



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

TEMA:

**“PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE
PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APORTE DE POZOS
NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GRACE ROMINA YAGUAL YAGUAL

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“ PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE
PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APORTE DE
POZOS NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GRACE ROMINA YAGUAL YAGUAL

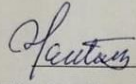
TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

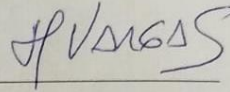
LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

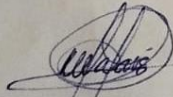
TRIBUNAL DE SUSTENTACION



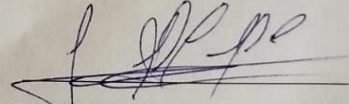
ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ
HINESTROZA, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



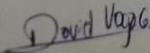
ING. XAVIER VARGAS
GUTIÉRREZ; MSc.
DOCENTE TUTOR



ING. CARLOS MALAVÉ
CARRERA; MSc.
DOCENTE UIC



ING. ISRAEL YAGUAL PITA; MSc.
DOCENTE DE AREA



ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a mi madre, por ser mi mayor ejemplo de fortaleza, amor y perseverancia. Gracias por acompañarme en cada etapa de mi vida, por creer en mí incluso cuando yo dudaba de mis propias capacidades y por brindarme siempre su apoyo incondicional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “DISEÑO DEL PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APOORTE DE POZOS NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54” por la estudiante GRACE ROMINA

YAGUAL YAGUAL, egresada 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 1 % de la valoración permitida.

**Certificado de análisis**
Compilatio Studium

CERTIFICADO COMPILATIO TESIS GRACE YAGUAL
ID : aaf25e17257df8a93ffc9a8b5e18cdfba4686035

**<1%**
Textos sospechosos

Nombre del fichero : CERTIFICADO COMPILATIO TESIS GRACE YAGUAL.txt Tamaño del archivo original : 169,55 kB Número de palabras : 6387	Depositante : XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ Fecha de depósito : 24 de julio de 2026 Tipo de carga : interface fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026
---	---

FIRMA DEL TUTOR



Validar únicamente en FiraSEC.
Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ

C.I.:0906392493

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, con el tema: **“DISEÑO DEL PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APOORTE DE POZOS NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”**. Ha sido desarrollado por la estudiante de la Carrera de Ingeniería en Petróleos: **GRACE ROMINA YAGUAL YAGUAL** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



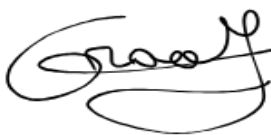
Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.
Magíster en Educación Básica
Correo: misabelp1017@gmail.com
C.C: 0605353143
Celular: 0969917044

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Grace Romina Yagual Yagual, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APOORTE DE POZOS NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”**, no tiene antecedentes de haber sido Elaboradoo en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



GRACE ROMINA YAGUAL YAGUAL

Autor de Tesis

C.I. 2450797473

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ; MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APOORTE DE POZOS NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos Elaborado por la señorita Grace Romina Yagual Yagual, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Validar únicamente en FirmasC.
Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ; MSc.

DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi más sincero agradecimiento a Dios por darme la fortaleza, la salud y la oportunidad de culminar esta importante etapa de mi formación profesional.

A mi madre, por su amor incondicional, su paciencia y el apoyo constante que me brindó durante todo este proceso. Gracias por ser mi mayor motivación para seguir adelante.

A mis hermanos, por su compañía, comprensión y palabras de ánimo en los momentos más difíciles.

A Vicente y a Chompol, por su amistad, apoyo y compañía a lo largo de este proceso, y por recordarme que incluso en los momentos más difíciles nunca tuve que enfrentarlo todo sola.

Finalmente, agradezco a mi tutor y a los docentes de la carrera por sus orientaciones y conocimientos, que contribuyeron al desarrollo de este trabajo de investigación.

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACION.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS.....	xvii
LISTA DE ANEXOS	xvii
RESUMEN	xxvi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	28
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	28
1.2 ANTEDECENTES.....	29
1.3 HIPÓTESIS	30
1.4 OBJETIVOS	31
1.4.1 Objetivo general	31
1.4.2 Objetivos específicos	31

1.5 ALCANCE	31
1.6 VARIABLES	32
1.6.1 Variables dependientes	32
1.6.2 Variables independientes	32
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	33
2.1 Caracterización del Campo Eno y Bloque 54	33
2.1.1 Ubicación Geográfica	33
2.1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	33
2.1.3 Intervalos Productores del Campo Eno	34
2.1.4 Incertidumbre en los Contactos de Fluidos y definición de Límites para el Cálculo del POES.....	35
2.1.5 Historial de Perforación y Producción.....	36
2.1.6 Estrategias de Optimización y Recuperación Secundaria	37
2.2 Antecedentes Investigativos	38
Estudios previos sobre planes de desarrollo en la Cuenca Oriente	38
2.2.2 Aplicaciones del índice de productividad en campos heterogéneos	41
Método directo a partir de pruebas de producción.....	42
Método de Vogel (flujo bifásico).....	43
Método de Fetkovich (yacimientos de baja permeabilidad).....	43
2.3 Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.....	46
2.3.1 Propiedades Petrofísicas.....	46
Porosidad ($\emptyset$)	47

Permeabilidad (k)	47
Saturación de Fluidos (S)	48
2.3.2 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento	48
Diagrama de Fases y Comportamiento de los Fluidos	49
Parámetros PVT Fundamentales y su Determinación.....	51
Métodos de Determinación de Propiedades PVT	54
2.4 Índice de Productividad (IP)	56
2.4.1 Definición y Concepto Fundamental.....	57
Definición Clásica	57
Condiciones de Aplicabilidad	57
2.4.2 Fundamentos Teóricos: Derivación desde la Ley de Darcy	58
Flujo Radial en Estado Semi-Estable	58
Expresión del IP a partir de Darcy	59
2.4.3 Métodos para la Determinación del IP	60
Método de Vogel (Flujo Bifásico)	60
Método de Fetkovich (Flujo Turbulento o Baja Permeabilidad)	61
2.5 Perforación Direccional.....	61
2.5.1 Conceptos Fundamentales	62
Parámetros Direccionales Básicos	62
Secciones de una Trayectoria Direccional.....	63
2.5.2 Tipos de Perfiles Direccionales	64
Perfil Tipo Tangencial (o Tipo "J").....	64

Perfil Tipo "S"	65
Perfil Tipo KOP Profundo (Deep Kick-Off)	66
Perfil Horizontal.....	67
2.5.3 Métodos de Cálculo de Trayectorias	68
Métodos de Cálculo de Trayectorias	68
Cálculo de la Trayectoria Tipo J	69
Cálculo de la Trayectoria Tipo S	69
2.5.4 Software COMPASS y su Aplicación en la Planificación	70
Proceso de Planificación en COMPASS	71
CAPÍTULO III: METODOLOGIA	71
3.1 Enfoque de la investigación.....	71
3.2 Tipo de investigación	71
3.3 Diseño de la investigación.....	72
3.4 Población y muestra	72
3.4.1 Población.....	72
3.4.2 Muestra	72
3.5 Caracterización de la Arena U inferior.....	73
3.5.1 Propiedades petrofísicas	73
3.5.2 Condiciones de presión.....	75
3.5.3 Comportamiento de producción	76
3.6 Simulación de cañoneo y determinación del índice de productividad	78
3.6.1 Selección del intervalo de cañoneo	78

3.6.2 Definición de los parámetros de cañoneo	79
3.6.3 Certificado de las cargas carta API 19B de la carga	81
3.7 Planificación direccional en COMPASS	82
3.7.1 Definición de pozos existentes.....	82
3.7.2 Secuencia de perforación y completación.....	85
3.7.3 Diseño de trayectorias para ENO-09P	86
3.7.4 Análisis en Wellplan.....	88
CAPÍTULO IV: ANALISIS Y RESULTADOS	92
4.1 Simulación del cañoneo en la Arena U Inferior.....	92
4.2 Desempeño de la carga perforadora	95
4.3 Potencial productivo de la Arena U Inferior.....	97
4.4 Diseño direccional del pozo ENO-09P.....	98
4.5 Análisis anticolisión	103
4.6 Separación centro a centro	105
4.7 Plan de desarrollo de la Arena U Inferior	107
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
5.1 Conclusiones	111
5.2 Recomendaciones.....	112
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS.....	116

LISTA DE FIGURAS

1.4.1 Objetivo general	31
1.4.2 Objetivos específicos	31
1.6.2 Variables independientes	32
Figura 1. Estratigrafía Secuencial de la cuenca oriente (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)	34
Estudios previos sobre planes de desarrollo en la Cuenca Oriente	38
Método directo a partir de pruebas de producción.....	42
Método de Vogel (flujo bifásico).....	43
Método de Fetkovich (yacimientos de baja permeabilidad).....	43
Porosidad (ϕ)	47
Permeabilidad (k).....	47
Saturación de Fluidos (S)	48
Diagrama de Fases y Comportamiento de los Fluidos.....	49
Figura 2. Diagrama de fases para hidrocarburos	50
Parámetros PVT Fundamentales y su Determinación.....	51
Métodos de Determinación de Propiedades PVT	54
Definición Clásica	57
Condiciones de Aplicabilidad	57
Flujo Radial en Estado Semi-Estable	58
Expresión del IP a partir de Darcy	59

Método de Vogel (Flujo Bifásico)	60
Método de Fetkovich (Flujo Turbulento o Baja Permeabilidad)	61
Parámetros Direccionales Básicos	62
Secciones de una Trayectoria Direccional.....	63
Perfil Tipo Tangencial (o Tipo "J").....	64
Perfil Tipo "S"	65
Perfil Tipo KOP Profundo (Deep Kick-Off)	66
Perfil Horizontal.....	67
Métodos de Cálculo de Trayectorias	68
Cálculo de la Trayectoria Tipo J	69
Cálculo de la Trayectoria Tipo S	69
Proceso de Planificación en COMPASS	71
Figura 3. Datos de entrada a simulación de cañoneo	73
Figura 4. Registro Eléctrico (Petrofísica) – Eno 5.....	78
Figura 5. Datos de entrada a simulación de cañoneo	80
Figura 6. Carta API de Carga Usada en Simulación de Cañoneo	81
Figura 7. Section View.....	85
Figura 8. Geometría del Pozo.....	89
Figura 9. Información de Fluidos	90
Figura 10. BHA.....	91
Figura 11. ECD vs TVD	92
Figura 12. IPR de escenarios de cañoneo	94

Figura 13. Distancia centro-centro vs. profundidad medida — Pozo J.....	98
Figura 14. Factor de separación vs. profundidad medida — Pozo J.	99
Figura 15. Distancia centro-centro vs. profundidad medida — Pozo S.	100
Figura 16. Factor de separación vs. profundidad medida — Pozo S.	101
Figura 17. Spider Plot.....	105
Figura 18. Gráfica de producción a 5 DPP	108
Figura 19. Perfil de producción a 5 DPP	108
Figura 20. Gráfica de producción a 10 DPP	109
Figura 21. Gráfica de producción a 10 DPP	110
1.2.1 Fluid Data.....	117
1.2.2 Rheology Data.....	117
1.4.1 Grade in Use.....	118
1.4.2 String Nozzles	118
1.4.3 Mud Motors.....	119
4.4.1 String.....	129
4.4.2 Annulus	129
7.6.1 Bit Parameters	136

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de formaciones productoras en el Campo Eno.....	35
Tabla 2. Resumen de campañas operativas en el Campo Eno (2014 – 2023)	37
Tabla 3. Técnicas utilizadas para la determinación de reservas	39
Tabla 4. Propiedades Petrofísicas.....	42
Tabla 5. Clasificación de pozos según su IP	45
Tabla 6. Factores que afectan el Índice de Productividad (IP) por intervalo geológico	46
Tabla 7. Condiciones del yacimiento y su implicación en el comportamiento del pozo.....	58
Tabla 8. Glosario de términos de perforación direccional”	62
Tabla 9. Tipos de Pozos S	65
Tabla 10. Tipos de trayectoria direccional según radio de curvatura	68
Tabla 11. Métodos de cálculo de trayectoria direccional y su precisión	68
Tabla 12. Funcionalidades del software de diseño direccional y su aplicación en el Campo Eno.....	70
Tabla 13. Propiedades petrofísicas de la Arena U Inferior	74
Tabla 14. Propiedades del fluido de la Arena U Inferior	75
Tabla 15. Condiciones de presión de la Arena U Inferior	75
Tabla 16. Parámetros de producción de la Arena U Inferior.....	77
Tabla 17. Producción calculada según el índice de productividad	77
Tabla 18. Estimación de la producción de petróleo	77

Tabla 19. Propiedades petrofísicas del intervalo seleccionado para cañoneo .	79
Tabla 20. Datos de referencia del Pad ENO	83
Tabla 21. Parámetros del pozo ENO-01.....	83
Tabla 22. Parámetros del pozo ENO-02.....	83
Tabla 23. Parámetros del pozo ENO-03.....	84
Tabla 24. Parámetros del pozo ENO-04.....	84
Tabla 25. Parámetros del pozo ENO-05.....	84
Tabla 26. Parámetros del pozo ENO-06.....	84
Tabla 27. Parámetros del pozo ENO-07.....	84
Tabla 28. Parámetros del pozo ENO-08.....	85
Tabla 29. Datos de entrada a software EDT Landmark	87
Tabla 30. Parámetros de diseño	88
Tabla 31. Escenarios de cañoneo simulados	93
Tabla 32. Penetración en roca por disparo.....	95
Tabla 33. Penetración en roca por disparo.....	96
Tabla 34. Influencia de BSW en caudal.....	97
Tabla 35. Comparación técnica de las trayectorias	102
Tabla 36. Análisis anticolisión para Pozo tipo J y S	104
Tabla 37. Separación centro a centro	106

LISTA DE ANEXOS

1. General Information	117
------------------------------	-----

1.1	General Case Information	117
1.2	Active Fluid.....	117
1.2.1	Fluid Data.....	117
1.2.2	Rheology Data	117
1.3	Hole Section.....	117
1.4	String Details.....	118
1.4.1	Grade in Use	118
1.4.2	String Nozzles	118
1.4.3	Mud Motors.....	119
1.5	Wellpath - Calculation Method: Minimum Curvature	119
1.6	Pore Pressure.....	123
1.7	Fracture Gradient.....	124
1.8	Geothermal Gradient Data	124
1.9	Formation Properties	124
2.	Schematics	125
3.	General Outputs Plots.....	127
3.1	Geothermal Gradient	127
3.2	Deviated Schematic	128
4.	Torque & Drag Setup Data.....	129
4.1	Settings.....	129
4.2	Normal Analysis Operational Parameters.....	129
4.3	Friction Factors	129

4.4	Fluids Column	129
4.4.1	String	129
4.4.2	Annulus	129
5.	Torque and Drag Results	131
5.1	Mechanical Limitations	131
5.2	Load Summary	131
6.	Torque and Drag Plots.....	133
6.1	Effective Tension	133
6.2	Stress: Trip Out	134
6.3	Stress: Rot. On B.	135
7.	Hydraulics Setup Data.....	136
7.1	Calculation Engine	136
7.2	Surface Equipment Information	136
7.3	Pump Pressure Information.....	136
7.4	Run Parameters	136
7.5	Swab/Surge (Steady State) Input Data	136
7.6	Flow Rate (Q= 650.0 gpm)	136
7.6.1	Bit Parameters	136
7.7	Gel Strength	137
7.8	Mud Temperature Information.....	137
8.	Hydraulics Plots	138
8.1	Swab/Surge Trip Schedule.....	138

8.2	ECD vs. Run Depth Close Ended.....	139
8.3	ECD vs. Run Depth Open Ended	140
8.4	Bit Nozzle Velocity	141
8.5	Bit Pressure Loss	142
8.6	Bit Impact Force.....	143
8.7	Circulating Pressure vs. Depth.....	144
8.8	Pressure Loss vs. Pump Rate	145
8.9	Circulating Pressure vs. Run Depth.....	146
8.10	ECD vs. Depth.....	147
8.11	Annular Velocity vs. Depth	148
8.12	Pressure to Break Gel	149
8.13	Component Pressure Losses.....	150
8.14	Component Power Losses.....	151
8.15	ECD vs. Run Depth	152
8.16	Bit Power/Area.....	153
8.17	ECD vs. Trip Time Close Ended.....	154
8.18	ECD vs. Trip Time Open Ended	155
9.	General Information	156
9.1	General Case Information	156
9.2	Active Fluid	156
9.2.1	Fluid Data.....	156
9.2.2	Rheology Data	156

9.3	Hole Section	156
9.4	String Details	156
9.4.1	Grade in Use	156
9.5	Tortuosity (None)	156
9.6	Wellpath - Calculation Method: Minimum Curvature	157
9.7	Pore Pressure	159
9.8	Fracture Gradient	160
9.9	Geothermal Gradient Data	160
9.10	Formation Properties	160
10.	Schematics	161
11.	Torque & Drag Setup Data	162
11.1	Settings	162
11.2	Run Parameters	162
11.3	Normal Analysis Operational Parameters	162
11.4	Friction Factors	162
11.5	Fluids Column	162
11.5.1	String.....	162
11.5.2	Annulus	162
11.6	String Fill Up	162

12.	Torque and Drag Results	163
12.1	Mechanical Limitations	163
12.2	Load Summary	163
13.	Torque and Drag Plots.....	164
13.1	Slack Off/Pick Up	164
13.2	Effective Tension	165
13.3	True Tension	166
13.4	Torque	167
13.5	Stress: Trip In	168
13.6	Stress: Trip Out	169
13.7	Stress: Rot. On B.	170
13.8	Stress: Slide Drl.	171
13.9	Stress: Backream	172
13.10	Stress: Rot. Off B.	173
13.11	Hook Load	174
13.12	Torque Point	175
13.13	Minimum WOB	176
13.14	Friction Calibration	177
13.15	T&D Well Schematic	178

14.	Hydraulics Setup Data	179
14.1	Calculation Engine	179
14.2	Cuttings Loading Calculation Option	179
14.3	Surface Equipment Information	179
14.4	Pump Pressure Information	179
14.5	Run Parameters	179
14.6	Flow Rate (Q= 600.0 gpm)	179
14.6.1	Bit Parameters	179
14.7	Gel Strength	179
14.8	Mud Temperature Information	179
15.	Hydraulics Plots	180
15.1	Circulating Pressure vs. Depth	180
15.2	Bit Impact Force	181
15.3	Bit Pressure Loss	182
15.4	Bit Nozzle Velocity	183
15.5	Minimum Flow Rate vs. Depth	184
15.6	Minimum Flow Rate vs. ROP	185
15.7	Cuttings Bed Height vs. Depth	186
15.8	Cuttings Volume vs. Depth	187

15.9	Pressure Loss vs. Pump Rate	188
15.10	Circulating Pressure vs. Run Depth	189
15.11	ECD vs. Depth	190
15.12	Critical Pump Rate vs. Depth	191
15.13	Annular Velocity vs. Depth	192
15.14	Pressure to Break Gel	193
15.15	Component Power Losses	194
15.16	Component Pressure Losses	195
15.17	ECD vs. Run Depth	196
15.18	Bit Power/Area	197

**“PLAN DE DESARROLLO BASADO EN EL ÍNDICE DE
PRODUCTIVIDAD PARA ESTIMAR EL APORTE DE POZOS
NUEVOS EN EL CAMPO ENO DEL BLOQUE 54”**

Autor: Grace Romina Yagual Yagual

Tutor: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez; Msc.

RESUMEN

La investigación evaluó técnicamente el desarrollo de la Arena U Inferior del Campo Eno mediante la optimización del cañoneo, el análisis de productividad y la planificación direccional de nuevos pozos. La metodología propuesta tuvo un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, descriptiva y evaluativa, con diseño no experimental, transversal y apoyado en simulación técnica. La población estuvo conformada por los yacimientos T y U del campo, mientras que la muestra correspondió a la Arena U Inferior. Se integraron propiedades petrofísicas, geomecánicas, PVT, presión y producción para construir el modelo de flujo radial, definir el intervalo de cañoneo y comparar configuraciones de 5 y 10 disparos por pie. Asimismo, se diseñaron en COMPASS trayectorias tipo J y tipo S para el pozo ENO-09P, evaluadas mediante análisis anticollisión con modelo ISCWSA, nivel de confianza de 2 sigma y criterio de factor de separación. Los resultados mostraron que el incremento de 5 a 10 DPP elevó la producción estimada de 520 a 610 BFPD, equivalente a 17,3 %. La carga presentó una penetración promedio de 32,677 in y un diámetro de entrada de 0,397 in. El perfil tipo S fue seleccionado por su menor longitud medida, ingreso más controlado al objetivo y mejor viabilidad operativa, aunque requiere control especial en el tramo superficial. Finalmente, se propuso un plan de desarrollo de cuatro pozos nuevos, perforando dos en el primer año y dos en el segundo, bajo escenarios de 5 y 10 DPP y considerando una declinación anual del 14 % para sostener la producción.

PALABRAS CLAVE: Índice De Productividad, Plan De Desarrollo, Pozos Nuevos, Trayectorias Direccionales, Campo Eno

**“DEVELOPMENT PLAN BASED ON THE PRODUCTIVITY INDEX
TO ESTIMATE THE CONTRIBUTION OF NEW WELLS IN THE ENO
FIELD OF BLOCK 54”**

Autor: Grace Romina Yagual Yagual

Tutor: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez; Msc.

ABSTRACT

This research technically evaluated the development of the Lower U Sand of the Eno Field through perforation optimization, productivity analysis, and directional planning of new wells. The proposed methodology followed a quantitative approach and was applied, descriptive, and evaluative in nature, with a non-experimental, cross-sectional design supported by technical simulation. The population comprised the T and U reservoirs of the field, while the Lower U Sand was selected as the study sample. Petrophysical, geomechanical, PVT, pressure, and production data were integrated to construct the radial-flow model, define the perforation interval, and compare configurations of 5 and 10 shots per foot. In addition, J-type and S-type trajectories were designed in COMPASS for the ENO-09P well and evaluated through an anti-collision analysis using the ISCWSA error model, a 2-sigma confidence level, and the separation-factor criterion. The results showed that increasing the perforation density from 5 to 10 SPF raised the estimated production from 520 to 610 BFPD, representing an increase of 17.3%. The perforating charge achieved an average penetration of 32.677 in and an average entrance-hole diameter of 0.397 in. The S-type profile was selected because of its shorter measured depth, more controlled entry into the target, and improved operational feasibility, although special control is required in the surface section. Finally, a development plan involving four new wells was proposed, with two wells to be drilled during the first year and the remaining two during the second year, under 5- and 10-SPF scenarios and considering an annual decline rate of 14% to sustain production levels.

KEYWORDS: Productivity Index, Development Plan, New Wells, Flow Patterns, Eno Field

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El Campo Eno, ubicado en el Bloque 54 de la Cuenca Oriente, presenta un potencial de incremento de producción mediante la incorporación de pozos nuevos en sus principales intervalos productores Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior. No obstante, el desempeño productivo del campo está condicionado por la heterogeneidad de estos reservorios, evidenciada en variaciones de permeabilidad, espesor neto, presión y distribución de fluidos, lo que deriva en respuestas productivas diferenciadas entre pozos e intervalos.

En este contexto, una limitación relevante para la planificación de nuevas perforaciones es la ausencia de un criterio cuantitativo consistente que permita estimar, comparar y priorizar el aporte esperado de pozos nuevos a la producción. La toma de decisiones sin una estimación sustentada del potencial productivo incrementa el riesgo de seleccionar objetivos subóptimos, generar proyecciones poco realistas y afectar la eficiencia técnico-económica del plan de desarrollo.

A nivel operativo, la última campaña de perforación se ejecutó en 2023, correspondiente a la octava campaña del campo, lo que evidencia la necesidad de consolidar criterios técnicos que permitan orientar la planificación futura y maximizar el valor de las nuevas inversiones (ORION OIL ER S.A, 2024).

Adicionalmente, el éxito de los pozos propuestos depende de una planificación direccional que asegure el cumplimiento de los objetivos de perforación, maximice el

contacto con el intervalo productor seleccionado y mantenga condiciones operativas viables. Una trayectoria no alineada con el objetivo del pozo o con restricciones operativas puede traducirse en menor productividad, mayores costos y necesidad de intervenciones posteriores.

Por lo tanto, se requiere un Plan de Desarrollo para el Campo Eno sustentado en el análisis del índice de productividad como criterio para cuantificar el aporte potencial de pozos nuevos y respaldar su priorización, complementado con la planificación de trayectorias mediante COMPASS para garantizar pozos técnicamente factibles y coherentes con el incremento de producción esperado.

1.2 ANTEDECENTES

(Pérez & Almeida, 2018) señalaron que el desarrollo eficiente de campos amazónicos depende de integrar la caracterización geológica regional con la revisión histórica de explotación, especialmente en bloques con múltiples unidades productoras. Su estudio en campos adyacentes mostró que los modelos estructurales y estratigráficos deben actualizarse continuamente con campañas sísmicas reprocesadas para mejorar la definición de trampas y orientar futuros planes de perforación. Estas conclusiones sirven como base conceptual para el análisis geológico–estructural aplicado al Bloque 54.

(García, Rivera, & López, 2020) destacaron la importancia de los análisis petrofísicos detallados para sustentar la estimación de petróleo original en sitio (POES) y la clasificación de reservas en yacimientos multiarena de la Cuenca Oriente. Su metodología, basada en la integración de núcleos, registros eléctricos y mapas de espesores, demostró mejoras significativas en la precisión volumétrica. Este enfoque

constituye un antecedente directo para el estudio de los reservorios Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior presentes en el Campo Eno.

(Slav & Adelman, 2020) abordaron la planificación estratégica de campos amazónicos con énfasis en sostenibilidad, viabilidad económica y selección de estrategias de recobro. Su trabajo concluyó que el diseño de planes de desarrollo debe integrar riesgos geológicos, proyecciones de producción, disponibilidad de infraestructura y políticas de inversión. Estos criterios son plenamente aplicables al plan de desarrollo del Campo Eno, que contempla nuevas perforaciones, reacondicionamientos y mejoras operativas orientadas a maximizar la recuperación final del bloque.

(Ministerio de Energía y Minas, 2023) desarrolló un anteproyecto enfocado en la revisión de campañas históricas de perforación y completación en campos con operaciones continuas superiores a diez años. Su análisis evidenció que la evaluación sistemática del desempeño de pozos permite identificar oportunidades de reacondicionamiento, optimización de facilidades y ajustes en los planes de desarrollo. Este aporte es clave para el Bloque 54, donde se registran ocho campañas operativas entre 2014 y 2023 que influyen directamente en la planificación futura.

1.3 HIPÓTESIS

La aplicación del índice de productividad como criterio de evaluación permitirá estimar y priorizar el aporte de pozos nuevos a la producción del Campo Eno, y la planificación de sus trayectorias en COMPASS garantizará la factibilidad técnica de su ejecución.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

- Plan de desarrollo para el Campo Eno del Bloque 54 basado en el índice de productividad para sustentar la incorporación de pozos nuevos.

1.4.2 Objetivos específicos

- Caracterizar los intervalos objetivo del Campo Eno mediante parámetros petrofísicos y de ingeniería asociados a la productividad.
- Determinar el índice de productividad representativo por intervalo objetivo a partir de la información disponible.
- Evaluar el aporte potencial de pozos nuevos a la producción del campo utilizando el índice de productividad como criterio.
- Planificar las trayectorias direccionales de los pozos nuevos en COMPASS conforme a los objetivos de perforación definidos.

1.5 ALCANCE

El alcance se limita al Campo Eno del Bloque 54 e incluye la determinación del índice de productividad por intervalos objetivo, la estimación del aporte potencial de pozos nuevos a la producción y la planificación de sus trayectorias direccionales mediante COMPASS para sustentar un escenario de desarrollo.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes

- Índice de productividad.
- Aporte potencial de pozos nuevos a la producción.
- Priorización de locaciones de perforación.

1.6.2 Variables independientes

- Pruebas de presión.
- Condición de completación.
- Diseño de trayectoria direccional en COMPASS

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Caracterización del Campo Eno y Bloque 54

La caracterización del Campo Eno y su contexto regional en el Bloque 54 constituye la base geológica y operativa sobre la cual se sustenta el plan de desarrollo. Comprender la ubicación geográfica, la estructura geológica, la estratigrafía de los intervalos productores y el historial de perforación es esencial para estimar el índice de productividad y planificar las trayectorias de los pozos nuevos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

2.1.1 Ubicación Geográfica

El Bloque 54 se localiza en la Cuenca Oriente del Ecuador, específicamente en la región amazónica, al noreste del país. Esta cuenca constituye la provincia petrolera más importante del Ecuador, con una superficie aproximada de 100,000 km², limitada al oeste por la Cordillera de los Andes y al este por el Escudo Brasileño (Balkwill et al., 1995; Dashwood & Abbotts, 1990).

El Campo Eno, objeto de este estudio, se encuentra dentro de los límites del Bloque 54, en una posición estratégica dentro de la cuenca que le otorga acceso a múltiples intervalos productores del Cretácico superior e inferior. La ubicación precisa del campo, junto con la infraestructura existente (baterías, oleoductos, vías de acceso), condiciona la selección de locaciones para los pozos nuevos y la viabilidad logística del plan de desarrollo (ORION OIL ER S.A, 2024).

2.1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente abarca desde el basamento paleozoico hasta los depósitos cuaternarios, siendo el Cretácico la era de mayor interés petrolero (Jaillard, 1991).

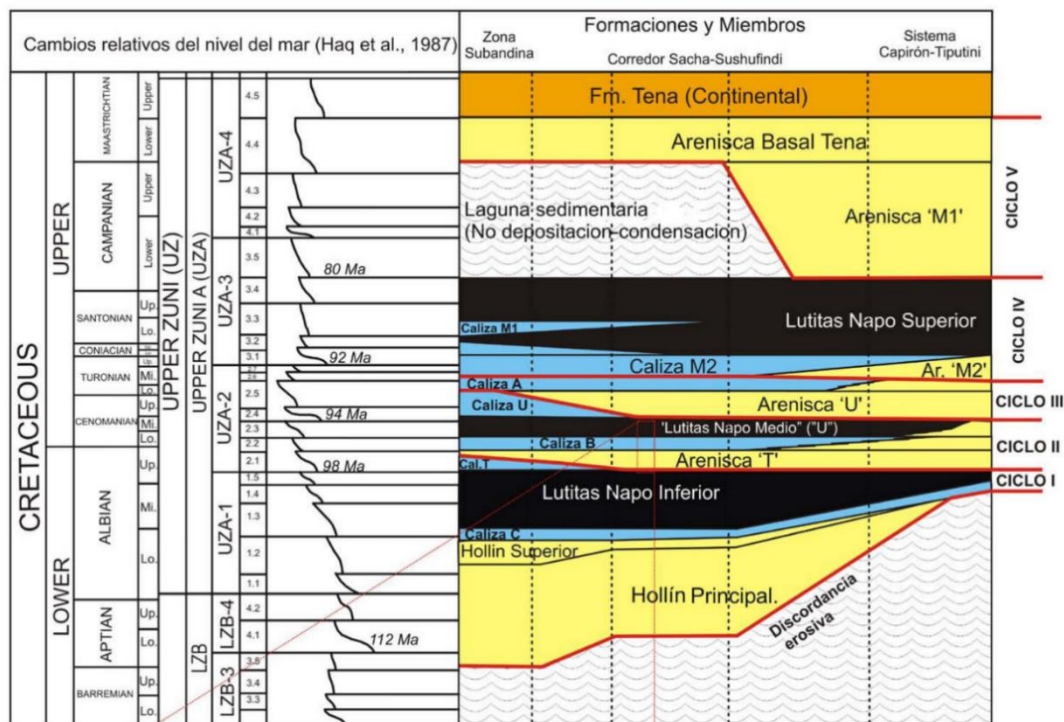


Figura 1. Estratigrafía Secuencial de la cuenca oriente (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Formación Hollín: La base de la secuencia del Cretácico, conocida por ser una excelente roca reservorio de areniscas blancas con alta porosidad y permeabilidad.

Formación Napo: Contiene los miembros productores más importantes del país ("U", "T" y "M1"). Es una unidad mixta de areniscas, calizas y lutitas que actúan tanto como reservorio como roca madre y sello.

Formación Tena: Representa el paso a un ambiente continental y es clave como sello regional para los reservorios inferiores.

Formaciones del Terciario (Tiyuyacu, Ortegua, Chalcana, entre otras): Secuencias de areniscas y arcillas que conforman la cobertura superior de la cuenca.

2.1.3 Intervalos Productores del Campo Eno

Sintetizando la información anterior, los intervalos objetivo para el plan de desarrollo del Campo Eno son:

Intervalo	Formación	Calidad de reservorio	IP típico esperado	Prioridad en el plan
Basal Tena	Tena	Moderada	Bajo a medio (0.2-0.5 BFPD/psi)	Secundaria
U Medio	Napo	Muy buena	Alto (>0.8 BFPD/psi)	Prioritaria
U Inferior	Napo	Buena	Medio a alto (0.5-0.8 BFPD/psi)	Prioritaria
"T"	Napo	Buena	Medio (0.4-0.7 BFPD/psi)	Secundaria
Hollín Superior	Hollín	Muy buena	Alto (0.7-1.2 BFPD/psi)	Prioritaria

Caracterización de Reservorios (Datos de Pruebas Iniciales)

Reservorio	Fecha de Prueba	Presión Inicial (PSI)	Temp. (°F)	Calidad Crudo (°API)
Basal Tena	15-ago-2014	3190	208	27.5
U Media	14-mar-2021	2800	220	29.0

Tabla 1. Clasificación de formaciones productoras en el Campo Eno

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

En reservorios como Basal Tena y U Media, no se ha determinado mediante registros la presencia de un contacto agua-petróleo (CAP) definido. Para el cálculo del POES, se ha utilizado un nivel de referencia de -8000 pies TVDSS

2.1.4 Incertidumbre en los Contactos de Fluidos y definición de Límites para el Cálculo del POES

En la evaluación petrofísica de los reservorios Basal Tena y U Media del Campo Eno, el análisis de los registros eléctricos (LWD/Wireline) y las pruebas de formación no han permitido identificar un Contacto Agua-Petróleo (CAP) franco o una zona de transición definida. Esta ausencia de un contacto observado (ODT - Oil Down To) sugiere que la columna de hidrocarburos podría extenderse más allá de la profundidad máxima alcanzada por los pozos actuales o que el cierre estructural actúa como el límite natural del yacimiento (Orion Oil ER S.A, 2023).

Para mitigar la incertidumbre técnica en el cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES), se adoptaron los siguientes criterios:

- **Nivel de Referencia Estructural:** Se ha definido un nivel de corte de -8000 pies TVDSS como límite inferior para la volumetría. Este valor no representa un contacto físico comprobado, sino un Límite de Referencia de Cálculo basado en la interpretación sísmica de la estructura y el comportamiento de las presiones hidrostáticas regionales.
- **Criterio de Evaluación:** Al no existir un CAP definido, el uso de los -8000 pies TVDSS permite establecer un escenario "Probado" (1P) o "Probable" (2P) consistente con las normas de la Society of Petroleum Engineers (SPE), donde se considera el hidrocarburo hasta la base de la arena porosa más profunda que mostró saturación de aceite en los registros.
- **Implicaciones en la Volumetría:** Esta profundidad de referencia asegura que el cálculo del POES no sobreestime el volumen de roca neta impregnada (Net Pay), manteniendo una estimación conservadora frente a la posible entrada de agua por el acuífero lateral o de fondo que sostiene la energía de estos reservorios.

2.1.5 Historial de Perforación y Producción

El Campo Eno ha sido objeto de múltiples campañas de perforación desde su descubrimiento. Según ORION OIL ER S.A. (2024), se han ejecutado ocho campañas operativas entre 2014 y 2023, lo que demuestra un interés sostenido en el desarrollo del campo.

Campaña	Año	Pozos perforados	Intervalos principales	Observaciones
1 ^a	2014	2	U Medio, Hollín S.	Descubrimiento
2 ^a	2015	3	U Inferior, T	Expansión norte
3 ^a	2016	2	Basal Tena, U Medio	Evaluación Basal Tena
4 ^a	2017	3	Hollín S., U Medio	Desarrollo central
5 ^a	2018	2	U Inferior, T	Expansión sur
6 ^a	2019-2020	3	U Medio, Hollín S.	Infill drilling
7 ^a	2021-2022	2	Múltiples	Sidetracks

8 ^a	2023	2	U Medio, U Inferior	Campaña más reciente
----------------	------	---	---------------------	----------------------

Tabla 2. Resumen de campañas operativas en el Campo Eno (2014 – 2023)

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

- Los pozos dirigidos al U Medio han mostrado los IP más altos y consistentes.
- El Basal Tena presenta alta variabilidad areal; requiere caracterización detallada previa a la perforación.
- Los pozos horizontales en Hollín Superior han superado a los pozos direccionales convencionales en términos de IP direccionales (Moreno Tello, 2016)

2.1.6 Estrategias de Optimización y Recuperación Secundaria

El desarrollo reciente del Campo Eno se ha enfocado en la maximización del factor de recobro y la eficiencia operativa, destacando las siguientes intervenciones estratégicas:

A. Completaciones y Expansión de la Capacidad Productiva

La completación del pozo Eno 4 en la sección Hollín Superior Tidal representa un hito clave en la caracterización de facies sedimentarias del campo. A diferencia de las secciones fluviales convencionales, el comportamiento de producción en esta sección tidal (de influencia mareal) ha permitido:

- Confirmar la continuidad lateral de la arena Hollín hacia flancos menos explorados.
- Establecer un régimen de producción estable que contribuye significativamente al flujo de caja del Bloque 54, validando el modelo geológico de sedimentación mixta propuesto para esta zona.

B. Gestión Estratégica de Recursos Hídricos (Pozos de Inyección)

La intervención en el pozo Eno 11, específicamente su cañoneo/disparo en la formación Hollín Inferior, no responde a un objetivo de producción de hidrocarburos, sino a una necesidad de infraestructura de soporte.

- **Provisión de agua:** Al ser Hollín Inferior un acuífero de gran espesor y alta transmisividad, el pozo Eno 11 garantiza un suministro constante de agua de formación para los proyectos de Recuperación Secundaria.

- **Sustentabilidad de Presión:** Este pozo es el motor que permite la inyección en pozos como Eno 2 y Eno 8, manteniendo la presión de los reservorios Basal Tena y U Media, lo cual es crítico para evitar la caída prematura de la producción por agotamiento de energía natural.

C. Eficiencia Energética y Descarbonización Operativa

En alineación con las normativas ambientales y la optimización de costos (OPEX), el año 2023 marcó la transición hacia un modelo energético más eficiente mediante la instalación de generadores a gas de última generación.

- **Aprovechamiento del Gas Asociado:** Esta implementación permite utilizar el gas natural producido (que anteriormente era enviado a la atmósfera mediante quema en mecheros o flaring) como combustible para la generación eléctrica de las facilidades.
- **Impacto Económico y Ambiental:** Esta medida reduce drásticamente la dependencia de combustibles fósiles externos (como el diésel) para los sistemas de bombeo electrosumergible (BES), disminuyendo la huella de carbono del proyecto y optimizando la rentabilidad económica del Bloque 54.

2.2 Antecedentes Investigativos

Estudios previos sobre planes de desarrollo en la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente constituye el sistema petrolero más importante del Ecuador, con aproximadamente 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio acumulados en más de cien campos descubiertos hasta la fecha (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004) . Esta cuenca de antepaís andina ha sido objeto de numerosos estudios que buscan optimizar la recuperación de hidrocarburos, especialmente en sus campos maduros y bloques con múltiples intervalos productores.

Evolución histórica de los planes de desarrollo

El desarrollo histórico de la exploración petrolera en la Cuenca Oriente ha transitado desde el conocimiento inicial de manaderos de crudo hasta la actual etapa de madurez (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004) . Según Baby, Rivadeneira & Barragán (2004),

la alta densidad de información del subsuelo disponible, junto con la presencia de afloramientos relativamente accesibles en el margen occidental de la cuenca, ha permitido desarrollar estudios detallados para precisar el marco estructural y la evolución geodinámica—conocimientos indispensables para guiar las estrategias de exploración y producción de hidrocarburos.

En este contexto, los planes de desarrollo han evolucionado desde enfoques puramente geológicos-estructurales hacia metodologías integrales que combinan:

- Caracterización estática del yacimiento (modelos petrofísicos y geoestadísticos)
- Modelado dinámico (simulación de flujo y comportamiento de producción)
- Evaluación técnico-económica (priorización de inversiones)

Aportes específicos sobre campos maduros

Povea Cedeño (2021), en su trabajo "Determinación de las reservas remanentes de un campo maduro de crudo semipesado en la Cuenca Oriente de Ecuador", destaca que cuantificar las reservas remanentes en campos maduros es indispensable para estimar la factibilidad de nuevos proyectos en yacimientos depletados . Su metodología integra:

Técnica	Herramienta utilizada	Propósito
Cálculo volumétrico	ArcMap	Estimación del volumen bruto
POES probabilístico	Crystal Ball + Monte Carlo	Cuantificación del petróleo original en sitio
Modelado estático	T-Navigator	Asignación de propiedades petrofísicas (Declustering Weights + Variogramas)
Análisis de declinación	Microsoft Excel	Cálculo de reservas desarrolladas remanentes

Tabla 3. Técnicas utilizadas para la determinación de reservas

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

Este estudio concluye que existe un alto porcentaje de Reservas Probadas No Desarrolladas (PUD) que pueden ser recuperadas a través de futuros proyectos de perforación, lo que valida la necesidad de planes de desarrollo enfocados en pozos nuevos (Povea Cedeño, 2021).

Optimización de producción en campos maduros

(Leines Artieda, 2015) , en su investigación "Optimización de la producción utilizando una técnica de fracturamiento alternativa en un pozo de un campo maduro de la Cuenca Oriente", aporta un enfoque relevante al utilizar el índice de productividad adimensional como métrica para evaluar la efectividad de intervenciones. Su metodología incluye:

- Selección de candidatos a fracturamiento asistido por Hydra-Jet
- Aplicación del Diseño Unificado de Fractura y concepto de Altura de Equilibrio para calcular la geometría óptima de fractura
- Evaluación post-tratamiento comparando el IP adimensional optimizado con los obtenidos de pruebas de build-up y ajuste de presión neta

Este trabajo demuestra que la optimización del índice de productividad es un objetivo central en los planes de desarrollo de campos maduros, ya que permite identificar las mejores oportunidades para incrementar la producción.

