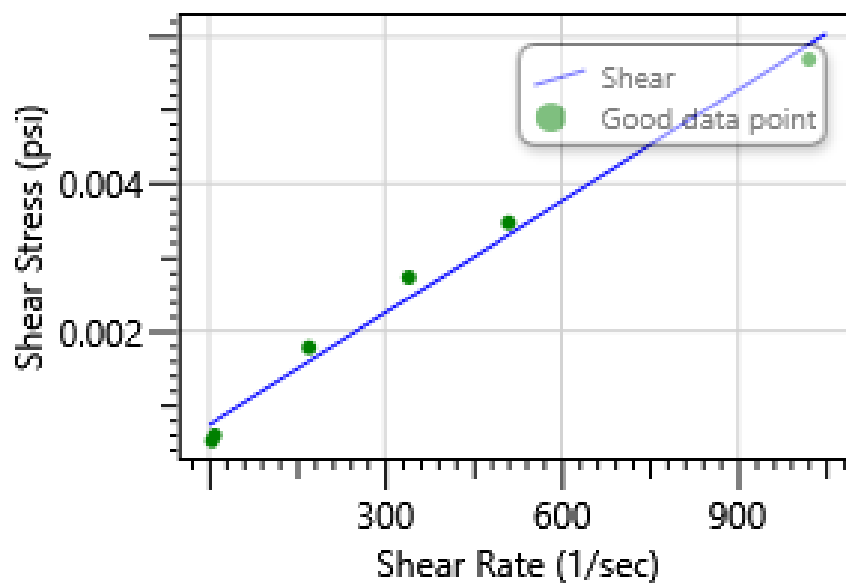


Figura 26. Curva de flujo del lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

La Figura 26 proporciona información detallada sobre los valores de esfuerzo cortante, que van desde 10.34 Pa hasta 34.47 Pa, y la tasa de corte, que varía desde 100 1/seg hasta 1,050 1/seg, diseñados específicamente según las pautas de la última patente europea. De igual manera, los valores denominados como “Good data point” corresponden a los datos del reómetro FANN 75. Estos valores son fundamentales para el desarrollo de fluidos de perforación base aceite destinados a operar en condiciones de alta temperatura y presión. Además, en la Tabla 9 se detalla sobre la composición del lodo base aceite.

Tabla 12. Especificaciones del lodo base aceite (*European Patent Specification, 2019*)

Description	Value	Description	Value
Oil Mud Base Type	Diesel	Maximum Pressure (Psi)	937,5
Rheology Model	Bingham Plastic	PV (Mulf) (cp) - min	26
Oil (Vol)/Water (Vol)	80,00 %/20,00 %	PV (Mulf) (cp) - max	30
Salt Content (wt)	10,00	Minimum Mud Density (ppg)	9
Foamed	Yes	Maximum Mud Density (ppg)	13
Average Solid Gravity	4.000	FANN 75 Data 1, Speed (rpm)/Dial (°)	600/77
YP (Tau0) (lbf/100ft ²) – min	41,13	FANN 75 Data 2, Speed (rpm)/Dial (°)	300/47
YP (Tau0) (lbf/100ft ²) – max	44,20	FANN 75 Data 3, Speed (rpm)/Dial (°)	200/37
Minimum Temperature (°F)	70	FANN 75 Data 4, Speed (rpm)/Dial (°)	100/24
Maximum Temperature (°F)	120	FANN 75 Data 5, Speed (rpm)/Dial (°)	6/8
Minimum Pressure (Psi)	14,7	FANN 75 Data 6, Speed (rpm)/Dial (°)	3/7

Luego de haber definido los lodos de perforación de emulsión inversa y lodo base aceite se evaluará en el pozo vertical y pozo horizontal. Para ello, se ha definido una sarta de perforación para el pozo vertical y una sarta de perforación para un pozo horizontal debido a que son dos profundidades distintas en la primera sección de 12 in, de igual manera, se han definido dos sartas de perforaciones para las secciones de 8 3/4in porque un pozo es vertical y un pozo es horizontal. Las sartas de perforación mencionadas para el pozo vertical y para el pozo horizontal se detallan en el Anexo C dónde el pozo vertical tiene una configuración de 3 estabilizadores tipo empacada y para el pozo horizontal de un estabilizador con las herramientas direccionales como el “Jar”, Motor y MWD.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 POZO HORIZONTAL

4.1.1 Lodo de emulsión inversa en el pozo horizontal.

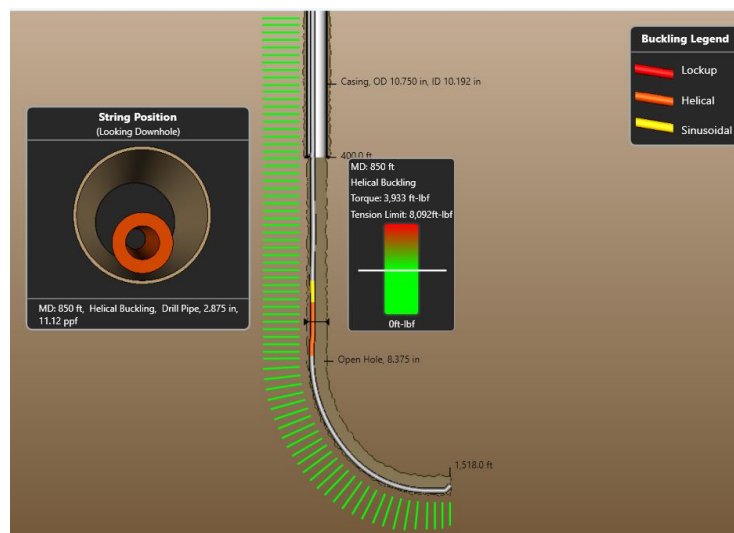


Figura 27. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 27 se puede observar que el torque y arrastre permanece dentro del rango de 1,500 ft-lbf en la primera sección del hoyo de 12in y que la sarta de perforación no experimenta pandeos. Posteriormente, en la perforación de la segunda sección para el casing de 8 3/4in a 850 ft de profundidad medida existe un incremento registrado de 3,933 ft-lbf hacia el límite de la tensión de 8,092 ft-lbf esto se debe a que por esa zona se encuentra el intervalo de lutitas que inicia en 782 ft y termina en 874 ft.

Además, en la Figura 50 se puede comprobar que la temperatura de las paredes externas correspondiente a las formaciones geológicas parte de 82 °F y la temperatura de la sarta de perforación en 79.8 °F y el gradiente geotérmico empieza en 70 °F lo cual indica que el lodo de perforación de emulsión inversa al inicio aumentó 10 °F pero no sigue la tendencia de la temperatura hacia los 129 °F y termina la perforación con 81 °F.

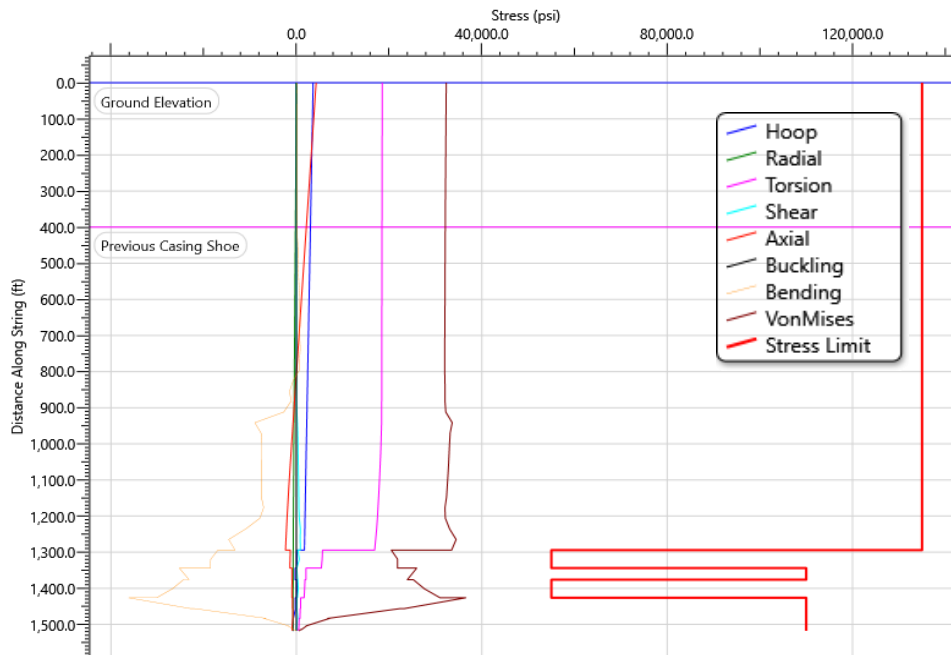


Figura 28. Esfuerzos en la perforación del pozo horizontal por rotación en el fondo con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

Con base a la Figura 28, se puede apreciar que todos los esfuerzos considerados son inferiores a 40,000 Psi; e inferiores al esfuerzo límite establecido con la línea roja de 134,000 Psi, los que fueron determinados por el método de rotación de la sarta. En el caso de la primera sección se utilizó un lodo de perforación de emulsión inversa que inició con una densidad de 9.5 ppg y finalizó a los 400 ft con 10.50 ppg, luego, para la segunda sección, se incrementó la densidad del lodo de 10.55 ppg hasta 12.5 ppg.

Por otra parte, la línea de esfuerzos de VonMises tiende a incrementarse de 32,000 Psi a 34,000 Psi a partir de 975 ft correspondiente al KOP y cuando alcanza los 1,300 ft de profundidad medida la sarta se encuentra en el intervalo de rocas tobas y basaltos de la Formación Chapiza el esfuerzo tiende a reducirse e incrementarse debido a que estas rocas poseen porosidades altas y bajas, de igual manera, la dureza es suave a dura la sarta genera menor esfuerzo. Además, el esfuerzo de tensión desde superficie inicia con 4,000

Psi y a los 750 ft ya no hay registro, lo que indica que el peso de la sarta de perforación es adecuado y que están dentro de los rangos permisibles para una perforación en altas temperaturas con un lodo de emulsión inversa.

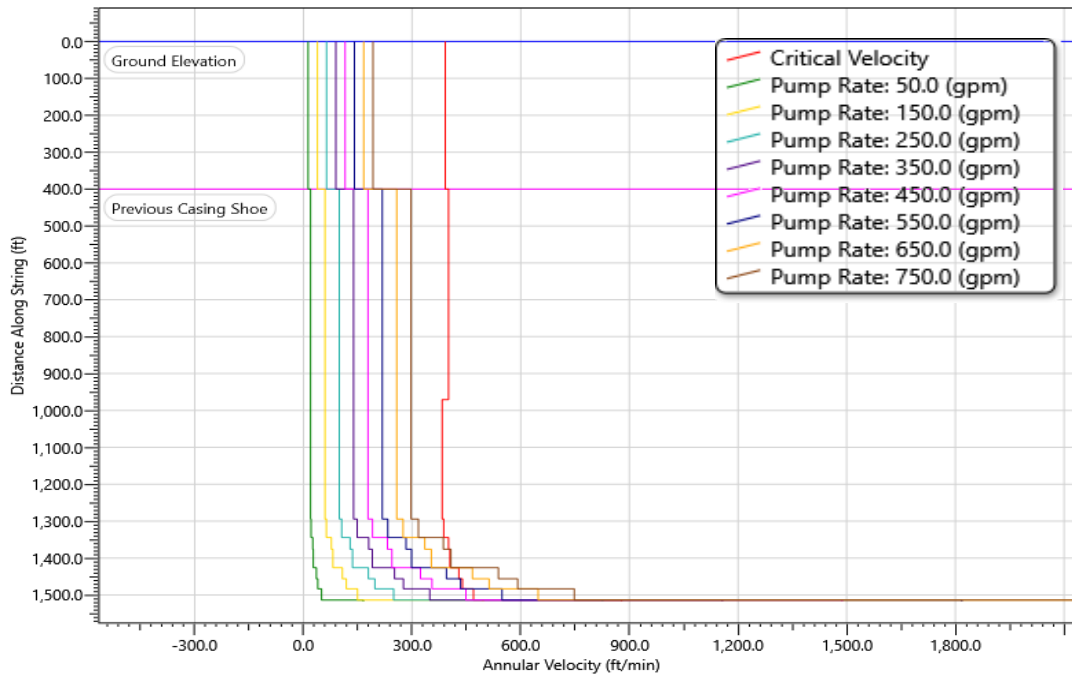


Figura 29. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

De acuerdo con la Figura 29 se puede observar que el límite de velocidad crítica hasta los 1,500 ft es 450 ft/min con el análisis de sensibilidad se puede comprobar que existe un límite de 250 ft/min para evitar fracturar la formación. Por tal razón, para la primera sección de diámetro del pozo de 12 in se utilizó un valor de 170gpm que generó una velocidad de 170 ft/min con un área total de flujo de 0.066in^2 (Ver Anexo D1).

Para la segunda sección, se aumentó la tasa de bombeo a 200 gpm hasta los 975 ft, posteriormente, cuando inicia la construcción de la trayectoria horizontal y se reduce la tasa de bombeo a 150 gpm hasta los 1,300 ft y la sección horizontal terminó con 90 gpm y 160 ft/s de velocidad en la boquilla de la broca con un área total de flujo de 0.033in^2 (Ver Figura 51).

Con esos resultados, se determinó que los cambios de la tasa de bombeo impactan en la estabilidad de la formación geológica, el desempeño de la broca y la eficacia del proceso de limpieza del pozo, particularmente importante en zonas geotérmicas donde las

condiciones de temperatura pueden afectar significativamente a las sarts de perforación implementadas para el pozo horizontal (Ver Anexo C2).

4.1.2 Lodo base aceite en el pozo horizontal.

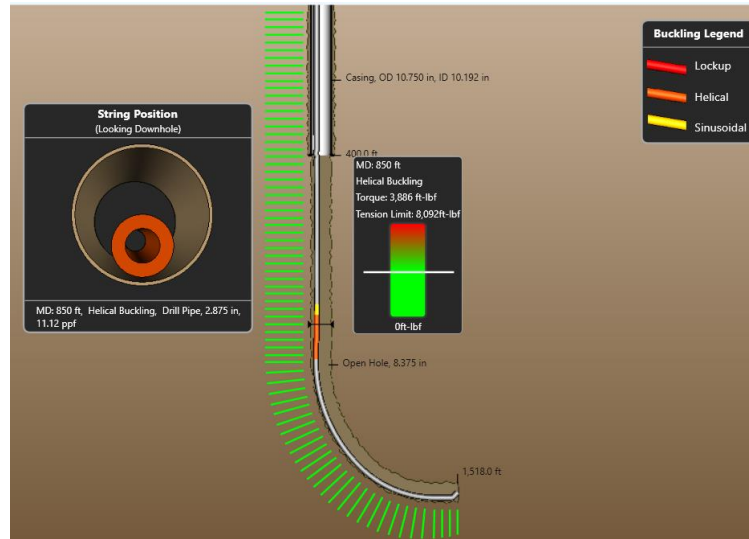


Figura 30. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo horizontal con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 30, se observa que el torque y arrastre con un lodo base aceite se mantienen dentro del rango de 1,503 ft-lbf durante la primera sección del hoyo de 12 pulgadas, y no se observa ningún pandeo en la sarta de perforación. Sin embargo, al perforar la segunda sección para el casing de 8 3/4 pulgadas hasta una profundidad de 850 ft, se registra un aumento de 3,886 ft-lbf sobre el límite de tensión de 8,092 ft-lbf y que a su vez es mayor que el lodo de emulsión inversa. Esto se debe a la presencia de lutitas en ese intervalo, que va desde los 782 ft hasta los 874 ft de profundidad.

Además, en la Figura 52 se puede verificar que la temperatura de las paredes externas de las formaciones geológicas comienza en 81.8 °F, mientras que la temperatura de la sarta de perforación es de 80 °F. Y el gradiente geotérmico comienza con una temperatura de 70 °F. Esto indica que, al inicio el lodo de perforación de base aceite experimenta un aumento de 10 °F, pero no sigue la misma tendencia de aumento de temperatura que las formaciones geológicas, las cuales alcanzan los 129 °F. Por lo que la perforación finaliza con una temperatura de 81.2 °F.

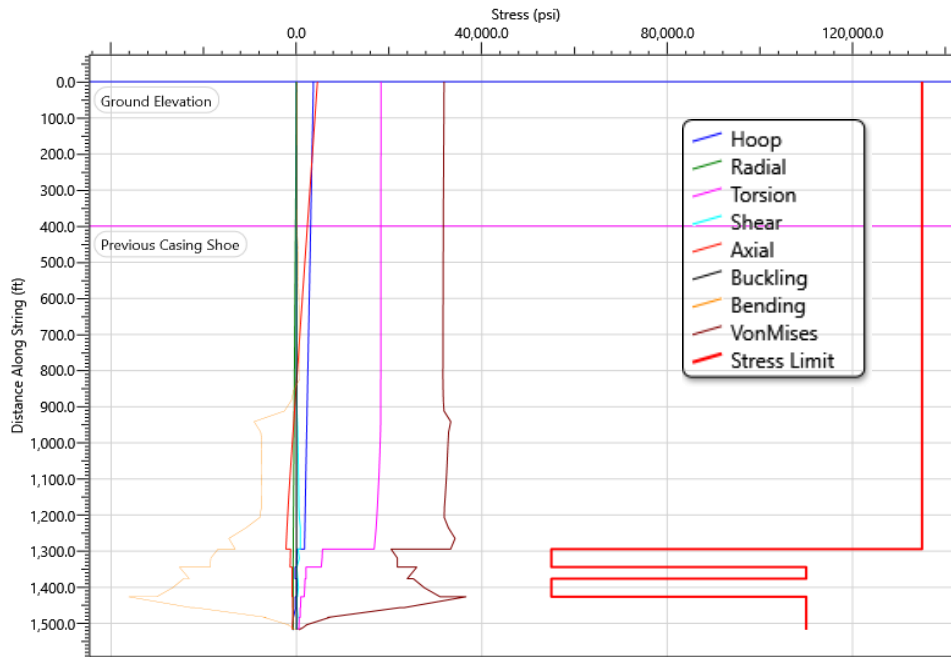


Figura 31. Esfuerzos en la perforación del pozo horizontal por rotación en el fondo con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

Basándonos en la Figura 31, observamos que todos los esfuerzos considerados son menores a 36,000 Psi y están por debajo del límite de esfuerzo marcado por la línea roja de 134,000 Psi, determinados mediante el método de rotación de la sarta en fondo. En la primera sección, se utilizó un lodo de perforación base aceite que comenzó con una densidad de 9.5 ppg y alcanzó 10.50 ppg a los 400 ft de profundidad. Para la segunda sección, se aumentó la densidad del lodo de 10.55 ppg a 12.5 ppg, similares al lodo de emulsión inversa.

En cuanto a la línea de esfuerzos de Von Mises, observamos un aumento de 31,000 Psi a 35,000 Psi a partir de los 975 ft, correspondientes al KOP. Sin embargo, cuando la sarta alcanza los 1,300 ft de profundidad, en el intervalo de rocas tobas y basaltos de la Formación Chapiza, el esfuerzo tiende a reducirse e incrementarse debido a las variaciones de porosidad y dureza de estas rocas. Las rocas con porosidades altas a bajas y dureza suave a dura generan menor esfuerzo en la sarta; además, el esfuerzo de tensión desde la superficie comienza en 4,000 Psi y no se registra ningún esfuerzo a los 850 ft, lo cual sugiere que el peso de la sarta de perforación es adecuado, como también está representado por los otros esfuerzos que se mantienen dentro de los rangos permisibles para perforación en condiciones de altas temperaturas con un lodo base aceite.

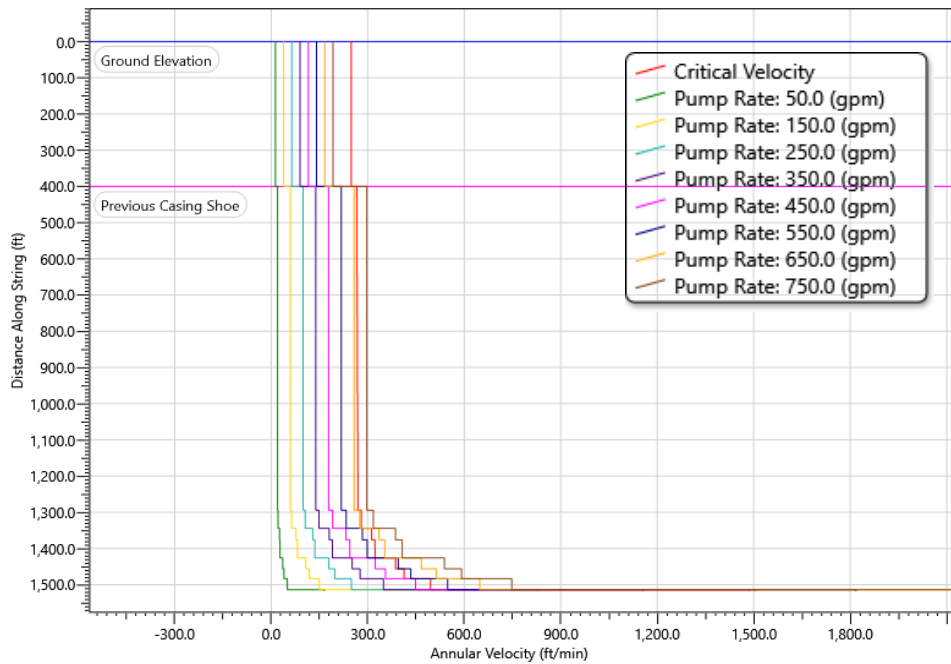


Figura 32. Velocidades del fluido base aceite en la broca del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

Según la Figura 32 para el pozo con un diámetro de 12 pulgadas, se utilizó una tasa de bombeo de 170 gpm, lo que resultó en una velocidad en la boquilla de la broca de 165 ft/s y un área total de flujo de 0.063 in² (Ver Figura 44). Sin embargo, para garantizar la estabilidad de la formación geológica y evitar fracturas, se estableció un límite de velocidad de ascenso inferior a 250 ft/min con lodo base aceite.

En la siguiente sección del pozo, se incrementó la tasa de bombeo a 200 gpm hasta alcanzar los 975 ft de profundidad. Luego, al entrar en la construcción de la trayectoria horizontal, se redujo la tasa de bombeo a 150 gpm hasta los 1,300 ft, y finalmente se disminuyó a 65 gpm a 1,400 ft en la sección horizontal, alcanzando una velocidad de 200 ft/s en la boquilla de la broca y un área total de flujo de 0.024 in².

Estos factores son especialmente relevantes en regiones geotérmicas, donde las condiciones extremas de temperatura pueden ejercer una presión adicional sobre el equipo de perforación utilizado en la creación de pozos horizontales. En resumen, la optimización de la tasa de bombeo es esencial para garantizar un proceso de perforación seguro y eficiente en entornos geotérmicos.

4.2 POZO VERTICAL

4.2.1 Lodo de emulsión inversa en el pozo vertical.

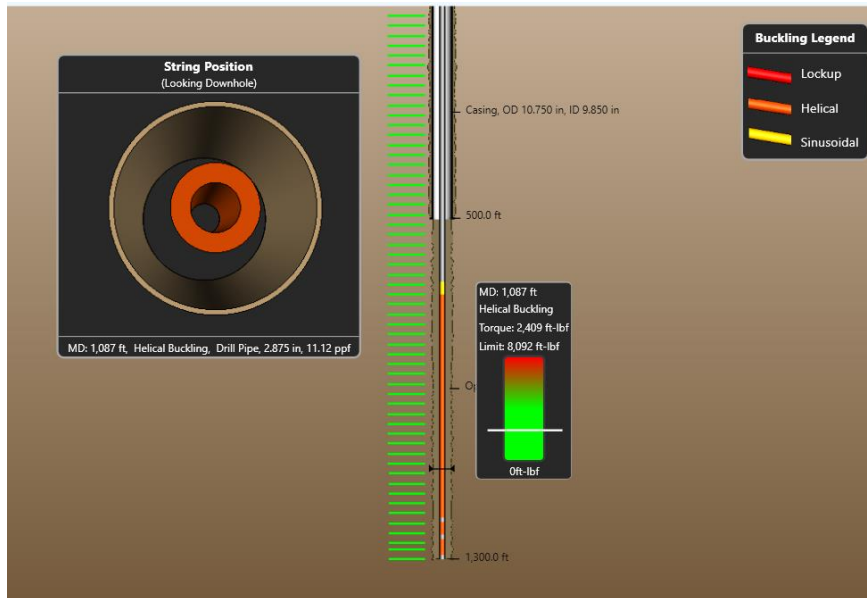


Figura 33. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo vertical con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 33 se puede observar que el torque y arrastre permanece dentro del rango de 1,500 ft-lbf en la primera sección del hoyo de 12 in y que la sarta de perforación no experimenta pandeos; posteriormente en la perforación de la segunda sección para el casing de 8 ¾ in a 1,087 ft de profundidad medida existe un incremento registrado de 2,409 ft-lbf hacia el límite de la tensión de 8,092 ft-lbf que inició a 560 ft y se postergó hasta los 1,300 ft, esto se debe a que la trayectoria es vertical y es afectada por el peso de la sarta de perforación para mantener la verticalidad y que ejerce mayor presión sobre la broca en comparación con los pozos horizontales, donde el peso de la sarta es menor y por ende resulta en una menor resistencia al avance, por lo tanto, es necesario un menor torque para perforar.