Rediseño de operaciones en el Bloque 54

Específicamente para el Bloque 54, (Moreno Tello, 2016) realizó un estudio titulado "Implementación del rediseño de la ingeniería para las operaciones de perforación en el bloque 54 de la cuenca de oriente del Ecuador", donde se documenta el rediseño de:

- Brocas y fluidos de perforación
- Sistema de control de sólidos
- Tubería de revestimiento y cementación
- Perforación direccional y colgadores

Este rediseño se basó en experiencias previas y problemas operacionales ocurridos durante la campaña 2013-2014 en el mismo bloque, con el objetivo de reducir los tiempos totales de perforación (Moreno Tello, 2016) . La existencia de este estudio evidencia que

el Bloque 54 ha sido objeto de análisis continuos para mejorar su eficiencia operativa, lo cual es directamente relevante para el presente trabajo de investigación.

Gestión de agua de formación en la Cuenca Oriente

(Pavón Ayala & Delgado Catagua, 2022), en su trabajo "Selección de pozos con oportunidad de re-inyección para facilitar el manejo del agua de formación en superficie en el campo maduro Espol", abordan un aspecto crítico para los planes de desarrollo: el manejo de agua de formación. Los campos maduros en Ecuador cuyo principal reservorio es la formación Hollín (uno de los intervalos objetivo del Campo Eno) producen agua de formación en volúmenes considerables, generando de dos a tres barriles de agua por cada barril de petróleo.

Este hallazgo es particularmente relevante porque:

- La limitación de infraestructura para almacenar y tratar altos volúmenes de líquido en superficie afecta la viabilidad de nuevos pozos
- La re-inyección en reservorios no productores o pozos de bajo índice económico emerge como una alternativa necesaria

2.2.2 Aplicaciones del índice de productividad en campos heterogéneos

El Índice de Productividad (IP), definido clásicamente como la relación entre la tasa de producción y la caída de presión ($J = Q/(P_r - P_{wf})$), constituye una de las métricas más relevantes en ingeniería de yacimientos para evaluar el comportamiento de pozos. Sin embargo, en yacimientos heterogéneos—como los presentes en el Campo Eno (Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior)—el IP no se comporta como un valor constante ni uniforme, sino que exhibe variaciones significativas entre pozos e intervalos debido a múltiples factores geológicos y operativos.

Marco conceptual del IP en medios heterogéneos

La heterogeneidad de un yacimiento se manifiesta en la distribución espacial variable de propiedades petrofísicas clave:

Propiedad	Impacto sobre el IP
Permeabilidad (k)	Relación directamente proporcional; pequeñas variaciones generan grandes cambios en IP
Espesor neto (h)	A mayor espesor, mayor IP (siempre que la arena esté conectada verticalmente)
Presión de yacimiento (Pr)	A mayor presión, mayor diferencial disponible y mayor IP potencial
Viscosidad del fluido (μ)	Relación inversa; crudos más pesados (mayor viscosidad) reducen el IP
Daño de formación (Skin)	Factor exponencial negativo; un Skin alto puede reducir drásticamente el IP
Radio de drene (re)	Afecta el régimen de flujo y la eficiencia del drenaje

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

Según (Craft & Hawkins, 2015), en formaciones heterogéneas la permeabilidad efectiva es el parámetro que más influye en el IP, y su variabilidad puede ser modelada mediante métodos estadísticos como geoestadística o simulación de Monte Carlo para generar distribuciones probabilísticas del IP esperado en nuevas locaciones .

Metodologías para la determinación del IP en campos heterogéneos

Método directo a partir de pruebas de producción

Es el método más confiable cuando se dispone de datos de presión de fondo fluente (Pwf) y tasa de producción (Q) en condiciones estabilizadas. Se calcula como:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

Donde:

J = Índice de productividad (BFPD/psi)

Q_o = Tasa de producción de petróleo (BFPD)

P_r = Presión estática del yacimiento (psia)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psia)

Limitación en campos heterogéneos: Este método asume flujo monofásico y comportamiento lineal de la curva IPR, lo cual no es válido cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de burbuja (P_b), condición frecuente en yacimientos depletados de la Cuenca Oriente.

Método de Vogel (flujo bifásico)

Para yacimientos donde $P_{wf} < P_b$ (flujo de gas y petróleo), (Vogel, 1968) desarrolló una correlación empírica ampliamente utilizada:

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Esta ecuación permite construir la curva IPR completa y estimar la producción potencial a diferentes presiones de fondo. En campos heterogéneos como el Campo Eno, esta metodología es particularmente útil porque:

- Permite comparar el comportamiento afluente de pozos que operan bajo diferentes regímenes de flujo
- Facilita la estimación del IP a condiciones futuras (yacimiento en declinación)
- Sirve como base para seleccionar equipos de levantamiento artificial (bombeo electro-sumergible, hidrobombeo, etc.)

Método de Fetkovich (yacimientos de baja permeabilidad)

(Fetkovich, 1973) propuso una formulación exponencial para yacimientos donde predomina el flujo no darciano (turbulento), frecuente en formaciones de baja permeabilidad o fracturadas:

$$Q_o = J (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Este método es especialmente relevante para los intervalos T y Hollín Superior del Campo Eno, que presentan características de permeabilidad reducida según informes de

(ORION OIL ER S.A, 2024).

Aplicaciones prácticas del IP en la planificación de pozos nuevos

Aplicación 1: Identificación de zonas de alto potencial ("Sweet Spots")

El mapeo del IP calculado en pozos existentes permite construir mapas de productividad que identifican áreas del campo con mayor capacidad de producción. (Povea Cedeño, 2021) documentó esta técnica en un campo maduro de la Cuenca Oriente, demostrando que los pozos con IP superior a 0.5 BFPD/psi concentraban el 80% de la producción acumulada del campo, aunque representaban solo el 30% de los pozos activos.

Esta técnica es directamente aplicable al Campo Eno para priorizar nuevas locaciones en los intervalos U Media y U Inferior, que históricamente han mostrado los IP más altos según datos de producción reportados.

Aplicación 2: Estimación del aporte potencial de pozos nuevos

Para un pozo propuesto en una nueva locación, la producción esperada puede estimarse mediante la siguiente metodología:

$$Q_{esperado} = J_{representativo} \times (P_r - P_{wf,diseño})$$

Donde $J_{representativo}$ se obtiene como:

1. Promedio aritmético de IP de pozos existentes en el mismo intervalo (cuando la muestra es homogénea)
2. Promedio ponderado por espesor neto cuando existe variabilidad significativa
3. Valor P50 de una distribución probabilística cuando se dispone de datos suficientes para análisis estadístico

(Leines Artieda, 2015) aplicó esta metodología en un campo maduro de la Cuenca Oriente, logrando estimar con un error menor al 15% la producción inicial de pozos nuevos, lo cual representa un margen aceptable para fines de planificación.

Aplicación 3: Priorización de intervenciones y estimulaciones

El IP también permite identificar candidatos óptimos para estimulaciones (fracturamiento hidráulico, acidificación matricial) mediante la siguiente clasificación:

Tipo de pozo según IP	IP (BFPD/psi)	Acción recomendada
Alto potencial	> 0.5	Mantenimiento preventivo
Potencial medio	$0.2 - 0.5$	Monitoreo continuo
Bajo potencial con buena presión	< 0.2 pero $P_r > P_b$	Candidato a estimulación
Bajo potencial con baja presión	< 0.2 y $P_r < P_b$	Evaluar levantamiento artificial

Tabla 5. Clasificación de pozos según su IP

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

(Moreno Tello, 2016) documentó que en el Bloque 54, la aplicación de este criterio permitió reducir en un 25% los costos de intervención al evitar tratamientos en pozos con baja presión remanente, donde la estimulación no sería efectiva.

Aplicación 4: Calibración de modelos de simulación dinámica

En el modelado de yacimientos, los IP calculados a partir de pruebas de producción reales se utilizan para el proceso de history matching (ajuste histórico). Este proceso consiste en modificar iterativamente los parámetros del modelo (permeabilidad, Skin, conectividad entre capas) hasta que las tasas de producción simuladas igualen las observadas dentro de un margen de error aceptable ($<10\%$).

(Pavón Ayala & Delgado Catagua, 2022) demostraron que la inclusión del IP como parámetro de calibración mejora significativamente la predictividad de los modelos de simulación, reduciendo la incertidumbre en las proyecciones de producción futura hasta en un 30%.

Factores adicionales que afectan el IP en el Campo Eno

Basado en la información del Campo Eno y sus intervalos productores (Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior), se identifican los siguientes factores específicos:

Factor	Intervalo más afectado	Impacto estimado en IP
Daño por finos migratorios	Basal Tena	Reducción de 20-40%
Baja permeabilidad natural	T y Hollín Superior	IP base bajo (0.1-0.3 BFPD/psi)
Capa de gas o cono de agua	U Media y U Inferior	Reducción súbita por irrupción de fluidos no deseados
Deterioro por incrustaciones	Todos los intervalos	Reducción gradual (5-15% anual)

Tabla 6. Factores que afectan el Índice de Productividad (IP) por intervalo geológico

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

2.3 Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

La Ingeniería de Yacimientos es la disciplina que aplica principios científicos y empíricos para cuantificar el volumen de hidrocarburos originalmente en sitio (POES), predecir su comportamiento bajo diferentes esquemas de explotación y diseñar estrategias de producción que maximicen la recuperación económica de los recursos. En esencia, busca responder dos preguntas fundamentales: ¿cuánto hidrocarburo hay? y ¿a qué velocidad se puede producir? .

Para responder a estas preguntas en el Campo Eno, es indispensable comprender dos pilares básicos: las propiedades de la roca almacenadora y las propiedades de los fluidos, así como su interacción dinámica durante la producción

2.3.1 Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas describen la capacidad de una formación geológica para almacenar y transmitir fluidos. En los yacimientos del Campo Eno (areniscas de los intervalos Basal Tena, U, T y Hollín Superior), estas propiedades son inherentemente heterogéneas, lo que controla directamente el índice de productividad (Yang Shenglai, 2017).

Porosidad ($\emptyset$)

La porosidad es la medida del espacio vacío en una roca, expresada como la fracción del volumen total de la roca que está ocupada por poros. Representa la capacidad de almacenamiento del yacimiento.

Definición matemática: $\emptyset = V_p/V_b$ donde V_p es el volumen poroso y V_b es el volumen bulk de la roca.

Tipos relevantes para el Campo Eno:

- Porosidad Primaria (Intergranular): Espacios originales entre los granos de arena al momento de la depositación. Predomina en los intervalos U y T.
- Porosidad Secundaria (Fracturamiento o Disolución): Generada por procesos geológicos posteriores, como la disolución de minerales (ej. feldespatos) o el fracturamiento. Puede ser relevante en el intervalo Basal Tena.

Se determina a partir de registros eléctricos (sónico, densidad, neutrón) o análisis de núcleos. Se expresa en porcentaje (%) o como fracción. Un valor de porosidad del 15% indica que, de cada 100 pies cúbicos de roca, 15 pies cúbicos son espacio vacío capaz de albergar fluidos.

Permeabilidad (k)

Si la porosidad indica cuánto fluido puede almacenar la roca, la permeabilidad indica qué tan fácil fluye a través de ella. Es la propiedad más crítica para el índice de productividad.

La permeabilidad se define cuantitativamente mediante la Ley de Darcy, que para flujo lineal y horizontal es $Q = \frac{k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L}$. Esta ecuación, formulada por Henry Darcy en 1856, es la piedra angular de la ingeniería de yacimientos.

El Darcy, aunque en la práctica se usa el milidarcy (mD). Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 Darcy si un fluido de 1 cP de viscosidad fluye a 1 cm/s bajo un gradiente de presión de 1 atm/cm.

Tipos de Permeabilidad:

Permeabilidad Absoluta: Capacidad de la roca para transmitir un único fluido que satura el 100% del espacio poroso.

Permeabilidad Efectiva (k_o , k_g , k_w): Capacidad de transmitir un fluido específico (ej. petróleo, gas o agua) cuando coexisten dos o más fases. Esta es la que rige la producción real.

Permeabilidad Relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw}): Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Las curvas de permeabilidad relativa son fundamentales para entender cómo el agua o el gas irrumpen en el pozo, un fenómeno crítico en los intervalos U Media y U Inferior del Campo Eno

Saturación de Fluidos (S)

La saturación es la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido específico (petróleo, gas o agua).

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Saturación de Agua Connata (S_{wc}): Es el agua que permanece adherida a los granos de la roca por fuerzas capilares y no fluye. Una S_{wc} baja (ej. 15-25%) generalmente indica buena calidad de roca y alto potencial de hidrocarburos.

Saturación de Petróleo (S_o) y Saturación de Gas (S_g): Su sumatoria representa la fracción de hidrocarburos en el yacimiento.

Saturación Residual (S_{or} , S_{gr}): Es la fracción de petróleo o gas que queda atrapada en el medio poroso después de un proceso de desplazamiento (por agua o gas). Este valor es clave para estimar el factor de recobro final del campo.

2.3.2 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento

El estudio de las propiedades de los fluidos del yacimiento, comúnmente agrupado bajo el término PVT (Pressure-Volume-Temperature), constituye uno de los pilares fundamentales de la ingeniería de yacimientos. Mientras que las propiedades petrofísicas definen dónde y cuánto hidrocarburo puede almacenarse, las propiedades de los fluidos determinan cómo se comportan estos hidrocarburos cuando se modifican la presión y la

temperatura durante la producción. Comprender estas propiedades es indispensable para calcular volúmenes de hidrocarburos, diseñar estrategias de producción, simular el comportamiento del yacimiento y prever problemas operativos como la precipitación de asfaltenos o la formación de hidratos.

El comportamiento de los fluidos hidrocarburíferos es complejo porque son mezclas multicomponentes cuyas fases (gas, líquido o sólido) cambian con las condiciones de presión y temperatura a las que son sometidos. En el Campo Eno, donde los intervalos productores incluyen desde crudos más livianos hasta petróleos de mayor viscosidad, una caracterización PVT precisa es esencial para estimar el índice de productividad y el aporte de los pozos nuevos.

Diagrama de Fases y Comportamiento de los Fluidos

Concepto de Diagrama de Fases

El diagrama de fases presión-temperatura (P-T) es la herramienta gráfica fundamental para entender el estado de los hidrocarburos en el yacimiento y durante su viaje hacia la superficie. Este diagrama delimita las regiones donde la mezcla de hidrocarburos existe como una sola fase (líquida o gaseosa) o como dos fases coexistiendo (gas y líquido).

La curva que separa la región monofásica de la región bifásica se denomina envolvente de fases (phase envelope). Los puntos clave dentro de esta envolvente incluyen:

Punto crítico

Es el punto al final de la envolvente de fases donde las propiedades del líquido y el vapor se vuelven idénticas. Por encima de la temperatura o presión crítica, no es posible distinguir entre las dos fases.

Punto de Burbuja (Bubble Point, P_b)

Sobre la curva que delimita la región líquida. Es la presión a la cual, a una temperatura dada, la primera burbuja de gas se libera del petróleo. Para presiones superiores a P_b , el yacimiento es subsaturado (100% líquido).

Punto de Rocío (Dew Point, Pd)

Sobre la curva que delimita la región gaseosa. Es la presión a la cual, a una temperatura dada, la primera gota de líquido se condensa del gas.

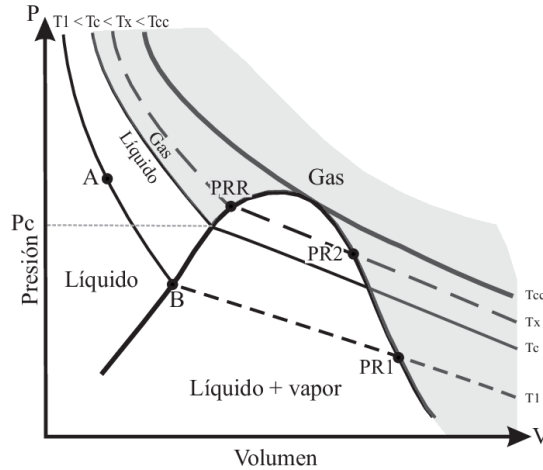


Figura 2. Diagrama de fases para hidrocarburos

Obtenido por: (González, Camprubí, & Canet, 2007)

Clasificación de los Fluidos de Yacimiento

Basándose en la ubicación de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica y la forma de la envolvente de fases, los fluidos se clasifican en cinco tipos principales:

Petróleo Negro (Black Oil)

Temperatura del yacimiento (T_{yac}) mucho menor que la temperatura crítica (T_c). Alto contenido de componentes pesados (C7+). Relación gas-petróleo (RGP) baja (< 2000 scf/STB).

A medida que la presión cae por debajo del punto de burbuja, se libera gas que permanece en el yacimiento posee un factor de recobro típico entre 5-30% (empuje por gas en solución).

Petróleo Volátil (Volatile Oil)

T_{yac} cercana a T_c , pero aún inferior. RGP intermedia (2000-3300 scf/STB). Alta contracción volumétrica.

El gas liberado tiene una composición similar al petróleo remanente. Se produce mucha cantidad de gas en superficie. El color del petróleo en superficie puede cambiar significativamente con la presión.

Condensado Retrógrado (Gas Condensate)

T_{yac} se encuentra entre la T_c del fluido y la T_c de la fracción pesada. Al disminuir la presión por debajo del punto de rocío, se condensa líquido en el yacimiento (fenómeno retrógrado). Ese líquido puede quedar atrapado, reduciendo la recuperación. Factor de recobro de líquidos: 40-70%.

Gas Húmedo (Wet Gas)

T_{yac} está muy por encima de la T_c del fluido. El gas permanece como gas en el yacimiento y en superficie. Se condensa algo de líquido en superficie a medida que la temperatura baja, pero nunca en el yacimiento.

Gas Seco (Dry Gas)

Composición casi 100% metano (C_1). No se condensa líquido ni en el yacimiento ni en superficie bajo ninguna condición de presión o temperatura típica.

Dada la profundidad de los intervalos productores (Basal Tena, U, T y Hollín Superior) y las características reportadas de los crudos en el Bloque 54, es probable que los fluidos se clasifiquen como Petróleo Negro (Black Oil) con algunas variaciones hacia Petróleo Volátil en intervalos más profundos o con mayor presión. Esta clasificación determina qué correlaciones PVT (como la de Vogel para el IPR) son aplicables.

Parámetros PVT Fundamentales y su Determinación

Los parámetros PVT son valores numéricos que cuantifican el comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos. Se determinan a través de experimentos de laboratorio con muestras representativas del fluido del yacimiento (obtenidas mediante muestreadores de fondo o en superficie) o mediante ecuaciones de estado (EOS, Equations of State) (Pedersen & Cristensen, 2024).

Relación Gas-Petróleo (RGP o GOR)

Es la cantidad de gas producida por barril de petróleo, normalmente expresada en pies cúbicos estándar por barril de petróleo (scf/STB) (Corredor Cuéllar , 2012) .

Una RGP creciente a lo largo del tiempo indica que la presión del yacimiento ha caído por debajo del punto de burbuja y el gas se está liberando en el yacimiento. En el Campo Eno, monitorear la RGP ayuda a identificar cuándo se necesita levantamiento artificial o un proyecto de inyección.

Se mide directamente en el campo en los separadores, pero el valor PVT relevante es la RGP total (o RGP de formación), que incluye el gas que se libera tanto en el separador como en el tanque de almacenamiento.

Factor de Volumen del Petróleo (Bo)

Es la relación entre el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura, con gas disuelto) y su volumen a condiciones estándar de superficie (60°F y 14.7 psia, después de que todo el gas ha sido liberado) (Corredor Cuéllar , 2012) .

$$B_o = \frac{V_{yac}}{V_{sup}}$$

Siempre es mayor que 1 (típicamente 1.2 - 1.5 para petróleo negro).

Permite convertir volúmenes producidos en superficie a volúmenes en el subsuelo, un paso necesario para los cálculos volumétricos de POES y para modelar el flujo en el yacimiento.

Por ejemplo, si $B_o=1.4$, significa que se necesitan 1.4 barriles de petróleo en el yacimiento para producir 1 barril en superficie. El petróleo se "encoge" al salir.

Factor de Volumen del Gas (Bg)

Es la relación entre el volumen que ocupa el gas a condiciones de yacimiento y el volumen que ocupa la misma masa de gas a condiciones estándar.

Generalmente se expresa en *rbbl/scf* (reservoir barrels per-standard cubic foot). A diferencia del petróleo, el gas se expande al salir. Un valor típico de Bg podría ser 0.005 rbbl/scf.

Esencial para convertir volúmenes de gas producidos a volúmenes en el yacimiento y para modelar el empuje por casquete de gas.

Viscosidad (μ)

Es la medida de la resistencia interna de un fluido a fluir. Se define como la relación entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante.

Unidades: Centipoise (cP).

El agua a 60°F tiene una viscosidad de 1 cP.

Viscosidad del Petróleo (μ_o): Es fuertemente dependiente de la gravedad API y de la cantidad de gas disuelto. Un petróleo pesado (baja gravedad API, ej. 15° API) puede tener una viscosidad de cientos o miles de cP. Un petróleo liviano (ej. 40° API) puede tener una viscosidad de 0.5 - 2 cP.

Viscosidad del Gas (μ_g): Es mucho más baja (típicamente 0.01 - 0.03 cP) y aumenta ligeramente con la temperatura.

La viscosidad aparece en el denominador de la Ley de Darcy. Un petróleo con alta viscosidad fluye con mucha más dificultad, reduciendo drásticamente el índice de productividad (IP). En el Campo Eno, la variación de viscosidad entre los intervalos (especialmente en Hollín Superior) es un factor crítico de heterogeneidad.

Compresibilidad (c)

Es el cambio fraccional de volumen de un fluido (o de la roca) por unidad de cambio de presión, a temperatura constante. Expresa la "elasticidad" del fluido.

Ecuación general:
$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T.$$

Compresibilidad del Petróleo (c_o): Es pequeña (típicamente $5-20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$). Es importante en yacimientos subsaturados, donde la energía para producir el petróleo proviene de la expansión del fluido y de la roca.

Compresibilidad del Agua (c_w): Similar a la del petróleo ($\sim 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$).

Compresibilidad del Gas (c_g): Es mucho mayor y altamente dependiente de la presión. A bajas presiones, un gas es muy compresible.

Compresibilidad de la Formación (cf): Es la compresibilidad de la roca almacenadora, típicamente $3-6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ en areniscas consolidadas.

Compresibilidad Total (ct): Para un yacimiento subsaturado $c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f$. Este parámetro es esencial en los cálculos de ingeniería de yacimientos (ej. análisis de pruebas de presión, estimación de POES por método de declinación de presión).

Métodos de Determinación de Propiedades PVT

Métodos Experimentales (Laboratorio)

Los experimentos PVT se realizan en laboratorios especializados utilizando muestras de fluido que deben ser representativas del yacimiento.

Liberación Diferencial (Differential Liberation, DL)

Este es el "estándar de oro" para entender el agotamiento de energía en yacimientos de petróleo negro.

- **Mecánica del experimento:** Se parte desde P_b y se reduce la presión. A diferencia del CCE, aquí el gas que se desprende de la solución se retira de la celda manteniendo la presión constante en cada etapa.
- **Simulación del Yacimiento:** Este método asume que el gas es mucho más móvil que el petróleo (lo cual es cierto en la roca reservorio) y que fluye hacia los pozos, dejando un petróleo cada vez más "pobre" y pesado en el yacimiento.

Expansión a Composición Constante (Constant Composition Expansion, CCE)

Este procedimiento es estrictamente necesario para Gases Condensados. En estos fluidos, el mayor peligro es la condensación de líquidos pesados dentro del yacimiento que nunca podrán ser recuperados ("condensación retrógrada").

- **Mecánica del experimento:** Se mantiene el volumen total de la celda constante (V_{cell}). Al bajar la presión por debajo del punto de rocío, se forma líquido en el fondo. Para mantener el volumen, se retira una cantidad equivalente de gas de la parte superior.
- **Datos Críticos: * Porcentaje de Condensado Retrógrado:** Se mide el volumen de líquido acumulado en la celda como porcentaje del volumen de rocío.

- **Composición del Gas Producido:** Se analiza el gas retirado en cada etapa para ver cómo se va empobreciendo en fracciones pesadas ($C_7 +$).

Liberación en Separador (Separator Flash Test)

A diferencia de los anteriores, este estudio evalúa el comportamiento del fluido desde el cabezal del pozo hasta el tanque de almacenamiento.

- **Mecánica del experimento:** El objetivo es encontrar la combinación de presión y temperatura en el separador de primera y segunda etapa que maximice la producción de líquido en el tanque y minimice el gas quemado o comprimido.
- **La "Relación de Ajuste":** En tu tesis, debes mencionar que los datos obtenidos en la Liberación Diferencial no se pueden usar directamente en simuladores comerciales. Deben ser ajustados mediante los resultados de la prueba de separadores usando estas fórmulas de correlación:

$$B_o = B_{od} \cdot \left(\frac{B_{ob,sep}}{B_{odb}} \right)$$

$$R_s = R_{sb,sep} - (R_{sdb} - R_{sd}) \cdot \left(\frac{R_{sb,sep}}{R_{sdb}} \right)$$

Donde:

B_o = Factor Volumétrico del Petróleo

B_{od} = Factor Volumétrico Diferencial

$B_{ob,sep}$ = Factor Volumétrico en Burbuja (Separador)

R_s = Relación Gas – Petróleo en Solución

R_{sd} = Relación Gas – Solución Diferencial

$R_{sb,sep}$ = Solubilidad en Burbuja (Separador)

R_{sdb} = Solubilidad Diferencial en Burbuja

Métodos Empíricos (Correlaciones)

Cuando no se dispone de datos de laboratorio, se utilizan correlaciones empíricas desarrolladas a partir de bases de datos de fluidos de todo el mundo. Estas correlaciones estiman propiedades PVT a partir de parámetros fácilmente medibles como la gravedad API del petróleo, la gravedad específica del gas y la RGP.

- Correlaciones para estimar Pb: Standing (1947), Vasquez-Beggs (1980), Al-Marhoun (1988).
- Correlaciones para estimar Bo: Standing (1947), Glaso (1980), Petrosky-Farshad (1993).
- Correlaciones para estimar μ_o : Beggs-Robinson (1975), Kartoatmodjo-Schmidt (1991).

Estas correlaciones tienen un rango de aplicabilidad limitado y pueden tener errores significativos, especialmente para crudos pesados o para condiciones fuera de su calibración original (Malyshev, Remizov, & Ivanaevskaya, 2025).

2.4 Índice de Productividad (IP)

El Índice de Productividad (IP), también conocido como Productivity Index (PI) o Production Index, constituye una de las métricas más relevantes y utilizadas en ingeniería de yacimientos para cuantificar la capacidad de un pozo de producir hidrocarburos bajo un diferencial de presión determinado (Craft & Hawkins, 2015). Su importancia radica en que sintetiza, en un solo parámetro, el efecto combinado de las propiedades de la roca (permeabilidad, espesor neto), las propiedades de los fluidos (viscosidad, factor de volumen) y las condiciones operativas (daño de formación, radio de drenaje, presión de fondo fluyente) .

En el contexto del Campo Eno, donde la heterogeneidad de los intervalos productores (Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior) genera respuestas productivas muy variables entre pozos, el IP se convierte en la herramienta técnica idónea para estimar, comparar y priorizar el aporte esperado de pozos nuevos dentro del plan de desarrollo (ORION OIL ER S.A, 2024) .

2.4.1 Definición y Concepto Fundamental

Definición Clásica

El índice de productividad se define clásicamente como la relación entre la tasa de producción de un pozo y la caída de presión (drawdown) aplicada para producir dicha tasa (Dake, 1978):

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Donde:

J = Índice de productividad (BFPD/psi)

Q = Tasa de producción de petróleo (BFPD)

P_r = Presión estática promedio del yacimiento (psia)

P_{wf} = Presión de fondo fluente en la cara de la formación (psia)

El IP representa la cantidad de fluido (en barriles por día) que el pozo es capaz de producir por cada unidad de caída de presión (1 psi o 1 Pa) aplicada (Craft & Hawkins, 2015). Un IP de 0.5 BFPD/psi significa que, por cada psi que se reduce la presión en el fondo del pozo con respecto a la presión del yacimiento, el pozo produce 0.5 barriles de fluido por día (Ahmed, 2019).

Condiciones de Aplicabilidad

La definición clásica asume las siguientes condiciones ideales (Dake, 1978).

Condición	Implicación
Flujo monofásico	Solo petróleo (yacimiento subsaturado, $P_r > P_b$). No hay gas libre moviéndose en el yacimiento.
Comportamiento lineal	La relación entre Q y $P_r - P_{wf}$ es directamente proporcional. El IP es constante para cualquier tasa de producción.
Régimen semi-estable	El pozo ha estado produciendo el tiempo suficiente para que los efectos de los límites del yacimiento se sientan en toda el área de drene.
Propiedades uniformes	La permeabilidad, el espesor y la viscosidad son constantes en el área de drene.

Tabla 7. Condiciones del yacimiento y su implicación en el comportamiento del pozo

Obtenido por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

En yacimientos reales, y particularmente en los del Campo Eno, estas condiciones raramente se cumplen de manera estricta. Cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de burbuja ($P_{wf} < P_b$), se libera gas en el yacimiento y el flujo se vuelve bifásico (petróleo y gas). En este caso, el IP no es constante y disminuye a medida que P_{wf} se reduce, requiriendo métodos especiales como la correlación de Vogel (Vogel, 1968).

2.4.2 Fundamentos Teóricos: Derivación desde la Ley de Darcy

El IP tiene una base teórica sólida derivada de la Ley de Darcy para flujo radial en un medio poroso homogéneo (Dake, 1978).

Flujo Radial en Estado Semi-Estable

Para un pozo que drena un área circular de radio r_e , con un radio de pozo r_w , y en régimen de flujo semi-estable, la Ley de Darcy en unidades de campo se expresa como (Craft & Hawkins, 2015):

$$Q = \frac{0.007082 \cdot \kappa \cdot h \cdot (P_r - P_{wf})}{\mu \cdot B \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

Donde:

$Q = \text{Tasa de producción (BFPD)}$

$\kappa = \text{Permeabilidad efectiva al petróleo (mD)}$

$h = \text{Espesor neto productor (ft)}$

$P_r - P_{wf} = \text{Caída de presión (psi)}$

$\mu = \text{Viscosidad del petróleo (cP)}$

$B = \text{Factor de volumen del petróleo (rbbl/STB)}$

$r_e = \text{Radio de drene (ft)}$

$r_w = \text{Radio del pozo (ft)}$

$S = \text{Factor de daño (Skin), adimensional}$

Expresión del IP a partir de Darcy

Despejando el IP de la ecuación anterior (Economides & Hill, 2014)

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{0.007082 \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

El comportamiento del Índice de Productividad (IP) en el Campo Eno está condicionado por diversos factores petrofísicos y operativos. Entre ellos, la permeabilidad (k) y el espesor neto (h) actúan de forma directamente proporcional, siendo la permeabilidad el factor más influyente; esto se evidencia en intervalos como la U Media, donde valores de k más altos generan un IP superior, mientras que en la U Inferior predomina el potencial volumétrico por su mayor espesor. Por el contrario, la viscosidad (μ) y el factor de volumen (B) presentan una relación inversamente proporcional, donde crudos más pesados o con mayor contracción reducen drásticamente la productividad. En cuanto a la geometría del yacimiento, el radio de drene (r_e) influye de manera logarítmica, resultando en un efecto menos significativo en comparación con el factor de daño (S). Este último guarda una relación inversamente exponencial y destaca como el parámetro operativo

más crítico, ya que un S positivo reduce la eficiencia del pozo, mientras que una estimulación (S negativo) es la vía principal para optimizar el IP de forma inmediata.

2.4.3 Métodos para la Determinación del IP

Existen enfoques principales para determinar el IP de un pozo o intervalo, cada uno con sus ventajas, limitaciones y aplicaciones específicas (Ahmed, 2019).

Método de Vogel (Flujo Bifásico)

Cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de burbuja ($P_{wf} < P_b$), el gas se libera en el yacimiento y la relación Q vs. $(P_r - P_{wf})$ deja de ser lineal (Vogel, 1968), basado en datos de simulación de yacimientos, desarrolló una correlación empírica para predecir la curva IPR en yacimientos de empuje por gas en solución:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Donde Q_{max} es la tasa de producción teórica cuando $P_{wf} < P_b$ (máxima capacidad del pozo).

Procedimiento de aplicación (Vogel, 1968):

1. Se requiere al menos una prueba de producción con $P_{wf} < P_b$ para calcular Q_{max} .
2. Despejando Q_{max} de la ecuación de Vogel:

$$Q_{max} = \frac{Q_{prueba}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf,prueba}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf,prueba}}{P_r} \right)^2}$$

Con Q_{max} conocido, se puede estimar la producción esperada para cualquier otra P_{wf} .

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{Q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]}{P_r - P_{wf}}$$

Dado que muchos intervalos productores operan por debajo del punto de burbuja, la correlación de Vogel es esencial para estimar el comportamiento de los pozos nuevos y para diseñar sistemas de levantamiento artificial (Leines Artieda, 2015).

Método de Fetkovich (Flujo Turbulento o Baja Permeabilidad)

En yacimientos de baja permeabilidad o donde existen flujos no darcianos (turbulencia cerca del pozo), la relación entre Q y $(P_r - P_{wf})$ sigue un comportamiento exponencial (Fetkovich, 1973). Fetkovich (1973) propuso la siguiente formulación:

$$Q = J' \cdot (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

O en su forma logarítmica:

$$\log(Q) = \log(J') + n \cdot \log(P_r^2 - P_{wf}^2)$$

Donde:

$J' =$ *Coeficiente de productividad (diferente del IP clásico)*

$n =$ *Exponente que varía entre 0.5 y 1.0 ($n = 1$ para flujo darciano; $n = 0.5$ para flujo completamente turbulento)*

Los intervalos T y Hollín Superior, por su menor permeabilidad y posible presencia de flujo turbulento, pueden requerir el método de Fetkovich para una caracterización más precisa (ORION OIL ER S.A, 2024).

2.5 Perforación Direccional

La perforación direccional es la técnica mediante la cual se desvía intencionalmente la trayectoria de un pozo desde la vertical, siguiendo un curso predefinido para alcanzar uno o varios objetivos localizados a una distancia horizontal determinada desde la ubicación superficial del equipo de perforación. Esta técnica se ha consolidado como una de las más utilizadas en la extracción de hidrocarburos, ya que permite construir múltiples pozos desde una misma plataforma terrestre evitando la instalación de plataformas individuales para cada pozo, lo que reduce significativamente el impacto ambiental y los costos operativos (Inglis, 1987). En el contexto del Campo Eno, la planificación de trayectorias

direccionales es un componente crítico del plan de desarrollo, pues determina la viabilidad técnica de alcanzar los intervalos productores (Basal Tena, U Media, U Inferior, T y Hollín Superior) desde las locaciones superficiales disponibles, maximizando el contacto con la zona productora y minimizando riesgos operativos como el torque, el arrastre y la anticolisión con pozos existentes (ORION OIL ER S.A, 2024).

2.5.1 Conceptos Fundamentales

La perforación direccional se basa en un conjunto de parámetros geométricos que definen la posición tridimensional del pozo en el subsuelo (Mitchell & Miska, 2011)

Parámetros Direccionales Básicos

Parámetro	Definición	Unidad
Profundidad Medida (MD)	Longitud total del pozo medida a lo largo de su trayectoria desde la superficie hasta el fondo.	pies o metros
Profundidad Vertical Verdadera (TVD)	Distancia vertical desde la superficie hasta un punto dado del pozo, independientemente de la desviación.	pies o metros
Desplazamiento Horizontal	Distancia horizontal entre la ubicación superficial del pozo y la proyección vertical del fondo del pozo.	pies o metros
Ángulo de Inclinación	Ángulo entre el eje del pozo y la línea vertical (0° es vertical, 90° es horizontal).	grados
Azimut	Ángulo horizontal medido en el sentido de las manecillas del reloj desde el norte (geográfico o magnético) hasta la proyección horizontal del eje del pozo.	grados
Tasa de Construcción (Build-Up Rate, BUR)	Rapidez con la que aumenta el ángulo de inclinación por cada 100 pies (o 30 m) de perforación.	°/100 ft o °/30 m
Tasa de Caída (Drop-Off Rate)	Rapidez con la que disminuye el ángulo de inclinación.	°/100 ft o °/30 m
Punto de Arranque (Kick-Off Point, KOP)	Profundidad medida a la cual comienza la desviación intencional del pozo desde la vertical.	pies o metros

Tabla 8. Glosario de términos de perforación direccional”

Obtenido por: (Moreno Tello, 2016)

Estos parámetros son interdependientes y su selección determina la geometría final del pozo, así como las cargas mecánicas sobre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento (Aadnoy & Looyeh, 2019).

Secciones de una Trayectoria Direccional

Toda trayectoria direccional está compuesta por una combinación de secciones con características geométricas específicas (Inglis, 1987).

1. Sección Vertical

Es el tramo inicial del pozo que se extiende desde la superficie hasta el punto de inicio de la desviación o KOP (Kick-Off Point). Técnicamente, se caracteriza por mantener un ángulo de inclinación de 0° , lo que deja el azimuth como un valor indefinido. Su propósito es ganar profundidad inicial y asentar las primeras sarts de revestimiento en una trayectoria rectilínea.

2. Sección de Construcción (Build Section)

En esta etapa comienza la desviación real del pozo. Es el tramo donde el ángulo de inclinación aumenta gradualmente desde la verticalidad hasta alcanzar el ángulo de inclinación final o de navegación. Se opera bajo una Tasa de Construcción (BUR - Build Up Rate) constante, que suele oscilar entre 1° y 5° por cada 100 pies, lo que convierte a esta trayectoria en un arco de círculo perfecto desde el punto de vista geométrico.

3. Sección Tangente

Una vez alcanzada la inclinación deseada, se perfora la sección tangente. Aquí, tanto el ángulo de inclinación como el azimuth se mantienen constantes, permitiendo un avance rectilíneo hacia el objetivo. La longitud de este tramo es variable y depende directamente del desplazamiento horizontal requerido para interceptar el reservorio en el punto planeado.

4. Sección de Caída (Drop Section)

Este tramo es característico de los pozos con trayectoria tipo "S". En esta sección, el ángulo de inclinación disminuye gradualmente mediante una tasa de caída (Drop-Off Rate) constante. Se utiliza comúnmente para retornar a la verticalidad o para reducir la

inclinación antes de ingresar al intervalo productor, facilitando futuras operaciones de completación o intervención.

5. Sección Horizontal

Es el tramo final y más crítico en pozos de alto alcance. Aquí, el ángulo de inclinación aumenta hasta alcanzar los 90° (con una tolerancia de $\pm 5^\circ$), permitiendo que el pozo navegue paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento. Con ángulos superiores a los 86°, esta sección maximiza el área de contacto con la formación, optimizando el drenaje del área seleccionada.

2.5.2 Tipos de Perfiles Direccionales

La selección del perfil direccional depende de los objetivos geológicos, las restricciones operativas, la profundidad del objetivo, el desplazamiento horizontal requerido y las características del yacimiento (Amalikee & Al-Najm, 2020). Los perfiles más comunes en la industria petrolera se describen a continuación.

Perfil Tipo Tangencial (o Tipo "J")

El perfil tangencial, también conocido como tipo "J" o Build and Hold, se caracteriza por iniciar la desviación a una profundidad relativamente somera (KOP superficial), seguida de una sección de construcción hasta alcanzar el ángulo deseado, y luego una sección tangente de inclinación constante que se mantiene hasta el objetivo.

Características:

- KOP a poca profundidad.
- Una sección de construcción (puede tener más de una tasa de construcción).
- Una sección tangente con inclinación constante.
- Sin sección de caída.

Aplicaciones:

- Pozos profundos con amplio desplazamiento horizontal.
- Pozos moderadamente profundos donde no se requiere tubería de revestimiento intermedia.

- Áreas donde la roca productora se encuentra en una sola zona.

Aplicación en el Campo Eno: Este perfil es adecuado para alcanzar los intervalos U Medio y U Inferior desde plataformas ubicadas en áreas con restricción superficial, cuando el objetivo se encuentra a un desplazamiento horizontal moderado y no se requiere atravesar múltiples zonas con alta precisión vertical.

Perfil Tipo "S"

El perfil tipo "S" se caracteriza por incluir una sección de caída (drop-off) después de la sección tangente, que permite reducir el ángulo de inclinación antes de llegar al objetivo, pudiendo retornar completamente a la vertical o mantener un ángulo residual .

Características:

- KOP a poca profundidad.
- Sección de construcción.
- Sección tangente.
- Sección de caída (drop section)

Variantes:

Variante	Descripción
Tipo "S" estándar	La sección de caída reduce el ángulo hasta 0° (vertical) antes de entrar al reservorio.
Tipo "S" especial	La sección de caída reduce el ángulo a un valor intermedio (>0°), seguido de una sección de mantenimiento hasta el objetivo.

Tabla 9. Tipos de Pozos S

Obtenido por: (Bourgoyne, Millheim, & Chenevert, 1991)

Aplicaciones:

- Interceptar múltiples zonas de interés en un mismo pozo.

- Reducir el ángulo de intersección en el reservorio (mejorando la eficiencia de completación).
- Cumplir con requerimientos de espaciamiento entre pozos.
- Pozos profundos con pequeño desplazamiento horizontal.

Desventajas:

- Incremento del torque y el arrastre en la sarta.
- Riesgo de formación de "ojos de llave" (keyseating) en las secciones curvas.
- Riesgo de formación de canales en la cementación.

Aplicación en el Campo Eno: Este perfil es especialmente útil cuando se desea penetrar múltiples intervalos productores (ej. U Medio, U Inferior y Basal Tena) en un mismo pozo, permitiendo una completación selectiva o dual. También es adecuado cuando existen restricciones de espaciamiento entre pozos en plataformas con múltiples locaciones.

Perfil Tipo KOP Profundo (Deep Kick-Off)

Este perfil es similar al tipo tangencial, pero el punto de arranque (KOP) se ubica a una profundidad significativamente mayor, cerca del objetivo .