Lo que justifica el peso sobre la broca para la trayectoria horizontal con 5.5 Kip y para el pozo vertical con 9 Kip. Además, en la Figura 46 se puede comprobar que la temperatura de las paredes externas correspondiente a las formaciones geológicas parte de 84 °F y la temperatura de la sarta de perforación en 80 °F y el gradiente geotérmico empieza en 70 °F lo cual indica que el lodo de perforación de emulsión inversa al inicio aumentó 10 °F

pero no sigue la tendencia de la temperatura hacia los 129 °F y termina la perforación con 83 °F.

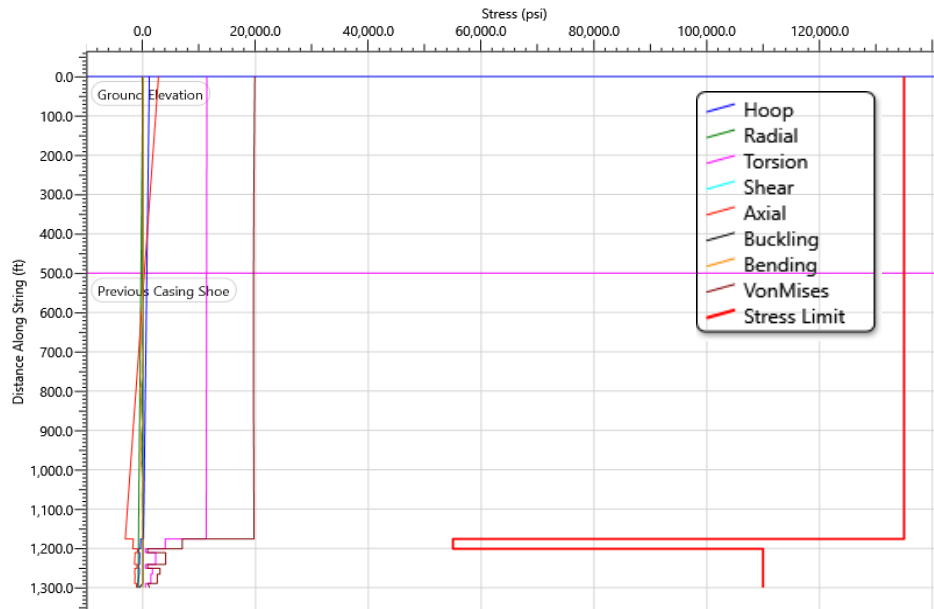


Figura 34. Esfuerzos en la perforación del pozo vertical por rotación en el fondo con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 34, se observa que todos los esfuerzos considerados son menores a 21,000 Psi y están por debajo del límite de esfuerzo marcado por la línea roja de 134,000 Psi, determinados mediante el método de rotación de la sarta en fondo. En la primera sección, se utilizó un lodo de perforación de emulsión inversa que comenzó con una densidad de 9.5 ppg y alcanzó 10.50 ppg a los 400 ft de profundidad. Para la segunda sección, se aumentó la densidad del lodo de 10.55 ppg a 12.5 ppg.

Los resultados de los esfuerzos en la perforación del pozo vertical por rotación en el fondo con lodo de emulsión inversa se genera un esfuerzo de Von Mises de 20 mil Psi, el esfuerzo de torsión de 12 mil Psi, el esfuerzo axial de 4 mil Psi y el esfuerzo de Hoop de 2 mil Psi hasta los 1,300 ft. Lo cual indica una adecuada distribución y control de los esfuerzos en la operación de perforación y con una eficaz funcionalidad del lodo de emulsión inversa. También, a los 650 ft no existe registro del esfuerzo debido a las condiciones geológicas, esta adaptación del lodo a las variaciones del subsuelo refleja una respuesta efectiva a las condiciones geotérmicas, contribuyendo así a mantener la verticalidad del pozo de manera segura y eficiente en la zona en cuestión.

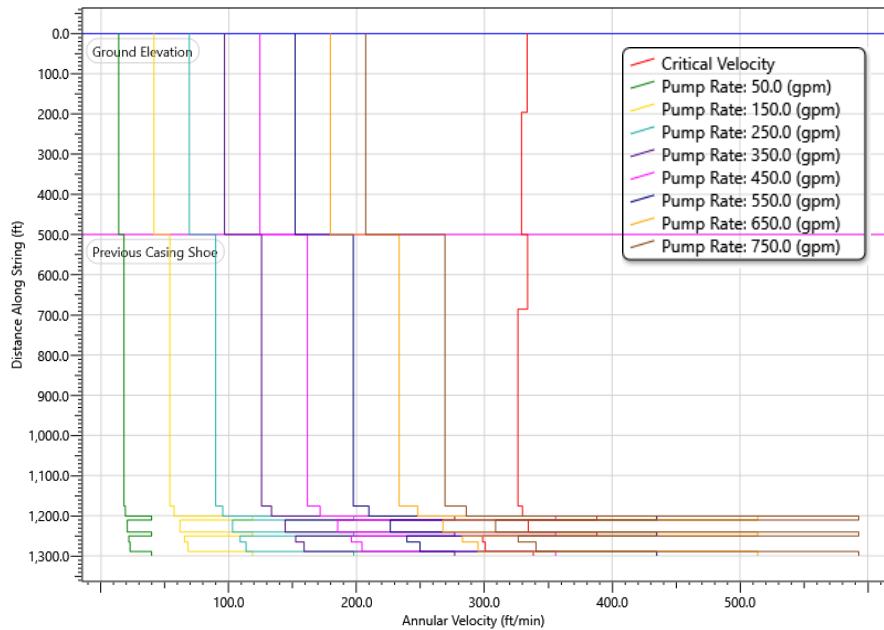


Figura 35. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

Según la Figura 35 para el pozo con un diámetro de 12 pulgadas, se utilizó una tasa de bombeo de 150 gpm, lo que resultó en una velocidad en la boquilla de la broca de 220 ft/s y un área total de flujo de 0.057 in^2 (Ver Figura 46). Sin embargo, para garantizar la estabilidad de la formación geológica y evitar fracturas, se estableció un límite promedio de velocidad de ascenso inferior a 350 ft/min en pozos verticales con lodo de emulsión inversa.

Para la segunda sección del pozo vertical, se incrementó la tasa de bombeo a 250 gpm hasta alcanzar los 700 ft de profundidad. Luego, se redujo a 180 gpm hasta los 1,150ft y hasta alcanzar los 1,300 ft de profundidad se bajó la tasa de bombeo a 100 gpm para una velocidad de 170 ft/s en la boquilla de la broca y un área total de flujo de 0.065 in^2 (Ver Figura 57).

Controlar las tasas de bombeo de manera precisa es esencial para mantener la estabilidad de la formación geológica y evitar fracturas durante la perforación de pozos verticales, especialmente en entornos geotérmicos donde las condiciones extremas de temperatura pueden ejercer presión adicional sobre el equipo y sarta de perforación para el campo Pungarayacu.

4.2.2 Lodo base aceite en el pozo vertical.

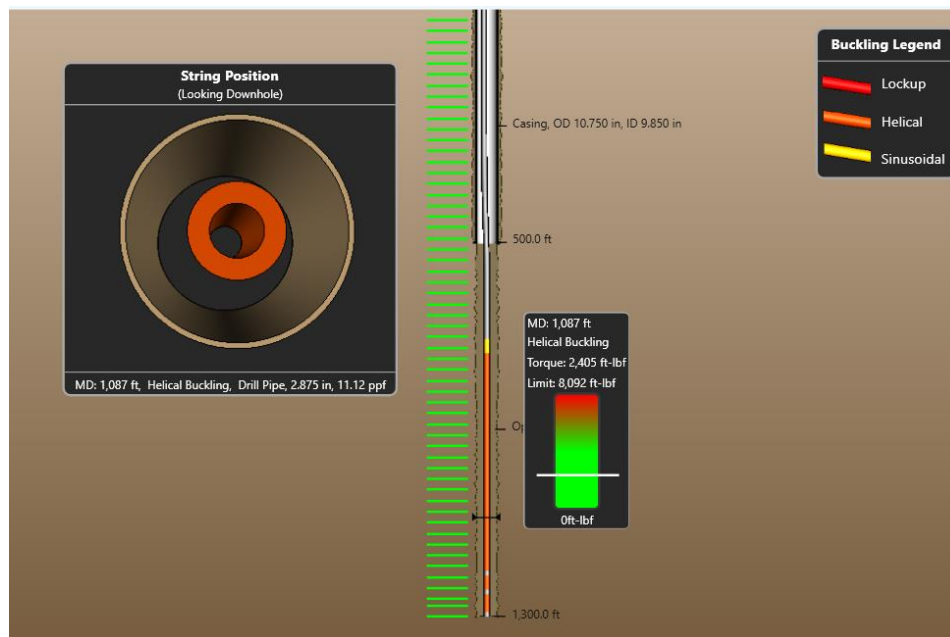


Figura 36. Torque y arrastre de la sarta de perforación del pozo vertical con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 36, se observa que el torque y el arrastre se mantienen dentro del rango de 1,504 ft-lbf en la primera sección del hoyo de 12 pulgadas. Durante esta etapa, la sarta de perforación no experimenta pandeos. Sin embargo, en la perforación de la segunda sección para el casing de 8 3/4 pulgadas a 1,087 ft de profundidad, se registra un aumento de 2,405 ft-lbf sobre el límite de la tensión de 8,092 ft-lbf. Este incremento se debe a que la trayectoria es vertical, lo que significa que el peso de la sarta de perforación ejerce mayor presión sobre la broca para mantener la verticalidad. En comparación, en los pozos horizontales, donde el peso de la sarta es menor, se experimenta una menor resistencia al avance y, por lo tanto, se necesita menos torque para perforar.

Este aumento de peso sobre la broca es justificado en la trayectoria horizontal con 5.5 Kip y en el pozo vertical con 9 Kip. Además, en la Figura 54, se puede verificar que la temperatura de las paredes externas, correspondiente a las formaciones geológicas, comienza en 83 °F. La temperatura de la sarta de perforación es de 80 °F, y el gradiente geotérmico inicia en 70 °F. Esto indica que al inicio el lodo de perforación de base aceite aumenta 10 °F, pero no sigue la tendencia de aumento de temperatura hacia los 129 °F. Finalmente, la perforación termina con una temperatura de 82 °F.

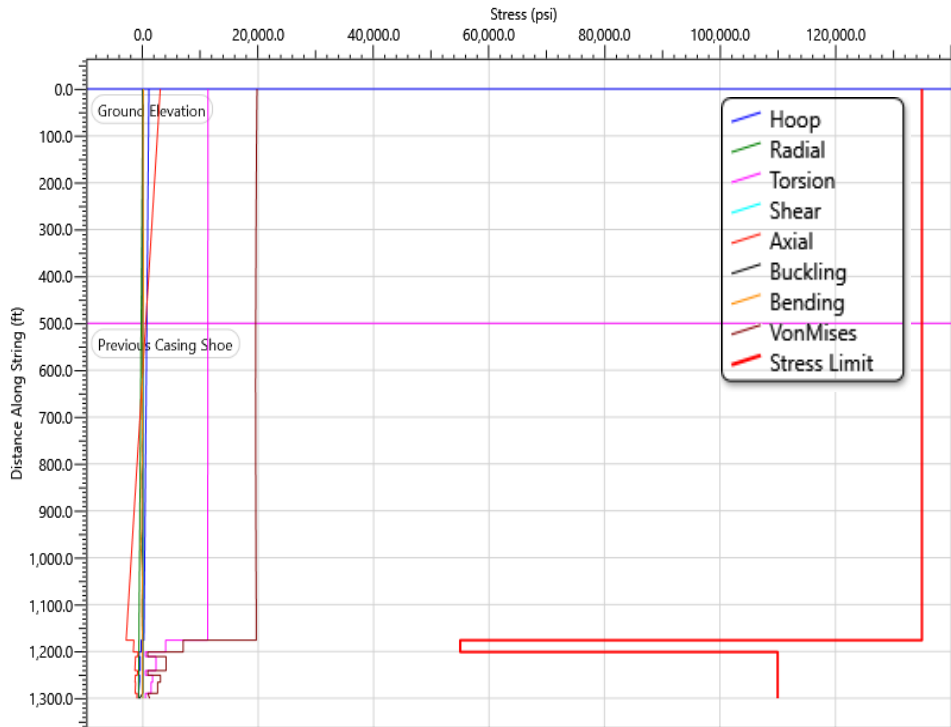


Figura 37. Esfuerzos en la perforación del pozo vertical por rotación en el fondo con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 37, se presencia que todos los esfuerzos considerados están por debajo de los 21,000 Psi y del límite crítico marcado por la línea roja de 135,000 Psi, determinados mediante el método de rotación de la sarta en el fondo. En la primera etapa, se utilizó un lodo de perforación a base de aceite que inicialmente tenía una densidad de 9.5 ppg y alcanzó 10.50 ppg a los 400 ft de profundidad. Para la segunda etapa, se incrementó la densidad del lodo de 10.55 ppg a 12.5 ppg.

Los resultados de los esfuerzos en la perforación del pozo vertical mediante rotación en el fondo con lodo de base aceite muestran un esfuerzo de Von Mises de 20 mil Psi, un esfuerzo de torsión de 11 mil Psi, un esfuerzo axial de 4 mil Psi y un esfuerzo de Hoop de 1 mil Psi hasta los 1,300 ft. Esto indica una adecuada distribución y control de los esfuerzos durante la operación de perforación, así como una efectiva funcionalidad del lodo base aceite.

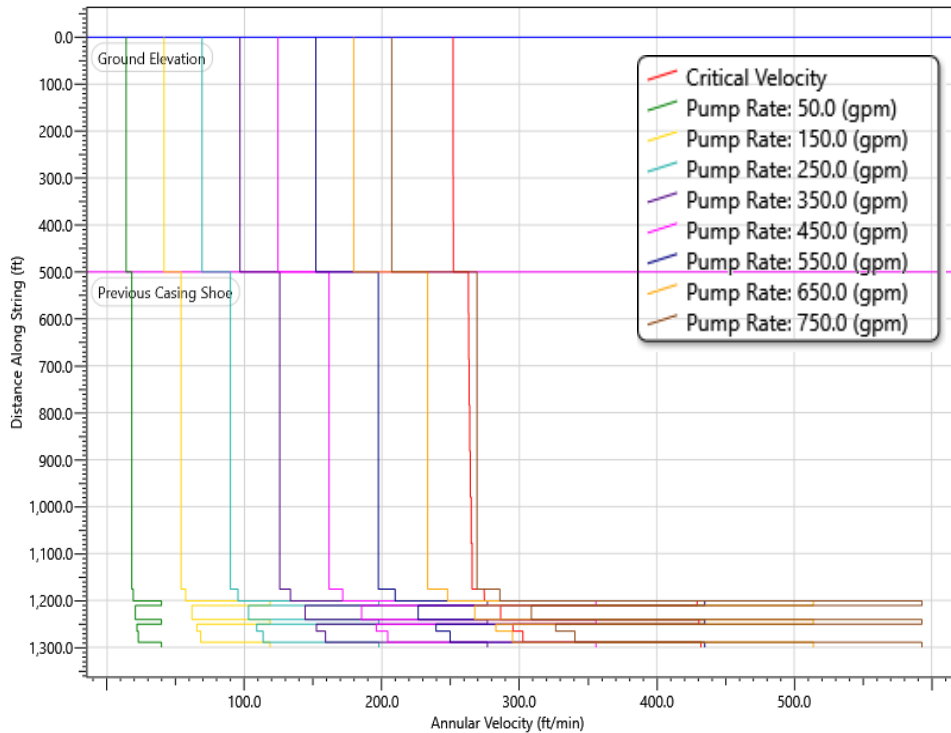


Figura 38. Velocidades del fluido base aceite en la broca del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

De acuerdo con la Figura 38, en la primera sección del pozo con un diámetro de 12 pulgadas, el lodo se bombeó a una velocidad de 250 galones por minuto (gpm), lo que generó una velocidad en la boquilla de la broca de 210 ft por segundo (ft/s) y un área total de flujo de 0.10 in², como se muestra en la Figura 46. Sin embargo, para asegurar la estabilidad de la formación geológica y prevenir fracturas, se estableció un límite máximo de velocidad ascendente de 450 ft por minuto (ft/min) en pozos verticales con lodo base aceite.

En la siguiente etapa del pozo vertical, se aumentó la tasa de bombeo a 220 gpm hasta llegar a una profundidad de 1,160 ft. Después, se redujo a 180 gpm hasta los 1,150 ft de profundidad. Finalmente, entre los 1,150 y a 1,300 ft de profundidad, se disminuyó la tasa de bombeo a 110 gpm para mantener una velocidad de 140 ft/s en la boquilla de la broca y un área total de flujo de 0.041 in², según lo indicado en la Figura 57.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ El diseño de un fluido de perforación para condiciones de alta temperatura de emulsión inversa y base aceite en la formación Hollín del campo Pungarayacu ha sido abordado con éxito mediante una exhaustiva investigación y análisis; además, la evaluación de los límites de esfuerzos permisibles son inferiores a 8,092 ft-lbf para todos los casos lo cual garantiza que la integridad y eficacia de los equipos de fondo utilizados en las operaciones de perforación ha proporcionado un rendimiento seguro y duradero.

- ✓ El análisis detallado de las características fundamentales de la formación Hollín del campo Pungarayacu ha generado información crucial para el diseño del fluido de perforación, donde se ha identificado y comprendido los factores clave que influyen en el comportamiento de las formaciones como las intercalaciones de calizas, lutitas y cuarzos superior a 550 ft de profundidad influyen en el proceso de perforación de las trayectorias verticales u horizontales y de esta manera los fluidos se han adecuado a estas características mediante la adaptabilidad y eficacia en condiciones de alta temperatura.

- ✓ Con base a los resultados obtenidos es importante mantener densidades de fluido dentro de la ventana de perforación y de regular con precisión las tasas de bombeo para prevenir la fractura de la formación. Para pozos verticales, se encontró que mantener una densidad de lodo de emulsión inversa entre 9.5 y 12.5 ppg con una tasa de bombeo que oscila entre 100 y 250 gpm. Mientras que, para pozos horizontales, mantener una densidad de lodo base aceite entre 10.5 y 12.5 ppg con una tasa de bombeo entre 65 y 250 gpm resulta crítico para tener un proceso de perforación seguro y que los equipos de fondo o sarta no experimenten incrementos de temperatura hacia 129 °F.

- ✓ Tras un análisis generalizado de los datos obtenidos en las simulaciones de perforación en la formación Hollín del campo Pungarayacu, se concluye que el lodo de emulsión inversa es más adecuado para las trayectorias horizontales debido a su capacidad para mantener una viscosidad estable y resistir el aumento de temperatura de manera efectiva, lo que contribuye a un rendimiento óptimo y una distribución uniforme de esfuerzos. Por otro lado, el lodo base aceite es una alternativa para las trayectorias verticales, ya que su composición ofrece una mayor estabilidad frente a las altas temperaturas y una mejor capacidad de control de la presión sobre la broca, lo que ayuda a mantener la integridad del pozo en condiciones geotérmicas exigentes.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un monitoreo continuo y riguroso de las condiciones de temperatura y torque durante las operaciones de perforación en la formación Hollín del campo Pungarayacu. Esto permitirá una evaluación precisa de los cambios en el ambiente de perforación, lo que a su vez facilitará ajustes oportunos en las densidades de los fluidos de perforación y las tasas de bombeo para mantenerse dentro de la ventana de perforación y evitar la fractura de la formación.
- ✓ Implementar prácticas de control de calidad en la preparación y manejo de los fluidos de perforación, asegurando la consistencia y la calidad óptima de los fluidos utilizados en las operaciones de perforación en la formación Hollín. Esto incluye el monitoreo regular de la viscosidad, densidad y otras propiedades reológicas de los fluidos, así como la realización de pruebas de compatibilidad con la formación para garantizar un rendimiento eficiente y seguro durante todo el proceso de perforación.
- ✓ Desarrollar evaluaciones geomecánicas detalladas de la formación Hollín para comprender mejor su comportamiento y respuesta a las diferentes condiciones de perforación. Estas evaluaciones pueden incluir análisis de la resistencia de la formación, lo que proporcionará información valiosa para la selección y diseño adecuados de los fluidos de perforación en zonas anómalas de altas temperaturas y bajas temperaturas del campo Pungarayacu.
- ✓ Mantener un enfoque proactivo en la gestión de riesgos durante todas las etapas de las operaciones de perforación en la formación Hollín del campo Pungarayacu. Esto implica la identificación temprana de posibles desafíos y la implementación de medidas preventivas y de contingencia adecuadas para mitigar cualquier impacto negativo en la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia operativa. Un enfoque riguroso en la gestión de riesgos garantizará el éxito y la sostenibilidad de las operaciones de perforación en esta formación geológica desafiante.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abduo, M. I., Dahab, A. S., Abuseda, H., AbdulAziz, A. M., & Elhossieny, M. S. (2016). Comparative study of using Water-Based mud containing Multiwall Carbon Nanotubes versus Oil-Based mud in HPHT fields. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(4), 459–464. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.10.008>
- Aghdam, S. B., Moslemizadeh, A., Kowsari, E., & Asghari, N. (2020). Synthesis and performance evaluation of a novel polymeric fluid loss controller in water-based drilling fluids: High-temperature and high-salinity conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83, 103576. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103576>
- Agwu, O. E., Akpabio, J. U., Ekpenyong, M. E., Inyang, U. G., Asuquo, D. E., Eyoh, I. J., & Adeoye, O. S. (2021). A comprehensive review of laboratory, field and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 94, 104046. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104046>
- Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Al-Rubaii, M., Minaev, K. M., & Rukavishnikov, V. S. (2024). Hole-cleaning performance in non-vertical wellbores: A review of influences, models, drilling fluid types, and real-time applications. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212551. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212551>
- Alves, J. D. O., & Faria, W. R. (2024a). Reserves, well drilling and production: Assessing the optimal trajectory of oil extraction for Brazil. *Resources Policy*, 88, 104341. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104341>
- Alves, J. D. O., & Faria, W. R. (2024b). Reserves, well drilling and production: Assessing the optimal trajectory of oil extraction for Brazil. *Resources Policy*, 88, 104341. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104341>

- Andrango, C., & Castro, D. (2009). *Estudio de recuperación de crudos pesados en el campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual.*
- Angulo-Romero, E., Beate, B., & Romero-Cóndor, C. (2023). Zonificación del gradiente geotérmico en la cuenca Oriente de Ecuador a partir de temperatura de fondo de pozos. *Boletín de Geología*, 45(1). <https://doi.org/10.18273/revbol.v45n1-2023006>
- Apergis, N., Ewing, B. T., & Payne, J. E. (2021). The asymmetric relationship of oil prices and production on drilling rig trajectory. *Resources Policy*, 71, 101990. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2021.101990>
- Aráuz, A., & Villagómez, J. (2013). *Estudio para ubicar pozos de relleno de la formación Hollín del campo CONONACO.*
- Ardila, C., & Barrera, C. (2016). *Evaluación técnico-financiera de compatibilidad de secuestrantes de H₂S en fluidos de perforación y completamiento en operaciones del campo Jazmín mediante pruebas de laboratorio.*
- Atashnezhad, A., Wood, D. A., Fereidounpour, A., & Khosravanian, R. (2014). Designing and optimizing deviated wellbore trajectories using novel particle swarm algorithms. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 1184–1204. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.05.029>
- Bell, R., & Warren, V. (2023). Illuminating a methodological pathway for doctor of business administration researchers: Utilizing case studies and mixed methods for applied research. *Social Sciences & Humanities Open*, 7(1), 100391. <https://doi.org/10.1016/j.ssaho.2022.100391>
- Borah, B., & Das, B. M. (2022). A review on applications of bio-products employed in drilling fluids to minimize environmental footprint. *Environmental Challenges*, 6, 100411. <https://doi.org/10.1016/j.envc.2021.100411>
- Carrión, F., & Medina, N. (2016). *Análisis de la implementación de métodos de recuperación térmica para la explotación del pozo IP 015 del campo Pungarayacu.*

- Chamorro, A., Colmenares, E., & Harnisth, O. (2016). Diseño de un fluido de perforación que disminuya el impacto ambiental de los suelos en el proceso de disposición final. *Química Central*, 5(01), 13–26.
- Cortez Navas, S., Lema Sarabia, C., Álvarez Martínez, J., Salazar Analuisa, B., & Mantilla Rivadeneira, A. (2020). ESTUDIO EXPERIMENTAL DE APLICACIÓN DE SAGD CONVENCIONAL VS. SAGD CON USO DE ADITIVOS (CO₂ Y ENZIMA) PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 1(2), 24–31. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i2.2537>
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2024). Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids. *Petroleum Science*, 21(1), 475–518. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.015>
- Escobar, V. (2016). *Generación de un modelo geológico de la formación Hollín en un campo del Bloque 61 de la cuenca Oriente del Ecuador*.
- Fakoya, M. F., & Ahmed, R. M. (2018). A generalized model for apparent viscosity of oil-based muds. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 777–785. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.029>
- Fernández, R. (2014). *Perforación de pozos petroleros en tierra*.
- Gallardo, F. (2018). *Optimización de fluidos de perforación base agua para Shales*.
- Gautam, S., Guria, C., & Rajak, V. K. (2022). A state of the art review on the performance of high-pressure and high-temperature drilling fluids: Towards understanding the structure-property relationship of drilling fluid additives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213, 110318. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110318>
- He, Y., Xue, T., Li, Z., Bai, X., Fan, J., & Zhang, X. (2023). Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: A case study of Qingcheng Oilfield, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(6), 1426–1444. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(24\)60477-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60477-5)