Características:

- KOP profundo (generalmente por debajo de la tubería de revestimiento intermedia).
- Sección de construcción con alta tasa de incremento.
- Sección tangente corta u opcional.

Aplicaciones:

- Extender el acceso a reservorios recién descubiertos desde pozos existentes (sidetrack).
- Reposicionar el fondo del pozo sin modificar la sección superior.
- Campos con múltiples zonas productoras donde no se desean terminaciones múltiples .

Aplicación en el Campo Eno: Este perfil es relevante para operaciones de sidetracking a partir de pozos existentes que han agotado su zona productora original, permitiendo alcanzar nuevos intervalos (ej. de U Inferior a T, o de T a Hollín Superior) sin perforar un pozo nuevo desde superficie.

Perfil Horizontal

Los pozos horizontales se caracterizan por alcanzar un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical, perforándose paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento con el objetivo de maximizar el área de contacto con la formación productora.

Características:

- Sección vertical hasta el KOP.
- Primera sección de construcción (Build Section 1).
- Sección tangente opcional.
- Segunda sección de construcción (Build Section 2) hasta alcanzar 90°.
- Sección horizontal de longitud variable

Clasificación por Radio de Curvatura:

Tipo	Radio de Curvatura	Tasa de Construcción (BUR)	Aplicación típica
Radio Largo	> 1000 ft	< 6°/100 ft	Pozos de alcance extendido, offshore
Radio Mediano	300 - 800 ft	6° - 20°/100 ft	Aplicaciones convencionales onshore
Radio Corto	40 - 100 ft	1.5° - 5°/ft	Yacimientos delgados, laterales cortos
Radio Ultracorto	< 20 ft	> 10°/ft	Minería, drenaje de carbón

Tabla 10. Tipos de trayectoria direccional según radio de curvatura

Obtenido por: (Bourgoyne, Millheim, & Chenevert, 1991)

Aplicación en el Campo Eno: El perfil horizontal es particularmente relevante para los intervalos T y Hollín Superior, que presentan menor permeabilidad y espesores netos más reducidos. La mayor área de contacto proporcionada por una sección horizontal puede compensar la menor calidad petrofísica de estos intervalos, mejorando significativamente el índice de productividad.

2.5.3 Métodos de Cálculo de Trayectorias

El cálculo preciso de la trayectoria direccional es fundamental para garantizar que el pozo alcance el objetivo geológico planificado. La industria petrolera utiliza varios métodos de cálculo para determinar las coordenadas tridimensionales (TVD, Northing, Easting) del pozo a partir de las mediciones de inclinación y azimuth realizadas en los puntos de survey (Inglis, 1987).

Métodos de Cálculo de Trayectorias

Método	Principio	Precisión
Método Tangencial	Asume que el pozo mantiene el ángulo y azimuth del punto inferior en todo el intervalo entre surveys.	Baja
Método de Ángulo Promedio	Promedia los ángulos de inclinación y azimuth entre dos surveys consecutivos.	Media
Método de Radio de Curvatura	Asume que la trayectoria entre surveys es un arco de círculo en un plano tridimensional.	Alta
Método Tangencial Mejorado (Improved Tangential Method)	Método propuesto que minimiza la varianza entre cálculos geométricos exactos y cálculos por survey.	Muy alta

Tabla 11. Métodos de cálculo de trayectoria direccional y su precisión

Obtenido por: (Craft & Hawkins, 2015)

(Eren, 2019) demostró que el método de radio de curvatura y el propuesto "Método Tangencial Mejorado" presentan la menor varianza con respecto a los cálculos geométricos exactos para perfiles tipo J, S y horizontales. La selección del método de cálculo afecta directamente la precisión del posicionamiento del pozo, lo cual es crítico para la anticolisión en plataformas con múltiples pozos.

Cálculo de la Trayectoria Tipo J

Para un pozo tipo J, la trayectoria se define mediante las siguientes ecuaciones (Bourgoyne, Millheim, & Chenevert, 1991):

Sección de Construcción (Build Section):

$$\text{Radio de curvatura } (R) = \frac{18000}{\pi \times BUR} \quad (\text{En pies})$$

$$\text{Desplazamiento horizontal al final de la construcción} = R \times (1 - \cos \theta)$$

$$\text{Profundidad vertical al final de la construcción} = KOP_{TVD} + R \times \sin \theta$$

Donde θ es el ángulo de inclinación final ($^{\circ}$) y BUR está en $^{\circ}/100 \text{ ft}$

Sección Tangente:

$$\text{Desplazamiento horizontal adicional} = TVD_{adicional} \times \tan \theta$$

$$\text{Profundidad medida adicional} = \frac{TVD_{adicional}}{\cos \theta}$$

Cálculo de la Trayectoria Tipo S

Para un pozo tipo S, se añade una sección de caída después de la tangente (Amalikee & Al-Najm, 2020).

$$\text{Radio de caída } (R_{drop}) = \frac{18000}{\pi \times DOR}$$

Donde **DOR** es la tasa de caída en $^{\circ}/100 \text{ ft}$

El desplazamiento horizontal perdido durante la sección de caída es:

$$\Delta \text{Desplazamiento} = R_{drop} \times (\cos \theta_{final} - \cos \theta_{inicial})$$

2.5.4 Software COMPASS y su Aplicación en la Planificación

COMPASS es un software de planificación y análisis de trayectorias de pozos desarrollado por Landmark (Halliburton), ampliamente utilizado en la industria petrolera para el diseño direccional, el análisis de anticolisión y la estimación de esfuerzos mecánicos en la sarta de perforación (Halliburton, 2020).

Funcionalidad	Descripción	Aplicación en el Campo Eno
Diseño de Trayectorias	Permite diseñar perfiles direccionales (J, S, Horizontal, personalizados) definiendo KOP, BUR, DOR, y secciones tangentes.	Diseño de trayectorias para pozos nuevos en intervalos U Medio, U Inferior, T y Hollín Superior.
Análisis de Anticolisión	Calcula las distancias mínimas entre la trayectoria propuesta y los pozos existentes, identificando riesgos de colisión.	Esencial en plataformas con múltiples pozos existentes en el Campo Eno.
Cálculo de Incertidumbre	Modela la incertidumbre en las mediciones de survey y calcula el elipsoide de error de la posición del pozo.	Permite definir zonas de exclusión alrededor de pozos existentes.
Análisis de Torque y Arrastre	Integra modelos mecánicos para estimar el torque y el arrastre durante la perforación y la completación.	Optimización de la sarta de perforación y selección de equipo.
Visualización 3D	Permite visualizar la trayectoria en tres dimensiones junto con los objetivos geológicos y los pozos existentes.	Planificación intuitiva y comunicación con equipos multidisciplinarios.

Tabla 12. *Funcionalidades del software de diseño direccional y su aplicación en el Campo Eno*

Obtenido por: (Eren, 2019)

Una de las mayores ventajas de COMPASS es su integración nativa con la base de datos EDM™ (Engineer's Data Model). Esto permite que la información fluya sin interrupciones hacia otras herramientas como WellPlan™ (para hidráulica) o DecisionSpace®, garantizando que el diseño direccional esté alineado con los objetivos de completación y producción desde el primer día.

Proceso de Planificación en COMPASS

El proceso típico de planificación de una trayectoria direccional en COMPASS incluye los siguientes pasos (Halliburton, 2020):

- Definición de la ubicación superficial (coordenadas x, y, elevación).
- Definición del objetivo geológico (coordenadas x, y, z, tolerancias).
- Selección del tipo de perfil (J, S, Horizontal, etc.).
- Definición de parámetros direccionales (KOP, BUR, DOR, secciones tangentes).
- Ejecución del cálculo de la trayectoria.
- Verificación del cumplimiento de restricciones (ángulo de inclinación máximo, tasa de construcción máxima, distancia de anticollisión, etc.).
- Generación de reportes (tablas de survey, plan direccional, análisis de anticollisión).

CAPÍTULO III: METODOLOGIA

3.1 Enfoque de la investigación

La investigación se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, debido a que se utilizaron datos numéricos relacionados con las propiedades petrofísicas, geomecánicas, de presión y producción de los yacimientos del Campo Eno. Estos parámetros fueron empleados para caracterizar la Arena U Inferior, ejecutar la simulación del cañoneo, estimar el índice de productividad y analizar el comportamiento esperado del pozo.

El enfoque cuantitativo permitió comparar diferentes escenarios de completación mediante variables como porosidad, permeabilidad, espesor productor, presión de formación, densidad de disparos y producción estimada.

3.2 Tipo de investigación

La investigación es de tipo aplicada, descriptiva y evaluativa. Es aplicada porque busca resolver una necesidad técnica relacionada con la optimización del cañoneo y la

planificación de un nuevo pozo en el Campo Eno, utilizando información real del reservorio y herramientas de simulación.

Es descriptiva porque caracteriza las condiciones petrofísicas, geomecánicas, de presión y producción de la Arena U Inferior. Asimismo, es evaluativa porque analiza el efecto de diferentes configuraciones de cañoneo sobre la productividad del pozo, comparando escenarios de 5 y 10 disparos por pie. La simulación determinó producciones aproximadas de 520 BFPD para el escenario base y 610 BFPD para el escenario optimizado.

3.3 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es no experimental, debido a que las variables del reservorio no fueron modificadas directamente en campo, sino analizadas a partir de información técnica disponible, registros petrofísicos, datos de presión, parámetros de producción y resultados obtenidos mediante simulación.

También corresponde a un diseño transversal, puesto que la información fue analizada en un periodo determinado para establecer las condiciones actuales de la Arena U Inferior y evaluar su potencial productivo. Además, presenta un componente de simulación técnica, porque se utilizaron modelos computacionales para representar el comportamiento del cañoneo, la productividad y la trayectoria direccional del pozo propuesto.

3.4 Población y muestra

3.4.1 Población

La población de la investigación está conformada por los yacimientos o arenas productoras T y U del Campo Eno, considerando sus diferentes unidades estratigráficas, propiedades petrofísicas, condiciones de presión, características de los fluidos y comportamiento productivo.

3.4.2 Muestra

La muestra corresponde específicamente a la Arena U Inferior de la Formación Napo, seleccionada mediante un muestreo no probabilístico e intencional, debido a que

constituye la zona de interés para la evaluación del cañoneo, la estimación de productividad y el diseño del pozo propuesto ENO-09P.

3.5 Caracterización de la Arena U inferior

3.5.1 Propiedades petrofísicas

La Arena U Inferior del Campo Eno está constituida principalmente por arenisca. De acuerdo con la información obtenida del pozo de referencia ENO-05, esta unidad se encuentra ubicada entre 9437,08 y 9494 ft de profundidad medida. El intervalo presenta un espesor bruto de 56,92 ft, de los cuales 21,23 ft corresponden a espesor neto productor.

===== FLUID PROPERTIES =====					
Oil Gravity	(deg API) =	25.00	Oil Vol Factor Corr	=	VAZQ
Gas Gravity	(air=1.0) =	.650	Solution Gas Corr	=	VAZQ
Water Gravity	(H2O=1.0) =	1.060	Oil Viscosity Corr	=	ROBN
GOR Input Option	=	BUBL PT	Oil/Water Vis Corr	=	AVG
Percent Water	(%) =	20.0	Gas-Water Solubility	=	NO
Water Viscosity Corr	=	PEMA	CVisw	=	1.0000
Mole Percent N2	(%) =	.00	Mole Percent CO2 (%)	=	.000
Mole Percent H2S	(%) =	.00			
Bubble Pt Pres	(psig) =	1328.0	Bubble Pt Temp (deg F)	=	200.0
Dissolved GOR	(scf/bbl) =	163.43			
Pbp @ Tres	(psig) =	1328.00			
===== RESERVOIR DESCRIPTION =====					
Radial Flow Model					
MD: Top of Reservoir	(ft) =	10035.0	MD: Btm of Reservoir(ft)	=	10052.0
Reservoir Pressure	(psig) =	1720.0	Reservoir Temp	(deg F) =	200.0
PVT @ Res Pres & Temp :					
Bo	=	1.1521	Viso (cp)	=	1.9040
Bw	=	1.0365	Visw (cp)	=	.4140
Bg	=	.0097	Visg (cp)	=	.0160
Pbp (psig)	=	1328.0			
Net Stratigraphic Pay	(ft) =	13.6	Ext Drainage Radius	(ft) =	500.0
Measured Net Pay	(ft) =	13.6	Borehole Diameter	(in) =	8.500
			Shape Factor Skin (Sa)	=	.000

Figura 3. Datos de entrada a simulación de cañoneo

Obtenido por:Software WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

Parámetro	Valor	Unidad
Formación	U	—
	Inferior	

Parámetro	Valor	Unidad
Litología	Arenisca	—
Tope de la formación	9437,08	ft MD
Base de la formación	9494,00	ft MD
Espesor bruto	56,92	ft
Espesor neto productor	21,23	ft
Relación neto/bruto	37,30	%
Porosidad	12,00	%
Permeabilidad	326,29	mD
Módulo de Young	$3,1 \times 10^6$	psi
Relación de Poisson	0,22	adimensional
Temperatura	199	°F

Tabla 13. Propiedades petrofísicas de la Arena U Inferior

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La porosidad de 12 % indica una capacidad moderada de almacenamiento de hidrocarburos dentro del espacio poroso de la roca. Sin embargo, la permeabilidad de 326,29 mD evidencia una buena capacidad de transmisión de fluidos, lo cual favorece el movimiento del petróleo desde la formación hacia el pozo.

La relación neto/bruto es aproximadamente de 37,30 %, lo que significa que una parte limitada del espesor total presenta condiciones efectivas de reservorio. Por esta razón, la selección del intervalo de cañoneo deberá concentrarse en los estratos con mejores propiedades petrofísicas para maximizar el contacto entre la formación y el pozo.

Las propiedades geomecánicas, representadas por un módulo de Young de $3,1 \times 10^6$ psi y una relación de Poisson de 0,22, permiten describir el comportamiento elástico de la roca. Estos valores serán considerados durante la simulación del cañoneo, debido a que influyen en la respuesta mecánica de la formación y en la estabilidad del túnel generado por la carga perforadora.

Parámetro	Valor	Unidad
------------------	--------------	---------------

Tipo de fluido	Petróleo y gas	—
Gravedad API	26,4–28,2	°API
Viscosidad a condiciones de yacimiento	1,73	cP
Relación gas-petróleo, GOR	381	SCF/STB
Presión de burbuja	1328	psi
Factor volumétrico del petróleo, Bo	1,291	BY/BN

Tabla 14. Propiedades del fluido de la Arena U Inferior

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El fluido producido corresponde a un petróleo de gravedad media, con valores entre 26,4 y 28,2 °API. La viscosidad de 1,73 cP indica que el petróleo presenta una movilidad favorable a condiciones de yacimiento. El factor volumétrico de 1,291 BY/BN y el GOR de 381 SCF/STB serán utilizados como parámetros de entrada para la evaluación del comportamiento productivo.

3.5.2 Condiciones de presión

Las condiciones de presión de la Arena U Inferior permiten establecer el abatimiento disponible para la producción y analizar el comportamiento del fluido en las cercanías del pozo.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de formación	1720	psi
Presión de fondo fluyente	500	psi
Presión de burbuja	1328	psi
Abatimiento de presión	1220	psi
Diferencia entre presión de formación y presión de burbuja	392	psi
Diferencia entre presión de burbuja y presión de fondo fluyente	828	psi

Tabla 15. Condiciones de presión de la Arena U Inferior

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El abatimiento de presión se determinó mediante la diferencia entre la presión de formación y la presión de fondo fluyente, obteniéndose un valor de 1220 psi. Esta

diferencia representa la fuerza impulsora disponible para movilizar los fluidos desde el reservorio hacia el pozo.

La presión de formación de 1720 psi es superior a la presión de burbuja de 1328 psi, por lo que el petróleo se encuentra inicialmente en condición subsaturada dentro del reservorio. No obstante, la presión de fondo fluyente de 500 psi está considerablemente por debajo de la presión de burbuja.

Esta reducción de presión ocasionará la liberación de gas disuelto en las cercanías del pozo. La presencia de gas libre puede disminuir la permeabilidad relativa al petróleo y modificar el índice de productividad, especialmente cuando se emplean abatimientos elevados.

Por esta razón, la presión de fondo fluyente deberá evaluarse cuidadosamente durante la simulación de producción, evitando que una reducción excesiva de presión genere efectos desfavorables sobre la movilidad del petróleo y el comportamiento del reservorio.

3.5.3 Comportamiento de producción

El comportamiento productivo de la Arena U Inferior se analiza mediante la producción bruta esperada, el contenido de agua, el índice de productividad y las condiciones de presión establecidas.

Parámetro	Valor	Unidad
Producción bruta esperada	180–220	BFPD
BSW	35–62	%
Índice de productividad	0,15– 0,19	BPD/psi
Presión de formación	1720	psi
Presión de fondo fluyente	500	psi
Abatimiento de presión	1220	psi
Producción calculada mediante el índice de productividad	183–232	BPD
GOR	381	SCF/STB

Tabla 16. Parámetros de producción de la Arena U Inferior

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El índice de productividad se encuentra entre 0,15 y 0,19 BPD/psi. Considerando un abatimiento de 1220 psi, se obtiene una producción calculada comprendida entre 183 y 232 BPD.

Escenario	Índice de productividad	Abatimiento	Producción calculada
Mínimo	0,15 BPD/psi	1220 psi	183 BPD
Máximo	0,19 BPD/psi	1220 psi	232 BPD

Tabla 17. Producción calculada según el índice de productividad

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

Los resultados obtenidos presentan correspondencia con la producción bruta esperada de 180 a 220 BFPD, lo que permite considerar el rango de índice de productividad como representativo de la Arena U Inferior.

El BSW se encuentra entre 35 y 62 %, evidenciando una producción importante de agua junto con el petróleo. La producción neta de petróleo puede variar dependiendo de la combinación entre la producción bruta y el porcentaje de agua.

Tabla 6. Estimación de la producción de petróleo

Escenario	Producción bruta	BSW	Producción de petróleo
Menor producción de petróleo	180 BFPD	62 %	68,40 STB/D
Mayor producción de petróleo	220 BFPD	35 %	143,00 STB/D

Tabla 18. Estimación de la producción de petróleo

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La producción real de los pozos nuevos dependerá del espesor efectivamente cañoneado, la eficiencia de los disparos, el daño de formación, las condiciones de presión y la distribución espacial de las propiedades petrofísicas.

El rango de índice de productividad de 0,15 a 0,19 BPD/psi será utilizado como criterio técnico para estimar el aporte potencial de los pozos propuestos y establecer el incremento de producción dentro del plan de desarrollo del Campo Eno.

3.6 Simulación de cañoneo y determinación del índice de productividad

3.6.1 Selección del intervalo de cañoneo

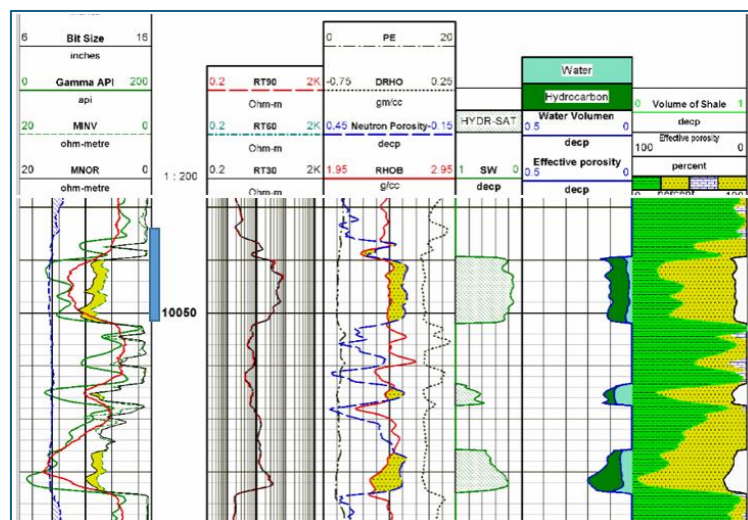


Figura 4. Registro Eléctrico (Petrofísica) – Eno 5

Elaborado por: (Orion Oil ER S.A, 2023)

La selección del intervalo de cañoneo se realizó a partir de la interpretación petrofísica de la Arenisca U Inferior, considerando el espesor neto productor, la porosidad y la permeabilidad como criterios principales para identificar la zona con mayor capacidad de almacenamiento y flujo de hidrocarburos.

Formación	Intervalo, ft	Espesor total, ft	Net Pay, ft	Permeabilidad, mD	Permeabilidad efectiva, mD	Porosidad, %
Arenisca U Inferior	10 035–10 052	17	13	326	70	11

Tabla 19. Propiedades petrofísicas del intervalo seleccionado para cañoneo

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El intervalo comprendido entre 10 035 y 10 052 ft presenta un espesor total de 17 ft, de los cuales 13 ft corresponden a espesor neto productor. Esto representa una relación neto–bruto aproximada de 76,47 %, lo que evidencia una proporción favorable de roca con características de reservorio dentro del intervalo evaluado.

La permeabilidad absoluta de 326 mD indica una buena capacidad de transmisión de fluidos. No obstante, la permeabilidad efectiva de 70 mD representa la capacidad real de la formación para permitir el flujo del hidrocarburo en presencia de otros fluidos dentro del medio poroso. Este valor confirma que el intervalo mantiene condiciones adecuadas para aportar producción hacia el pozo.

La porosidad de 11 % refleja una capacidad moderada de almacenamiento; sin embargo, su combinación con el espesor neto de 13 ft y la permeabilidad efectiva disponible permite considerar el intervalo técnicamente favorable para la operación de cañoneo.

En función de estos resultados, se seleccionó el intervalo ubicado entre 10 035 y 10 052 ft como zona objetivo para la simulación del cañoneo en la Arenisca U Inferior. Los disparos deberán ubicarse preferentemente dentro de los 13 ft identificados como espesor neto productor, evitando segmentos arcillosos o sin calidad de reservorio que puedan incrementar la producción de agua o reducir la eficiencia de la completación.

3.6.2 Definición de los parámetros de cañoneo

Los parámetros de cañoneo para la Arenisca U Inferior se definieron mediante una simulación realizada a condiciones de subsuelo, considerando las propiedades petrofísicas, geomecánicas y el daño presente en las cercanías del pozo. Para el análisis se estableció un intervalo perforado de 13,6 ft, correspondiente al espesor productor seleccionado.

===== NEAR WELLBORE DATA (Natural Perf) =====			
Skin Option	=	Theory	
Damaged Zone Perm Ratio	=	.400	Damaged Zone Thickness (in)= 30.00
Res Turb Beta (1/ft)	=	.2775121E+09	
Meas Perforated Interval (ft)	=	13.6	Form Top To Perf Top (ft) = .0
Compressive Str (psi)	=	11000.0	
Gun Phasing (deg)	=	60	Perf Density (shots/ft) = 5.00
>> Downhole Performance (Bank Averages) <<			

Plane	Rock Penetration (in)	Hole Size (in)	

1	33.597	.379	
2	33.354	.359	
3	33.597	.379	
4	32.369	.419	
5	30.779	.427	
6	32.369	.419	
Avg Entrance Hole Size		=	.397 (in)
Avg Rock Penetration		=	32.677 (in)

Crushed Zone Thickness (in)	=	.50	Crushed Zone Perm Ratio = .30
Casing/Cement Thickness (in)	=	N/A	Crush Zone Turb Option =Dmg*Crush
			Cru Turb Beta (1/ft) = .3081235E+10

Figura 5. Datos de entrada a simulación de cañoneo

Obtenido por: Software WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La densidad de 5 disparos por pie aplicada sobre los 13,6 ft del intervalo genera aproximadamente 68 perforaciones. La configuración de fase de 60° distribuye los disparos en seis planos alrededor de la tubería de revestimiento, permitiendo una comunicación radial más uniforme entre el pozo y la formación.

La simulación con cargas de alto desempeño mostró una penetración promedio en la roca de 32,677 in, equivalente aproximadamente a 32,7 in, mientras que el diámetro promedio del orificio de entrada fue de 0,397 in. Los valores individuales de penetración se encontraron entre 30,779 y 33,597 in, lo que evidencia un comportamiento relativamente uniforme de las cargas en los diferentes planos del cañón.

La penetración alcanzada permitiría atravesar la tubería, el cemento, la zona triturada generada por el disparo y parte de la zona afectada por el daño de formación. De esta manera, se favorecería la conexión hidráulica entre la Arenisca U Inferior y el pozo, reduciendo las restricciones al flujo y mejorando la eficiencia de entrada de los fluidos hacia la completación.

energy **API**

API Form 19B-Section 1 ☒ Conforms to All Requirements of Section 1 ☐ Special Test - See Remarks/Exceptions below

Service Company AVAILABLE TO ALL FROM OWEN OIL TOOLS

Explosive weight 39 gm. HMX powder, Case Material STEEL

Gun OD & Trade Name 4 1/2 OD, TAG, 5 SPF, 60 deg, 39g, HERO-HR (SDP-4539-410)

Max Temp, °F 400 1 hr X 3 hr X 24 hr X 100 hr X 200 hr X

Charge Name PERFORATOR, 4.500", SDP, 39G, HMX

Maximum Pressure Rating 17,000 psi, Carrier Material STEEL

Manufacturer Charge Part No. SDP-4539-410 Date of Manufacture 6-4-2013

Shot Density Tested 5 Shots/ft

Gun Type SCALLOPED, EXPENDABLE, HOLLOW CARRIER

Recommended Minimum ID for Running 5.00 in.

Phasing Tested 80 degrees, Firing Order: X Top down X Bottom up

Available Firing Mode: X Selective X Simultaneous

Debris Description SMALL STEEL PIECES

Debris Weight X gm/charge, Debris X in³/charge

Remarks/Exceptions per Section 1.11 RDX VERSION AVAILABLE AS SDP-4539-310

Casing Data 7" OD, Weight 32 lb/ft, API Grade, L-80 Date of Section 1 Test 7-9-2013

Target Data 156" OD, Amount of Cement 26,425 lb, Amount of Sand 52,875 lb, Amount of Water 13,843.5 lb

Date of Compressive Strength Test 7-9-2013 Briquette Compressive Strength 6,043 psi, Age of Target 28 days

Shot No.	No 1	No 2	No 3	No 4	No 5	No 6	No 7	No 8	No 9	No 10	No 11
Clearance, in.	1.12	1.60	1.12	0.32	0.00	0.32	1.12	1.60	1.12	0.32	0.00
Casing Hole Diameter, Short Axis, in	0.42	0.33	0.35	0.42	0.45	0.45	0.37	0.31	0.32	0.45	0.39
Casing Hole Diameter, Long Axis, in	0.42	0.35	0.36	0.45	0.47	0.48	0.37	0.32	0.34	0.45	0.40
Average Casing Hole Diameter, in.	0.42	0.34	0.36	0.45	0.46	0.47	0.37	0.32	0.33	0.45	0.40
Total Depth, in.	69.7	71.7	73.0	72.2	69.2	70.5	71.0	70.7	71.5	65.0	60.7
Burr Height, in.	0.065	0.018	0.076	0.113	0.058	0.094	0.106	0.053	0.058	0.101	0.093

Shot No.	No 12	No 13	No 14	No 15	No 16	No 17	No 18	No 19	No 20	No 21	No 22	Average
Clearance, in.	0.32	1.12	1.60	1.12								XXXXXX
Casing Hole Diameter, Short Axis, in	0.32	0.35	0.44	0.47								0.39
Casing Hole Diameter, Long Axis, in	0.34	0.36	0.45	0.47								0.40
Average Casing Hole Diameter, in.	0.33	0.36	0.45	0.47								0.40
Total Depth, in.	65.0	70.0	69.0	70.5								69.3
Burr Height, in.	0.035	0.041	0.067	0.072								0.074

Remarks

Obtenido por: (API , 2022)

Elaborado por: Grace Yaqual Yaqual

81

tomaron los parámetros representativos de la carga, principalmente la penetración promedio, el diámetro de entrada, la densidad de disparos, el ángulo de fase y la configuración del cañón. Estos valores permitieron definir la geometría de los túneles de perforación y estimar el efecto del cañoneo sobre la comunicación hidráulica entre el pozo y la formación.

El uso de esta información permitió representar de manera más realista la capacidad de la carga para atravesar el revestidor, el cemento y la zona de daño cercana al pozo. Sin embargo, los resultados API 19B corresponden a condiciones estandarizadas de laboratorio, por lo que fueron empleados como parámetros de referencia para la simulación y no como una reproducción exacta de la penetración que se alcanzaría en la formación, debido a la influencia de las propiedades petrofísicas y geomecánicas del reservorio.

3.7 Planificación direccional en COMPASS

3.7.1 Definición de pozos existentes

El Pad ENO está conformado por ocho pozos direccionales del Campo Eno, identificados desde ENO-01 hasta ENO-08, los cuales se emplean como pozos de referencia para el diseño del nuevo pozo. Cada uno dispone de registros direccionales que contienen información de profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera (TVD), inclinación y azimut. Estos datos constituyen la base para reconstruir sus trayectorias en el software COMPASS y evaluar su distribución espacial dentro de la plataforma.

La incorporación de los registros direccionales en el programa permitió generar una representación tridimensional de las trayectorias existentes, verificar la posición de cada pozo con respecto al origen del Pad ENO e identificar las zonas de mayor proximidad entre las trayectorias. Esta reconstrucción constituye el punto de partida para el diseño de las alternativas direccionales del pozo ENO-09P y para el posterior análisis anticolidión.

Datos de referencia

Parámetro	Valor
Sistema de coordenadas	UTM Zona 18S — WGS84

Coordenada Norte del origen del Pad ENO	9 987 450 m N
Coordenada Este del origen del Pad ENO	316 820 m E
Elevación KB de todos los pozos	3 420 m s. n. m.
Elevación GL	3 415 m s. n. m.
Datum de elevación	MSL
Declinación magnética	−0.68° (W)
Referencia de azimuth	Norte de cuadrícula (Grid North)

Tabla 20. Datos de referencia del Pad ENO

Información de los pozos

Pozo ENO-01

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
+0	+0	22	32	400	2.5	2730	3100

Tabla 21. Parámetros del pozo ENO-01

Pozo ENO-02

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
−10	+8	115	28	420	2.2	2950	3250

Tabla 22. Parámetros del pozo ENO-02

Pozo ENO-03

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
------------------	------------------	-----------------------	--------------------------	-----------------------	-------------------------	--------------------	-------------------

+12	−5	210	35	380	2.8	2610	3050
-----	----	-----	----	-----	-----	------	------

Tabla 23. Parámetros del pozo ENO-03

Pozo ENO-04

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
+5	+15	295	30	450	2.0	3050	3400

Tabla 24. Parámetros del pozo ENO-04

Pozo ENO-05

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
−8	−12	65	40	360	3.0	2430	2980

Tabla 25. Parámetros del pozo ENO-05

Pozo ENO-06

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
+18	+10	170	25	500	1.8	3340	3600

Tabla 26. Parámetros del pozo ENO-06

Pozo ENO-07

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
−15	+5	340	38	410	2.6	2650	3180

Tabla 27. Parámetros del pozo ENO-07

Pozo ENO-08

N (m)	E (m)	Azimut (°)	Inc. máx. (°)	KOP (m MD)	BUR (°/30 m)	TVD (m)	MD (m)
+8	−18	250	33	390	2.4	2880	3300

Tabla 28. Parámetros del pozo ENO-08

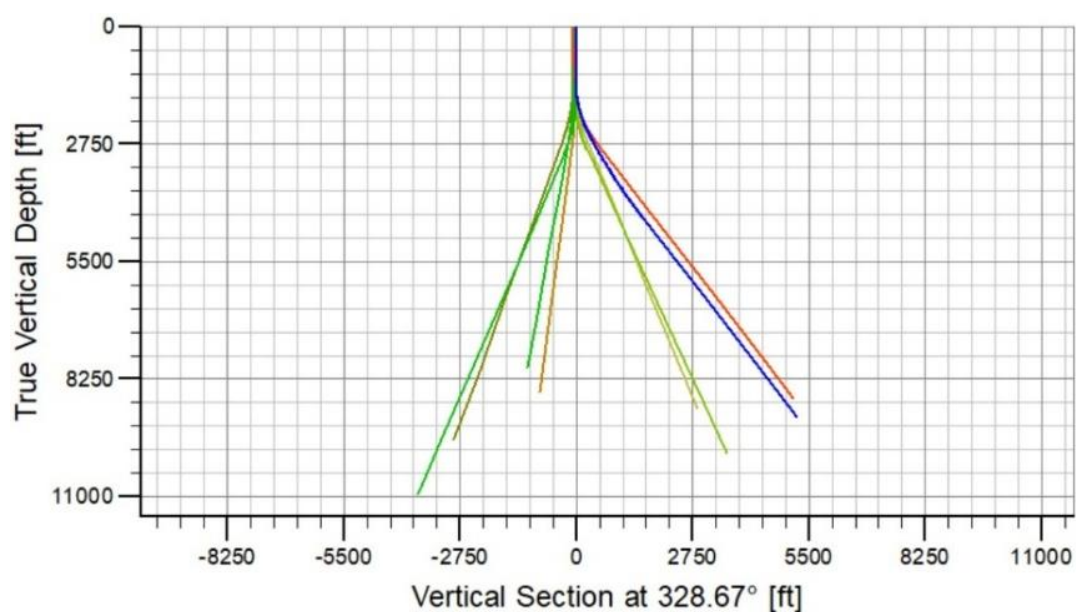


Figura 7. Section View

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

3.7.2 Secuencia de perforación y completación

La ejecución del plan de desarrollo se plantea en dos etapas anuales. Durante el primer año se perforarán y completarán dos pozos, con el propósito de iniciar la recuperación adicional de hidrocarburos y evaluar la respuesta productiva de la Arena U Inferior bajo las condiciones de cañoneo seleccionadas.

En el segundo año se perforarán y completarán los dos pozos restantes, alcanzando un total de cuatro pozos nuevos. Esta secuencia permite distribuir las operaciones de perforación, reducir la concentración de recursos y utilizar la información obtenida de los primeros pozos para ajustar la trayectoria, la completación y las condiciones operativas de los siguientes.

La propuesta de cuatro pozos responde a la necesidad de incorporar capacidad productiva de manera progresiva, compensar la declinación de los pozos existentes y disminuir la incertidumbre técnica antes de ejecutar la totalidad del plan. De esta forma, la segunda

etapa podrá optimizarse con base en los resultados de presión, producción, BSW y comportamiento del reservorio observados durante el primer año.

3.7.3 Diseño de trayectorias para ENO-09P

El pozo propuesto ENO-09P tiene como finalidad alcanzar la Formación Napo, Arena U Inferior, considerando la ubicación espacial del objetivo y la ventana operativa definida para su ingreso. La trayectoria debe orientarse de manera que intercepte adecuadamente la zona de interés y se mantenga dentro de las tolerancias laterales y verticales establecidas para el reservorio.

Asimismo, el diseño debe cumplir con los límites de inclinación, tasa de construcción, punto de inicio de desviación y separación mínima respecto a los pozos existentes del Pad ENO. Estas condiciones permiten comparar los perfiles direccionales tipo J y tipo S, con el propósito de seleccionar la alternativa que ofrezca mayor seguridad anticolidión, menor complejidad geométrica y mejores condiciones operacionales para alcanzar la Arena U Inferior.

<i>Parámetro</i>	<i>Pozo J</i>	<i>Pozo S</i>
KOP	800.0 ft MD	950.0 ft MD
BUR	1.25 °/100ft	BUR 1: 1.05 °/100ft BUR 2: 2.40 °/100ft
Inclinación máxima	20.00°	20.00°
Azimut	20.00°	Inicia en 1.82° hacia 63.43°
DOR	(0 °/100ft)	1.63 °/100ft
Sección Tangente	Inicia a los 1600.0 ft MD	Tangente 1 (8°): 1711.9 – 3211.9 ft MD Tangente 2 (20°): 3946.4 – 4746.4 ft MD

MD Final	9555.6 ft	9397.0 ft
TVD Final (objetivo)	9258.0 ft	9257.1 ft
Fin de Caída	No aplica	7446.4 ft MD
Severidad Pata de Perro	1.25 °/100ft	2.40 °/100ft
Sección de Construcción	800.0 – 1600.0 ft MD	Fase 1: 950.0 – 1711.9 ft MD Fase 2: 3211.9 – 3946.4 ft MD
Sección de Caída	No aplica	4746.4 – 7446.4 ft MD

Tabla 29. Datos de entrada a software EDT Landmark

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

Para garantizar la factibilidad técnica y la seguridad operacional del pozo propuesto ENO-09P, la trayectoria diseñada en el software COMPASS debe cumplir con las restricciones establecidas para el proyecto. Estas condiciones definen los límites geométricos permitidos durante la construcción de la trayectoria, incluyendo el punto de inicio de desviación, la inclinación máxima, la tasa de construcción y la orientación requerida para alcanzar la Formación Napo, Arena U Inferior.

Asimismo, el diseño debe mantener una separación segura respecto a las trayectorias de los pozos existentes del Pad ENO, con el fin de minimizar el riesgo de interferencia o colisión durante la perforación. También se deben respetar las tolerancias laterales y verticales de la ventana objetivo, asegurando que el pozo ingrese correctamente en la zona de interés. Los parámetros considerados para el diseño de la trayectoria se presentan en la siguiente tabla.

Parámetro de Diseño	Objetivo Requerido
Ángulo de inclinación máxima	$\leq 45^\circ$.
Tasa de construcción (BUR)	Entre 1.5 y 3.0 °/30m.
Punto de desvío (KOP)	Entre 350 y 550 m MD.
Factor de Separación (SF)	≥ 1.5 con todos los pozos existentes

Densidad del fluido (sección tangente)	1.45 g/cc.
Sección dentro del objetivo	Mínimo 100 m medidos.

Tabla 30. Parámetros de diseño

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

3.7.4 Análisis en Wellplan

Una vez definida la trayectoria del pozo ENO-09P en COMPASS, esta se incorpora en WellPlan, dentro del entorno Landmark EDM, con el propósito de evaluar la factibilidad hidráulica y mecánica de la sección de perforación de 8½ pulgadas. El análisis inicia en la zapata del revestidor de 9⅝ pulgadas y se extiende hasta la profundidad final del pozo en la Formación Napo U. La trayectoria importada debe corresponder exactamente al diseño seleccionado en COMPASS, conservando los valores de profundidad medida, profundidad vertical, inclinación, azimut y severidad de pata de perro.

- **Geometría y condiciones del pozo**

La figura muestra la geometría general del pozo ingresada en WellPlan, incluyendo el revestidor de 9⅝ pulgadas hasta la profundidad de la zapata y la sección de hoyo abierto de 8½ pulgadas hasta la profundidad final. Esta configuración permite representar la trayectoria real del pozo y definir los diámetros disponibles para los análisis hidráulicos y mecánicos.

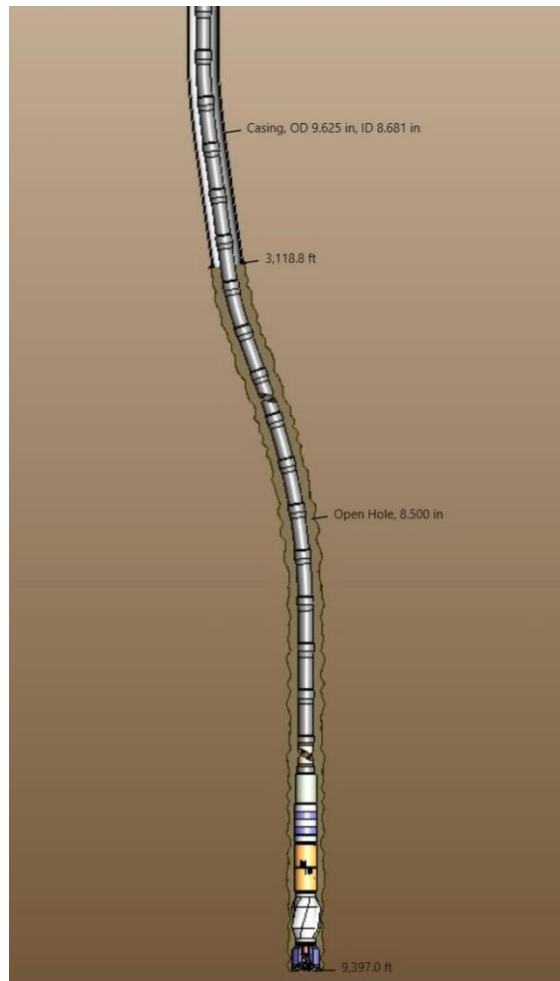


Figura 8. Geometría del Pozo

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

- **Propiedades del fluido de perforación**

Se seleccionó un lodo base agua polimérico por su capacidad para controlar la reología, transportar recortes y mantener la estabilidad del hoyo. La densidad de 12.1 ppg permite conservar la presión hidrostática por encima de la presión de poro, sin acercarse al gradiente de fractura, manteniendo la ECD dentro de la ventana operativa.

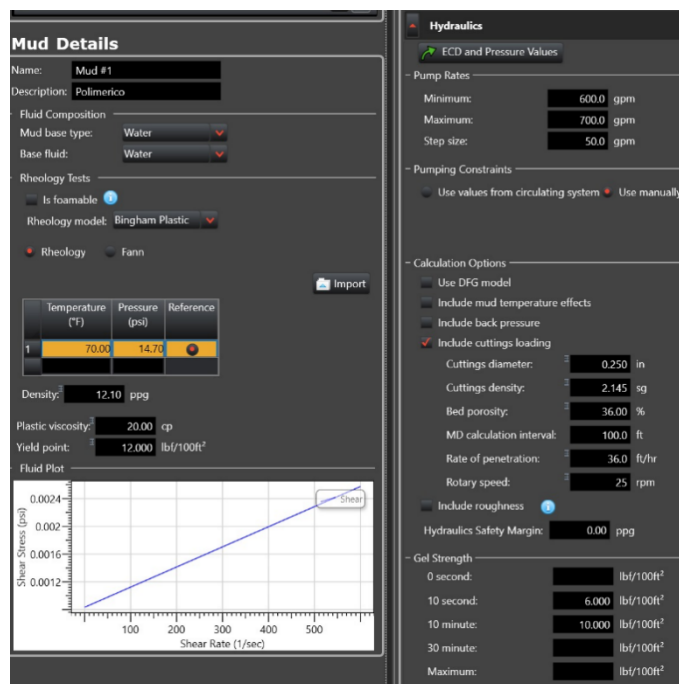


Figura 9. Información de Fluidos

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La viscosidad plástica de 20 cP representa una condición conservadora frente al contenido de sólidos, mientras que el YP de 12 lb/100 ft² proporciona suficiente capacidad de acarreo sin generar pérdidas de presión excesivas. Los geles de 6 y 10 lb/100 ft² favorecen la suspensión de sólidos durante las paradas. Finalmente, el rango de 600–700 gpm garantiza una velocidad anular adecuada, una presión de bomba dentro de la capacidad disponible y un HSI apropiado para optimizar la limpieza de la broca.