- Hernández, M., & Manrique, A. (2018). *Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque CPO-05 de la Cuenca de los Llanos Orientales*.
- Huang, W., Wu, M., Chen, L., Chen, X., & Cao, W. (2021). Multi-objective drilling trajectory optimization using decomposition method with minimum fuzzy entropy-based comprehensive evaluation. *Applied Soft Computing*, 107, 107392. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2021.107392>
- Kaiser, M. J. (2009). Modeling the time and cost to drill an offshore well. *Energy*, 34(9), 1097–1112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.02.017>
- Kaiser, M. J. (2021). A Review of Exploration, Development, and Production Cost Offshore Newfoundland. *Natural Resources Research*, 30(2), 1253–1290. <https://doi.org/10.1007/s11053-020-09784-3>
- Mao, H., Yang, Y., Zhang, H., Zhang, J., & Huang, Y. (2020). A critical review of the possible effects of physical and chemical properties of subcritical water on the performance of water-based drilling fluids designed for ultra-high temperature and ultra-high pressure drilling applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106795. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106795>
- Mejía, M., & Muñoz, H. (2018). *Diseño de base estabilizada con asfaltita para su aplicación en vías terciarias de la provincia del Napo*.
- Novins, D. K., Althoff, R. R., Billingsley, M. K., Cortese, S., Drury, S. S., Frazier, J. A., Henderson, S. W., McCauley, E. A., & White, T. J. H. (2018). Study Registration: Encouraging the Practice of Hypothetical-Deductive Research in the Journal. *Journal of the American Academy of Child & Adolescent Psychiatry*, 57(12), 901–902. <https://doi.org/10.1016/j.jaac.2018.10.004>
- Oseh, J. O., Mohd, N. M. N. A., Gbadamosi, A. O., Agi, A., Blkoo, S. O., Ismail, I., Igwilo, K. C., & Igbafe, A. I. (2023). Polymer nanocomposites application in drilling fluids: A review. *Geoenergy Science and Engineering*, 222, 211416. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211416>

- PDVSA. (2024). *Exploración*.
[Http://Www.Pdvsa.Com/Images/Pdf/Cuadernos/Exploracion.Pdf](http://Www.Pdvsa.Com/Images/Pdf/Cuadernos/Exploracion.Pdf).
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (2004). *Características geológicas generales de los campos petroleros de PetroProducción*.
- Rondón, J., Meléndez, H., Palencia, M., Díaz, I., Campos, K., Campos, B., Idrogo, C., Lugo, C., Gas, P., & Rodríguez, ; R. (2013). Estudio del efecto de daño a la formación originado por el uso de los fluidos de perforación en pozos del campo Santa Rosa del distrito Gas Anaco. *SPE International*, 22–25.
- Saldivar, B., Mondié, S., Niculescu, S.-I., Mounier, H., & Boussaada, I. (2016). A control oriented guided tour in oilwell drilling vibration modeling. *Annual Reviews in Control*, 42, 100–113. <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2016.09.002>
- Sánchez, R. (2015). *Optimización del fluido de perforación para superar problemas potenciales en perforación de pozos en el Lote Z-1 Yacimiento Corvina - Región Tumbes*.
- Santamaria, J., & Criseida, S. (2006). *Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de registros de pozo, para las formaciones del campo Socorro, EDO. ANZOÁTEGUI*.
- Wood, D. A. (2023). Constrained optimization assists deviated wellbore trajectory selection from families of quadratic and cubic Bezier curves. *Gas Science and Engineering*, 110, 204869. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2022.204869>
- Zhai, H., Jin, G., Liu, L., Su, Z., Zeng, Y., Liu, J., Li, G., Feng, C., & Wu, N. (2023). Parametric study of the geothermal exploitation performance from a HDR reservoir through multilateral horizontal wells: The Qiabuqia geothermal area, Gonghe Basin. *Energy*, 275, 127370. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127370>
- Zhang, D., Wu, M., Chen, L., Lu, C., Cao, W., & Wang, F. (2020). Model Predictive Control Strategy Based on Improved Trajectory Extension Model for Deviation Correction in Vertical Drilling Process. *IFAC-PapersOnLine*, 53(2), 11213–11218. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.331>

ANEXO A

Anexo A1. Presiones y temperaturas promedio del sur del campo Pungarayacu.

Tabla 13. Presiones y temperaturas para gradientes de la formación.

Profundidad Vertical Verdadera (ft)	Profundidad Vertical Verdadera (Km)	Profundidad Vertical Verdadera (m)	Temperatura °F	Presión de poro (Psi)	Presión de fractura (Psi)
0	0,00000	0	70	0	0
46	0,01402	14	72	20	33
92	0,02804	28	73	39	67
138	0,04206	42	75	59	100
150	0,04572	46	76	64	109
162	0,04938	49	76	69	117
173	0,05273	53	77	74	125
187	0,05700	57	77	80	136
196	0,05974	60	77	84	142
205	0,06248	62	78	88	149
223	0,06797	68	79	95	162
230	0,07010	70	79	98	167
276	0,08413	84	81	118	200
322	0,09815	98	82	138	233
368	0,11217	112	84	158	267
414	0,12619	126	86	177	300
460	0,14021	140	88	197	333
475	0,14478	145	88	203	344
506	0,15423	154	90	217	367
552	0,16825	168	91	236	400
563	0,17160	172	92	241	408
598	0,18227	182	93	256	433
644	0,19629	196	95	276	467
690	0,21031	210	97	295	500

736	0,22434	224	99	315	533
777	0,23683	237	100	333	563
782	0,23836	238	100	335	567
828	0,25238	252	102	355	600
836	0,25482	255	103	358	606
854	0,26030	260	103	366	619
874	0,26640	266	104	374	633
920	0,28042	280	106	394	667
946	0,28834	288	107	405	686
966	0,29444	294	108	414	700
1.000	0,30480	305	109	428	725
1.012	0,30846	308	109	433	733
1.058	0,32248	322	111	453	767
1.070	0,32614	326	112	458	775
1.104	0,33650	337	113	473	800
1.150	0,35052	351	115	492	833
1.180	0,35967	360	116	505	855
1.196	0,36455	365	117	512	867
1.239	0,37765	378	118	531	898
1.242	0,37857	379	118	532	900
1.288	0,39259	393	120	552	933
1.334	0,40661	407	122	571	967
1.380	0,42063	421	124	591	1.000
1.426	0,43465	435	126	611	1.033
1.472	0,44867	449	127	630	1.067
1.518	0,46269	463	129	650	1.100

ANEXO B

Anexo B1. Asentamiento de revestidores

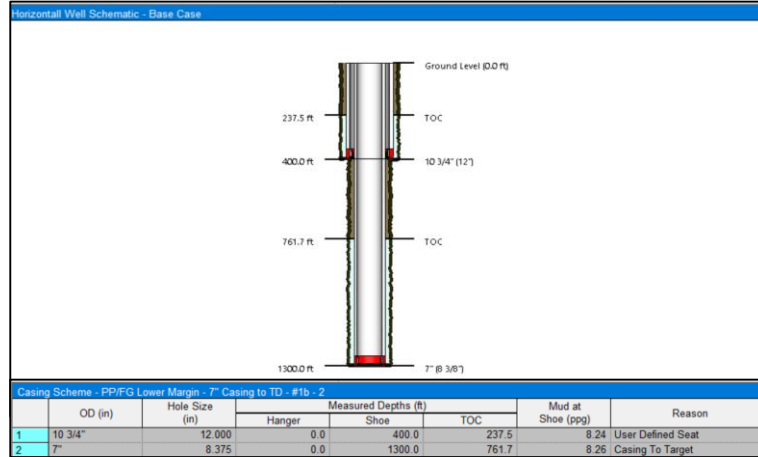


Figura 39. Asentamiento de revestidores del pozo horizontal.

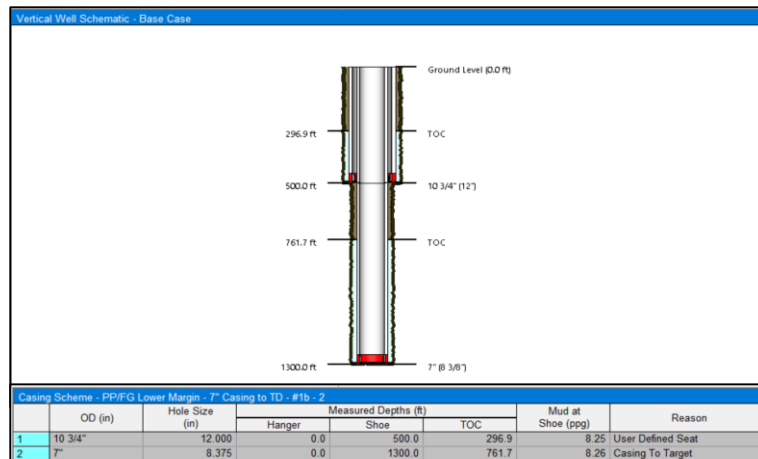


Figura 40. Asentamiento de revestidores del pozo vertical.

Anexo B2. Configuraciones disponibles para pozos de dos secciones

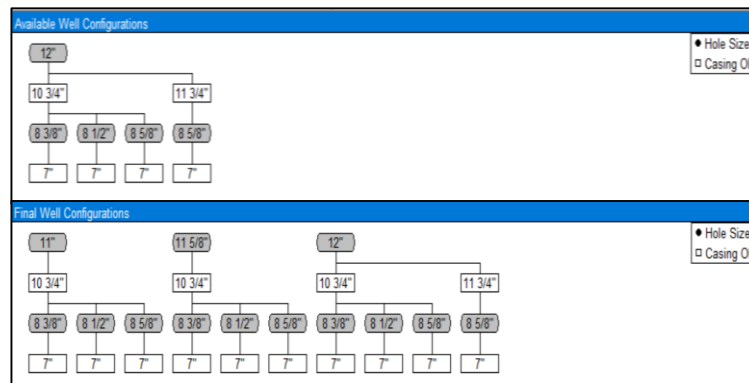


Figura 41. Configuraciones de casing para pozos horizontales y verticales de dos secciones.

ANEXO C

Anexo C1. Sartas de perforación del pozo Vertical

Tabla 14. Sarta de perforación de la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

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	389	389	3,5	2,764	30	1,54	4,531	2,563	14,41	CS_API 5D/7	X	2
Heavy Weight	20	409	3,5	2,25	30	4	4,75	2,313	23,2	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Stabilizer	10	419	8,25	2,125	10,1	2,35	11,5		198,41	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	449	5,75	3	30				64,31	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	10	459	8,25	2,125	10,1	2,35	11,5		198,41	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	489	5,75	3	30				64,31	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	10	499	8,25	2,125	10,1	2,35	11,5		198,41	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	500	12		1				238			

Tabla 15. Sarta de perforación de la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

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	1.176	1.176	2,875	2,151	30	1,33	3,875	1,625	11,12	CS_API 5D/7	S	P
Heavy Weight	25	1.201	3,5	2,25	30	4	4,75	2,313	23,2	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Stabilizer	10	1.211	6,75	1,75	9,8	1,76	8		92,3	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	30	1.241	4,125	2,25	30				31,94	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	10	1.251	6,75	1,75	9,8	1,76	8		92,3	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	15	1.266	4,5	2,25	30				40,59	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	24	1.289	4,75	2,25	23,7				42,19	SS_15-15LC	15-15LC MOD (1)	
Stabilizer	10	1.299	6,75	1,75	9,8	1,76	8		92,3	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	1.300	8,75		1				94			

Anexo C2. Sartas de perforación del pozo Horizontal.

Tabla 16. Sarta de perforación de la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

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	351	351	3,5	2,992	30	1,54	4,75	3	9,89	CS_API 5D/7	E	1
Heavy Weight	10	361	5,5	3,25	30	4	7,25	3,313	60,1	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Stabilizer	6	367	8,25	2,125	6	2,49	11,25		112,42	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	10	377	6,25	2,25	30				90,86	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	6	383	8,25	2,125	6	2,49	11,25		112,42	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	10	393	6,75	2,25	30				108,23	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	6	399	8,25	2,125	6	2,49	11,25		112,42	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	400	12		1				238			

Tabla 17. Sarta de perforación de la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

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	1,294	1,294	2,875	2,151	30	1,33	3,875	1,625	11,12	CS_API 5D/7	S	P
Heavy Weight	50	1,344	3,5	2,063	30	4	4,75	2,188	25,9	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Jar	32	1,376	4,75	2,25	32				46,78	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Heavy Weight	50	1,426	5	3	30	4	6,5	3	49,14	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Drill Collar	30	1,456	6	3	30				72,16	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Mud Motor	27	1,483	6,25	3,25	27,1				76,01	SS_15-15LC	15-15LC MOD (1)	
MWD	21	1,504	6,75	1,92	21				100,8	SS_15-15LC	15-15LC MOD (1)	
Stabilizer	10	1,514	6,75	1,75	9,8	1,76	8		92,3	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Sub	3	1,517	7,92	3,24	3				142,83	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1	1,518	8,375		1				82			

ANEXO D

Anexo D1. Resultados de perforación de la primera sección de 12in del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa.

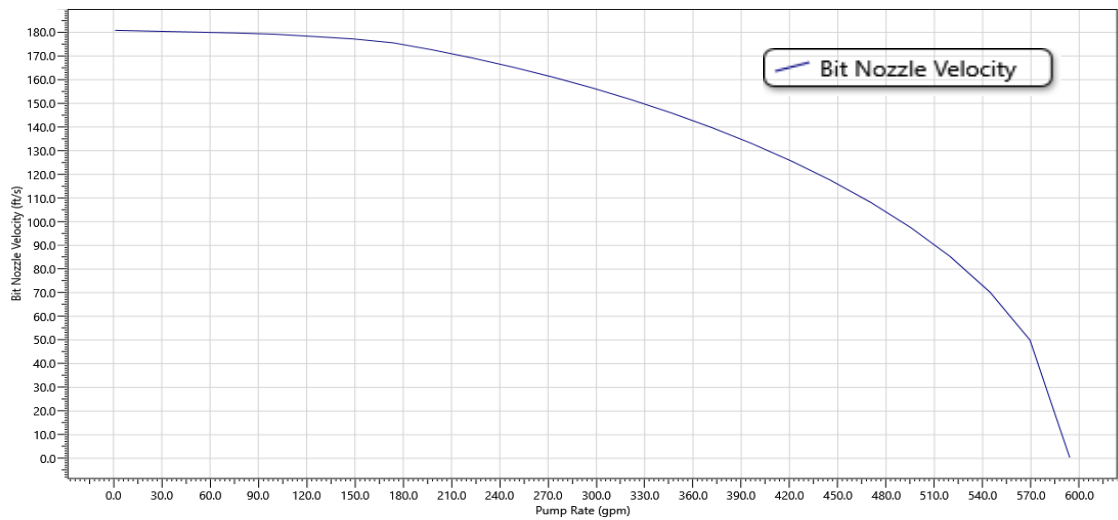


Figura 42. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

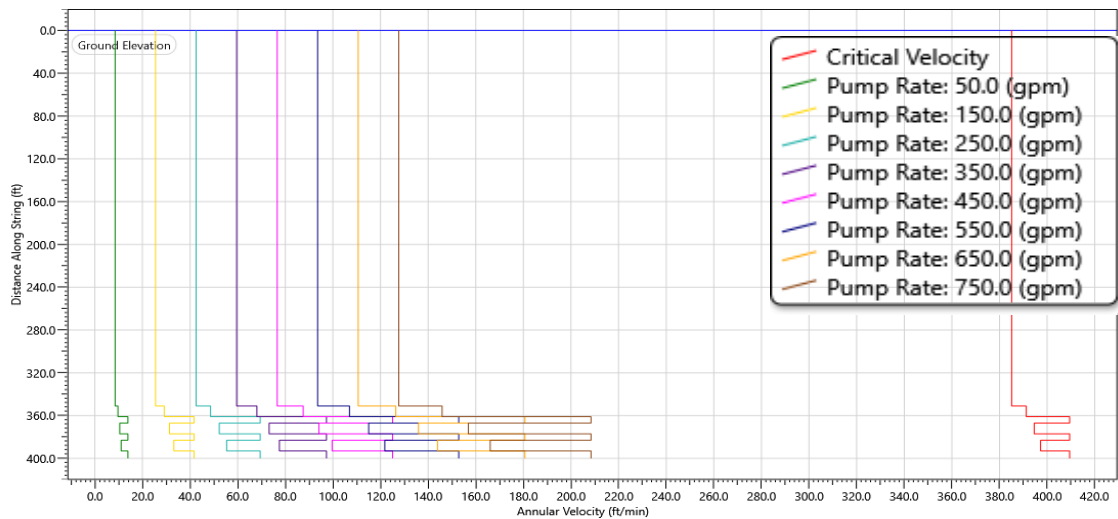


Figura 43. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca para la primera sección del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

Anexo D2. Resultados de perforación de la primera sección de 12in del pozo horizontal con lodo de base aceite.

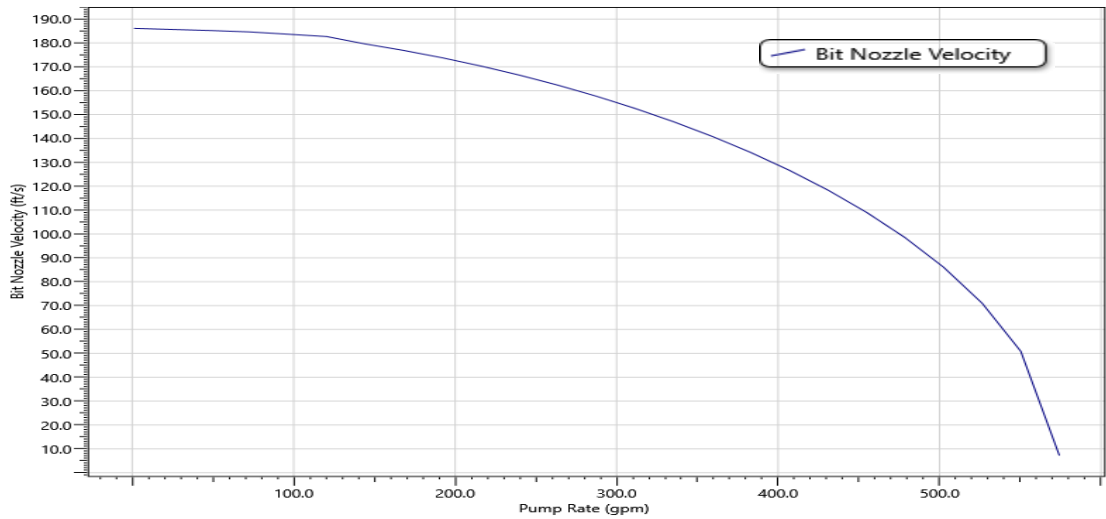


Figura 44. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

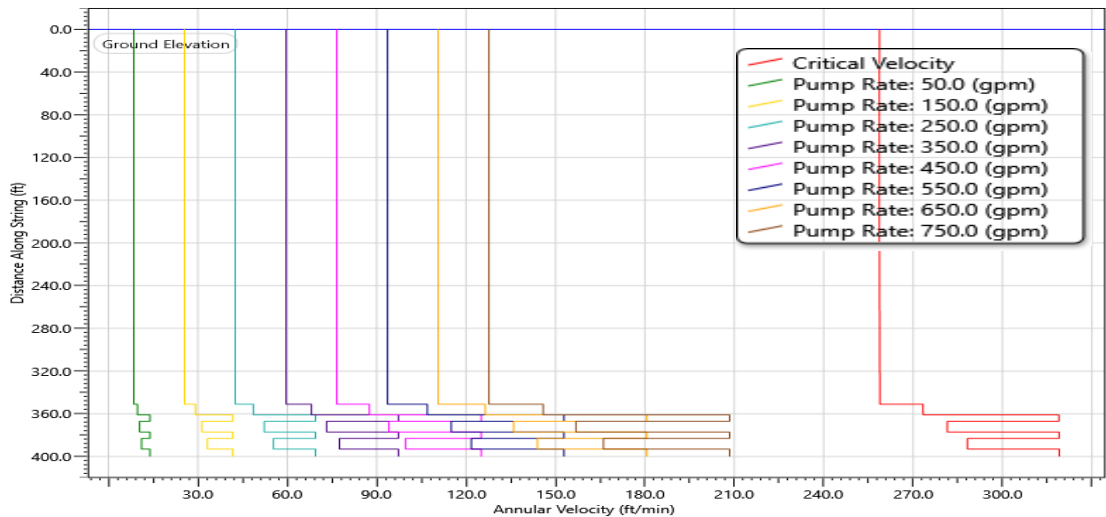


Figura 45. Velocidades del fluido base aceite en la broca para la primera sección del pozo horizontal para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

Anexo D3. Resultados de perforación de la primera sección de 12in del pozo vertical con lodo de emulsión inversa.

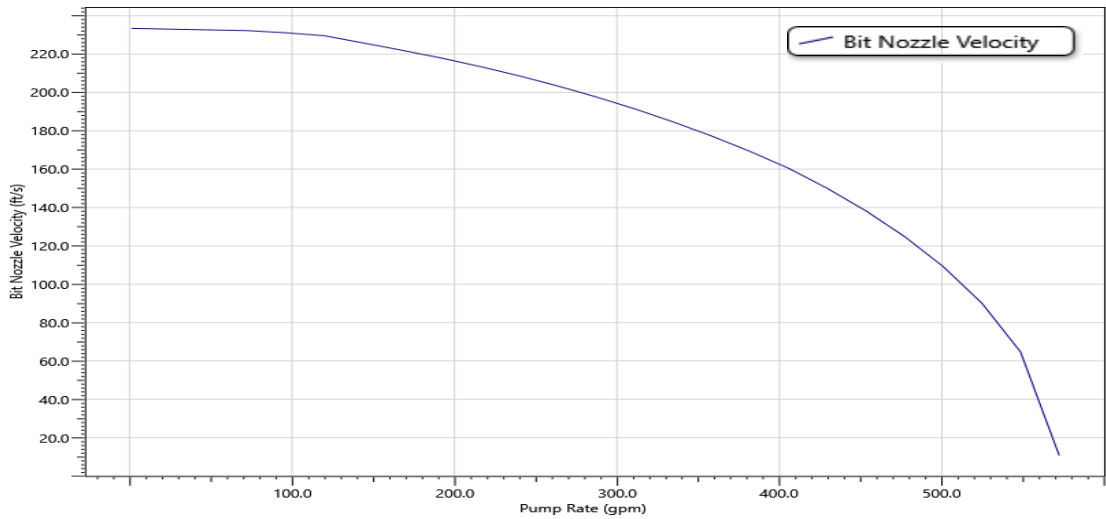


Figura 46. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

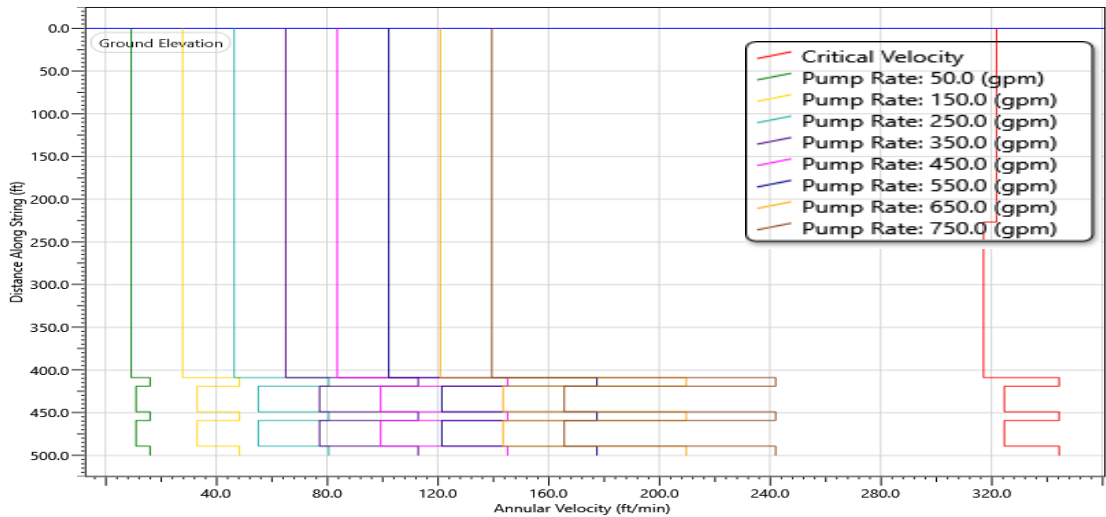


Figura 47. Velocidades del fluido de emulsión inversa en la broca para la primera sección del pozo vertical para diferentes tasas (Software de ingeniería, 2024).

Anexo D4. Resultados de perforación de la primera sección de 12in del pozo vertical con lodo base aceite.