- **Configuración base del BHA**

La figura detalla la sarta de perforación y el ensamblaje de fondo empleados en el modelo. La configuración incluye tubería de perforación, HWDP, drill collars, MWD, motor de fondo, estabilizador y broca de 8½ pulgadas. Esta distribución permite evaluar el comportamiento de la sarta frente al torque, arrastre, cargas axiales y posibles condiciones de pandeo durante las operaciones.

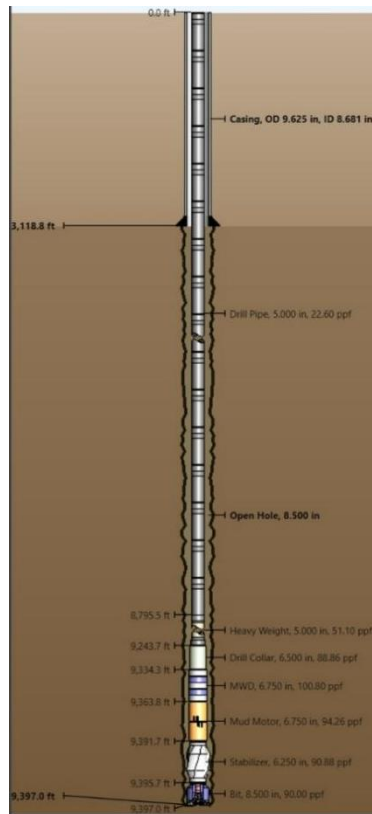


Figura 10. BHA

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

- **ECD VS TVD**

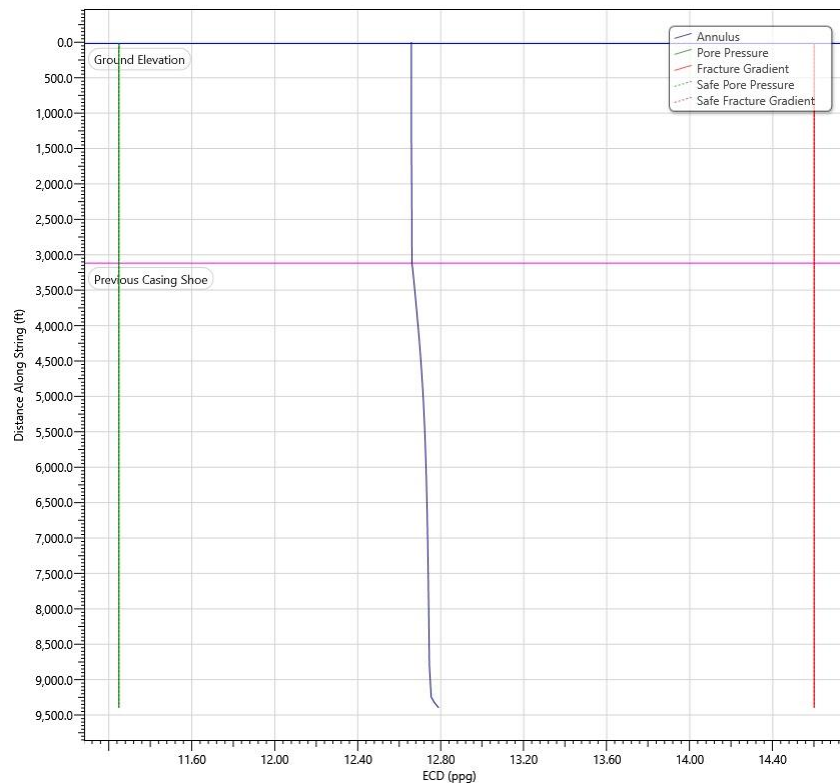


Figura 11. ECD vs TVD

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

CAPÍTULO IV: ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 Simulación del cañoneo en la Arena U Inferior

4.1.1 Comportamiento de las curvas IPR

Las curvas de comportamiento de afluencia muestran que el incremento de la densidad de disparos mejora la capacidad de aporte de la Arena U Inferior. La curva correspondiente a 10 DPP se desplaza hacia mayores caudales respecto a la obtenida con 5 DPP, lo que indica una menor restricción hidráulica asociada a la completación.

Para una misma presión de fondo fluyente, la configuración de 10 DPP permite obtener un caudal superior. De manera equivalente, para producir un mismo caudal, esta alternativa requiere un menor abatimiento de presión. Esta respuesta evidencia que el

aumento del número de perforaciones incrementa el área efectiva de comunicación entre el pozo y el reservorio.

La forma no lineal de las curvas también refleja la influencia del comportamiento multifásico. Cuando la presión de fondo fluyente disminuye por debajo de la presión de burbuja de 1328 psig, comienza la liberación de gas disuelto en las cercanías del pozo. Esta condición puede reducir la permeabilidad relativa al petróleo y limitar el incremento de producción obtenido mediante abatimientos elevados.

4.1.2 Sensibilidad a la densidad de disparos

La configuración base de 5 DPP alcanzó una producción estimada de 520 BFPD, mientras que el incremento de la densidad a 10 DPP permitió alcanzar aproximadamente 610 BFPD.

Escenario	Densidad de disparos	Producción estimada
Caso base	5 DPP	520 BFPD
Caso optimizado	10 DPP	610 BFPD

Tabla 31. Escenarios de cañoneo simulados

Obtenido por: WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La diferencia entre ambos escenarios corresponde a 90 BFPD, equivalente a un incremento de aproximadamente 17,3 % respecto al caso base. Este resultado confirma que la duplicación de la densidad de disparos mejora el desempeño productivo, aunque el aumento del caudal no ocurre en la misma proporción que el incremento del número de perforaciones.

La respuesta no proporcional indica que, además de la completación, la producción continúa limitada por el espesor efectivo, la permeabilidad de la formación, el daño cercano al pozo y las condiciones de presión del reservorio.

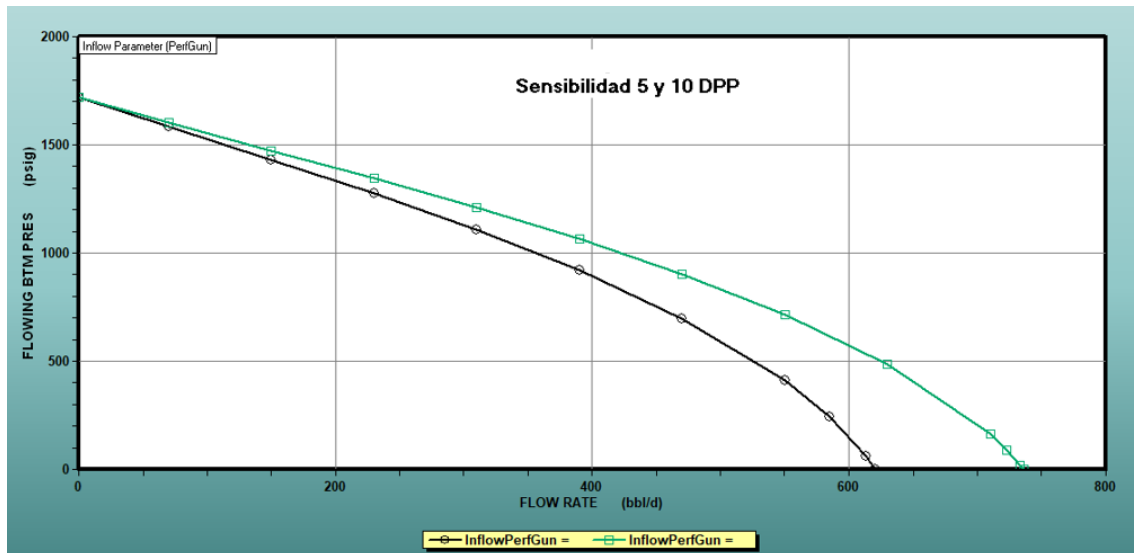


Figura 12. IPR de escenarios de cañoneo

Obtenido por: WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

4.1.3 Selección del escenario de cañoneo

Desde el punto de vista hidráulico-productivo, el escenario de 10 DPP presenta el comportamiento más favorable, debido a que proporciona mayor capacidad de aporte y reduce la restricción de entrada de fluidos.

No obstante, la selección de esta configuración debe interpretarse como una optimización dentro de los escenarios evaluados. Su aplicación definitiva debe considerar la integridad del revestidor, el espaciamiento entre perforaciones, la cantidad total de explosivo, la generación de residuos y la capacidad de manejo de fluidos de las instalaciones de producción.

Por tanto, la densidad de 10 DPP constituye la alternativa técnicamente recomendada para continuar con la evaluación del pozo, debido a su mayor respuesta productiva frente al escenario de 5 DPP.

4.2 Desempeño de la carga perforadora

4.2.1 Penetración en la formación

La carga perforadora presentó penetraciones comprendidas entre 30,779 y 33,597 in, con un promedio de 32,677 in. La diferencia limitada entre los seis planos de disparo evidencia una respuesta relativamente uniforme alrededor del revestidor.

Plano de disparo	Penetración en roca (in)
1	33,597
2	33,354
3	33,597
4	32,369
5	30,779
6	32,369
Promedio	32,677

Tabla 32. Penetración en roca por disparo

Obtenido por: WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La zona dañada considerada presenta un espesor de 30 in. En consecuencia, la penetración promedio supera esta región en aproximadamente 2,677 in, mientras que incluso el valor mínimo la sobrepasa en 0,779 in.

Este resultado indica que los túneles de disparo tienen capacidad para atravesar la zona de permeabilidad reducida y alcanzar roca con mejores condiciones de flujo. Sin embargo, el margen observado es moderado, por lo que cualquier reducción de penetración bajo condiciones reales de fondo podría disminuir la eficiencia para sobrepasar completamente el daño.

4.2.2 Diámetro del orificio de entrada

El diámetro de los orificios generados varió entre 0,359 y 0,427 in, con un promedio de 0,397 in.

Plano de disparo	Diámetro del orificio (in)
1	0,379
2	0,359
3	0,379
4	0,419
5	0,427
6	0,419
Promedio	0,397

Tabla 33. Penetración en roca por disparo

Obtenido por: WEM (PEM Soft Solutions)

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La diferencia máxima entre los orificios fue de 0,068 in, lo que muestra una dispersión reducida en el desempeño de las cargas. El diámetro promedio obtenido proporciona un área de entrada adecuada para la recepción de fluidos, mientras que la penetración profunda favorece la conexión con la formación situada más allá de la zona dañada.

4.2.3 Eficiencia para atravesar la zona dañada

La relación entre la penetración promedio de 32,677 in y el espesor de daño de 30 in constituye el principal indicador de eficiencia de la carga. Los resultados muestran que los túneles logran superar teóricamente la región afectada y establecer comunicación con roca de mayor permeabilidad.

No obstante, la zona triturada generada alrededor del túnel conserva una permeabilidad inferior a la roca original. Por esta razón, la eficiencia hidráulica no depende únicamente de la longitud de penetración, sino también del diámetro del túnel, de la permeabilidad residual de la zona triturada y de la cantidad de perforaciones efectivamente abiertas.

El incremento a 10 DPP compensa parcialmente estas restricciones al aumentar el número de canales disponibles para el flujo. En conjunto, la penetración y el diámetro obtenidos muestran que la carga posee un desempeño adecuado para mejorar la comunicación hidráulica entre la Arena U Inferior y el pozo.

4.3 Potencial productivo de la Arena U Inferior

4.3.1 Producción estimada del pozo

El potencial productivo obtenido se encuentra entre 520 y 610 BFPD, dependiendo de la densidad de disparos utilizada. La diferencia entre ambos escenarios demuestra que una parte importante de la restricción al flujo se encuentra asociada a la completación.

El escenario de 10 DPP representa el mayor potencial productivo, con un incremento de 90 BFPD frente al caso base. Sin embargo, este valor corresponde a una estimación del modelo y no necesariamente a la producción estabilizada que se obtendrá durante la operación real.

La producción final estará condicionada por la presión disponible, el comportamiento del BSW, la eficiencia efectiva de los disparos, la evolución del daño y la respuesta del reservorio ante la producción continua.

4.3.2 Influencia del BSW sobre la producción de petróleo

La Arena U Inferior presenta un rango de BSW comprendido entre 35 y 62 %. Al aplicar este intervalo a los caudales obtenidos en la simulación, se observa una variación significativa en la producción neta de petróleo.

Escenario	Producción bruta	BSW	Petróleo estimado	Agua estimada
5 DPP, BSW bajo	520 BFPD	35 %	338,0 BOPD	182,0 BWPD
5 DPP, BSW alto	520 BFPD	62 %	197,6 BOPD	322,4 BWPD
10 DPP, BSW bajo	610 BFPD	35 %	396,5 BOPD	213,5 BWPD
10 DPP, BSW alto	610 BFPD	62 %	231,8 BOPD	378,2 BWPD

Tabla 34. Influencia de BSW en caudal

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El escenario de 10 DPP mantiene una mayor producción de petróleo en ambos extremos del rango de BSW. Sin embargo, cuando el contenido de agua aumenta de 35 a 62 %, la

producción neta de petróleo disminuye considerablemente, a pesar de mantenerse el mismo caudal bruto.

Estos valores constituyen una sensibilidad volumétrica y no incluyen posibles cambios en las permeabilidades relativas ni en la presión de fondo ocasionados por el incremento del flujo de agua.

4.4 Diseño direccional del pozo ENO-09P

4.4.1 Características del perfil tipo J

- Evaluación de la separación centro-centro

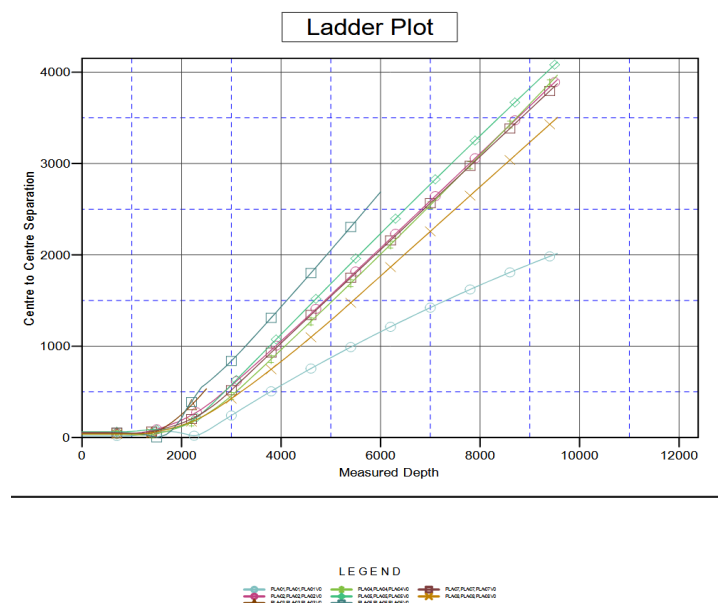


Figura 13. Distancia centro-centro vs. profundidad medida — Pozo J

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El Ladder Plot permite visualizar la variación de la distancia centro a centro entre el pozo ENO-09J y cada uno de los ocho pozos existentes del Pad ENO a lo largo de la profundidad medida. Las menores separaciones se presentan durante los primeros 2 000 ft MD, debido a que todos los pozos parten desde una misma plataforma y, en esta sección inicial, sus trayectorias aún se encuentran próximas entre sí.

A medida que aumenta la profundidad, las curvas muestran una tendencia creciente en la separación entre trayectorias, ya que cada pozo se orienta hacia su respectivo objetivo y

aumenta su desplazamiento horizontal. Este comportamiento reduce progresivamente el riesgo de interferencia geométrica. Dentro del intervalo crítico, el pozo ENO-06 mantiene la menor separación respecto al pozo ENO-09J, por lo que constituye la principal referencia para la evaluación anticolidión de esta alternativa.

- **Evaluación del factor de seguridad**

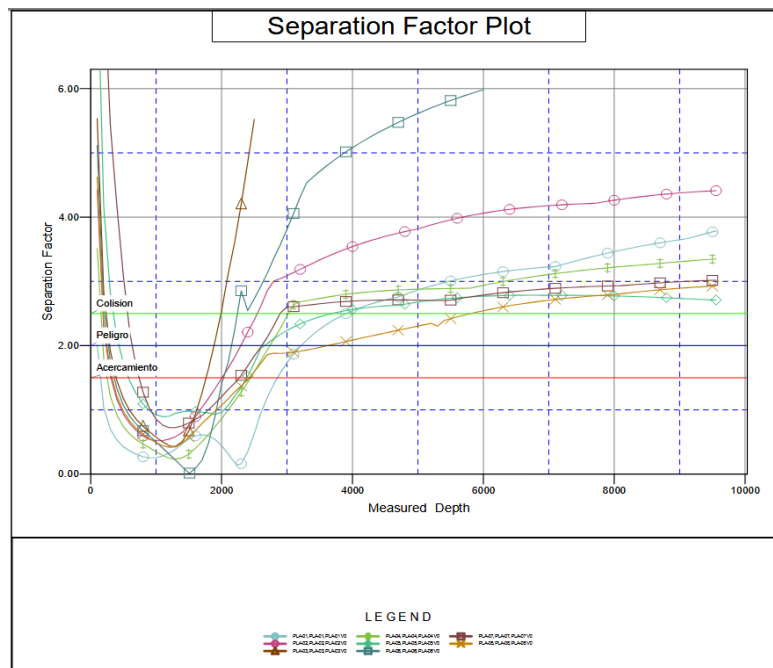


Figura 14. Factor de separación vs. profundidad medida — Pozo J.

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

La gráfica se interpreta mediante tres franjas de referencia: acercamiento, peligro y colisión, considerando como criterio de diseño un factor de separación $SF \geq 1,5$. En la sección inicial, los pozos presentan valores reducidos de SF debido a que parten desde el mismo Pad ENO y sus trayectorias se encuentran próximas entre sí, por lo que el riesgo potencial de colisión es mayor durante esta etapa.

A medida que aumenta la profundidad medida, las trayectorias divergen hacia sus respectivos objetivos y el factor de separación se incrementa progresivamente, reflejando una disminución del riesgo de colisión y un mayor margen de seguridad en las etapas posteriores de perforación. No obstante, los pozos ENO-05, ENO-08 y ENO-02 presentan

una mayor proximidad al límite de colisión hacia el tramo final de la trayectoria, por lo que requieren especial atención dentro del análisis anticolidión.

4.4.2 Características del perfil tipo S

- Evaluación de la separación centro-centro

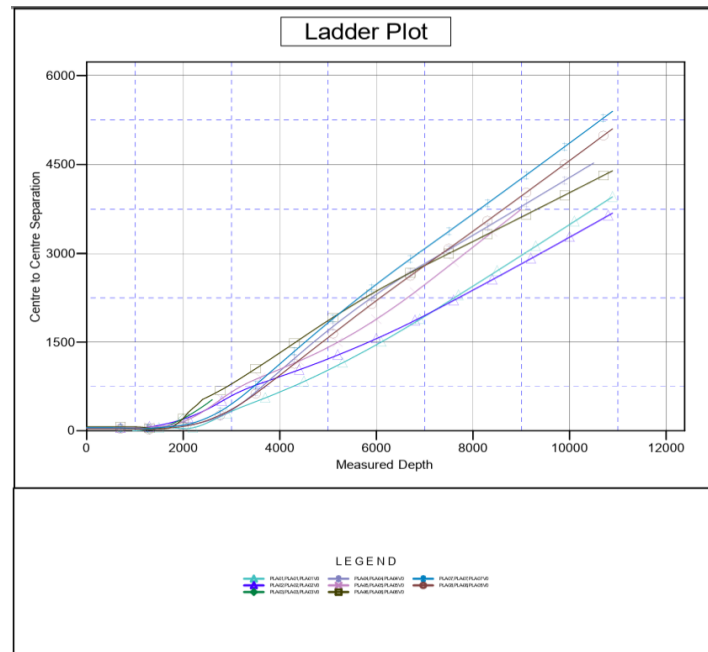


Figura 15. Distancia centro-centro vs. profundidad medida — Pozo S.

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

De forma similar al perfil J, el Ladder Plot del pozo S muestra que las menores separaciones se concentran en los primeros 2 000 ft de MD, donde las ocho trayectorias parten del mismo pad y aún no se han diferenciado espacialmente. A partir de ese punto, todas las curvas presentan una tendencia creciente y prácticamente lineal, alcanzando separaciones de entre 3 600 y 5 800 ft hacia el final de la trayectoria (MD $\approx$ 10 890 ft), lo que refleja la divergencia progresiva del pozo PLA-09S respecto a los pozos vecinos conforme se desarrolla la sección tangente y de caída.

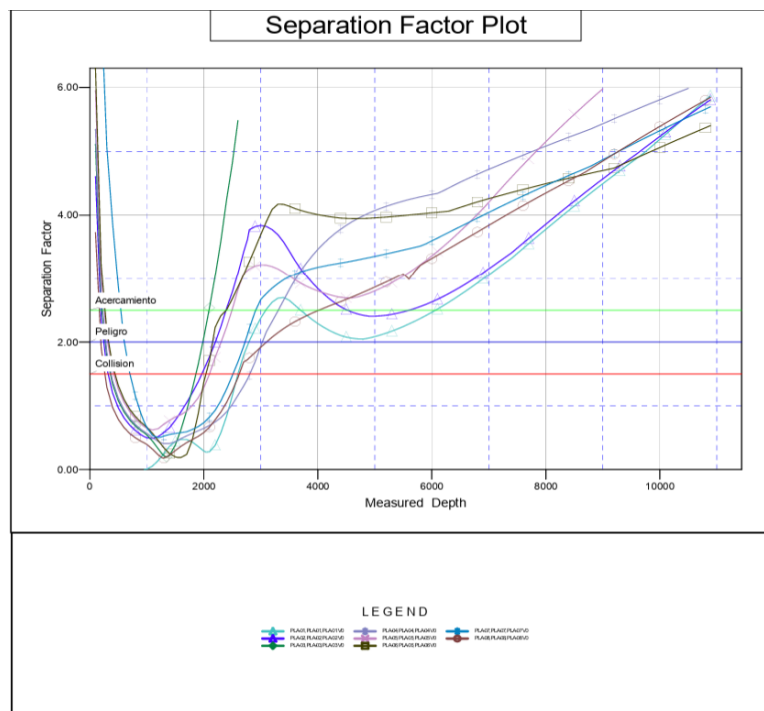


Figura 16. Factor de separación vs. profundidad medida — Pozo S.

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

Al igual que en el perfil J, todos los pozos parten con valores de SF muy bajos en la zona común del pad, cayendo por debajo del criterio de diseño entre 800 y 2 000 ft MD. A partir de allí, el SF de la mayoría de los pozos se recupera con rapidez y supera 1.5 antes de los 3 000 ft MD; se observan además ligeras depresiones locales en algunas curvas (entre 4 000 y 6 000 ft MD) antes de retomar la tendencia creciente. Hacia el final de la trayectoria (MD > 8 500 ft) todos los pozos convergen a valores de SF superiores a 5, evidenciando una separación ampliamente satisfactoria en la etapa final.

4.4.3 Comparación técnica de las trayectorias

La comparación de los perfiles tipo J y tipo S para el pozo ENO-09P se realizó considerando la geometría direccional, la longitud total perforada, la severidad de pata de perro, el comportamiento anticollision y las condiciones operativas para alcanzar la Arena U Inferior de la Formación Napo.

Parámetro	Perfil tipo J	Perfil tipo S
KOP	800 ft MD	950 ft MD
BUR máxima	1,25°/100 ft	2,40°/100 ft

Inclinación máxima	20°	20°
Azimut principal	20°	63,43°
DOR	No aplica	1,63°/100 ft
MD total	9 555,6 ft	9 397 ft
TVD en el objetivo	9 258 ft	9 257 ft
DLS máxima	1,25°/100 ft	2,40°/100 ft
SF mínimo	0,016	0,000
Pozo de mayor proximidad	ENO-06	ENO-01
MD de mínima separación	1 510,4 ft	954,7 ft

Tabla 35. Comparación técnica de las trayectorias

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El perfil tipo J presenta una geometría más sencilla y una menor severidad de pata de perro, debido a que está constituido por una sección de construcción seguida de un tramo tangente, sin incorporar una sección de caída. Esta configuración reduce los cambios direccionales y las cargas mecánicas sobre la sarta; sin embargo, mantiene una inclinación de aproximadamente 20° durante el tramo final y alcanza una profundidad medida mayor que el perfil tipo S.

Por su parte, el perfil tipo S presenta una geometría más compleja, conformada por secciones de construcción, tangente y caída. Aunque su DLS máxima es mayor, la sección de caída permite reducir la inclinación antes de ingresar al objetivo, favoreciendo una aproximación más controlada hacia la Arena U Inferior. Además, alcanza prácticamente la misma TVD con una MD menor, lo que representa una reducción aproximada de 158,6 ft en la longitud total perforada.

En el análisis anticolisión, ambos perfiles presentan valores críticos de factor de separación durante el tramo superficial compartido por los pozos del Pad ENO. El perfil J registra un SF mínimo de 0,016 frente al pozo ENO-06, mientras que el perfil S alcanza un SF mínimo de 0,000 respecto al pozo ENO-01. Estos acercamientos ocurren en los primeros 1 000 a 1 500 ft MD, donde las trayectorias parten desde posiciones próximas antes de divergir hacia sus respectivos objetivos.

Fuera del tramo superficial, el perfil tipo S incrementa progresivamente su factor de separación, recupera el criterio de $SF \geq 1,5$ antes de los 3 000 ft MD y mantiene márgenes

superiores durante las secciones intermedia y final. Su geometría también proporciona mejores condiciones para la corrida, asentamiento y cementación del liner de producción, al aproximarse al objetivo con una trayectoria de menor inclinación y mayor estabilidad.

En consecuencia, el perfil tipo S se selecciona como la alternativa técnicamente más favorable para el pozo ENO-09P, debido a que combina una menor longitud perforada, un ingreso más controlado a la Arena U Inferior y mejores condiciones operacionales en la sección final. No obstante, el acercamiento superficial con ENO-01 deberá gestionarse mediante controles direccionales, seguimiento anticolidión en tiempo real y procedimientos específicos para la perforación del tramo inicial.

4.5 Análisis anticolidión

El análisis anticolidión de las dos alternativas de trayectoria para el pozo ENO-09P se realizó en el software COMPASS, considerando como pozos de referencia los ocho pozos existentes del Pad ENO. En ambos escenarios se aplicó el método de mínima curvatura para la reconstrucción de las trayectorias, junto con el modelo de incertidumbre ISCWSA y un nivel de confianza de 2 sigma.

Para determinar los puntos de mayor proximidad se utilizó el método de rastreo Closest Approach 3D y la superficie de error Pedal Curve. Los resultados obtenidos permitieron comparar, para cada alternativa, la distancia centro a centro entre pozos, el factor de separación y la profundidad correspondiente al punto de acercamiento más crítico, con el fin de identificar la trayectoria que presenta menor riesgo de colisión y mayor seguridad durante la perforación.

Parámetro de diseño	Perfil tipo J	Perfil tipo S
KOP (ft MD)	800 ft	950 ft
BUR (°/100 ft)	1.25°/100 ft	2.40°/100 ft
Inclinación máxima (°)	20°	20°
Azimut principal (°)	20°	63.43°

Drop rate (°/100 ft) [si aplica]	No aplica	1.63°/100 ft
MD total (ft)	9555.6 ft	9397 ft
TVD en el objetivo (ft)	9258.0 ft	9258.0 ft
Desplazamiento N total (ft)	2070.7 ft	≈ 2 920 (890 m, según objetivo de diseño)
Desplazamiento E total (ft)	658.1 ft	≈ 1 706 (520 m, según objetivo de diseño)
Desplazamiento horizontal total (ft)	2172.8 ft	≈ 3 382 (1 031 m, según objetivo de diseño)
DLS máxima (°/100 ft)	1.25°/100 ft	2.40°/100 ft
SF mínimo	0.016	0.000
Pozo con menor separación	ENOA-06	ENO-01
MD de mínima separación (ft)	1510.4 ft	954.7 ft

Tabla 36. Análisis anticolidión para Pozo tipo J y S

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

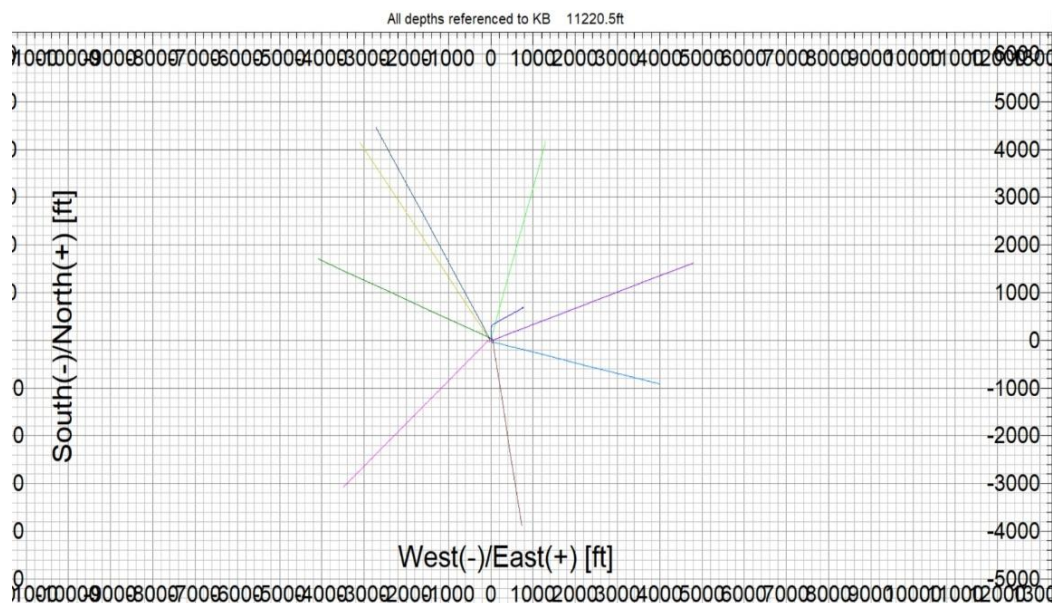


Figura 17. Spider Plot

Obtenido por: EDT Landmark 17.1.00

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

4.6 Separación centro a centro

Pozo	Tipo J			Tipo S		
	C-C mínima (m)	SF mínimo	MD crítico (m)	C-C mínima (m)	SF mínimo S	MD crítico (m)
ENO-01	5.39	0.141	686.7	0.00	0.000	291.0
ENO-02	12.37	0.518	304.8	12.80	0.489	335.3
ENO-03	12.80	0.433	396.2	6.00	0.196	410.5
ENO-04	8.38	0.234	396.2	14.84	0.409	426.7
ENO-05	19.72	0.894	335.3	14.42	0.622	335.3

ENO-06	0.76	0.016	460.4	9.42	0.190	487.7
ENO-07	14.02	0.723	396.2	9.78	0.502	365.8
ENO-08	11.92	0.418	365.8	5.76	0.181	393.3

Tabla 37. Separación centro a centro

Elaborado por: Grace Yagual Yagual

El análisis de separación mínima evidencia que ninguna de las dos trayectorias cumple con el criterio de diseño $SF \geq 1,5$ respecto a los ocho pozos existentes. En el perfil tipo J, el acercamiento más crítico ocurre con el pozo ENO-06, con una distancia centro a centro de 0,76 m y un SF de 0,016 a 460,4 m MD. Para el perfil tipo S, la condición más crítica se presenta frente al pozo ENO-01, donde la distancia centro a centro es 0,00 m y el SF alcanza 0,000 a 291,0 m MD, lo que indica una superposición geométrica en el tramo inicial.

De manera comparativa, el perfil tipo J presenta factores de separación superiores al perfil S frente a seis de los ocho pozos analizados: ENO-01, ENO-02, ENO-03, ENO-05, ENO-07 y ENO-08. El perfil tipo S únicamente muestra un mejor comportamiento frente a ENO-04 y ENO-06. No obstante, todos los valores permanecen por debajo del límite aceptable, por lo que esta ventaja es únicamente relativa y no representa todavía una condición segura de perforación.

Los acercamientos críticos se concentran principalmente entre 291,0 y 487,7 m MD, correspondientes a la sección inicial donde las trayectorias parten desde el mismo Pad ENO. En consecuencia, antes de seleccionar una trayectoria definitiva, será necesario optimizar la posición de salida, el KOP, el azimut o la tasa de construcción, con el propósito de aumentar la separación respecto a los pozos existentes y alcanzar un factor de separación mínimo de 1,5.

4.7 Plan de desarrollo de la Arena U Inferior

4.7.1 Propuesta de cuatro pozos nuevos

La propuesta contempla la incorporación de cuatro pozos nuevos dirigidos hacia la Arena U Inferior de la Formación Napo. Para evaluar su potencial productivo, cada pozo será analizado bajo dos escenarios de completación: un escenario base con una densidad de 5 disparos por pie (DPP) y un escenario optimizado con 10 DPP.

En ambos casos se mantendrán constantes las propiedades petrofísicas, las condiciones de presión, el intervalo cañoneado y las características del fluido, de manera que la variación de la producción pueda atribuirse principalmente al cambio en la densidad de disparos. Posteriormente, se comparará el aporte individual y acumulado de los cuatro pozos, considerando la producción bruta, la producción de petróleo y el volumen de agua asociado al BSW seleccionado.

- **Escenario 5 DPP**

Para establecer la producción base del Campo Eno se consideraron los ocho pozos existentes, con un caudal inicial de 220 bbl/d por pozo, equivalente a una producción conjunta de 1 760 bbl/d en 2025. A esta producción se aplicó una tasa de declinación anual del 14 %, con el propósito de proyectar la reducción natural del caudal durante el periodo de análisis.

El escenario de desarrollo con 5 DPP contempla la incorporación progresiva de cuatro pozos nuevos, cada uno con un aporte inicial estimado de 520 BFPD. Se propone incorporar dos pozos en 2026, con un aporte conjunto de 1 040 BFPD, y los dos pozos restantes en 2027, alcanzando un aporte inicial total de 2 080 BFPD.

La incorporación de estos pozos permite compensar parcialmente la declinación de los pozos existentes y mantener un nivel de producción superior al escenario sin perforación. Posteriormente, el caudal de los pozos nuevos también disminuye de acuerdo con la tasa de declinación considerada, generando una reducción progresiva de su aporte durante el horizonte del plan de desarrollo.

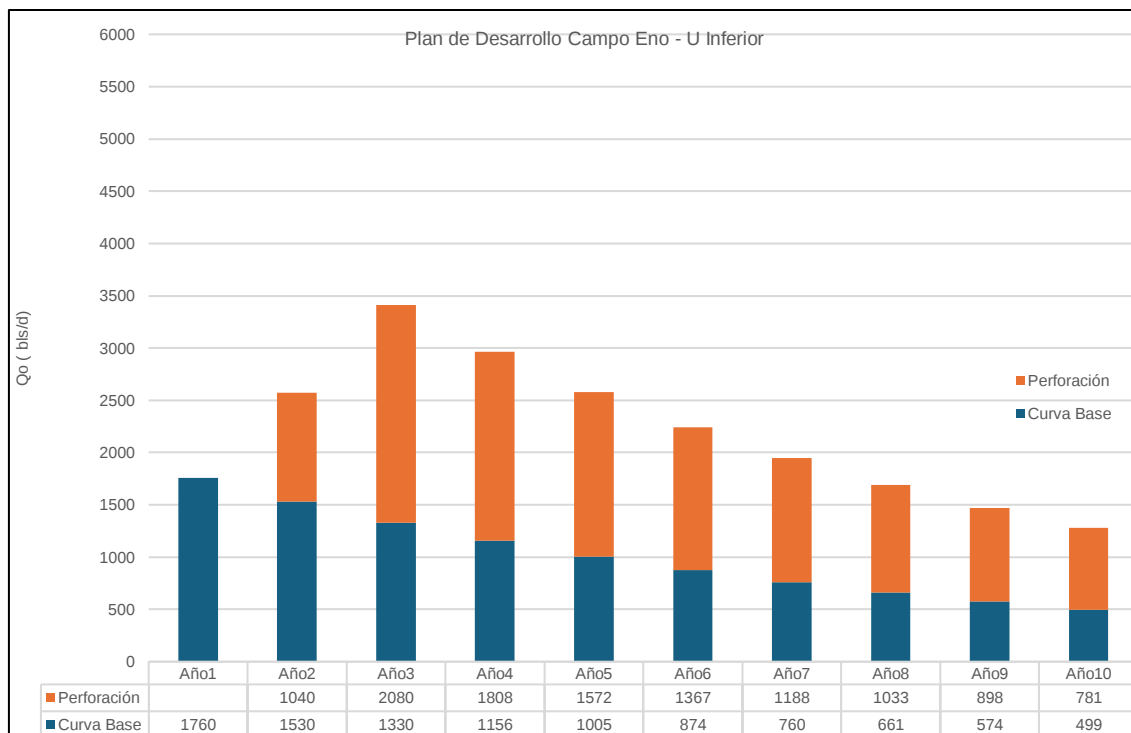


Figura 18. Gráfica de producción a 5 DPP

Elaboradoo por: Grace Yagual Yagual

		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
		Qo (bbls/d)	1760	1530	1330	1156	1005	874	760	661	574	499
Plan de Desarrollo Etapa A	Perforación	Curva Base (bbl)	642400	558476	485515	422087	366945	319006	277331	241100	209602	182219
		Np (bbls)	642400	1200876	1686391	2108478	2475423	2794429	3071760	3312860	3522462	3704681
		Qo (bbls/d)		1040	2080	1808	1572	1367	1188	1033	898	781
		Qttotal (bbls/d)	0	1040	2080	1808	1572	1367	1188	1033	898	781
		Np total (bbls)	0	379600	759200	660017	573791	498830	433662	377008	327755	284936
		Np neto (bbls)	642400	938076	1244715	1082104	940736	817836	710993	618107	537357	467156

Figura 19. Perfil de producción a 5 DPP

Elaboradoo por: Grace Yagual Yagual

- Escenario 10 DPP**

El escenario de desarrollo con 10 disparos por pie (DPP) contempla la perforación progresiva de cuatro pozos nuevos, cada uno con un caudal inicial estimado de 610 BFPD. En 2026 se incorporan los dos primeros pozos, generando un aporte adicional conjunto de 1 220 BFPD. En 2027 entran en producción los dos pozos restantes, con lo cual el aporte inicial del plan alcanza 2 440 BFPD.

La producción total del campo alcanza su valor máximo en 2027, cuando los pozos existentes aportan aproximadamente 1 330 bbl/d y los cuatro pozos nuevos generan 2 440 BFPD. De esta manera, el caudal conjunto se aproxima a 3 770 barriles de fluido por día.

A partir de 2028, el aporte de los pozos nuevos disminuye progresivamente por efecto de la declinación, pasando de 2 121 BFPD en 2028 a 916 BFPD en 2034.

En términos de producción anual, el escenario alcanza su mayor aporte en 2027, con aproximadamente 1 376 115 barriles, considerando conjuntamente la producción base y la producción incremental de los pozos propuestos. Para 2034, el escenario de desarrollo mantiene una producción anual aproximada de 516 471 barriles, superior a los 182 219 barriles correspondientes al escenario sin perforación.

En consecuencia, la configuración de 10 DPP permite compensar con mayor efectividad la declinación de los pozos existentes y mantener niveles superiores de producción durante todo el horizonte analizado. Este escenario presenta un mayor aporte incremental que la alternativa de 5 DPP, debido al aumento del área efectiva de flujo generado por la mayor densidad de disparos.