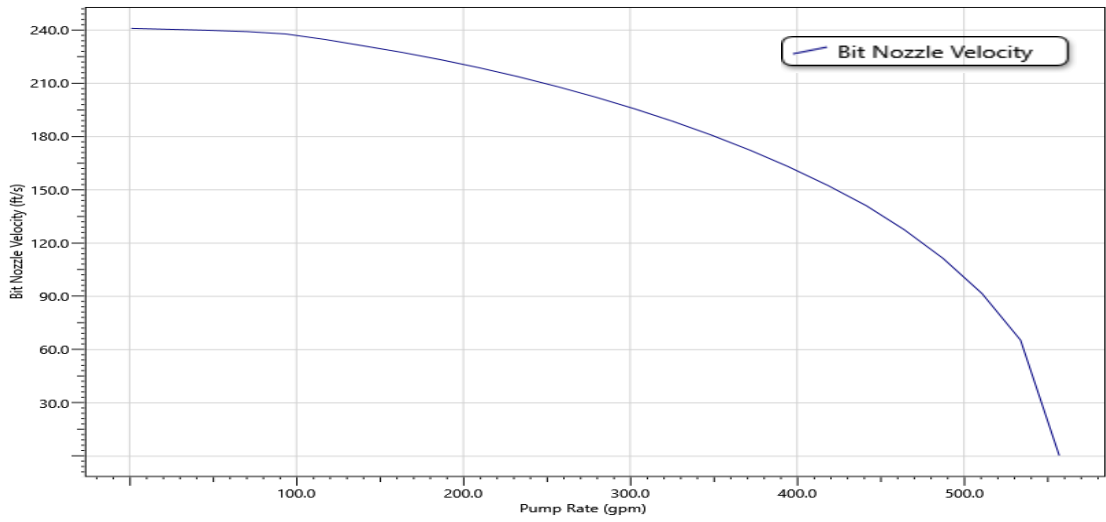


Figura 48. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

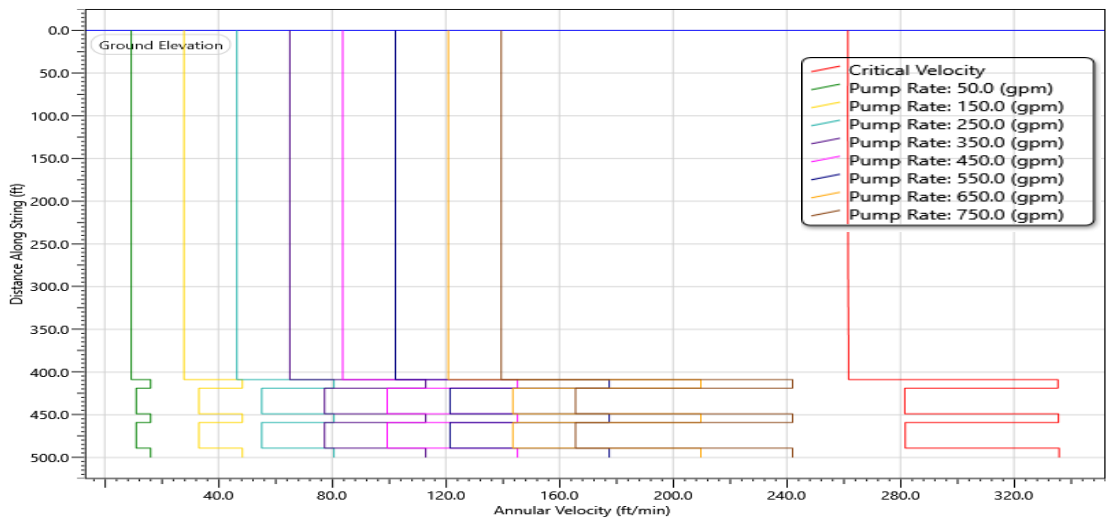


Figura 49. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la primera sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

ANEXO E

Anexo E1. Resultados de perforación de la segunda sección de 8 3/4in del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa.

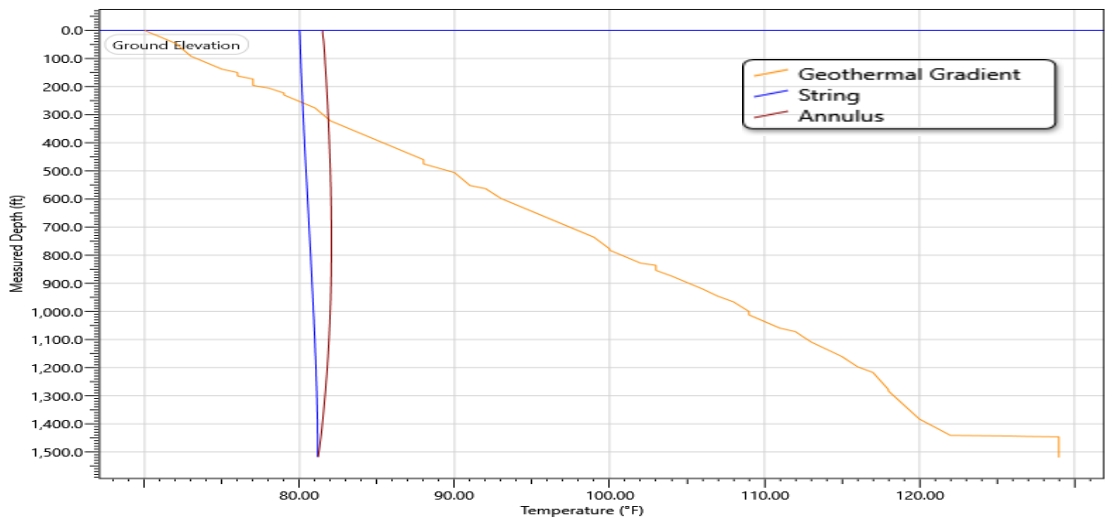


Figura 50. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo horizontal con lodo de emulsión inversa. (Software de ingeniería, 2024).

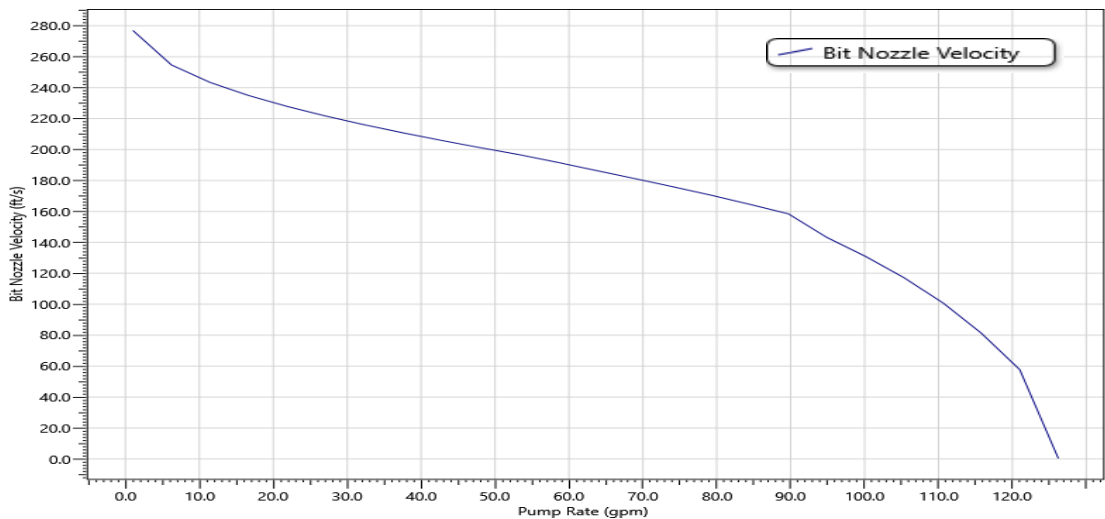


Figura 51. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

Anexo E2. Resultados de perforación de la segunda sección de 8 3/4in del pozo horizontal con lodo base aceite.

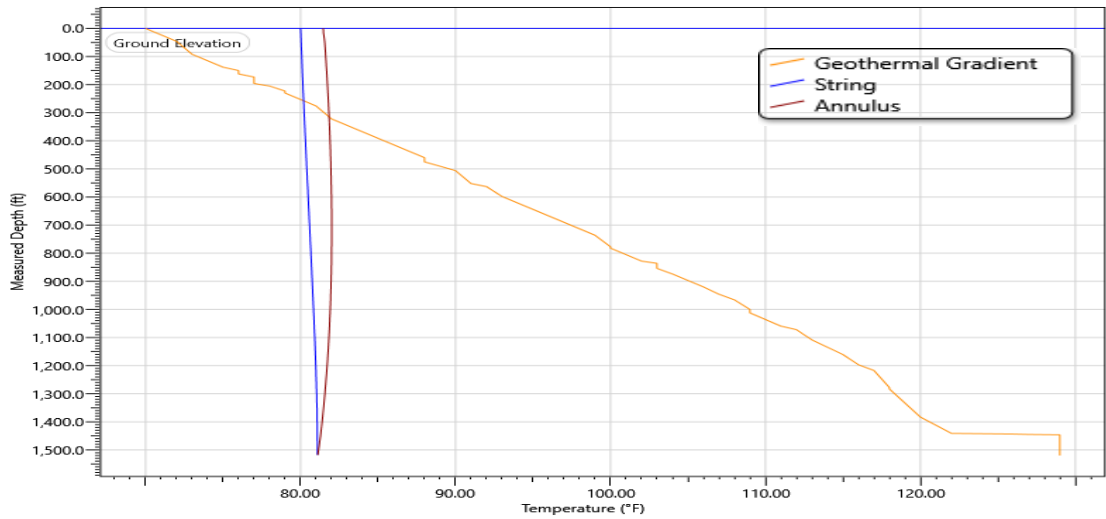


Figura 52. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo horizontal con lodo base aceite. (Software de ingeniería, 2024).

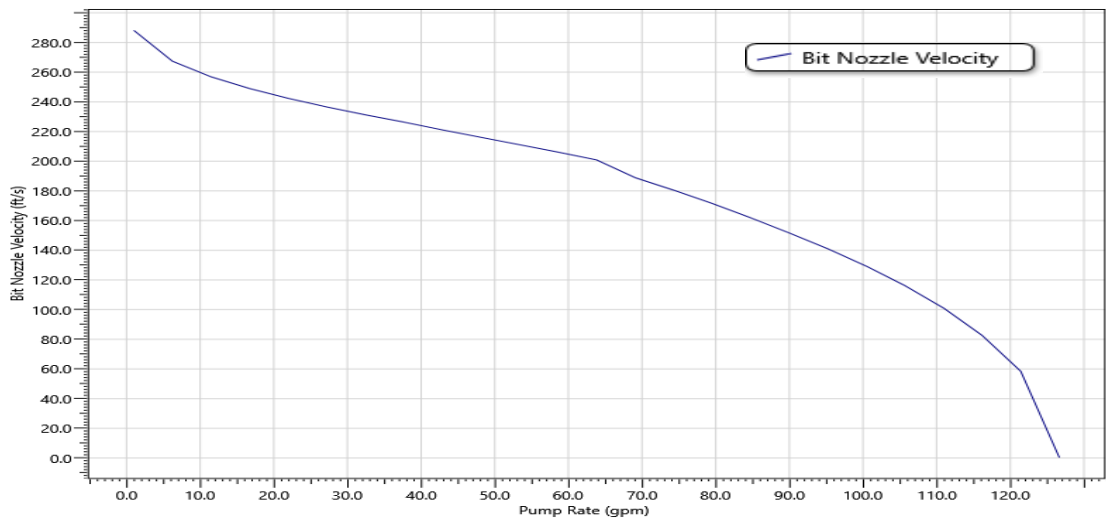


Figura 53. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la segunda sección del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

Anexo E3. Resultados de perforación de la segunda sección de 8 3/4in del pozo vertical con lodo de emulsión inversa.

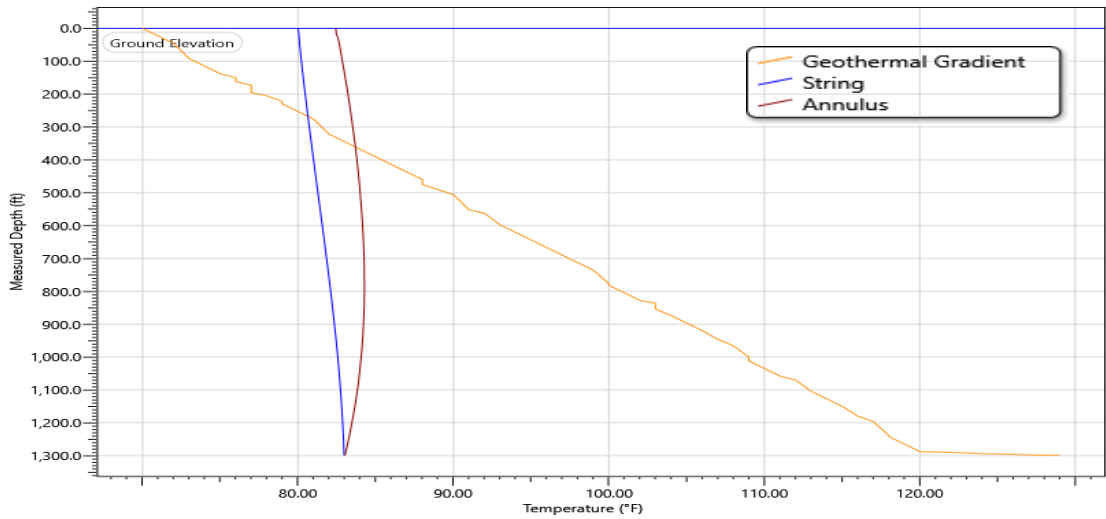


Figura 54. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo vertical con lodo de emulsión inversa (Software de ingeniería, 2024).