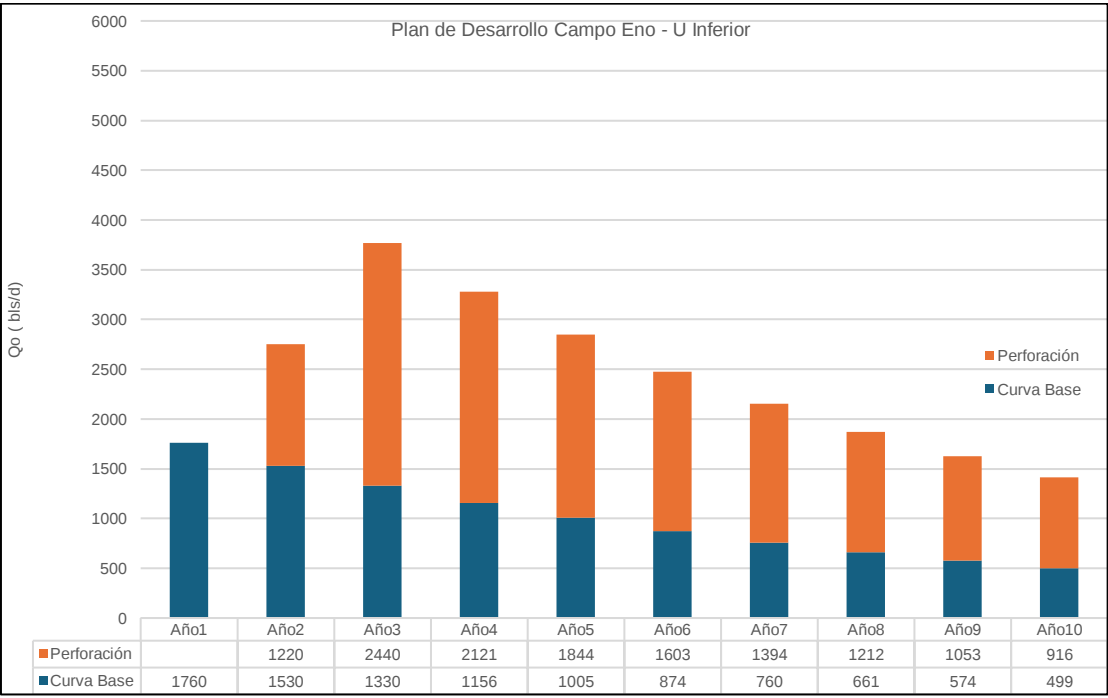


Figura 20. Gráfica de producción a 10 DPP
Elaboradoo por: Grace Yagual Yagual

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. La caracterización de la Arena U Inferior permitió establecer condiciones favorables para el flujo de hidrocarburos, debido principalmente a su naturaleza arenosa y a la permeabilidad disponible. Para la simulación se seleccionó el intervalo comprendido entre 10 035 y 10 052 ft MD, con un espesor neto productor de 13,6 ft, considerado representativo para evaluar el cañoneo y la capacidad de aporte del reservorio.
2. La sensibilidad realizada a la densidad de disparos demostró que el escenario de 10 DPP presenta un mejor desempeño productivo que la configuración de 5 DPP. El caudal estimado aumentó de 520 BFPD a 610 BFPD, equivalente a un incremento aproximado de 90 BFPD o 17,3 %, como consecuencia de una mayor área efectiva de comunicación entre el pozo y la formación.
3. La carga perforadora presentó una penetración promedio de 32,677 in y un diámetro promedio de entrada de 0,397 in. Debido a que la penetración calculada supera el espesor de 30 in considerado para la zona dañada, los túneles generados tienen capacidad teórica para atravesar la región de permeabilidad reducida y establecer comunicación con roca menos afectada.
4. La evaluación direccional mostró que los perfiles tipo J y tipo S permiten alcanzar la Arena U Inferior con una inclinación máxima de 20°. No obstante, el perfil tipo S presenta una menor profundidad medida total, de 9 397 ft, y una sección de caída que permite reducir la inclinación antes de ingresar al objetivo, favoreciendo el control direccional y las operaciones de revestimiento y completación.
5. El análisis anticolidión identificó los acercamientos más críticos en el tramo inicial compartido por los pozos del Pad ENO. El perfil tipo S presentó su condición más crítica frente al pozo ENO-01, mientras que el perfil tipo J lo hizo frente al ENO-06. En consecuencia, la trayectoria tipo S se considera técnicamente favorable por su geometría y menor longitud perforada, pero su ejecución requiere controles específicos durante la sección superficial y seguimiento anticolidión permanente.

6. El plan de desarrollo basado en cuatro pozos nuevos permite incorporar producción de manera progresiva y compensar parcialmente la declinación de los ocho pozos existentes, considerada en 14 % anual. La perforación de dos pozos durante el primer año y de los dos restantes en el segundo año reduce la incertidumbre, porque permite utilizar la respuesta productiva inicial para actualizar el diseño y la completación de la segunda etapa.
7. Bajo el escenario de 5 DPP, los cuatro pozos alcanzarían un aporte bruto inicial conjunto de 2 080 BFPD, mientras que con 10 DPP el aporte sería de aproximadamente 2 440 BFPD. Por tanto, el escenario de 10 DPP representa la alternativa de mayor capacidad productiva dentro de las condiciones evaluadas, aunque su rendimiento real dependerá de la presión actual del reservorio, el BSW y la declinación observada después de la puesta en producción.
8. El índice de productividad representativo de la Arena U Inferior se estableció entre 0,15 y 0,19 BPD/psi, a partir de la información disponible de presión y producción. Este rango permitió estimar una capacidad de aporte comprendida entre 183 y 232 BPD bajo un abatimiento de 1220 psi y constituyó el criterio técnico utilizado para evaluar el potencial productivo de los pozos propuestos.

5.2 Recomendaciones

1. Actualizar la presión estática de la Arena U Inferior mediante pruebas de restauración de presión, debido a que el valor de 1 720 psi constituye una de las variables de mayor incertidumbre y puede estar influenciado por los trabajos de inyección de agua.
2. Validar en campo la configuración de 10 DPP mediante un pozo inicial, verificando la integridad del revestidor, la calidad de la cementación, la eficiencia de los disparos y la respuesta real de producción antes de aplicarla a los cuatro pozos propuestos.
3. Realizar una sensibilidad adicional del BSW, especialmente dentro del rango histórico de 35 a 62 %, con el propósito de estimar con mayor precisión la producción neta de petróleo, el volumen de agua y la capacidad requerida en las instalaciones de superficie.

4. Optimizar la trayectoria tipo S en COMPASS mediante ajustes de posición superficial, KOP, azimut y tasa de construcción, prestando especial atención al acercamiento con el pozo ENO-01. Antes de ejecutar la perforación debe comprobarse que la trayectoria cumpla el criterio de separación establecido o que los acercamientos superficiales dispongan de una justificación y un procedimiento operacional aprobado.
5. Implementar monitoreo anticolisión en tiempo real durante la perforación, utilizando levantamientos direccionales frecuentes y actualización continua del Ladder Plot y del factor de separación, particularmente durante los primeros tramos del pozo.
6. Ejecutar el plan de desarrollo en dos etapas: perforar y completar dos pozos durante el primer año y evaluar su presión, producción, BSW y declinación; posteriormente, actualizar los modelos de productividad y trayectoria antes de perforar los dos pozos restantes.
7. Revisar anualmente las proyecciones del plan de desarrollo con información real de producción, debido a que la declinación del 14 % representa un supuesto de planificación y puede variar según el comportamiento del reservorio, el soporte de presión y las condiciones operativas de cada pozo.

BIBLIOGRAFÍA

- Aadnoy, B., & Looyeh, R. (2019). *Petroleum Rock Mechanics - Drilling Operations and Well Desing*.
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook (5th ed.)*. Gulf Professional Publishing.
- Amalikee, H., & Al-Najm, F. (2020). *Optimization of Deviated and Horizontal Wells Trajectories and Profiles in Rumalia Oilfield*. doi:<https://doi.org/10.52716/jprs.v10i2.348>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. Institut français d'études andines.
- Bourgoyne, A., Millheim, K., & Chenevert, M. (1991). *Applied Drilling Engineering*.
- Corredor Cuéllar , L. (2012). *PROPIEDADES FÍSICAS DE LOSFLUIDOS DE PRODUCCIÓN*.
- Craft, B., & Hawkins, M. (2015). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*.
- Dake, L. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering*.
- Economides, M., & Hill, D. (2014). *Petroleum Production Systems Second Edition*.
- Eren, T. (2019). *Directional Drilling Positioning Calculations*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103081>
- Fetkovich. (1973). *The Isochronal Testing of Oil Wells*. doi:<https://doi.org/10.2118/4529-MS>
- González , E., Camprubí, A., & Canet, C. (2007). Fisicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo Mississippi Valley y asociados. Parte I: temperatura, presión y composición de inclusiones fluidas.
- Halliburton. (2020). *COMPASS Reference Manual*.
- Inglis. (1987). *Directional Drilling*.

- Jaillard, E. (1991). *Síntesis Estratigráfica y sedimentológica del Cretaceo y Paleogeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*.
- Leines Artieda, J. A. (2015). *Optimización de la producción utilizando una técnica de fracturamiento alternativa en un pozo de un campo maduro de la Cuenca Oriente*.
- Malyshev, Remizov, & Ivanaevskaya. (2025). *Aplicación de una calculadora composicional y adaptación de los cálculos PVT a datos de campo reales con propiedades de fluidos anómalas*. doi:10.24887/0028-2448-2025-9-42-48
- Ministerio de Energía y Minas . (29 de diciembre de 2022). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/mapa-de-bloques-e-infraestructura-petrolera-del-ecuador/>
- Mitchell, R., & Miska, S. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering*. doi:<https://doi.org/10.2118/9781555632076>
- Moreno Tello, J. G. (2016). *Implementación del rediseño de la ingeniería para las operaciones de perforación en el bloque 54 de la cuenca de oriente del Ecuador*.
- Orion Oil ER S.A. (2023). *Estudio de Reservas*.
- ORION OIL ER S.A. (2024). *Informes de Producción Cuenca Oriente*.
- Pavón Ayala, N. C., & Delgado Catagua, R. (2022). *Selección de pozos con oportunidad de re-inyección para facilitar el manejo del agua de formación en superficie en el campo maduro espol ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana*.
- Pedersen, K., & Cristensen, P. (2024). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. doi:<https://doi.org/10.1201/9780429457418>
- Povea Cedeño, E. A. (2021). *Determinación de las reservas remanentes de un campo maduro de crudo semipesado en la Cuenca Oriente de Ecuador*.
- Voguel. (1968). *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*. doi:<https://doi.org/10.2118/1476-PA>
- Yang Shenglai. (2017). *Fundamentals of Petrophysics*. doi:<https://doi.org/10.1007/978-3-662-55029-8>

ANEXOS

1. General Information

1.1 General Case Information

Company	ENO PAD PROYECTO		
Project	PAD ENO	Site	ENO-01
Well	ENO-09J	Wellbore	ENO-09J
Design	ENO-09J	Case	PROYECTO TIPO J
Hole MD	9555.6 ft	Hole TVD	9258.0 ft
Air Gap	16.0 ft	Ground Elevation	11204.0 ft
Reference Point	WELL @ 11220ft	Well Type	Platform

1.2 Active Fluid

1.2.1 Fluid Data

Fluid	Mud #1	Type	Mud
Mud Base Type	Water	Base Fluid	Water
Rheology Model	Bingham Plastic	Foamed	

1.2.2 Rheology Data

Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref Fluid Properties	PV (Mulnf) (cp)	YP (Tau0) (lbf/100ft ²)	Fann Data	
						Speed (rpm)	Dial (°)
70	14.7	12.1	Yes	24	12		

1.3 Hole Section

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)
Casing	3118.8	3118.85	3118.8	8.681	8.625		0.2	0.0732	
Open Hole	9555.6	6436.74				8.681	0.25	0.0732	0

1.4 String Details

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint				Weight	Material	Grade	Class
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)	ID (in)				
Drill Pipe	8954.14	8954.1	5	4.276	30	1.42	6.625	2.75	22.6	CS_API 5D/7	S	1
Heavy Weight	448.13	9402.3	5	3	30	4	6.5	3.063	51.1	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Drill Collar	90.61	9492.9	6.5	3	30				87.95	SS_15- 15LC	15-15LC MOD (1)	
MWD	29.55	9522.4	6.75	1.92	29.55				100.8	SS_15- 15LC	15-15LC MOD (1)	
Mud Motor	27.91	9550.3	6.75	2.5	27.91				94.26	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabil izer	3.94	9554.3	6.25	2.25	3.94				90.88	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1.31	9555.6	8.5		1.31				90			

1.4.1 Grade in Use

Grade	Minimum Yield Stress (psi)
1340 MOD	55,000
15-15LC MOD (1)	110,000
4145H MOD	110,000
S	135,000

1.4.2 String Nozzles

Component	MD (ft)	Port Open	Diverted Flow	Amount Diverted (%)	Nozzle (32nd")	TFA (in²)
Tri-Cone Bit	9,556	NA	NA	NA	3.0X16.0	0.589

1.4.3 Mud Motors

Component	Length (ft)	Steering tool			Kick pad			Pressure loss @ Flow rate (@)	Lobe config	Eccent ricity ()	Rotor mass ()
		Bend angle (°)	Ref angle (°)	Offset (ft)	Length (ft)	OD (in)	Offset (ft)				
								@			
								@			
								@			
								@			

1.5 Wellpath - Calculation Method: Minimum Curvature

MD (ft)	INC (°)	AZ (°)	TVD (ft)	DLS (°/100ft)	AbsTort (°/100ft)	RelTort (°/100ft)	Vsect (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Build (°/100ft)	Walk (°/100ft)
0.0	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
100.0	0.00	0.00	100.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
200.0	0.00	0.00	200.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
300.0	0.00	0.00	300.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
400.0	0.00	0.00	400.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
500.0	0.00	0.00	500.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
600.0	0.00	0.00	600.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
700.0	0.00	0.00	700.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
800.0	0.00	0.00	800.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
900.0	1.25	20.00	900.0	1.25	0.14	0.00	1.1	1.0	0.4	1.25	0.00
1000.0	2.50	20.00	999.9	1.25	0.25	0.00	4.4	4.1	1.5	1.25	0.00
1100.0	3.75	20.00	1099.8	1.25	0.34	0.00	9.8	9.2	3.4	1.25	0.00
1200.0	5.00	20.00	1199.5	1.25	0.42	0.00	17.4	16.4	6.0	1.25	0.00
1300.0	6.25	20.00	1299.0	1.25	0.48	0.00	27.2	25.6	9.3	1.25	0.00
1400.0	7.50	20.00	1398.3	1.25	0.54	0.00	39.2	36.8	13.4	1.25	0.00
1500.0	8.75	20.00	1497.3	1.25	0.58	0.00	53.3	50.1	18.2	1.25	0.00
1600.0	10.00	20.00	1595.9	1.25	0.62	0.00	69.6	65.4	23.8	1.25	0.00

MD	INC	AZ	TVD	DLS	AbsTort	RelTort	VSect	NS	EW	Build	Walk
(ft)	(°)	(°)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)
1700.0	10.15	19.78	1694.4	0.15	0.60	0.00	87.1	81.9	29.8	0.15	-0.22
1800.0	10.29	19.57	1792.8	0.15	0.57	0.00	104.8	98.6	35.7	0.15	-0.21
1900.0	10.44	19.37	1891.2	0.15	0.55	0.00	122.8	115.5	41.7	0.15	-0.20
2000.0	10.58	19.17	1989.5	0.15	0.53	0.00	141.0	132.8	47.8	0.15	-0.20
2100.0	10.73	18.98	2087.8	0.15	0.51	0.00	159.5	150.2	53.8	0.15	-0.19
2200.0	10.87	18.79	2186.0	0.15	0.50	0.00	178.2	168.0	59.9	0.15	-0.19
2300.0	11.02	18.61	2284.2	0.15	0.48	0.00	197.2	186.0	66.0	0.15	-0.18
2400.0	11.17	18.43	2382.3	0.15	0.47	0.00	216.4	204.2	72.1	0.15	-0.18
2500.0	11.31	18.25	2480.4	0.15	0.45	0.00	235.9	222.7	78.2	0.15	-0.17
2600.0	11.46	18.08	2578.4	0.15	0.44	0.00	255.7	241.5	84.4	0.15	-0.17
2700.0	11.61	17.92	2676.4	0.15	0.43	0.00	275.7	260.5	90.5	0.15	-0.17
2800.0	11.75	17.76	2774.3	0.15	0.42	0.00	295.9	279.8	96.7	0.15	-0.16
2900.0	11.90	17.60	2872.2	0.15	0.41	0.00	316.4	299.3	103.0	0.15	-0.16
3000.0	12.05	17.45	2970.0	0.15	0.40	0.00	337.2	319.1	109.2	0.15	-0.15
3100.0	12.19	17.30	3067.8	0.15	0.40	0.00	358.2	339.1	115.5	0.15	-0.15
3200.0	12.34	17.15	3165.5	0.15	0.39	0.00	379.4	359.4	121.8	0.15	-0.15
3300.0	12.49	17.01	3263.2	0.15	0.38	0.00	400.9	380.0	128.1	0.15	-0.14
3400.0	12.64	16.87	3360.8	0.15	0.37	0.00	422.7	400.8	134.4	0.15	-0.14
3500.0	12.78	16.73	3458.3	0.15	0.37	0.00	444.7	421.8	140.8	0.15	-0.14
3600.0	12.93	16.60	3555.8	0.15	0.36	0.00	466.9	443.1	147.2	0.15	-0.13
3700.0	13.08	16.47	3653.3	0.15	0.36	0.00	489.4	464.7	153.6	0.15	-0.13
3800.0	13.23	16.34	3750.7	0.15	0.35	0.00	512.2	486.5	160.0	0.15	-0.13
3900.0	13.37	16.21	3848.0	0.15	0.35	0.00	535.1	508.6	166.4	0.15	-0.12
4000.0	13.52	16.09	3945.2	0.15	0.34	0.00	558.4	531.0	172.9	0.15	-0.12
4100.0	13.67	15.97	4042.4	0.15	0.34	0.00	581.9	553.6	179.4	0.15	-0.12
4200.0	13.82	15.86	4139.6	0.15	0.33	0.00	605.6	576.4	185.9	0.15	-0.12
4300.0	13.96	15.74	4236.6	0.15	0.33	0.00	629.6	599.5	192.4	0.15	-0.11
4400.0	14.11	15.63	4333.7	0.15	0.32	0.00	653.9	622.9	199.0	0.15	-0.11
4500.0	14.26	15.52	4430.6	0.15	0.32	0.00	678.4	646.5	205.6	0.15	-0.11

MD	INC	AZ	TVD	DLS	AbsTort	RelTort	VSect	NS	EW	Build	Walk
(ft)	(°)	(°)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)
4600.0	14.41	15.41	4527.5	0.15	0.32	0.00	703.1	670.3	212.2	0.15	-0.11
4700.0	14.56	15.30	4624.3	0.15	0.31	0.00	728.1	694.4	218.8	0.15	-0.11
4800.0	14.70	15.20	4721.1	0.15	0.31	0.00	753.3	718.8	225.4	0.15	-0.10
4900.0	14.85	15.10	4817.8	0.15	0.31	0.00	778.8	743.4	232.1	0.15	-0.10
5000.0	15.00	15.00	4914.4	0.15	0.30	0.00	804.5	768.3	238.8	0.15	-0.10
5100.0	15.11	15.14	5011.0	0.11	0.30	0.00	830.5	793.4	245.6	0.11	0.14
5200.0	15.22	15.29	5107.5	0.11	0.30	0.00	856.6	818.6	252.4	0.11	0.14
5300.0	15.32	15.43	5203.9	0.11	0.29	0.00	882.9	844.0	259.4	0.11	0.14
5400.0	15.43	15.56	5300.4	0.11	0.29	0.00	909.4	869.6	266.5	0.11	0.14
5500.0	15.54	15.70	5396.7	0.11	0.29	0.00	936.1	895.3	273.7	0.11	0.14
5600.0	15.65	15.83	5493.1	0.11	0.28	0.00	963.0	921.2	281.0	0.11	0.13
5700.0	15.76	15.97	5589.3	0.11	0.28	0.00	990.1	947.2	288.4	0.11	0.13
5800.0	15.87	16.10	5685.5	0.11	0.28	0.00	1017.3	973.4	295.9	0.11	0.13
5900.0	15.98	16.23	5781.7	0.11	0.27	0.00	1044.7	999.7	303.6	0.11	0.13
6000.0	16.09	16.35	5877.8	0.11	0.27	0.00	1072.3	1026.2	311.3	0.11	0.13
6100.0	16.20	16.48	5973.9	0.11	0.27	0.00	1100.1	1052.9	319.2	0.11	0.13
6200.0	16.30	16.60	6069.9	0.11	0.27	0.00	1128.1	1079.7	327.1	0.11	0.12
6300.0	16.41	16.73	6165.8	0.11	0.26	0.00	1156.3	1106.7	335.2	0.11	0.12
6400.0	16.52	16.85	6261.7	0.11	0.26	0.00	1184.6	1133.9	343.4	0.11	0.12
6500.0	16.63	16.97	6357.6	0.11	0.26	0.00	1213.1	1161.2	351.7	0.11	0.12
6600.0	16.74	17.09	6453.4	0.11	0.26	0.00	1241.8	1188.6	360.1	0.11	0.12
6700.0	16.85	17.20	6549.1	0.11	0.25	0.00	1270.7	1216.2	368.6	0.11	0.12
6800.0	16.96	17.32	6644.8	0.11	0.25	0.00	1299.8	1244.0	377.3	0.11	0.11
6900.0	17.07	17.43	6740.4	0.11	0.25	0.00	1329.1	1271.9	386.0	0.11	0.11
7000.0	17.18	17.54	6836.0	0.11	0.25	0.00	1358.5	1300.0	394.8	0.11	0.11
7100.0	17.29	17.65	6931.5	0.11	0.25	0.00	1388.2	1328.2	403.8	0.11	0.11
7200.0	17.40	17.76	7026.9	0.11	0.24	0.00	1418.0	1356.6	412.9	0.11	0.11
7300.0	17.51	17.87	7122.3	0.11	0.24	0.00	1448.0	1385.2	422.0	0.11	0.11
7400.0	17.62	17.98	7217.7	0.11	0.24	0.00	1478.1	1413.9	431.3	0.11	0.11

MD	INC	AZ	TVD	DLS	AbsTort	RelTort	VSect	NS	EW	Build	Walk
(ft)	(°)	(°)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(°/100ft)	(°/100ft)
7500.0	17.73	18.08	7312.9	0.11	0.24	0.00	1508.5	1442.8	440.7	0.11	0.11
7600.0	17.84	18.19	7408.2	0.11	0.24	0.00	1539.0	1471.8	450.2	0.11	0.10
7700.0	17.95	18.29	7503.3	0.11	0.24	0.00	1569.8	1501.0	459.8	0.11	0.10
7800.0	18.06	18.39	7598.4	0.11	0.23	0.00	1600.7	1530.3	469.6	0.11	0.10
7900.0	18.17	18.49	7693.5	0.11	0.23	0.00	1631.8	1559.8	479.4	0.11	0.10
8000.0	18.28	18.59	7788.4	0.11	0.23	0.00	1663.0	1589.5	489.4	0.11	0.10
8100.0	18.39	18.69	7883.4	0.11	0.23	0.00	1694.5	1619.3	499.4	0.11	0.10
8200.0	18.50	18.79	7978.2	0.11	0.23	0.00	1726.1	1649.2	509.6	0.11	0.10
8300.0	18.61	18.88	8073.0	0.11	0.23	0.00	1757.9	1679.4	519.8	0.11	0.10
8400.0	18.72	18.98	8167.8	0.11	0.23	0.00	1789.9	1709.6	530.2	0.11	0.09
8500.0	18.83	19.07	8262.5	0.11	0.22	0.00	1822.1	1740.1	540.7	0.11	0.09
8600.0	18.94	19.16	8357.1	0.11	0.22	0.00	1854.5	1770.6	551.3	0.11	0.09
8700.0	19.05	19.26	8451.6	0.11	0.22	0.00	1887.0	1801.4	562.0	0.11	0.09
8800.0	19.16	19.35	8546.1	0.11	0.22	0.00	1919.7	1832.3	572.8	0.11	0.09
8900.0	19.27	19.44	8640.5	0.11	0.22	0.00	1952.6	1863.3	583.8	0.11	0.09
9000.0	19.38	19.52	8734.9	0.11	0.22	0.00	1985.7	1894.5	594.8	0.11	0.09
9100.0	19.50	19.61	8829.2	0.11	0.22	0.00	2019.0	1925.9	606.0	0.11	0.09
9200.0	19.61	19.70	8923.4	0.11	0.22	0.00	2052.4	1957.4	617.2	0.11	0.09
9300.0	19.72	19.78	9017.6	0.11	0.22	0.00	2086.0	1989.1	628.6	0.11	0.09
9400.0	19.83	19.87	9111.7	0.11	0.21	0.00	2119.8	2020.9	640.1	0.11	0.08
9500.0	19.94	19.95	9205.8	0.11	0.21	0.00	2153.8	2052.9	651.6	0.11	0.08
9555.6	20.00	20.00	9258.0	0.11	0.21	0.00	2172.8	2070.7	658.1	0.11	0.08

1.6 Pore Pressure

True Vertical Depth (TVD) (ft)	Pore Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (ppg)
16.0	9.37	11.27
9258.0	5420.14	11.27

1.7 Fracture Gradient

True Vertical Depth (TVD) (ft)	Fracture Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (ppg)
16.0	12.14	14.60
9258.0	7021.65	14.60

1.8 Geothermal Gradient Data

Ambient Temperature	59.00 °F	Mudline Temperature	°F
Temperature @ Depth	186.80 °F @ 9258.0 ft	Gradient	1.38 °F/100ft

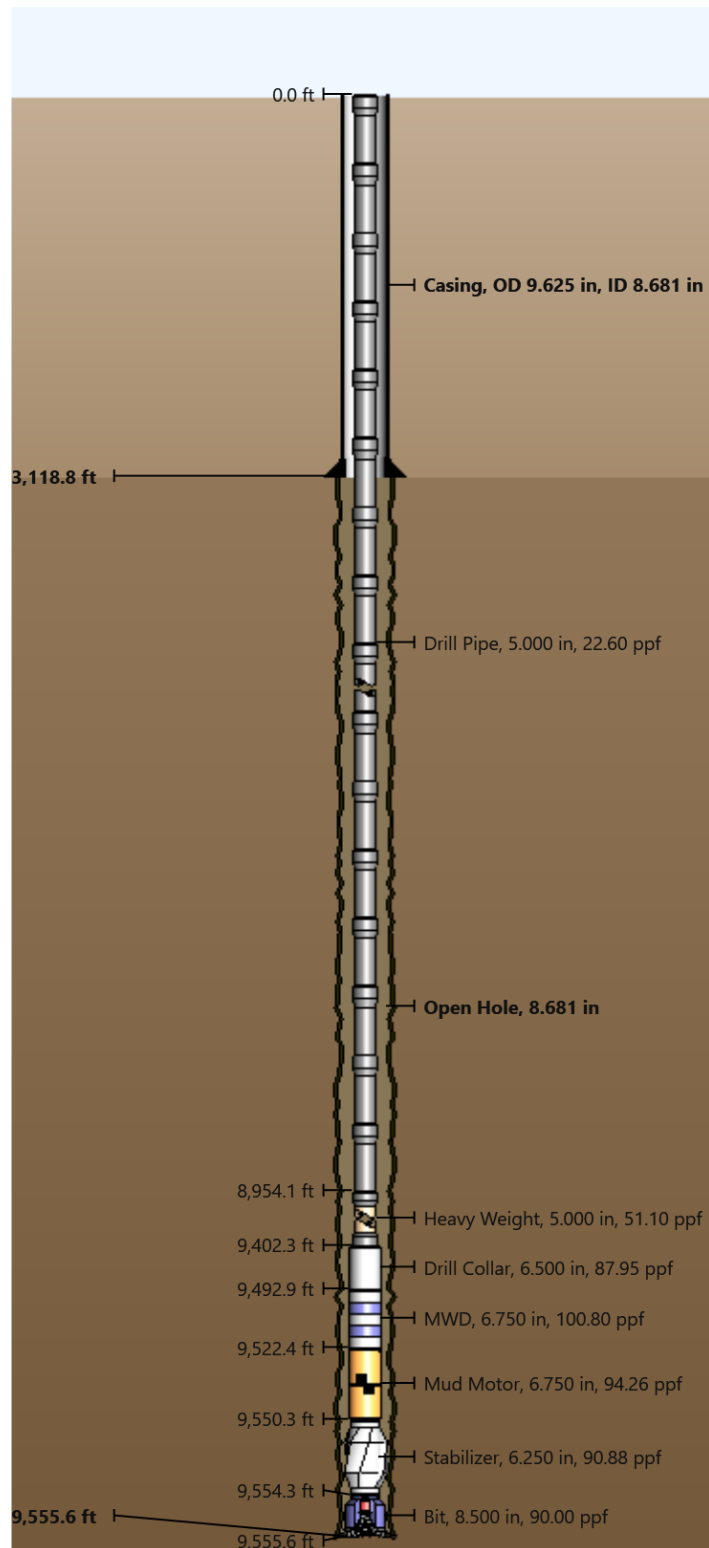
1.9 Formation Properties

Total Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)
9258.0	9555.6

2. Schematics

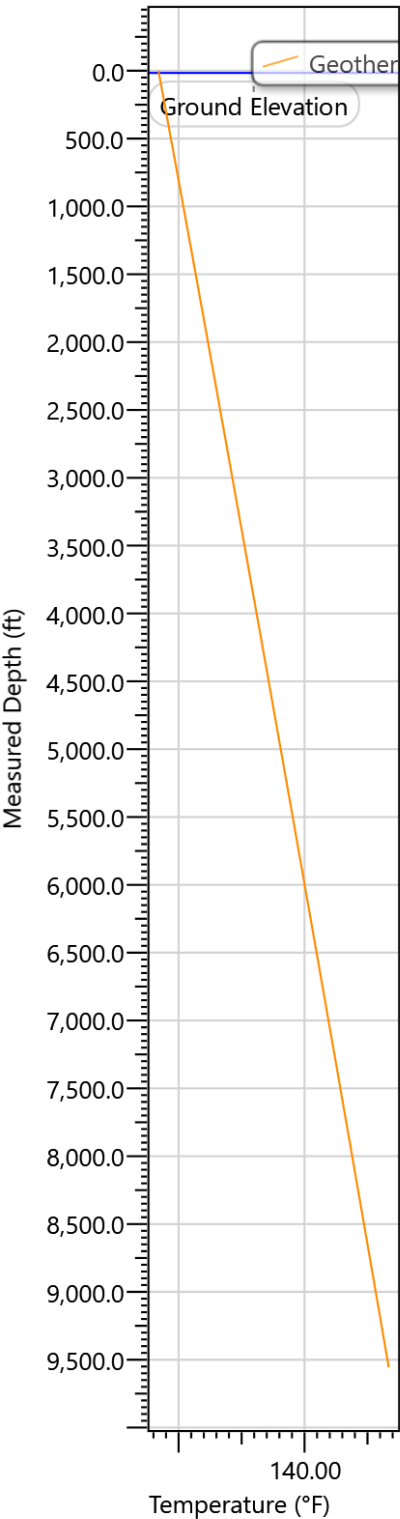
Well:	PLA-09J	Wellbore	ENO-09J	Case	PROYECTO	String	Assembly
		:		:	TIPO J	Name:	

--

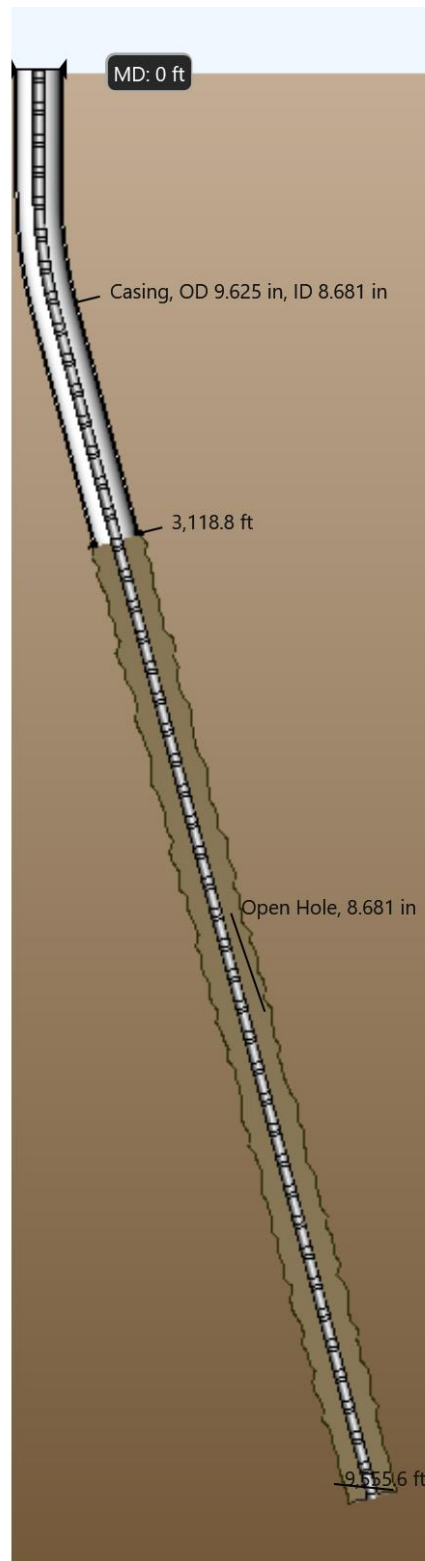


3. General Outputs Plots

3.1 Geothermal Gradient



3.2 Deviated Schematic



4. Torque & Drag Setup Data

4.1 Settings

Measured Depth of Bit	9555.6 ft	Bending Stress Magnification	No
Block Weight	50.0 kip	Stiff String Analysis	No
Enable Sheave Friction Correction	No	Viscous Torque and Drag	Yes
Pump Rate	650.0 gpm	Contact Force Normalization Length	31.0 ft
Mechanical Efficiency (Single Sheave)	97.00	Lines Strung	12
		Side Force	lbf
Offset from Wellhead	ft	Angle at Wellhead	°
Buckling limit factor	1		

4.2 Normal Analysis Operational Parameters

Drilling		WOB/Overpull (kip)	Torque at Bit (ft-lbf)	Include Pump Rate
Rotating On Bottom		20.0	3000.0	N
Slide Drilling		10.0	4000.0	N
Backreaming		15.0	2500.0	N
Rotating Off Bottom				N
Tripping		Speed (ft/min)	RPM (rpm)	Include Pump Rate
Tripping In		60.0	90	N
Tripping Out		60.0	0	N

4.3 Friction Factors

Section Type	Coefficient of Friction
Casing	0.20
Open Hole	0.25

4.4 Fluids Column

4.4.1 String

String Name	Assembly	String Depth	9555.6 ft
String Surface Pressure	0.00 psi		
Pump Flow Rate	gpm		

From Bit (ft)	Mud Weight (ppg)
9258.0	12.10

4.4.2 Annulus

Hole Name	Hole Section	Hole Section Depth	9555.6 ft
Annulus Surface Pressure	0.00 psi		

From Bit (ft)	Mud Weight (ppg)
9258.0	12.10

Torque and Drag Results

5.1 Mechanical Limitations

Overpull Margin during a Tripping Out operation	427.5 kip	using	90.00% of yield
Minimum Weight on Bit to Sinusoidal Buckle during a rotating on bottom operation	59.6 kip	at	8954.1 ft
Minimum Weight on Bit to Helical Buckle during a rotating on bottom operation	72.6 kip	at	8954.1 ft
Pick-Up Drag	16.2 kip		
Slack-Off Drag	7.3 kip		
Block Rating (Hoisting System)	kip		
Torque Rating (Rotating Equipment)	ft-lbf		

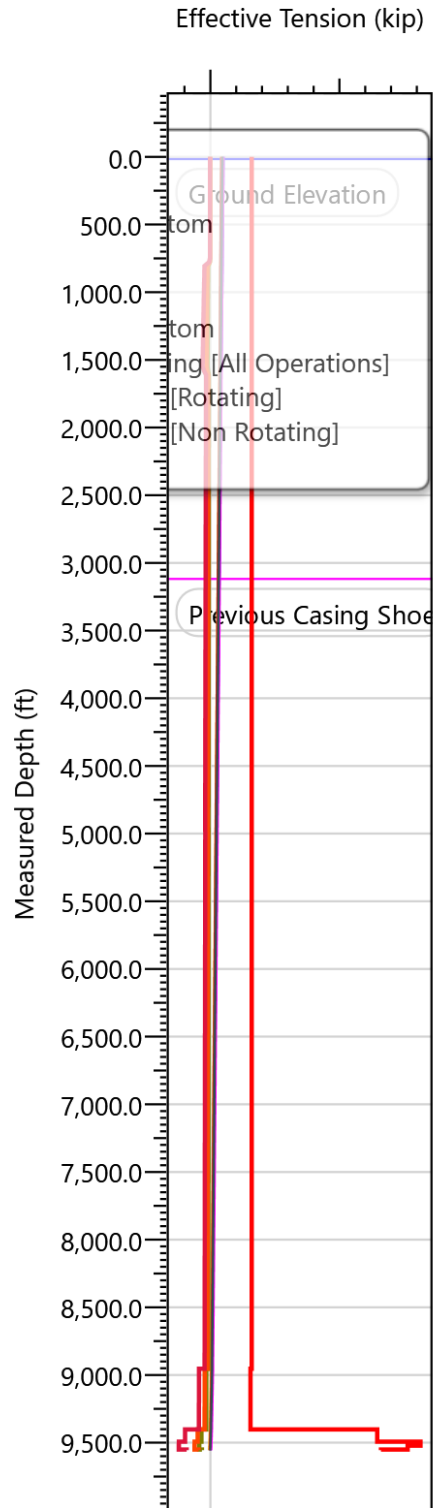
5.2 Load Summary

Load Condition	Stress Failure			Buckling Limits			Torque Failure	Torque at the Rotary Table	Total Win dup with Bit Torque	Total Win dup with Bit Torque	Measured Weight	Total Stretch	Axial Stress = 0		Neutral Point Distance from surface	Neutral Point Distance from Bit
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		(ft-lbf)	(rev s)	(rev s)	(kip)	(ft)	Distance from Surface	Distance from Bit	(ft)	(ft)
Tripping In								3755.1	1.2	1.2	232.7	9.5	8587.0	968.6	9555.6	0.0
Tripping Out								0.0	0.0	0.0	256.1	10.2	8790.5	765.1	9555.6	0.0
Rotating On Bottom								7017.7	3.2	1.3	220.0	8.6	7718.4	1837.2	9165.9	389.7
Slide Drilling								4000.0	2.5	0.0	216.9	8.8	8004.5	1551.1	9389.7	165.9
Backreaming								6575.5	2.8	1.2	255.0	10.6	8954.1	601.5	9555.6	0.0
Rotating Off								4039.2	1.3	1.3	240.0	9.8	8651.5	904.1	9555.6	0.0

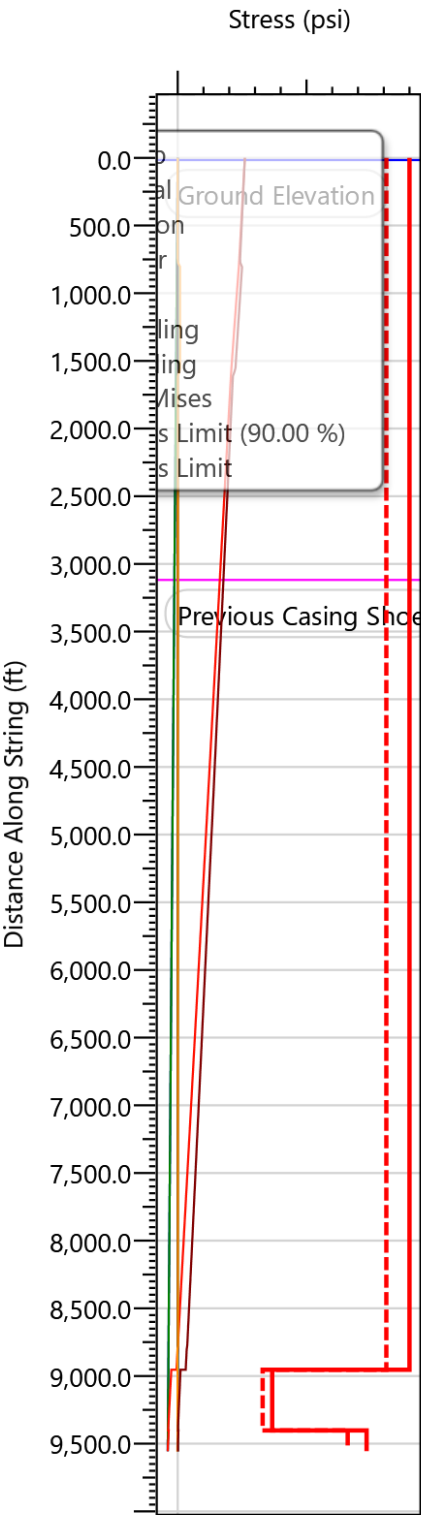
Load Condi tion	Stress Failure			Buckling Limits				Tor que at the Rot ary Tab le	Tot al Win dup wit h Bit Tor que (rev s)	Tot al Win dup wit hou t Bit Tor que (rev s)	Meas ured Weig ht (kip)	Tot al Str etc h (ft)	Axial Stress = 0		Neut ral Poin t Dist anc e from surf ace (ft)	Neut ral Poin t Dist anc e from Bit (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup							Dist anc e from Surf ace (ft)	Dist anc e from Bit (ft)		
Botto m																

6. Torque and Drag Plots

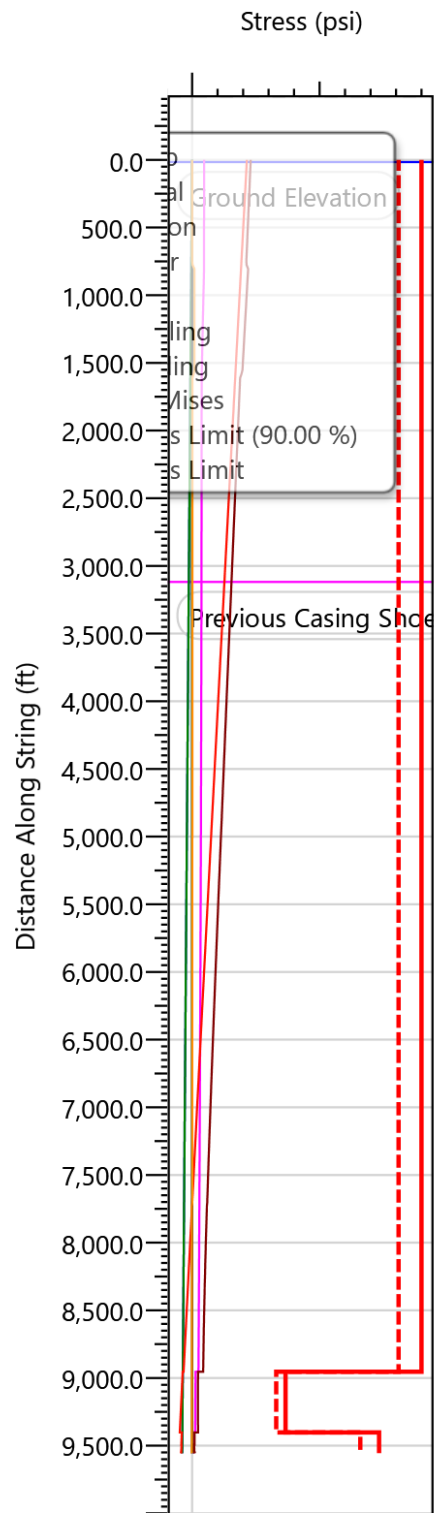
6.1 Effective Tension



6.2 Stress: Trip Out



6.3 Stress: Rot. On B.



7. Hydraulics Setup Data

7.1 Calculation Engine

Model Used	WellPlan
------------	----------

7.2 Surface Equipment Information

Pressure Loss Calculation	Specify Pressure loss	Maximum Working Pressure	5000.00 psi
Equipment Mode	NA	Surface Pressure Loss	0.00 psi
Equipment Type	NA		

7.3 Pump Pressure Information

Maximum Surface Pressure	5000.00 psi	Pump Rate	650.0 gpm
Maximum Pump Power	3200.00 hp	Maximum Allowable Pump Rate	gpm
Use Roughness	N		
Pipe Roughness	NA	Annulus Roughness	NA
Booster Pump		Injection Depth	
Injection Temperature		Injection Rate	
Include Tool Joint Pressure Losses			
Include Back Pressure		Back Pressure	psi
Sea Floor Returns	N	Sea Water Density	NA

7.4 Run Parameters

Start MD	0.0 ft	End MD	9555.6 ft
Step Size	100.0 ft		

7.5 Swab/Surge (Steady State) Input Data

Stand Length	90.00 ft	Pump Rate	650.0 gpm
Include Tool Joint Pressure Losses			
Maximum Delta-P (swab)	0.00 ppg	Maximum Delta-P (surge)	0.00 ppg

7.6 Flow Rate (Q= 650.0 gpm)

7.6.1 Bit Parameters

Pump Rate	650.0 gpm	Stand Pipe Pressure	4311.90 psi
Bit Pressure Loss	1356.61 psi	Percent Power at Bit	31.46 %

Bit Hydraulic Power / Area (HSI)	8.7 hp/in ²	Bit Nozzle Velocity	354.0 ft/s
Bit Hydraulic Power	514.38 hp	Bit Impact Force	1442.4 lbf
Surface Equip. Pressure Loss	0.00 psi	Total Bit Flow Area	0.589 in ²

7.7 Gel Strength

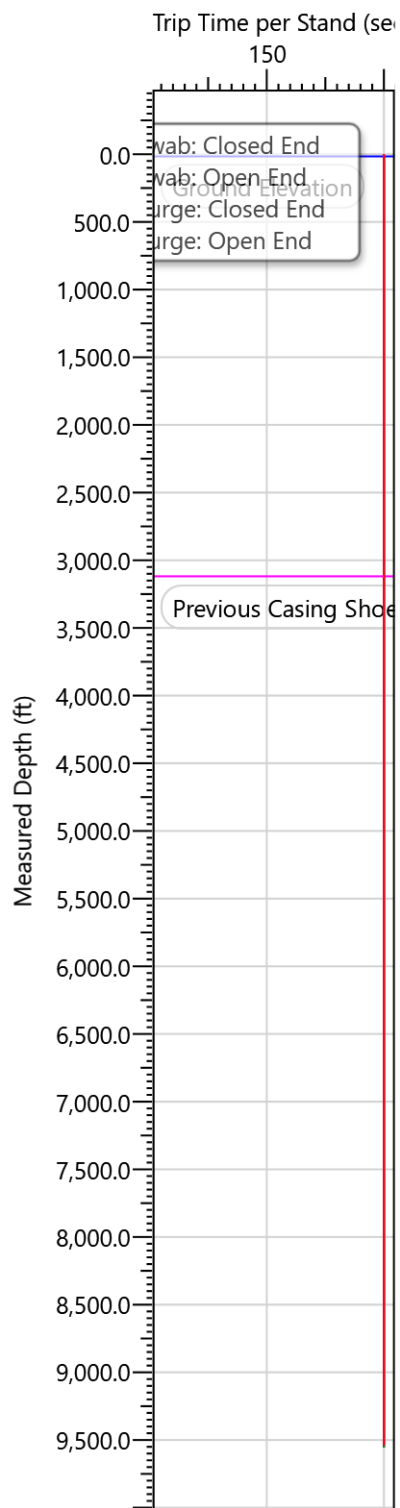
0 Second	lbf/100ft ²	10 Second	6.000 lbf/100ft ²
10 Minute	10.000 lbf/100ft ²	30 Minute	lbf/100ft ²
Maximum	lbf/100ft ²		

7.8 Mud Temperature Information

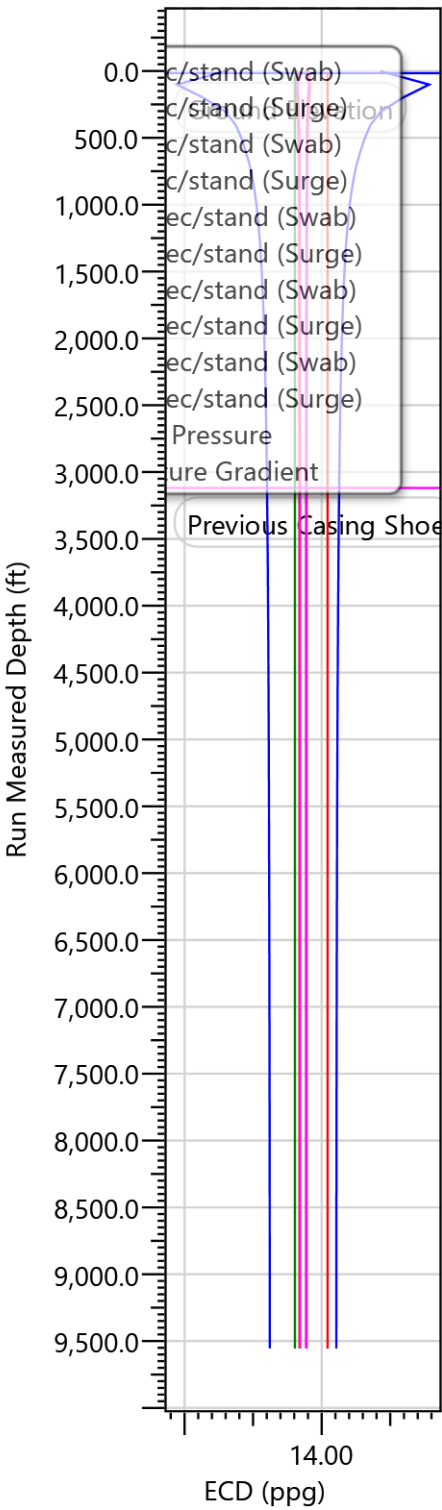
Include Mud Temperature Effects	N	Circulation Time	NA
---------------------------------	---	------------------	----

8. Hydraulics Plots

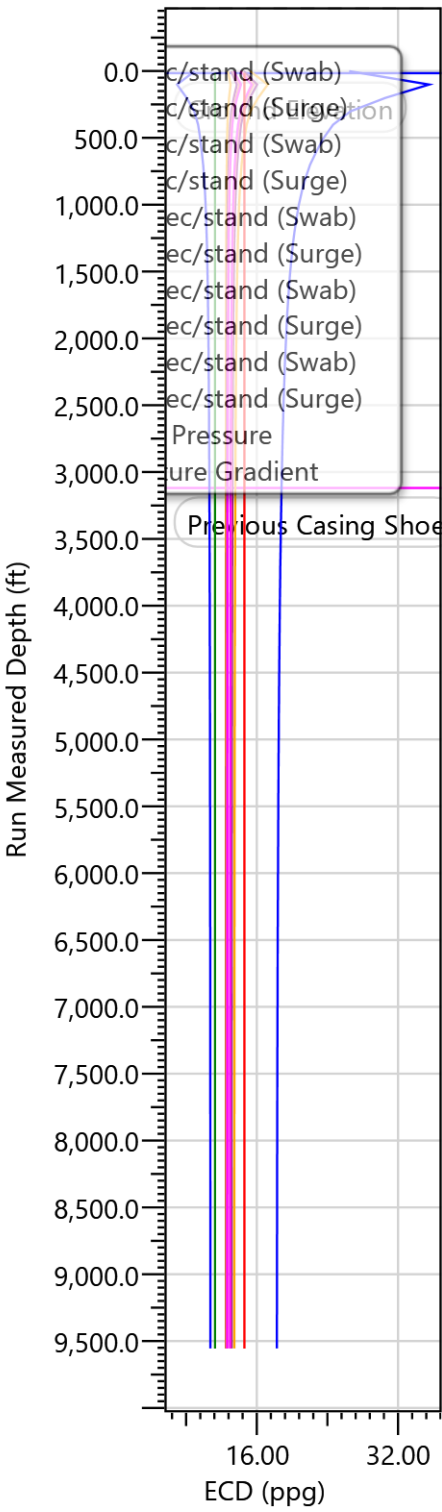
8.1 Swab/Surge Trip Schedule



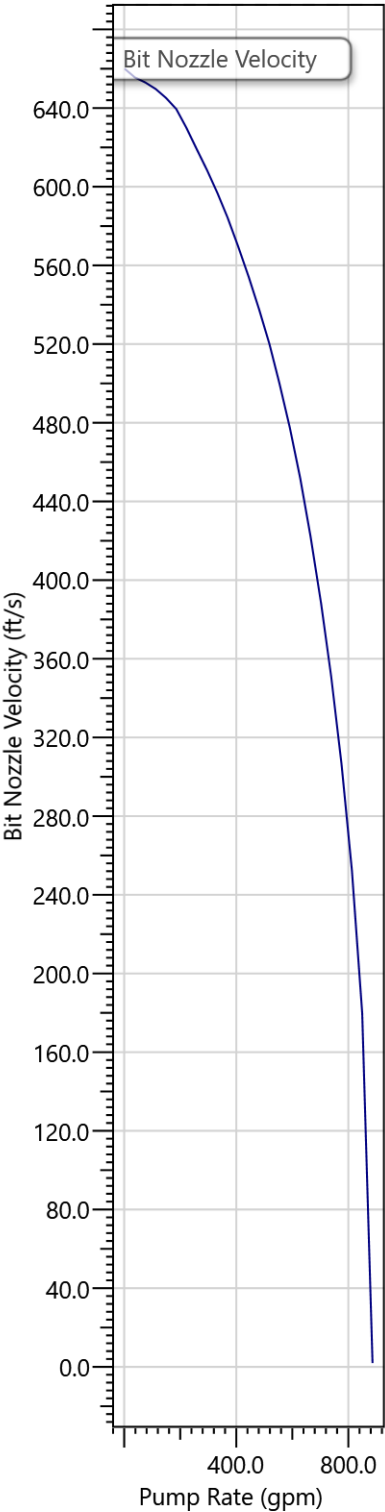
8.2 ECD vs. Run Depth Close Ended



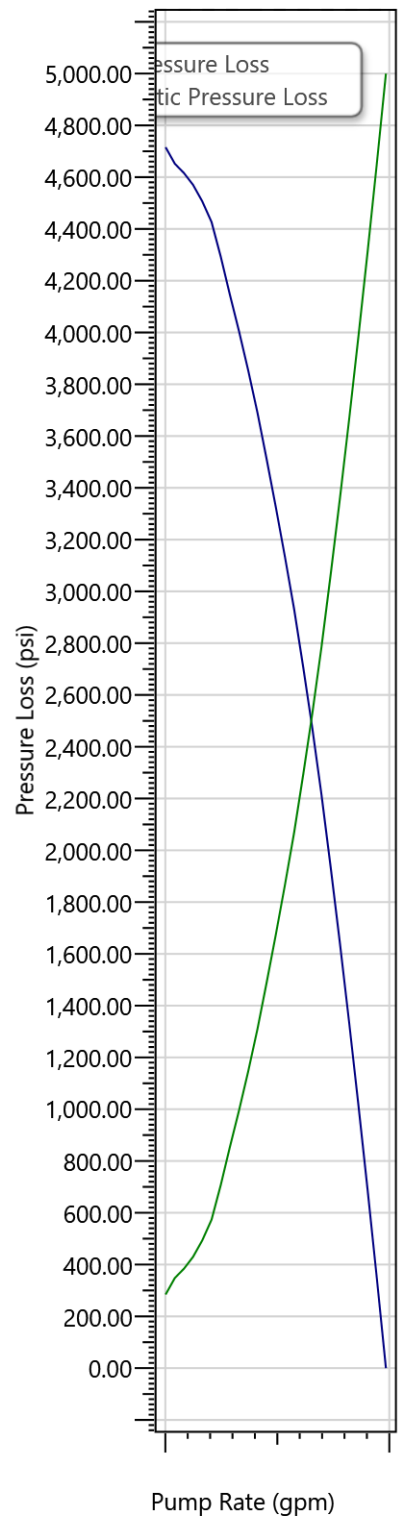
8.3 ECD vs. Run Depth Open Ended



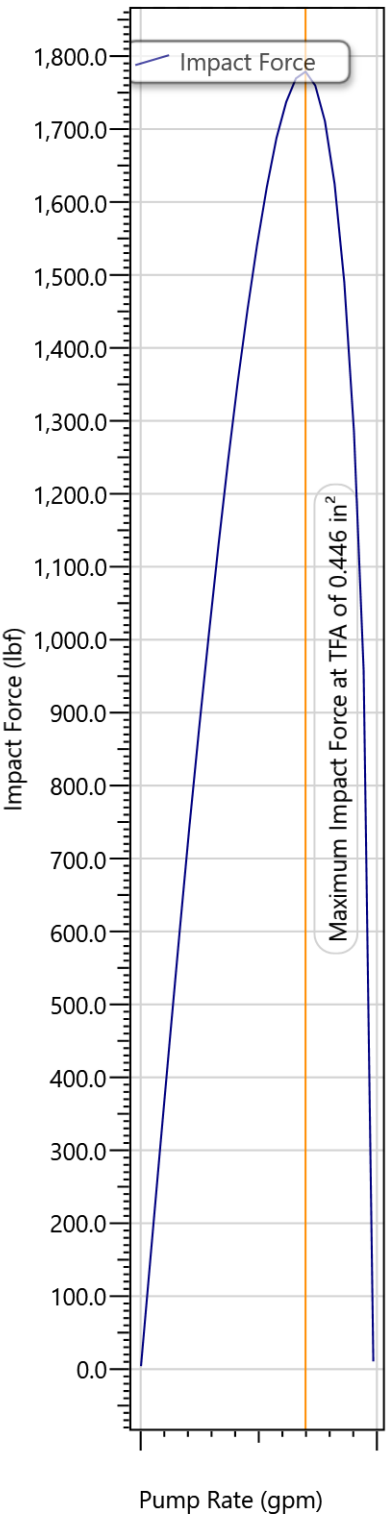
8.4 Bit Nozzle Velocity



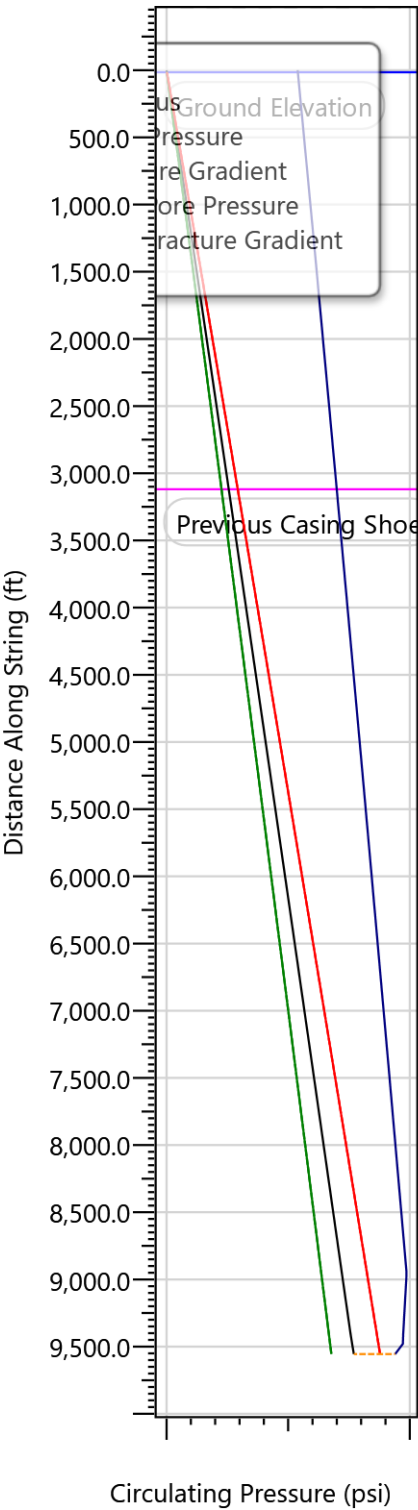
8.5 Bit Pressure Loss



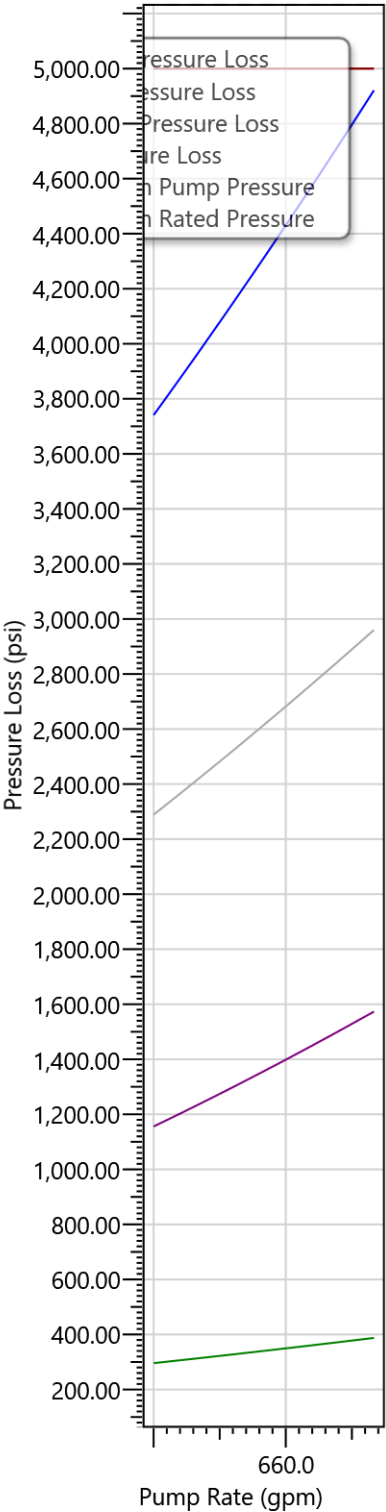
8.6 Bit Impact Force



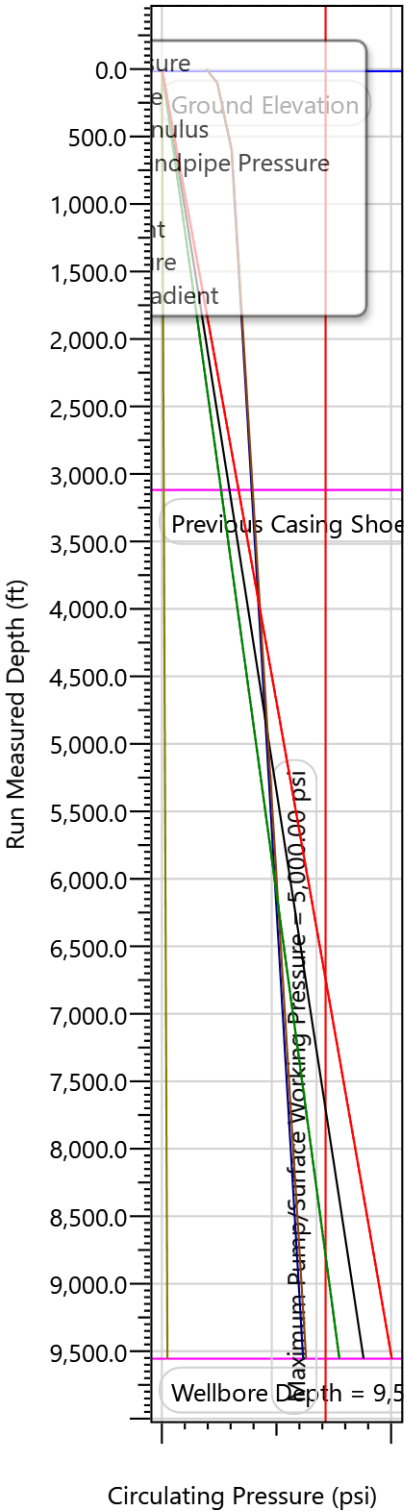
8.7 Circulating Pressure vs. Depth



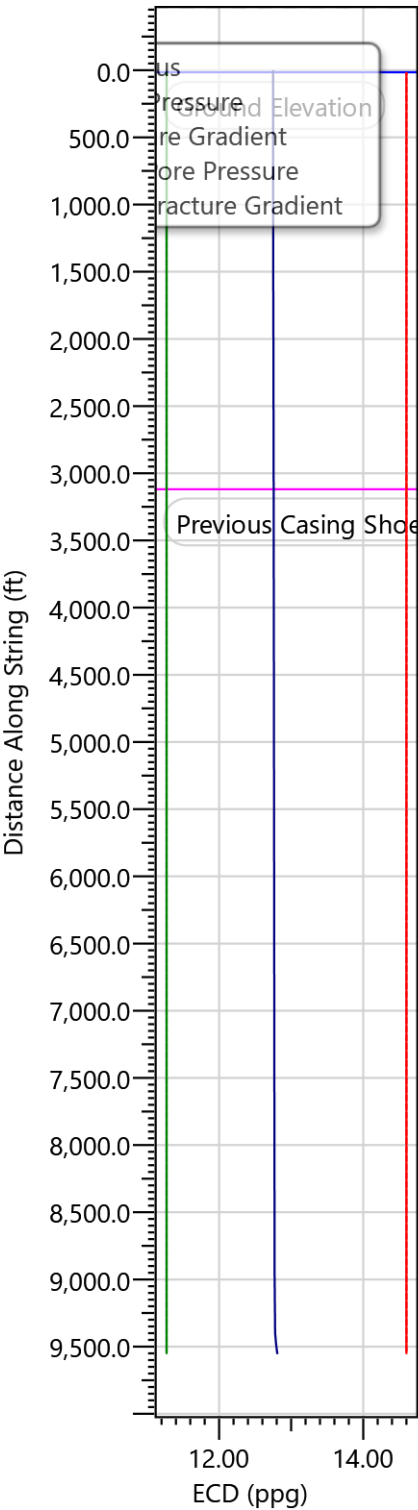
8.8 Pressure Loss vs. Pump Rate



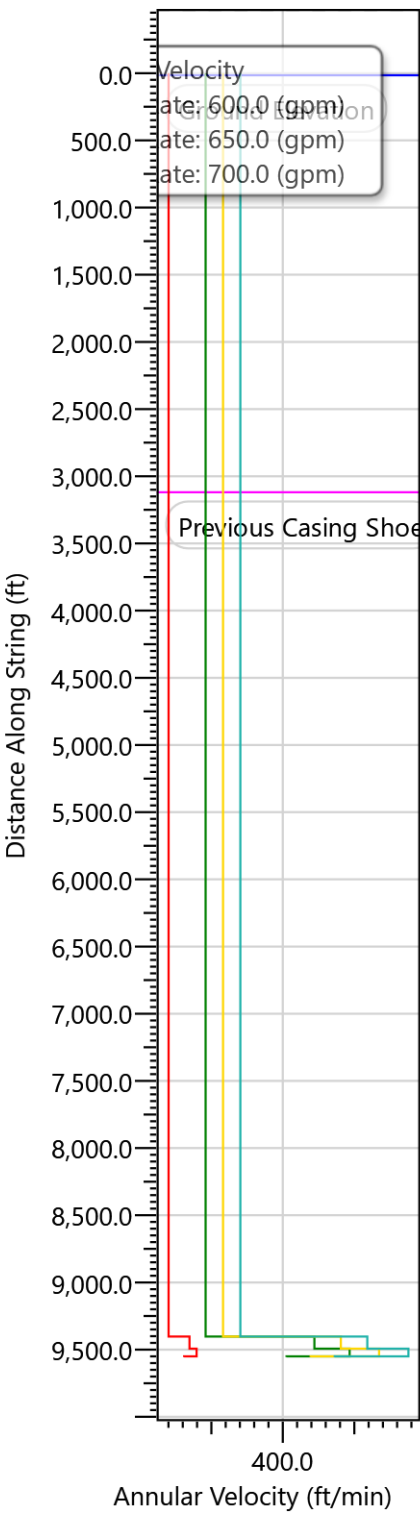
8.9 Circulating Pressure vs. Run Depth



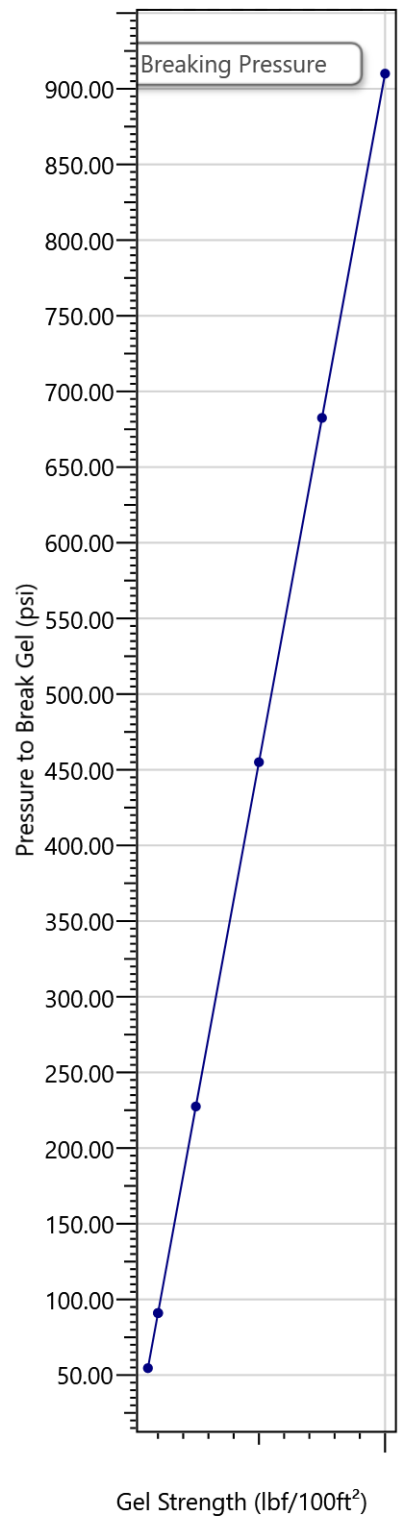
8.10 ECD vs. Depth



8.11 Annular Velocity vs. Depth

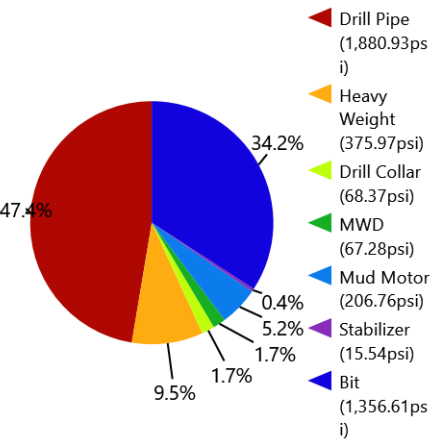


8.12 Pressure to Break Gel

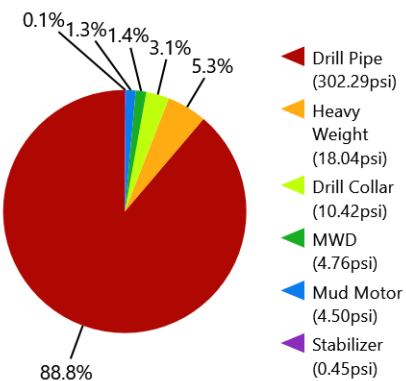


8.13 Component Pressure Losses

String Pressure Losses - Total: 3,971.45psi

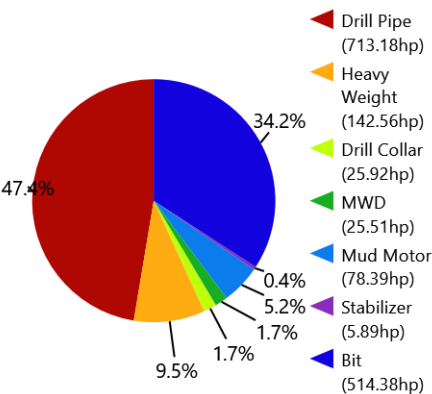


Annulus Pressure Losses - Total: 340.45psi

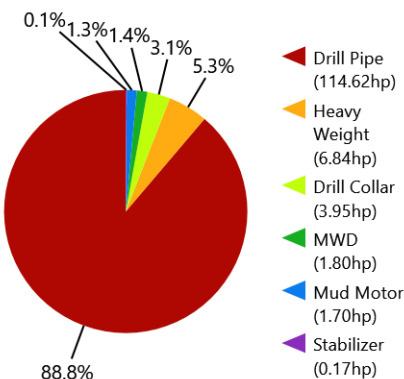


8.14 Component Power Losses

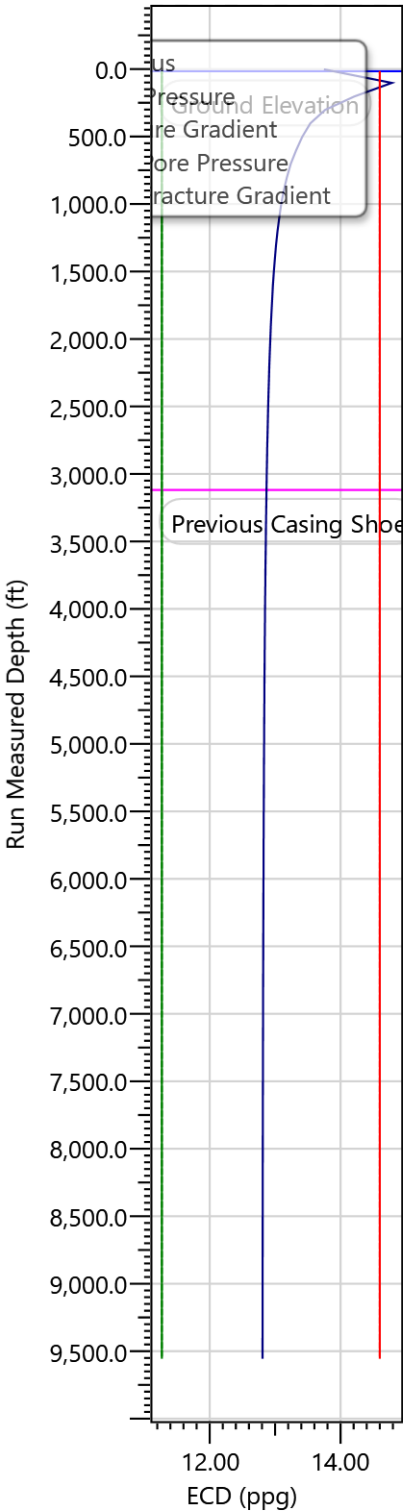
String Power Losses - Total: 1,505.84hp



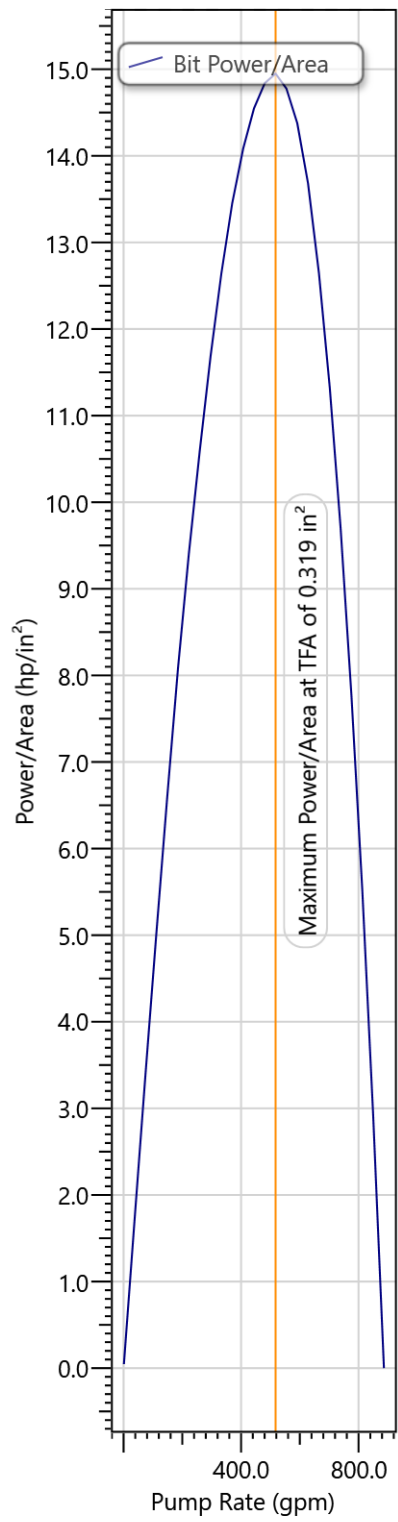
Annulus Power Losses - Total: 129.09hp



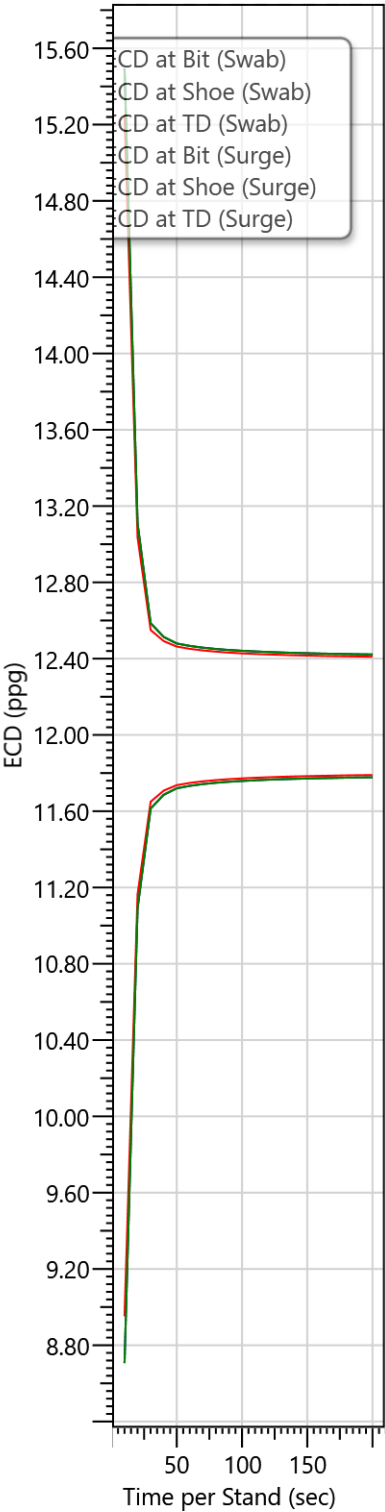
8.15 ECD vs. Run Depth



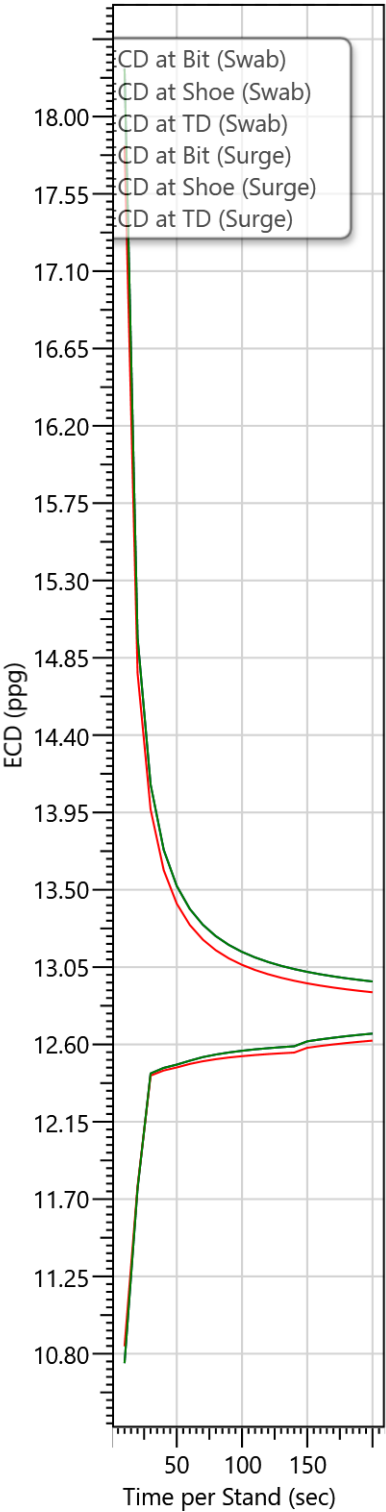
8.16 Bit Power/Area



8.17 ECD vs. Trip Time Close Ended



8.18 ECD vs. Trip Time Open Ended



9. General Information

9.1 General Case Information

Company	Proyecto ENO		
Project	PAD ENO	Site	ENO-01
Well	ENO-09	Wellbore	ENO-09
Design	ENO-09	Case	Case #1
Hole MD	9397.0 ft	Hole TVD	9257.1 ft
Air Gap	16.5 ft	Ground Elevation	11204.0 ft
Reference Point	KB @ 11220.5ft	Well Type	Onshore

9.2 Active Fluid

9.2.1 Fluid Data

Fluid	Mud #1	Type	Mud
Mud Base Type	Water	Base Fluid	Water
Rheology Model	Bingham Plastic	Foamed	

9.2.2 Rheology Data

Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref Fluid Properties	PV (Munf) (cp)	YP (Tau0) (lbf/100ft²)	Fann Data	
						Speed (rpm)	Dial (°)
70	14.7	12.1	Yes	20	12		

9.3 Hole Section

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)
Casing	3118.8	3118.8	3118.8	8.681	8.625		0.2	0.0732	
Open Hole	9397	6278.2				8.5	0.25	0.0702	0

9.4 String Details

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint				Weight	Material	Grade	Class
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)	ID (in)				
Drill Pipe	8795.55	8795.6	5	4.276	30	1.42	6.625	2.75	22.6	CS_API 5D/7	S	1
Heavy Weight	448.13	9243.7	5	3	30	4	6.5	3.063	51.1	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Drill Collar	90.61	9334.3	6.5	3	30				88.86	CS_API 5D/7	4145H MOD	
MWD	29.55	9363.8	6.75	1.92	29.55				100.8	SS_15-15LC MOD (1)	15-15LC MOD (1)	
Mud Motor	27.91	9391.8	6.75	2.5	27.91				94.26	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	3.94	9395.7	6.25	2.25	3.94				90.88	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	1.31	9397	8.5		1.31				90			

9.4.1 Grade in Use

Grade	Minimum Yield Stress (psi)
1340 MOD	55,000
15-15LC MOD (1)	110,000
4145H MOD	110,000
S	135,000

9.5 Tortuosity (None)

Tortuosity Period	500.0 ft
Interpolation Interval	30.0 ft

Measured Depth Top (ft)	Magnitude (°)
7000.0	0.50

9.6 Wellpath - Calculation Method: Minimum Curvature

MD (ft)	INC (°)	AZ (°)	TVD (ft)	DLS (°/100ft)	AbsTort (°/100ft)	RelTort (°/100ft)	Vsect (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Build (°/100ft)	Walk (°/100ft)
0.0	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
100.0	0.00	0.00	100.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
200.0	0.00	0.00	200.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
300.0	0.00	0.00	300.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
400.0	0.00	0.00	400.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
500.0	0.00	0.00	500.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
600.0	0.00	0.00	600.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
700.0	0.00	0.00	700.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
800.0	0.00	0.00	800.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
900.0	0.00	0.00	900.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
950.0	0.00	0.00	950.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
1000.0	0.53	1.82	1000.0	1.05	0.05	0.00	0.2	0.2	0.0	1.05	0.00
1100.0	1.58	1.82	1100.0	1.05	0.14	0.00	1.4	2.1	0.1	1.05	0.00
1200.0	2.63	1.82	1199.9	1.05	0.22	0.00	3.9	5.7	0.2	1.05	0.00
1300.0	3.68	1.82	1299.8	1.05	0.28	0.00	7.7	11.2	0.4	1.05	0.00
1400.0	4.73	1.82	1399.5	1.05	0.34	0.00	12.8	18.5	0.6	1.05	0.00
1500.0	5.78	1.82	1499.1	1.05	0.38	0.00	19.1	27.7	0.9	1.05	0.00
1600.0	6.83	1.82	1598.5	1.05	0.43	0.00	26.7	38.6	1.2	1.05	0.00
1700.0	7.88	1.82	1697.6	1.05	0.46	0.00	35.5	51.4	1.6	1.05	0.00
1711.9	8.00	1.82	1709.4	1.05	0.47	0.00	36.6	53.1	1.7	1.05	0.00
1800.0	8.00	1.82	1796.7	0.00	0.44	0.00	45.1	65.3	2.1	0.00	0.00
1900.0	8.00	1.82	1895.7	0.00	0.42	0.00	54.6	79.2	2.5	0.00	0.00
2000.0	8.00	1.82	1994.7	0.00	0.40	0.00	64.2	93.2	3.0	0.00	0.00
2100.0	8.00	1.82	2093.7	0.00	0.38	0.00	73.8	107.1	3.4	0.00	0.00
2200.0	8.00	1.82	2192.8	0.00	0.36	0.00	83.4	121.0	3.8	0.00	0.00
2300.0	8.00	1.82	2291.8	0.00	0.35	0.00	93.0	134.9	4.3	0.00	0.00
2400.0	8.00	1.82	2390.8	0.00	0.33	0.00	102.6	148.8	4.7	0.00	0.00
2500.0	8.00	1.82	2489.9	0.00	0.32	0.00	112.2	162.7	5.2	0.00	0.00
2600.0	8.00	1.82	2588.9	0.00	0.31	0.00	121.8	176.6	5.6	0.00	0.00
2700.0	8.00	1.82	2687.9	0.00	0.30	0.00	131.4	190.5	6.0	0.00	0.00
2800.0	8.00	1.82	2786.9	0.00	0.29	0.00	141.0	204.4	6.5	0.00	0.00
2900.0	8.00	1.82	2886.0	0.00	0.28	0.00	150.6	218.3	6.9	0.00	0.00
3000.0	8.00	1.82	2985.0	0.00	0.27	0.00	160.2	232.3	7.4	0.00	0.00
3100.0	8.00	1.82	3084.0	0.00	0.26	0.00	169.8	246.2	7.8	0.00	0.00
3200.0	8.00	1.82	3183.0	0.00	0.25	0.00	179.4	260.1	8.2	0.00	0.00
3211.9	8.00	1.82	3194.8	0.00	0.25	0.00	180.5	261.7	8.3	0.00	0.00
3300.0	8.47	16.22	3282.0	2.40	0.31	0.00	190.2	274.1	10.3	0.54	16.35
3400.0	9.56	29.91	3380.8	2.40	0.37	0.00	204.4	288.4	16.5	1.09	13.69
3500.0	11.06	40.37	3479.2	2.40	0.43	0.00	221.8	302.9	26.9	1.50	10.47
3600.0	12.84	48.18	3577.0	2.40	0.48	0.00	242.4	317.6	41.4	1.77	7.80
3700.0	14.79	54.04	3674.1	2.40	0.53	0.00	266.2	332.5	60.0	1.95	5.86
3800.0	16.85	58.53	3770.3	2.40	0.58	0.00	293.1	347.6	82.7	2.06	4.49
3900.0	18.99	62.05	3865.5	2.40	0.63	0.00	323.2	362.8	109.4	2.14	3.52
3946.4	20.00	63.43	3909.2	2.40	0.65	0.00	338.2	369.9	123.2	2.18	2.98
4000.0	20.00	63.43	3959.6	0.00	0.64	0.00	355.9	378.1	139.6	0.00	0.00
4100.0	20.00	63.43	4053.6	0.00	0.62	0.00	388.9	393.4	170.2	0.00	0.00
4200.0	20.00	63.43	4147.5	0.00	0.61	0.00	421.9	408.6	200.7	0.00	0.00
4300.0	20.00	63.43	4241.5	0.00	0.60	0.00	454.9	423.9	231.3	0.00	0.00
4400.0	20.00	63.43	4335.5	0.00	0.58	0.00	487.9	439.2	261.9	0.00	0.00
4500.0	20.00	63.43	4429.4	0.00	0.57	0.00	520.9	454.5	292.5	0.00	0.00
4600.0	20.00	63.43	4523.4	0.00	0.56	0.00	553.9	469.8	323.1	0.00	0.00
4700.0	20.00	63.43	4617.4	0.00	0.54	0.00	586.9	485.1	353.7	0.00	0.00
4746.4	20.00	63.43	4661.0	0.00	0.54	0.00	602.3	492.2	367.9	0.00	0.00
4800.0	19.60	63.43	4711.4	0.74	0.54	0.00	619.8	500.4	384.1	-0.74	0.00
4900.0	18.86	63.43	4805.8	0.74	0.55	0.00	651.6	515.1	413.6	-0.74	0.00
5000.0	18.12	63.43	4900.7	0.74	0.55	0.00	682.2	529.3	442.0	-0.74	0.00
5100.0	17.38	63.43	4995.9	0.74	0.55	0.00	711.6	542.9	469.2	-0.74	0.00
5200.0	16.64	63.43	5091.5	0.74	0.56	0.00	739.8	556.0	495.4	-0.74	0.00
5300.0	15.90	63.43	5187.5	0.74	0.56	0.00	766.9	568.5	520.4	-0.74	0.00
5400.0	15.16	63.43	5283.9	0.74	0.56	0.00	792.7	580.5	544.4	-0.74	0.00
5500.0	14.42	63.43	5380.6	0.74	0.57	0.00	817.3	591.9	567.2	-0.74	0.00
5600.0	13.68	63.43	5477.6	0.74	0.57	0.00	840.8	602.8	588.9	-0.74	0.00
5700.0	12.94	63.43	5574.9	0.74	0.57	0.00	863.0	613.1	609.5	-0.74	0.00
5800.0	12.20	63.43	5672.5	0.74	0.58	0.00	884.0	622.8	629.0	-0.74	0.00
5900.0	11.45	63.43	5770.4	0.74	0.58	0.00	903.7	632.0	647.3	-0.74	0.00
6000.0	10.71	63.43	5868.5	0.74	0.58	0.00	922.3	640.6	664.5	-0.74	0.00
6100.0	9.97	63.43	5966.9	0.74	0.58	0.00	939.6	648.6	680.6	-0.74	0.00
6200.0	9.23	63.43	6065.5	0.74	0.59	0.00	955.7	656.1	695.5	-0.74	0.00