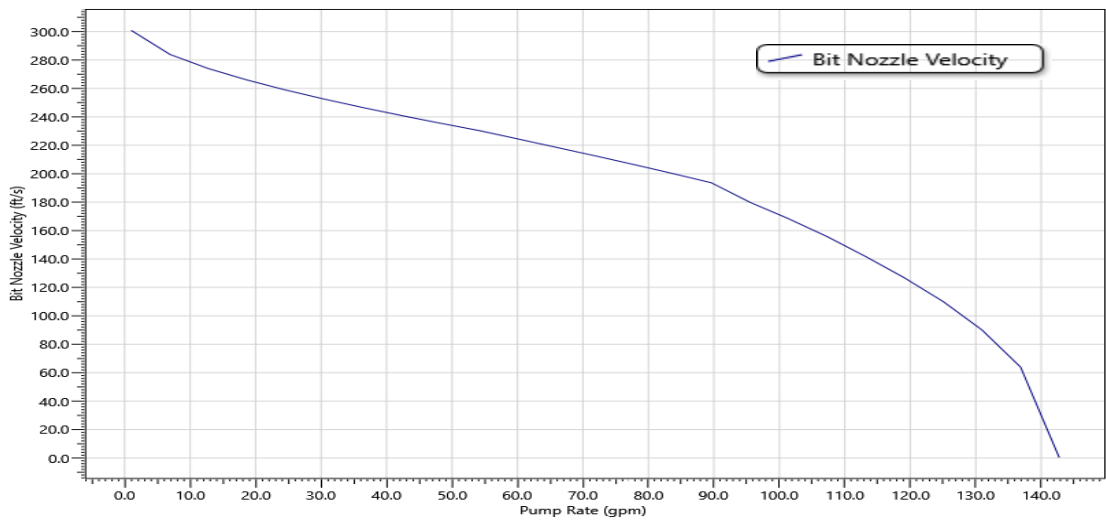


Figura 55. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo de emulsión inversa para la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

Anexo E4. Resultados de perforación de la segunda sección de 8 3/4in del pozo vertical con lodo base aceite.

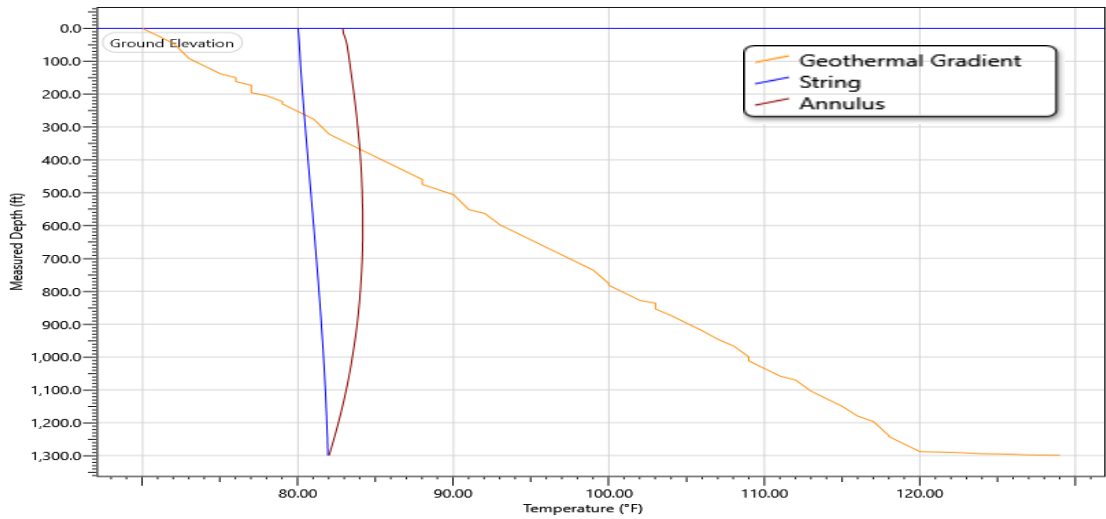


Figura 56. Gradiente geotérmico y temperaturas de la perforación del pozo vertical con lodo base aceite (Software de ingeniería, 2024).

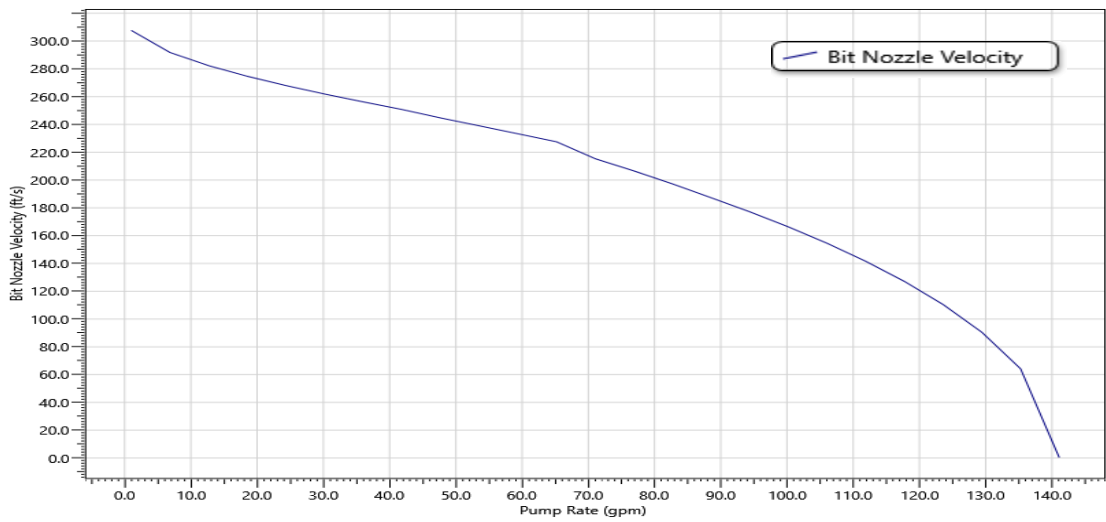


Figura 57. Velocidad en la boquilla de la broca y área total de flujo con lodo base aceite para la segunda sección del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).

ANEXO F

Anexo F1. Esquemas finales de perforación

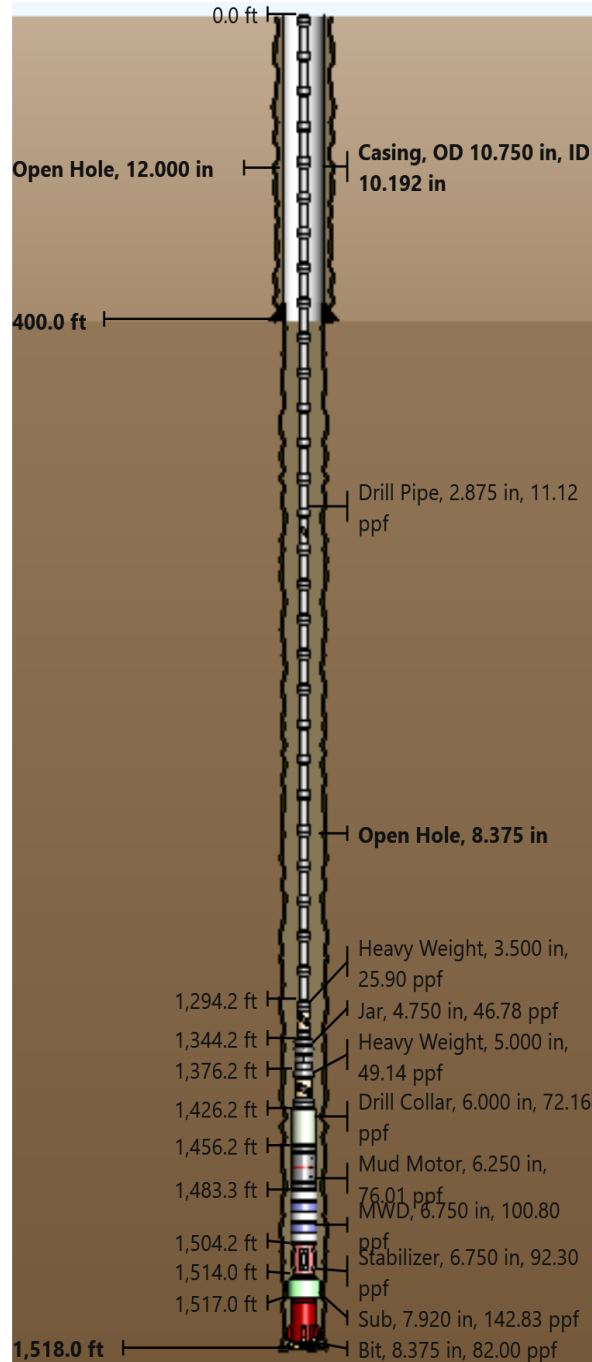


Figura 58. Esquema final de perforación del pozo horizontal (Software de ingeniería, 2024).

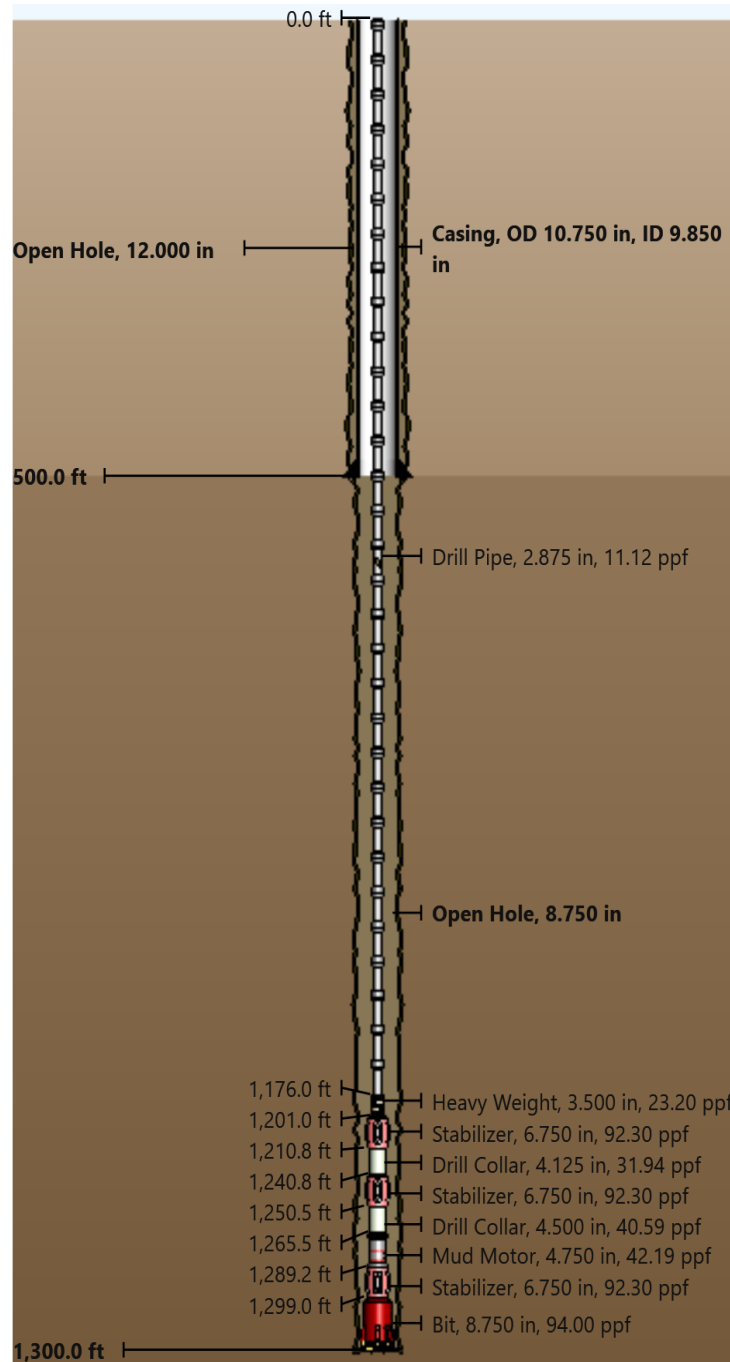


Figura 59. Esquema final de perforación del pozo vertical (Software de ingeniería, 2024).