MD (ft)	INC (°)	AZ (°)	TVD (ft)	DLS (°/100ft)	AbsTort (°/100ft)	RelTort (°/100ft)	Vsect (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Build (°/100ft)	Walk (°/100ft)
6300.0	8.49	63.43	6164.3	0.74	0.59	0.00	970.6	663.0	709.3	-0.74	0.00
6400.0	7.75	63.43	6263.3	0.74	0.59	0.00	984.2	669.3	721.9	-0.74	0.00
6500.0	7.01	63.43	6362.5	0.74	0.59	0.00	996.6	675.0	733.4	-0.74	0.00
6600.0	6.27	63.43	6461.8	0.74	0.60	0.00	1007.8	680.2	743.7	-0.74	0.00
6700.0	5.53	63.43	6561.2	0.74	0.60	0.00	1017.7	684.8	752.9	-0.74	0.00
6800.0	4.79	63.43	6660.8	0.74	0.60	0.00	1026.4	688.8	761.0	-0.74	0.00
6900.0	4.05	63.43	6760.5	0.74	0.60	0.00	1033.8	692.3	767.8	-0.74	0.00
7000.0	3.31	63.43	6860.3	0.74	0.60	0.00	1040.0	695.1	773.6	-0.74	0.00
7100.0	2.57	63.43	6960.2	0.74	0.61	0.00	1044.9	697.4	778.2	-0.74	0.00
7200.0	1.83	63.43	7060.1	0.74	0.61	0.00	1048.6	699.1	781.6	-0.74	0.00
7300.0	1.08	63.43	7160.1	0.74	0.61	0.00	1051.1	700.3	783.9	-0.74	0.00
7400.0	0.34	63.43	7260.1	0.74	0.61	0.00	1052.3	700.8	785.0	-0.74	0.00
7446.4	0.00	0.00	7306.5	0.74	0.61	0.00	1052.4	700.9	785.1	-0.74	0.00
7500.0	0.00	0.00	7360.1	0.00	0.61	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
7600.0	0.00	0.00	7460.1	0.00	0.60	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
7700.0	0.00	0.00	7560.1	0.00	0.59	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
7800.0	0.00	0.00	7660.1	0.00	0.58	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
7900.0	0.00	0.00	7760.1	0.00	0.58	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8000.0	0.00	0.00	7860.1	0.00	0.57	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8100.0	0.00	0.00	7960.1	0.00	0.56	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8200.0	0.00	0.00	8060.1	0.00	0.56	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8300.0	0.00	0.00	8160.1	0.00	0.55	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8400.0	0.00	0.00	8260.1	0.00	0.54	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8500.0	0.00	0.00	8360.1	0.00	0.54	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8600.0	0.00	0.00	8460.1	0.00	0.53	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8700.0	0.00	0.00	8560.1	0.00	0.52	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8800.0	0.00	0.00	8660.1	0.00	0.52	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
8900.0	0.00	0.00	8760.1	0.00	0.51	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
9000.0	0.00	0.00	8860.1	0.00	0.51	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
9100.0	0.00	0.00	8960.1	0.00	0.50	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
9200.0	0.00	0.00	9060.1	0.00	0.50	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
9300.0	0.00	0.00	9160.1	0.00	0.49	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00
9397.0	0.00	0.00	9257.1	0.00	0.49	0.00	1052.4	700.9	785.1	0.00	0.00

9.7 Pore Pressure

True Vertical Depth (TVD) (ft)	Pore Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (ppg)
16.5	9.64	11.25
9258.0	5409.96	11.25

9.8 Fracture Gradient

True Vertical Depth (TVD) (ft)	Fracture Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (ppg)
16.5	12.51	14.60
9258.0	7021.65	14.60

9.9 Geothermal Gradient Data

Ambient Temperature	59.00 °F	Mudline Temperature	°F
Temperature @ Depth	186.80 °F @ 9257.1 ft	Gradient	1.38 °F/100ft

9.10 Formation Properties

Total Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)
9258.0	9397.9

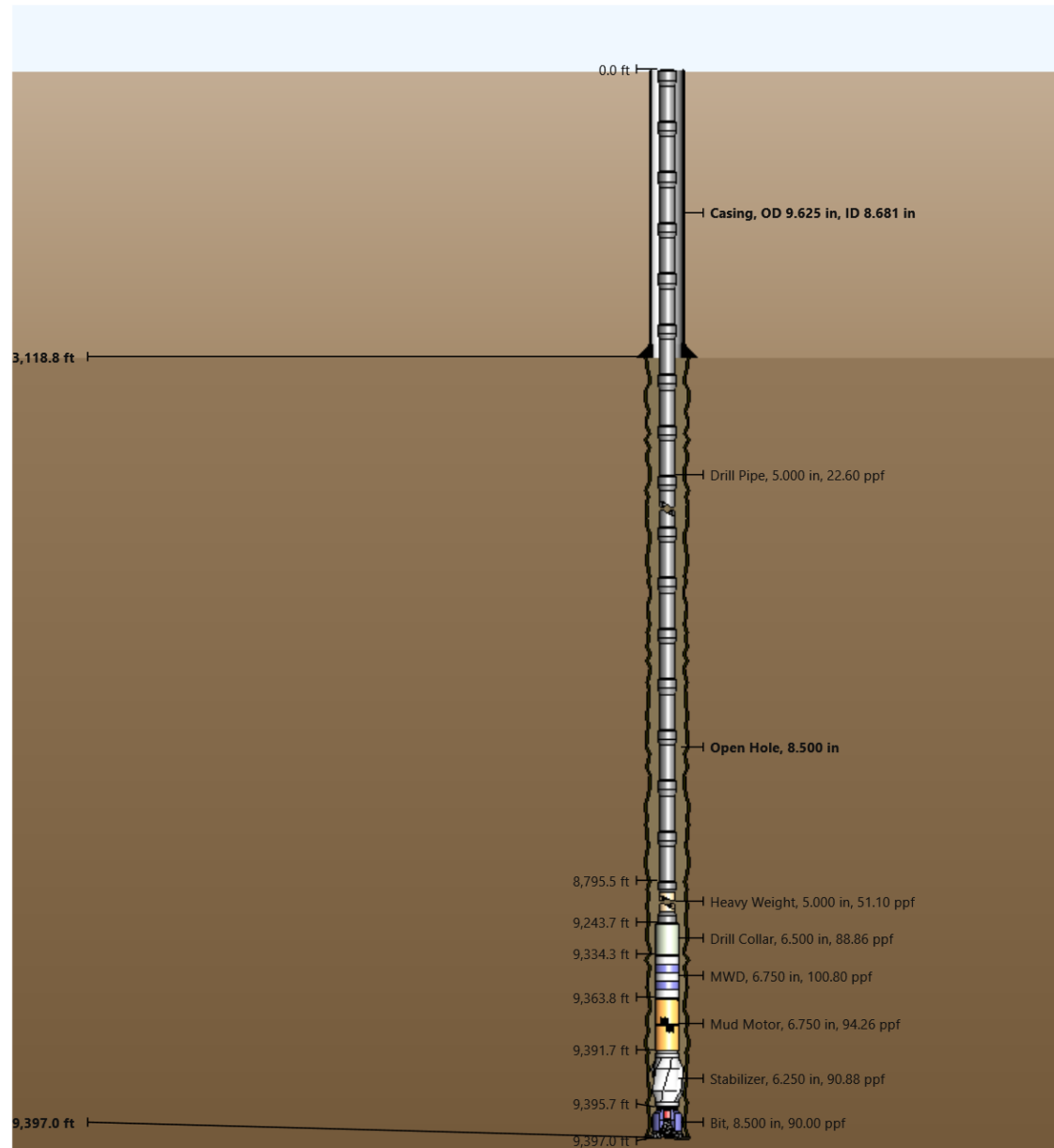
10.Schematics

Well: PLA-09

Wellbore : ENO-09

Case: Case #1

String Name: Assembly



11. Torque & Drag Setup Data

11.1 Settings

Measured Depth of Bit	9397.0 ft	Bending Stress Magnification	No
Block Weight	50.0 kip	Stiff String Analysis	No
Enable Sheave Friction Correction	No	Viscous Torque and Drag	Yes
Pump Rate	600.0 gpm	Contact Force Normalization Length	31.0 ft
Mechanical Efficiency (Single Sheave)	97.00	Lines Strung	12
		Side Force	lbf
Offset from Wellhead	ft	Angle at Wellhead	°
Buckling limit factor	1		

11.2 Run Parameters

Start MD	0.0 ft	End MD	9397.0 ft
Step Size	100.0 ft		

11.3 Normal Analysis Operational Parameters

Drilling	WOB/Overpull (kip)	Torque at Bit (ft-lbf)	Include Pump Rate
Rotating On Bottom	5.0	4000.0	NA
Slide Drilling	5.0	4000.0	NA
Backreaming	10.0	2500.0	NA
Rotating Off Bottom			NA
Tripping	Speed (ft/min)	RPM (rpm)	Include Pump Rate
Tripping In	60.0	50	NA
Tripping Out	60.0	20	NA

11.4 Friction Factors

Section Type	Coefficient of Friction
Casing	0.20
Open Hole	0.25

11.5 Fluids Column

11.5.1 String

String Name	Assembly	String Depth	9397.0 ft
String Surface Pressure	0.00 psi		
Pump Flow Rate	gpm		
From Bit (ft)	9258.0	Mud Weight (ppg)	12.10

11.5.2 Annulus

Hole Name	Hole Section	Hole Section Depth	9397.0 ft
Annulus Surface Pressure	0.00 psi		
From Bit (ft)	9258.0	Mud Weight (ppg)	12.10

11.6 String Fill Up

Use String Fill Up (Tripping In only)	No	Period	0.0 ft
---------------------------------------	----	--------	--------

12. Torque and Drag Results

12.1 Mechanical Limitations

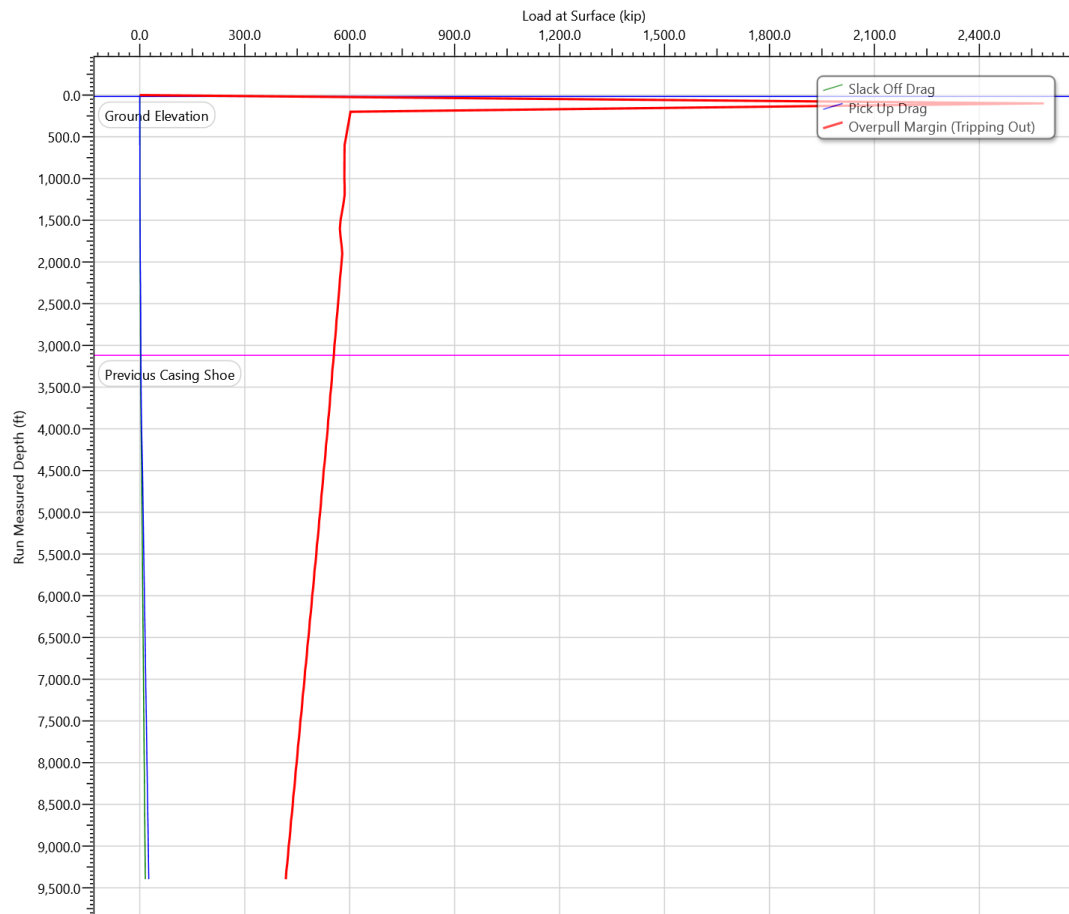
Overpull Margin during a Tripping Out operation	417.4 kip	using	90.00% of yield
Minimum Weight on Bit to Sinusoidal Buckle during a rotating on bottom operation	8.5 kip	at	9397.0 ft
Minimum Weight on Bit to Helical Buckle during a rotating on bottom operation	12.0 kip	at	9397.0 ft
Pick-Up Drag	25.7 kip		
Slack-Off Drag	15.7 kip		
Block Rating (Hoisting System)	20.0 kip		
Torque Rating (Rotating Equipment)	110.0 ft-lbf		

12.2 Load Summary

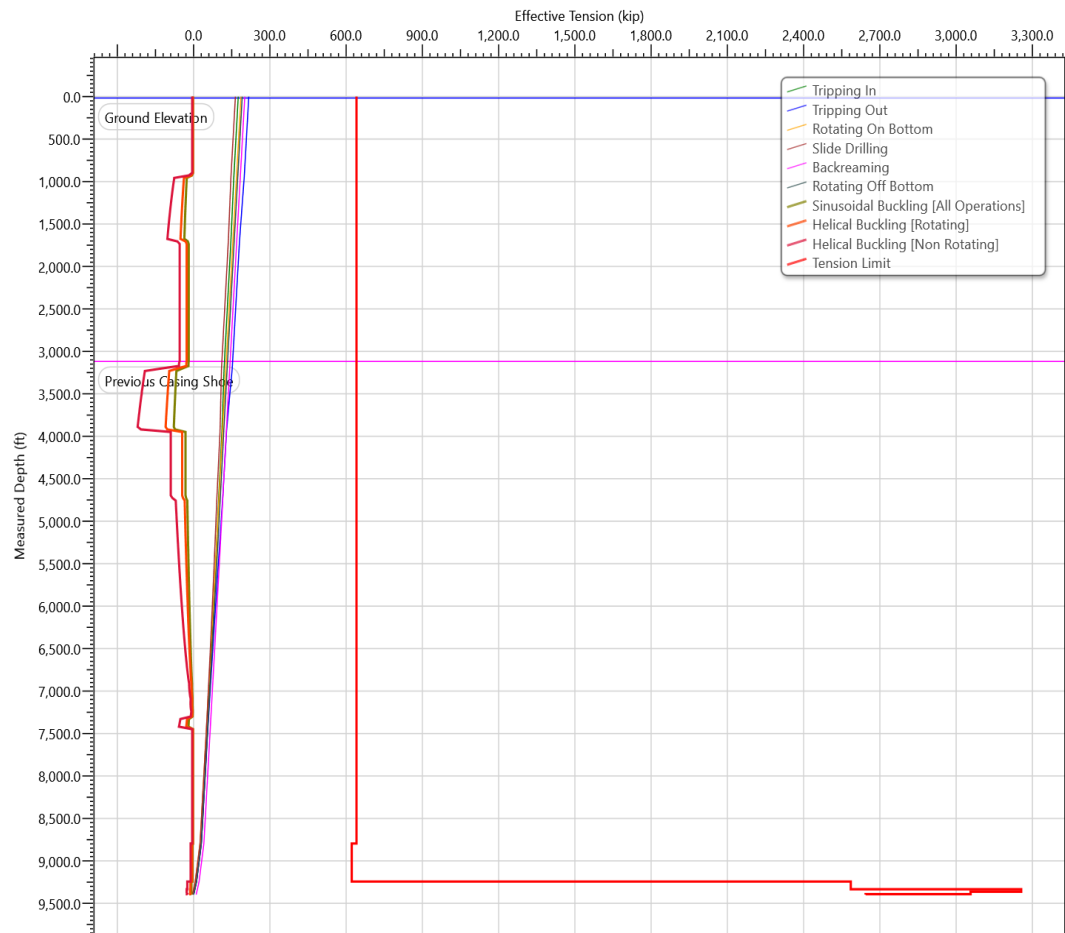
Load Condition	Stress Failure			Buckling Limits			Torque Failure	Torque at the Rotary Table (ft-lbf)	Total Wind up with Bit Torque (revs)	Total Wind up without Bit Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress = 0		Neutral Point Distance from surface (ft)	Neutral Point Distance from Bit (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup							Distance from Surface (ft)	Distance from Bit (ft)		
Tripping In								5618.3	1.5	1.5	225.5	9.3	8589.9	807.1	9397.0	0.0
Tripping Out								4031.8	1.1	1.1	266.9	10.3	8610.6	786.4	9397.0	0.0
Rotating On Bottom								10898.8	4.3	1.9	236.2	9.4	8379.0	1018.0	9332.2	64.8
Slide Drilling								4000.0	2.4	0.0	214.4	8.8	8379.0	1018.0	9332.2	64.8
Backreaming								10193.3	3.6	2.1	251.2	10.2	8795.5	601.5	9397.0	0.0
Rotating Off Bottom								7163.6	1.9	1.9	241.2	9.7	8600.2	796.8	9397.0	0.0

13. Torque and Drag Plots

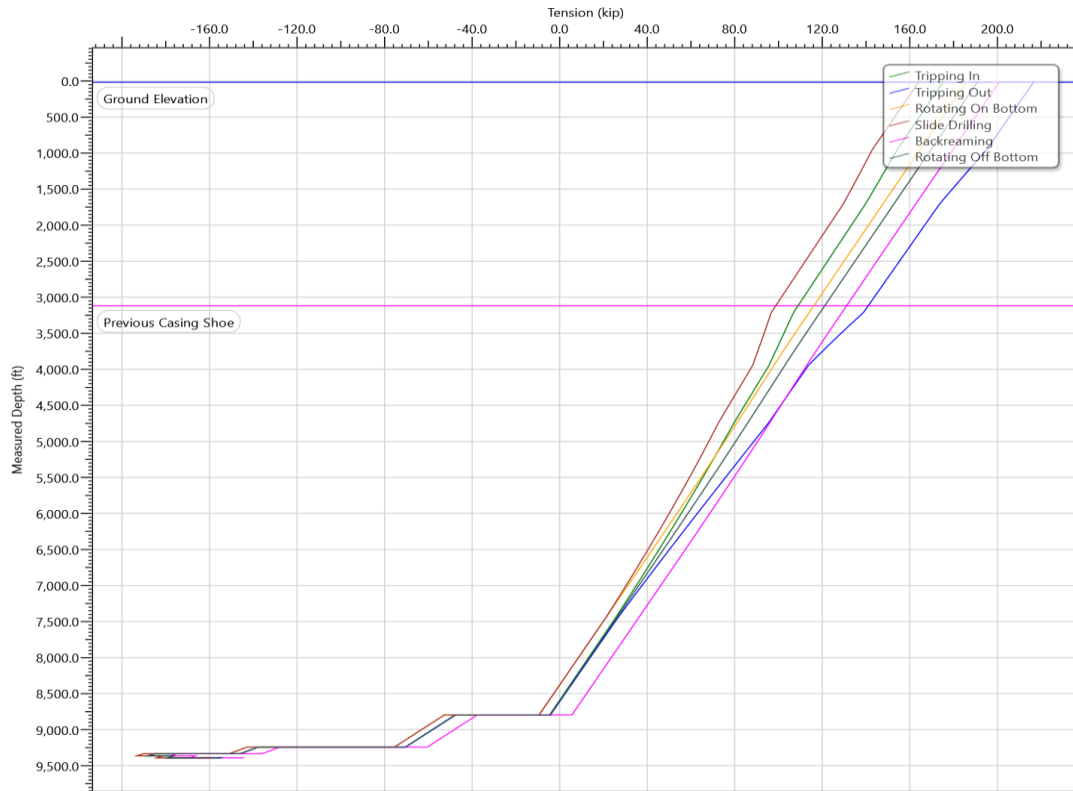
13.1 Slack Off/Pick Up



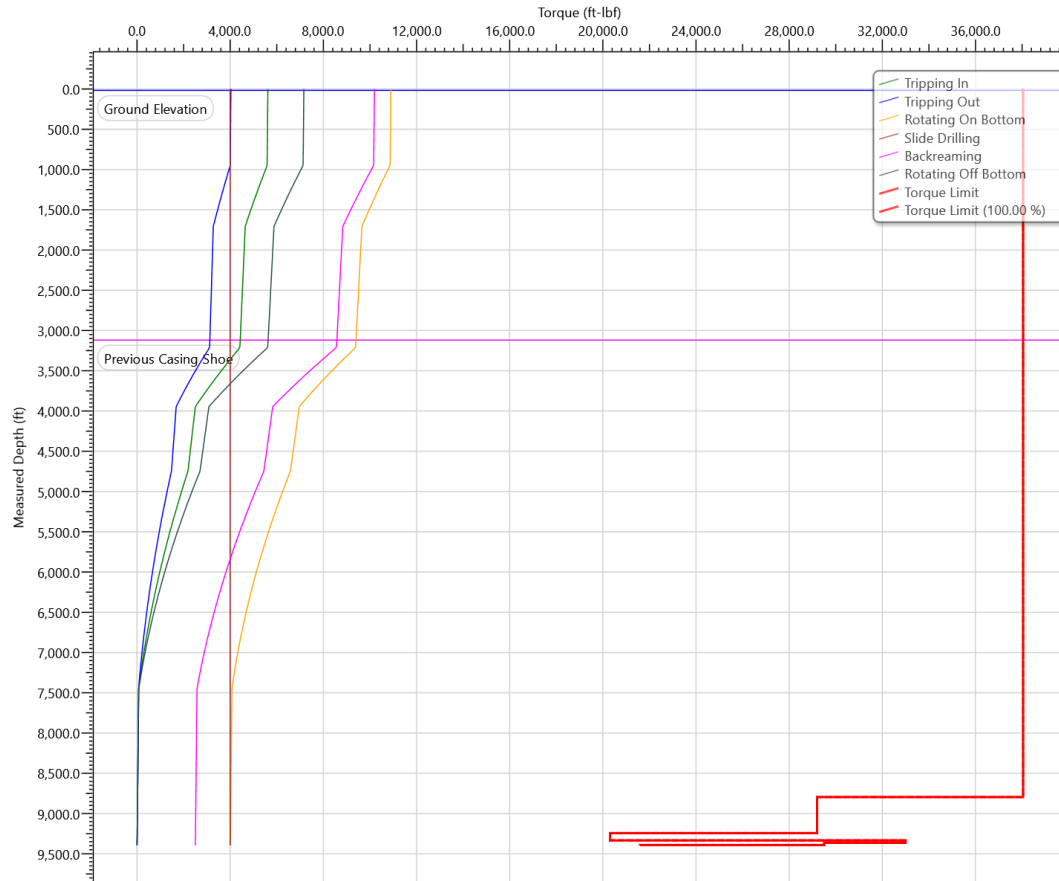
13.2 Effective Tension



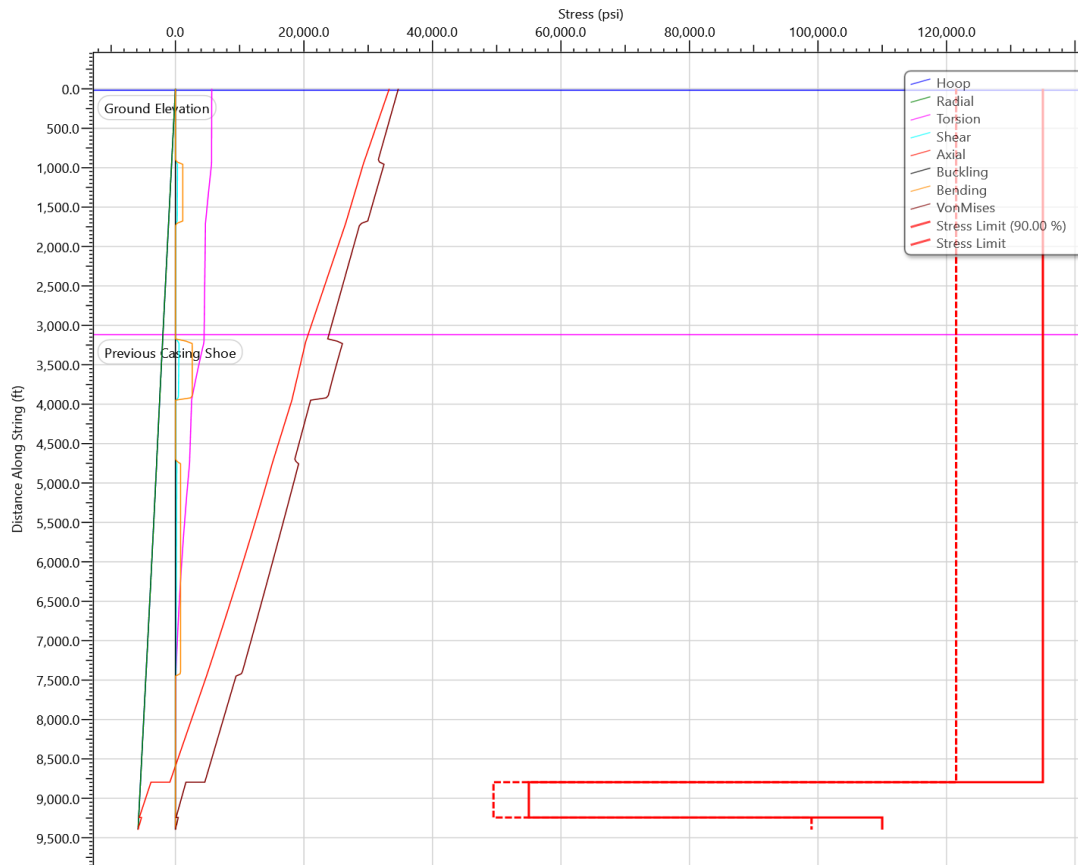
13.3 True Tension



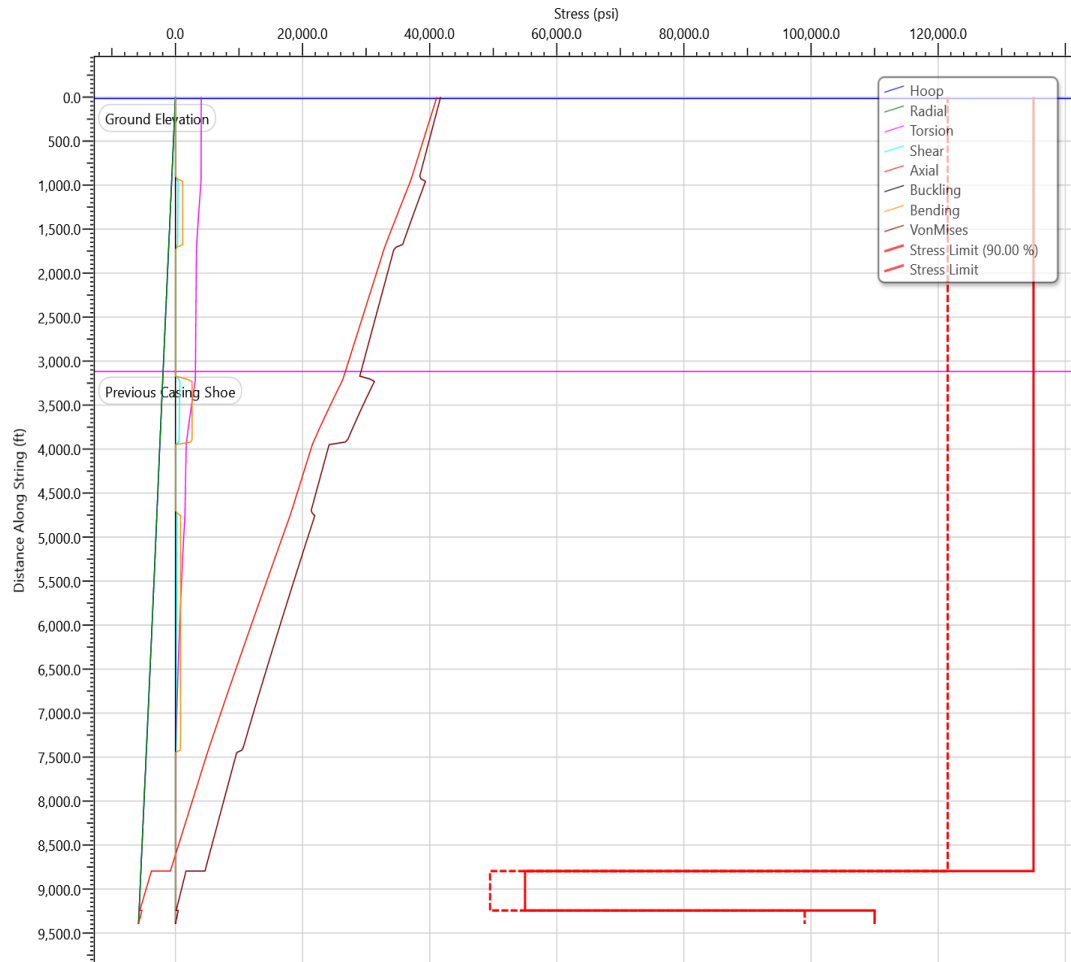
13.4 Torque



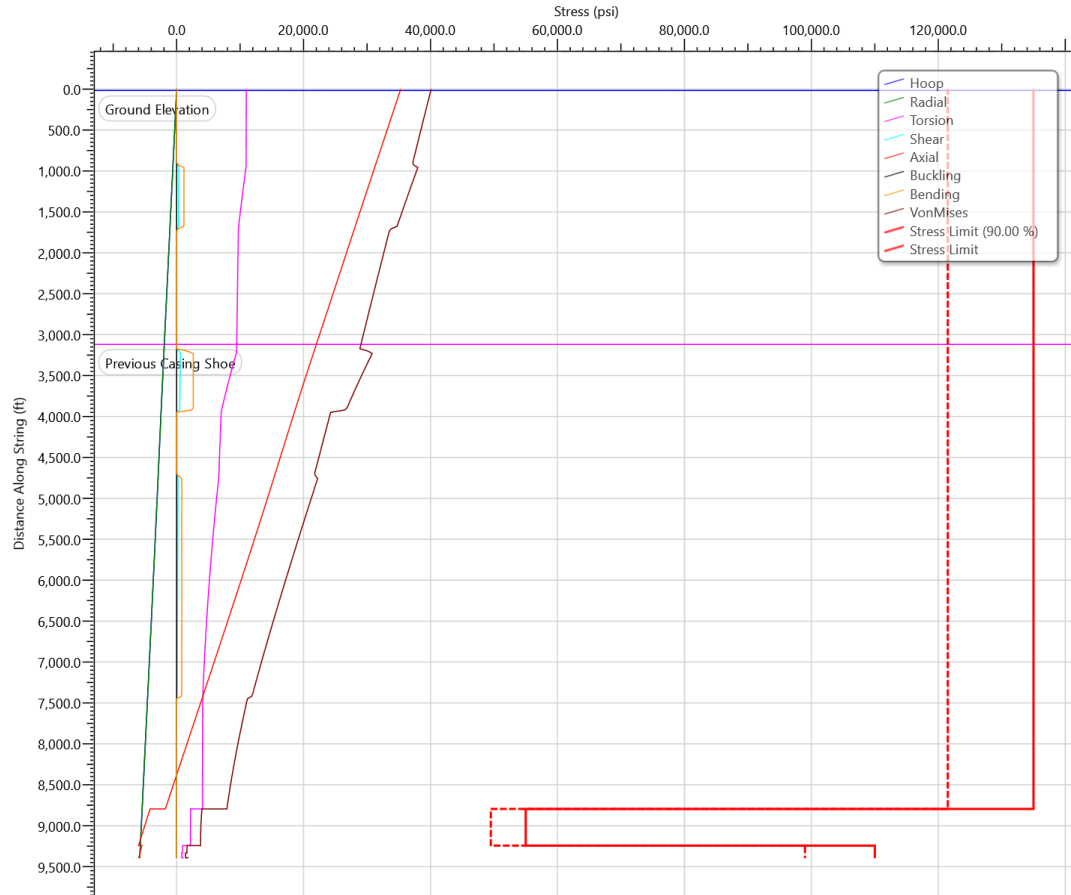
13.5 Stress: Trip In



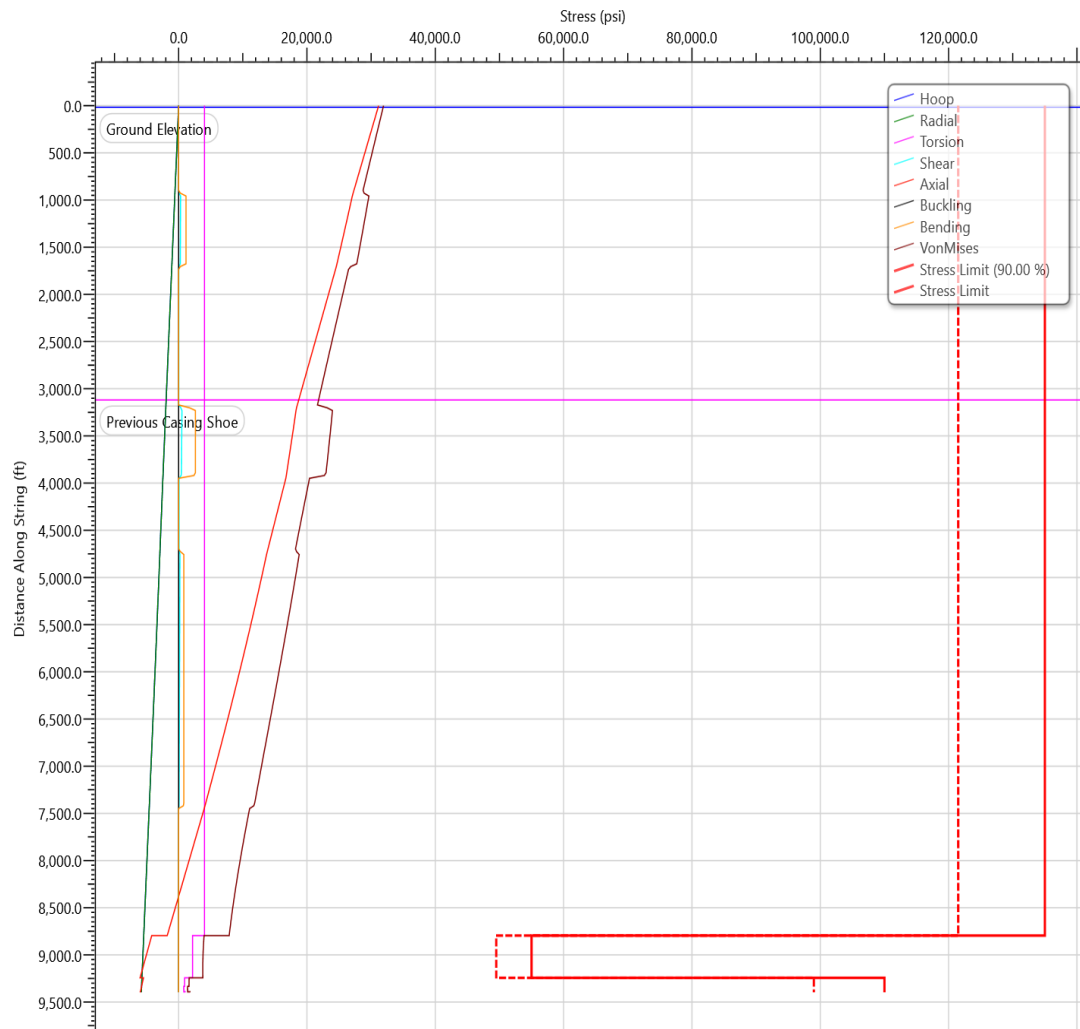
13.6 Stress: Trip Out



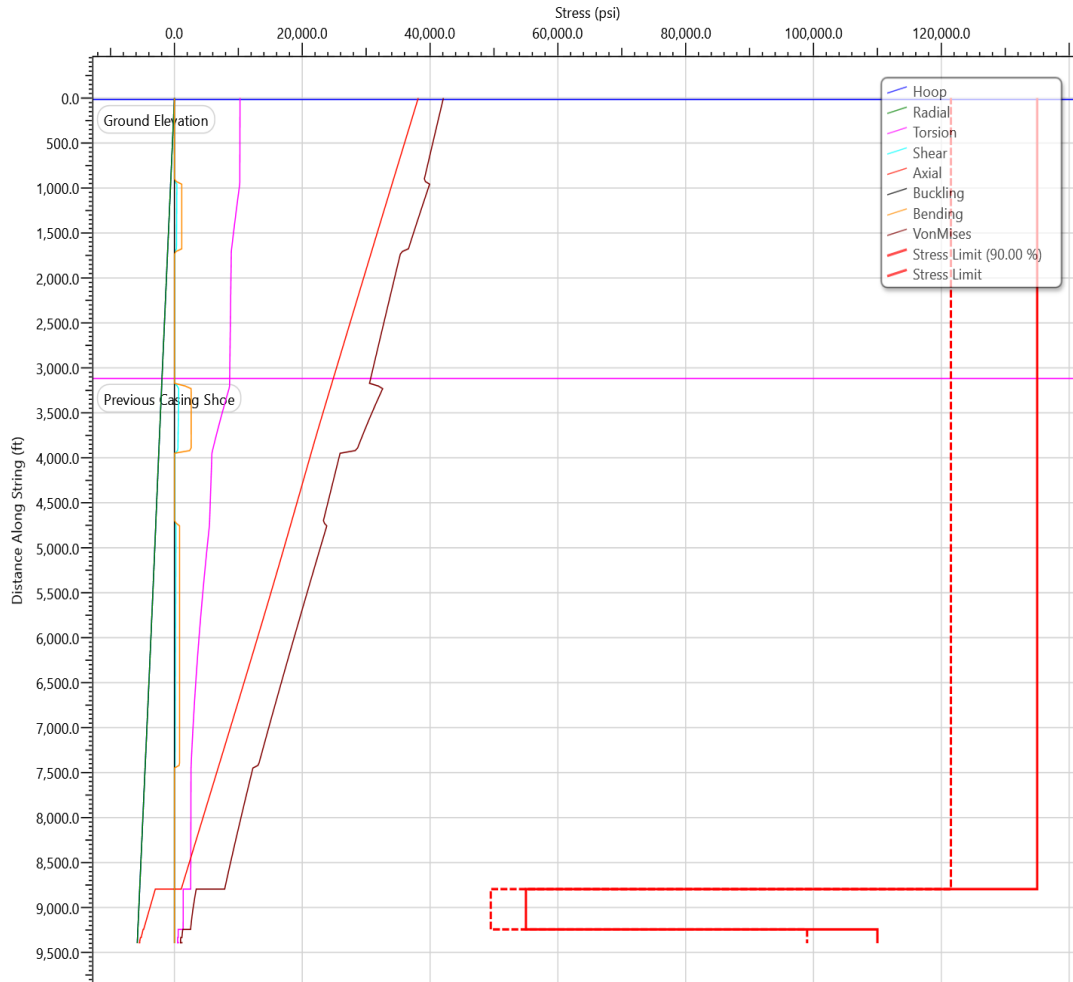
13.7 Stress: Rot. On B.



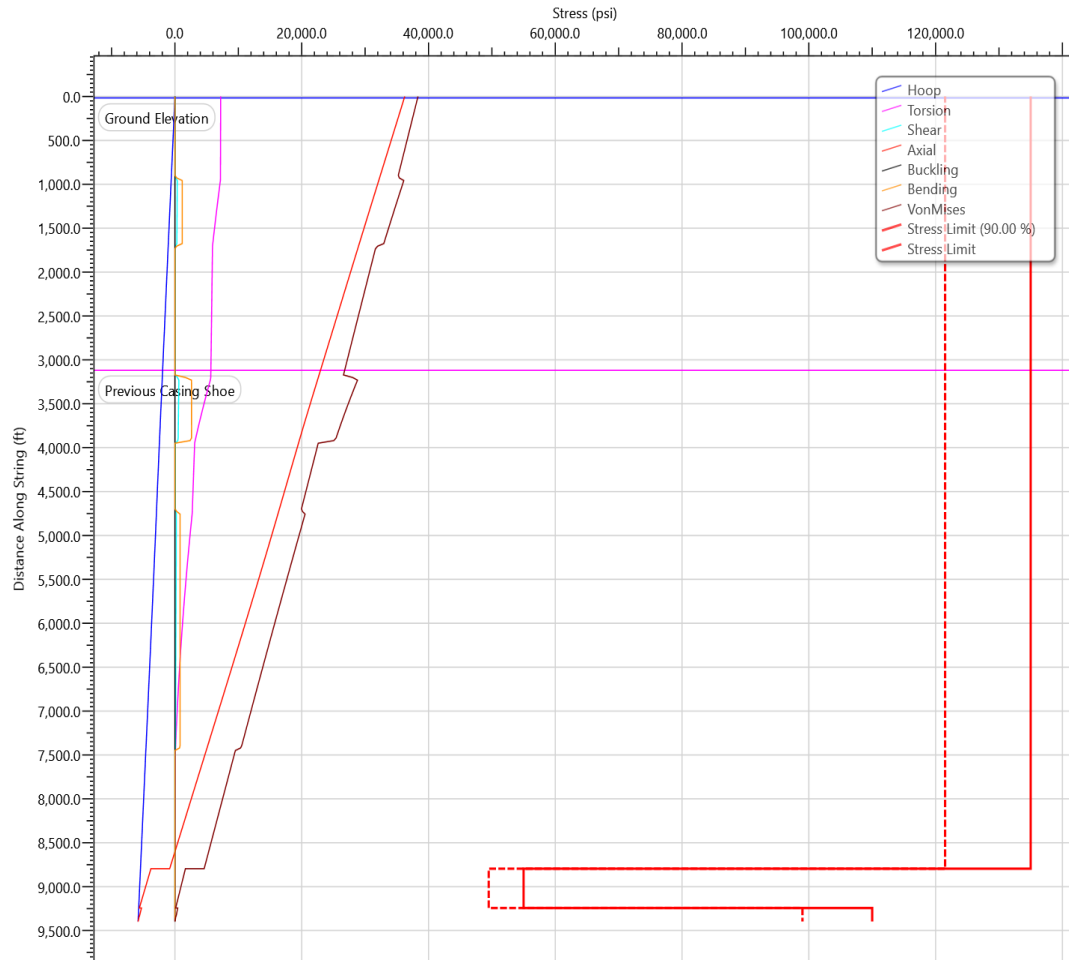
13.8 Stress: Slide Drl.



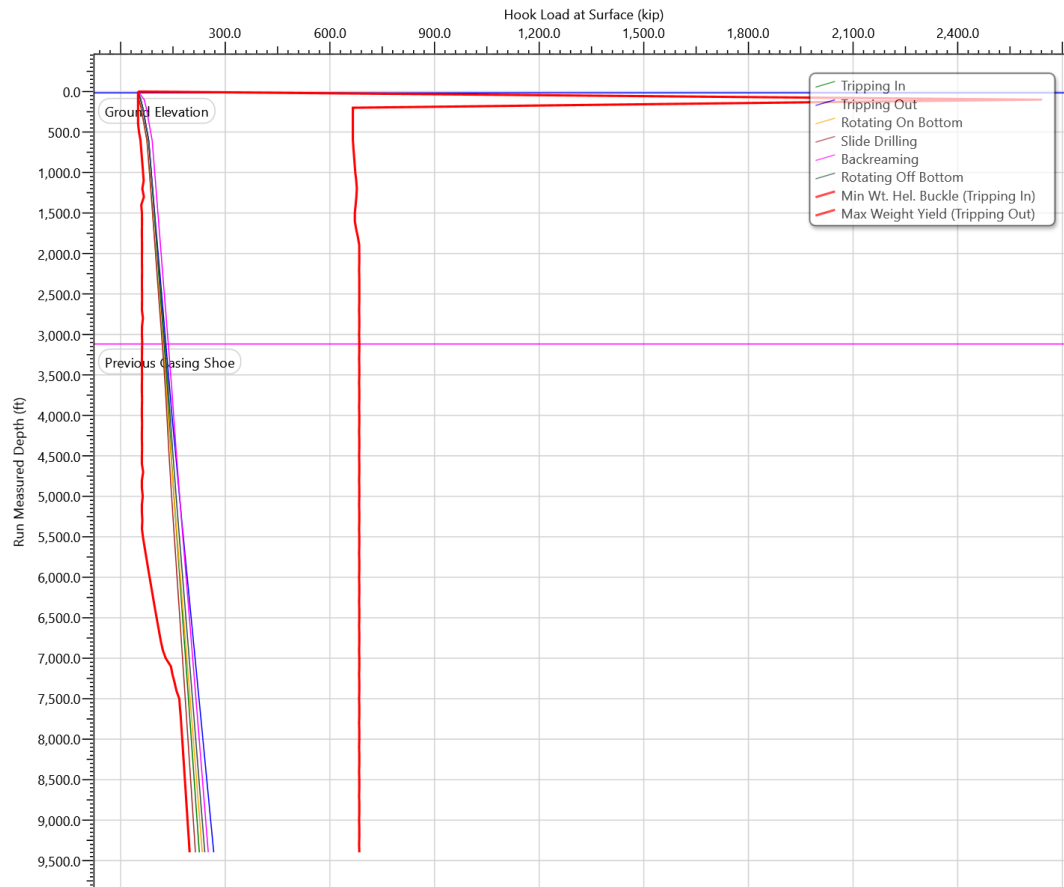
13.9 Stress: Backream



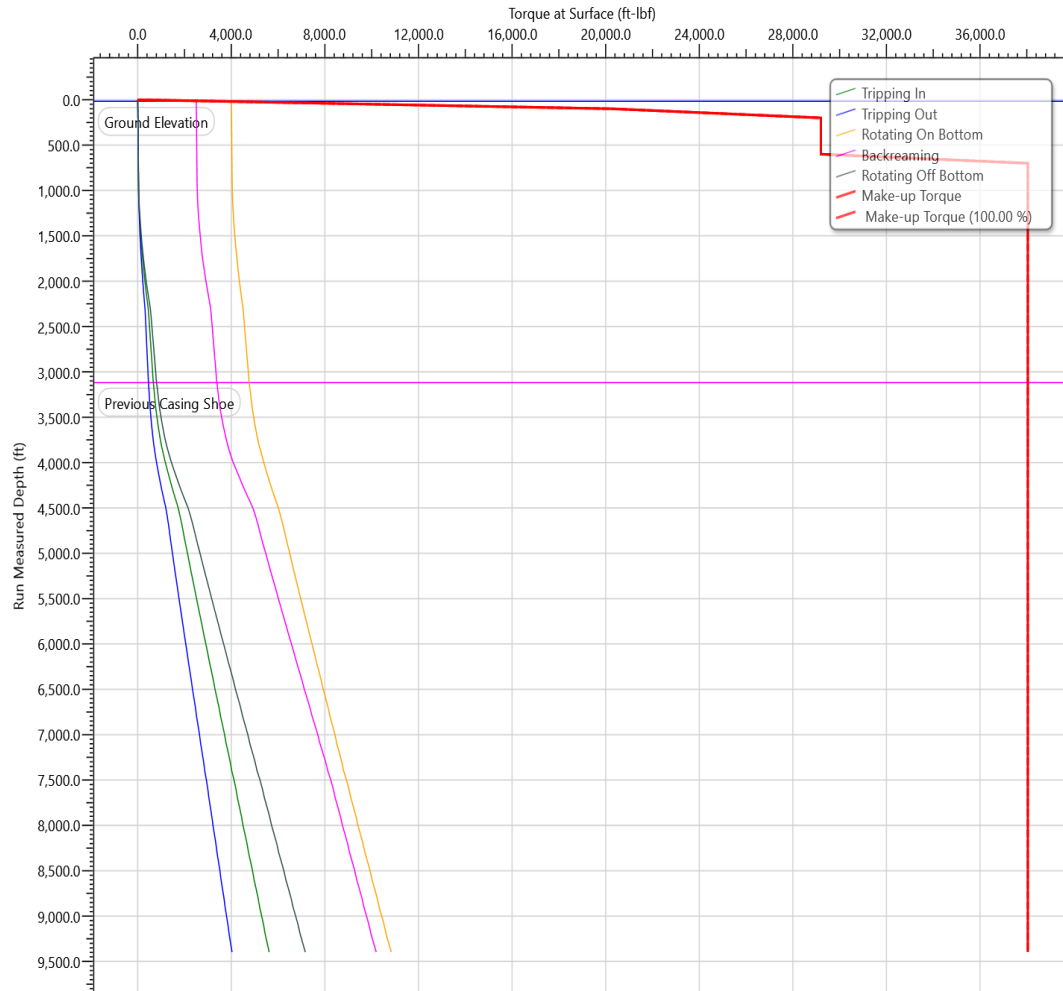
13.10 Stress: Rot. Off B.



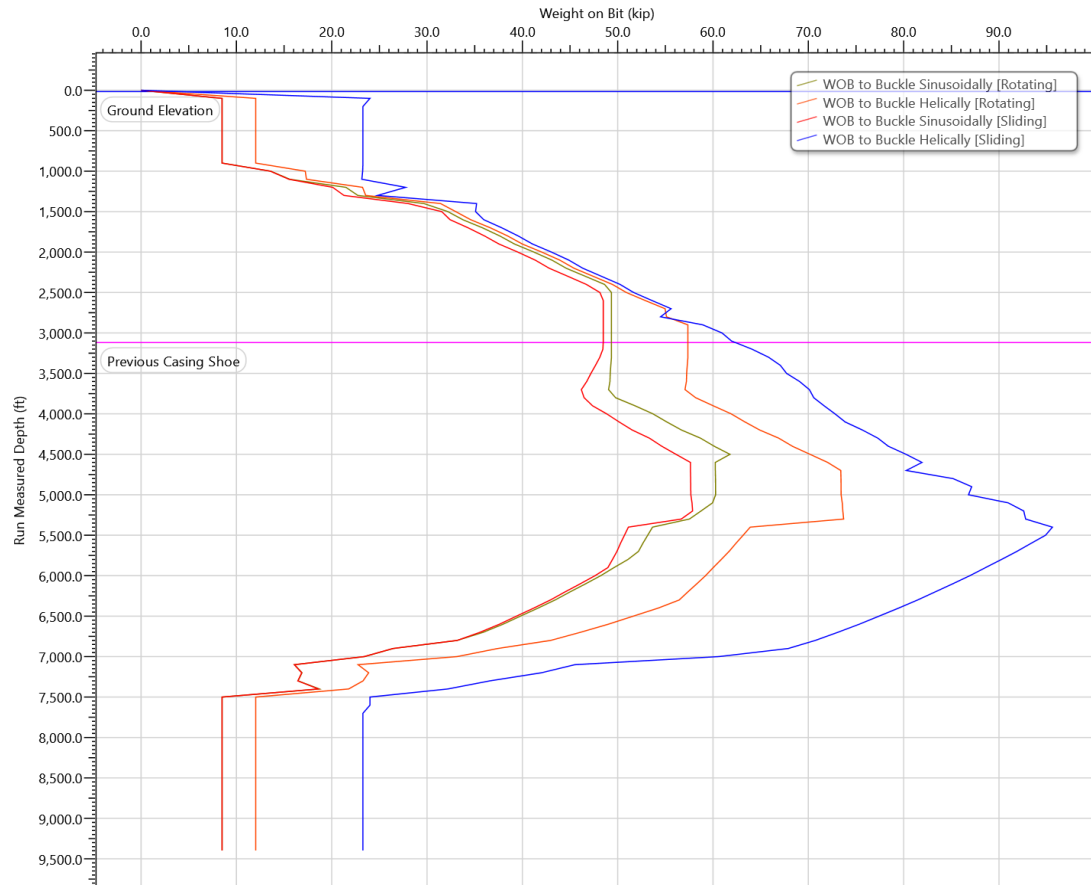
13.11 Hook Load



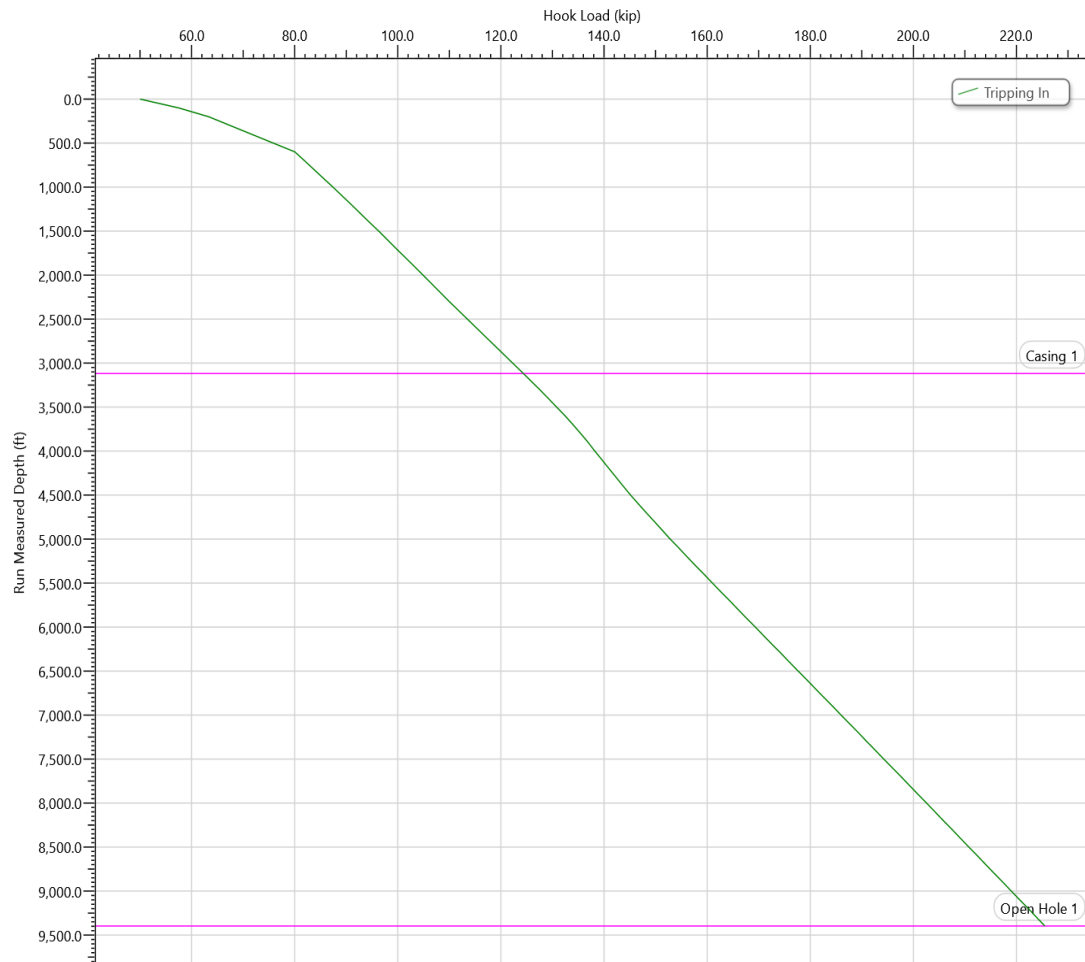
13.12 Torque Point



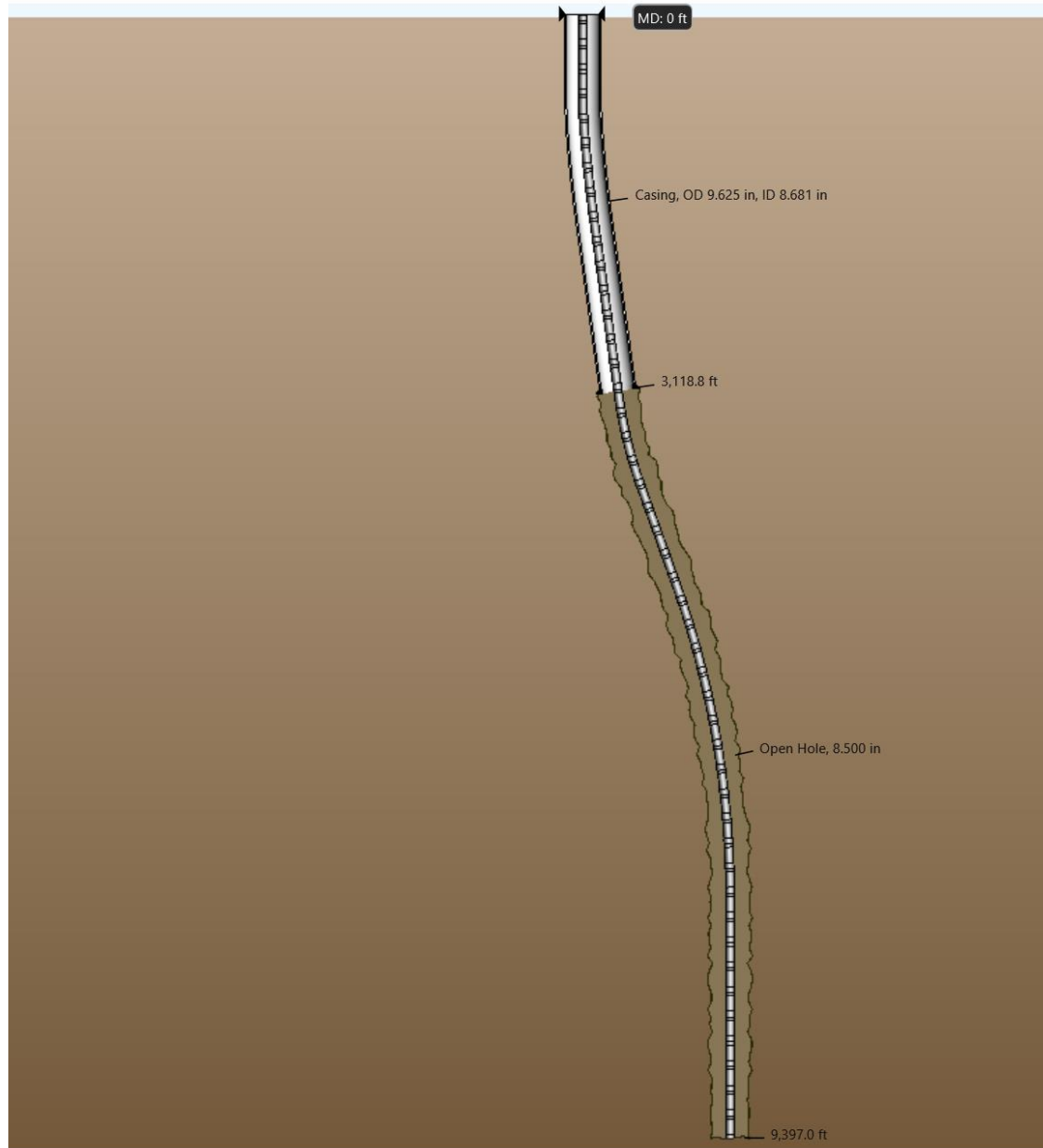
13.13 Minimum WOB



13.14 Friction Calibration



13.15 T&D Well Schematic



14. Hydraulics Setup Data

14.1 Calculation Engine

Model Used	WellPlan
------------	----------

14.2 Cuttings Loading Calculation Option

Rate of Penetration	36.0 ft/hr	Rotary Speed	25 rpm
Cuttings Diameter	0.250 in	Cuttings Density	2.145 sg
Bed Porosity	36.00 %	MD Calculation Interval	100.0 ft

14.3 Surface Equipment Information

Pressure Loss Calculation	Specify Pressure loss	Maximum Working Pressure	5000.00 psi
Equipment Mode	NA	Surface Pressure Loss	0.00 psi
Equipment Type	NA		

14.4 Pump Pressure Information

Maximum Surface Pressure	5000.00 psi	Pump Rate	600.0 gpm
Maximum Pump Power	4000.00 hp	Maximum Allowable Pump Rate	gpm
Use Roughness	N		
Pipe Roughness	NA	Annulus Roughness	NA
Booster Pump		Injection Depth	
Injection Temperature		Injection Rate	
Include Tool Joint Pressure Losses			
Include Back Pressure		Back Pressure	psi
Sea Floor Returns	N	Sea Water Density	NA

14.5 Run Parameters

Start MD	0.0 ft	End MD	9397.0 ft
Step Size	100.0 ft		

14.6 Flow Rate (Q= 600.0 gpm)

14.6.1 Bit Parameters

Pump Rate	600.0 gpm	Stand Pipe Pressure	3659.51 psi
Bit Pressure Loss	1155.93 psi	Percent Power at Bit	31.59 %
Bit Hydraulic Power / Area (HSI)	7.1 hp/in ²	Bit Nozzle Velocity	326.8 ft/s
Bit Hydraulic Power	404.57 hp	Bit Impact Force	1229.0 lbf
Surface Equip. Pressure Loss	0.00 psi	Total Bit Flow Area	0.589 in ²

14.7 Gel Strength

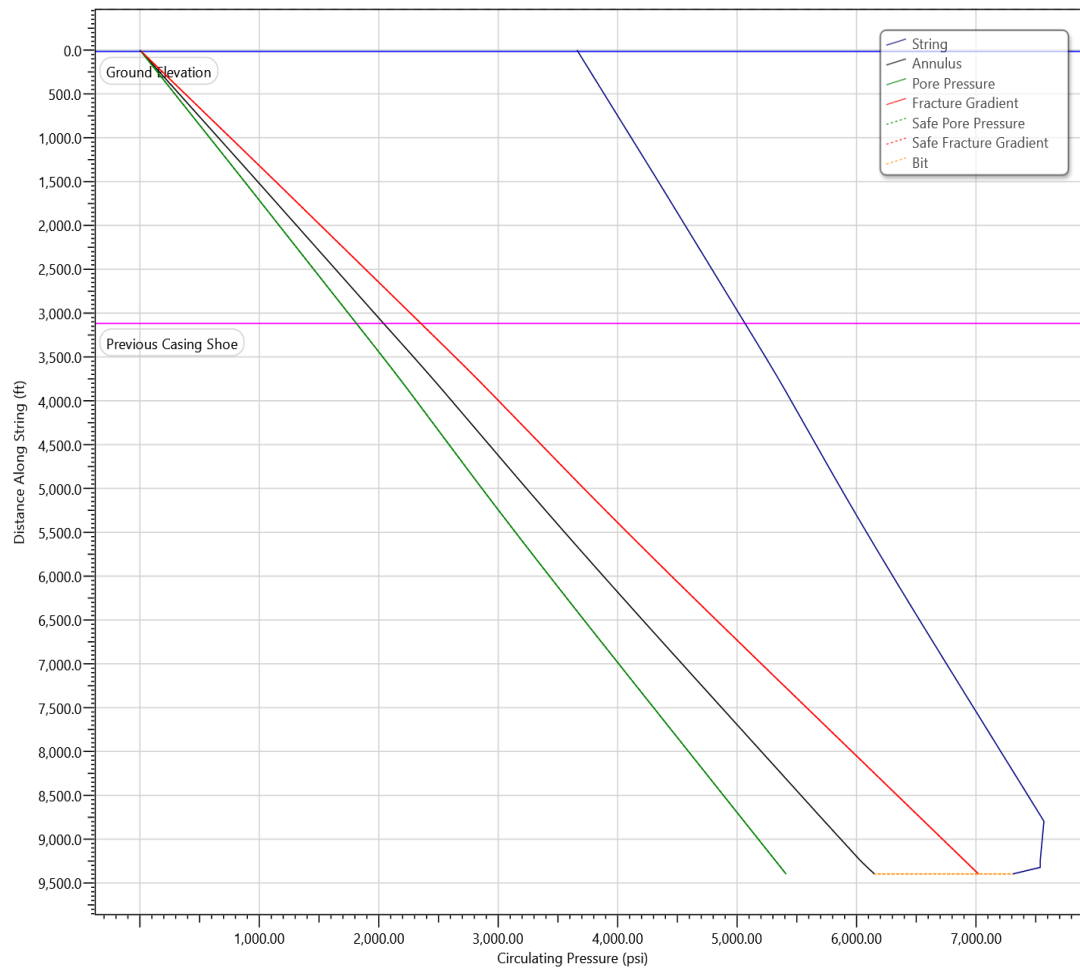
0 Second	lbf/100ft ²	10 Second	6.000 lbf/100ft ²
10 Minute	10.000 lbf/100ft ²	30 Minute	lbf/100ft ²
Maximum	lbf/100ft ²		

14.8 Mud Temperature Information

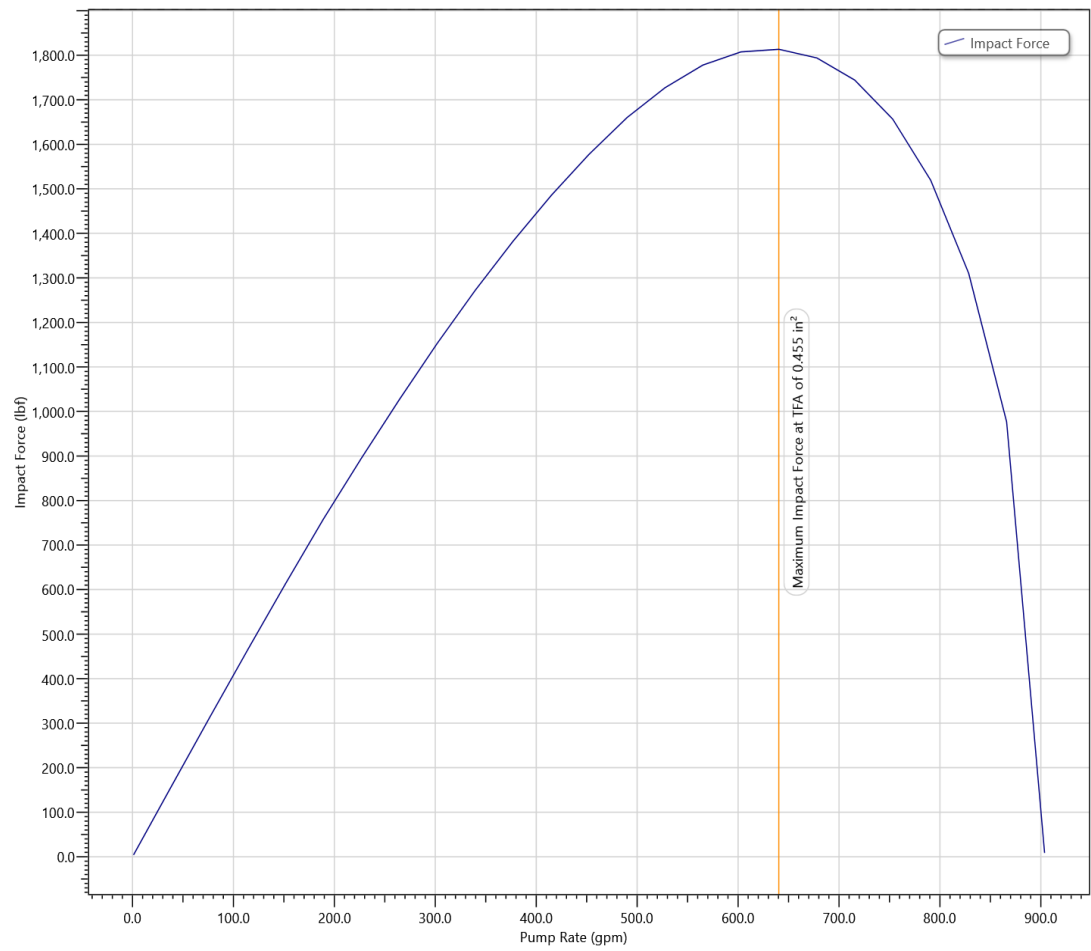
Include Mud Temperature Effects	N	Circulation Time	NA
---------------------------------	---	------------------	----

15. Hydraulics Plots

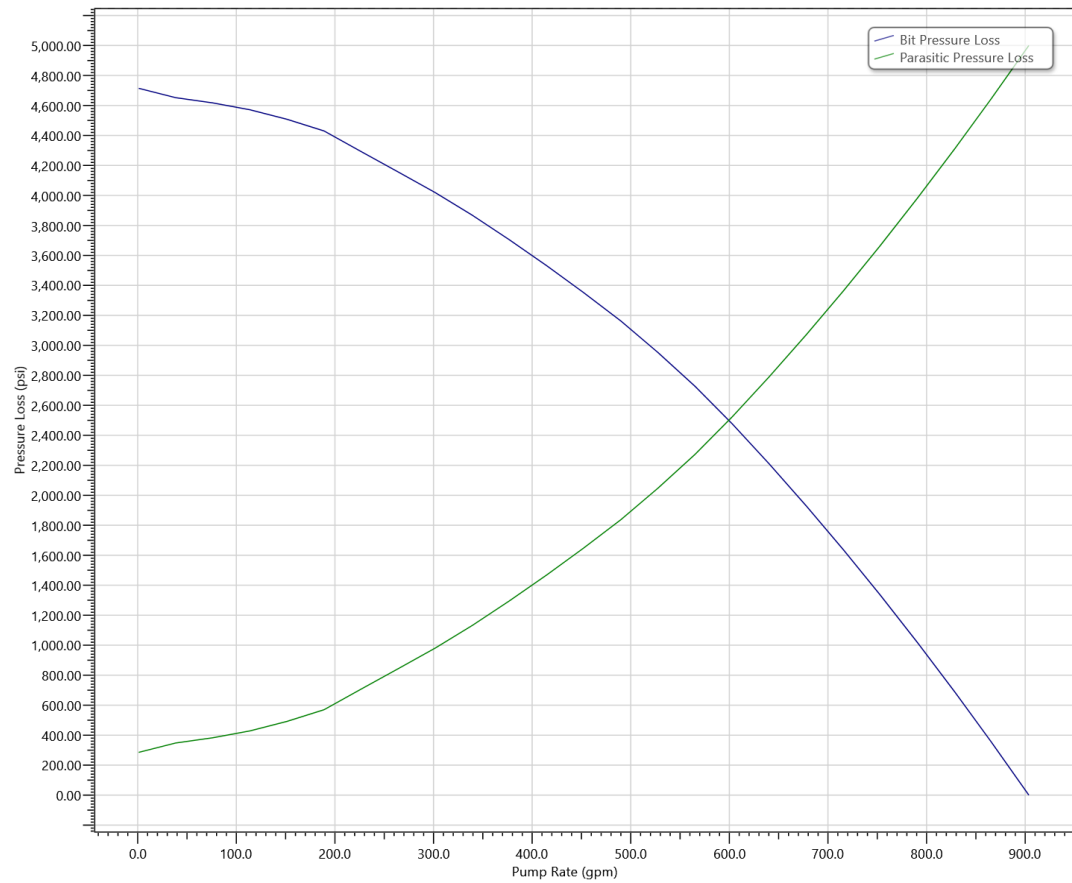
15.1 Circulating Pressure vs. Depth



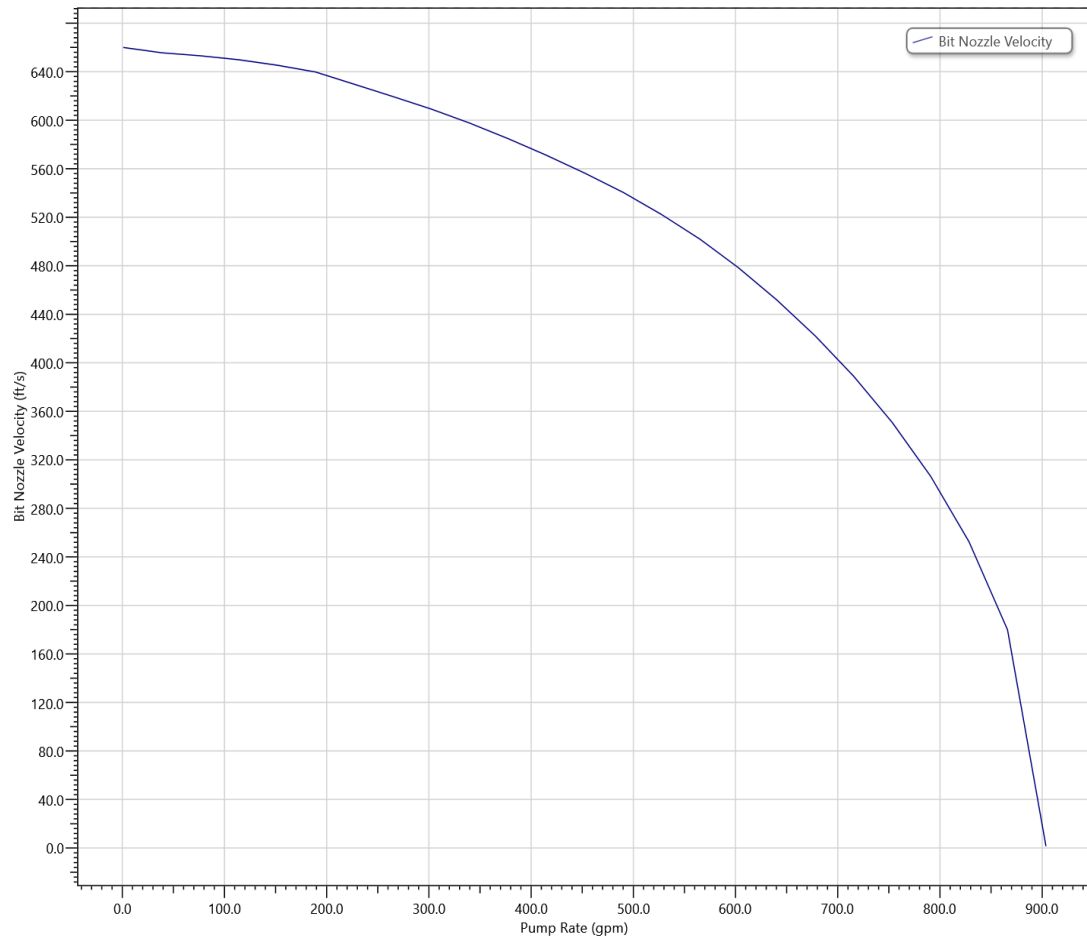
15.2 Bit Impact Force



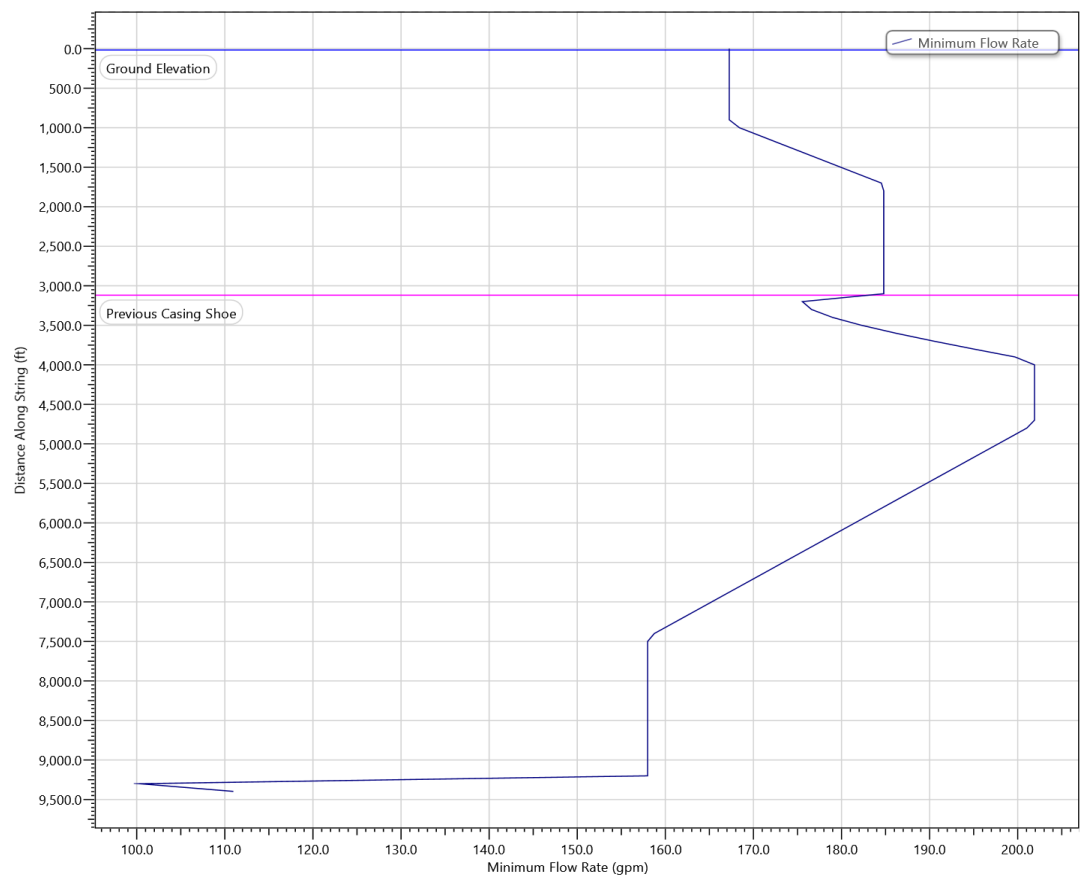
15.3 Bit Pressure Loss



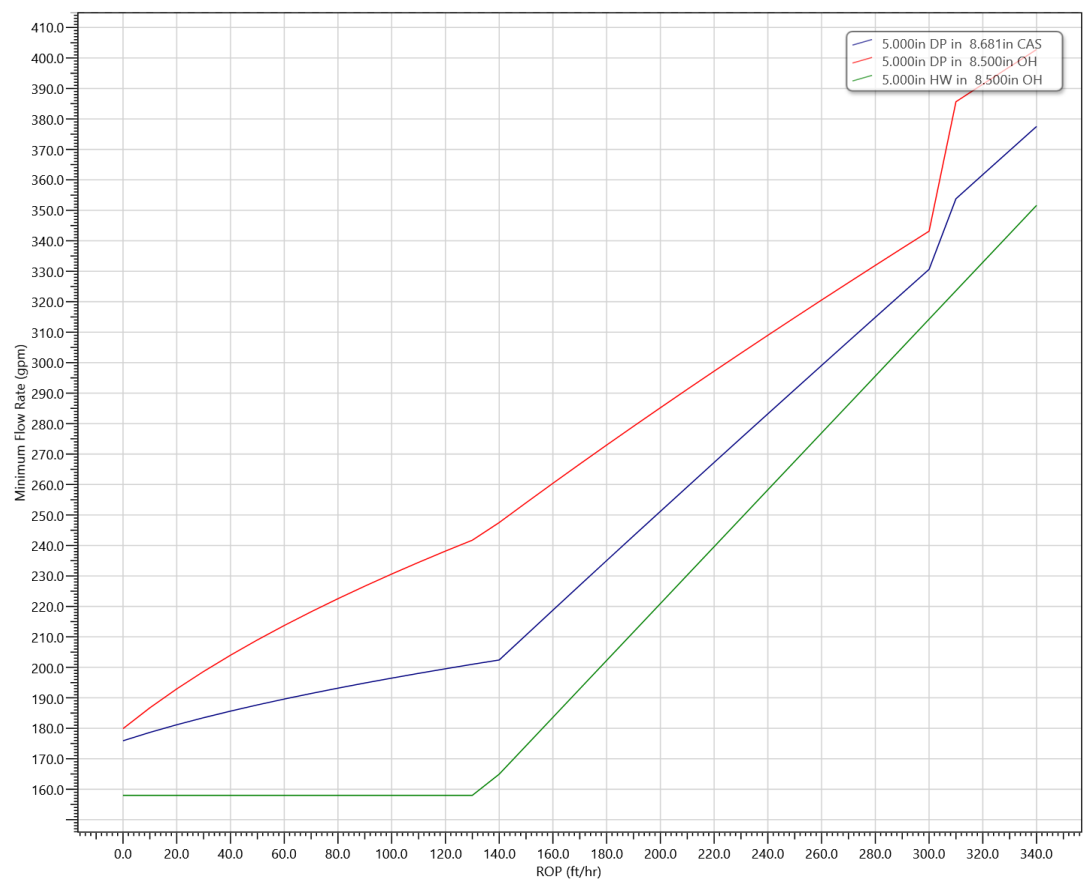
15.4 Bit Nozzle Velocity



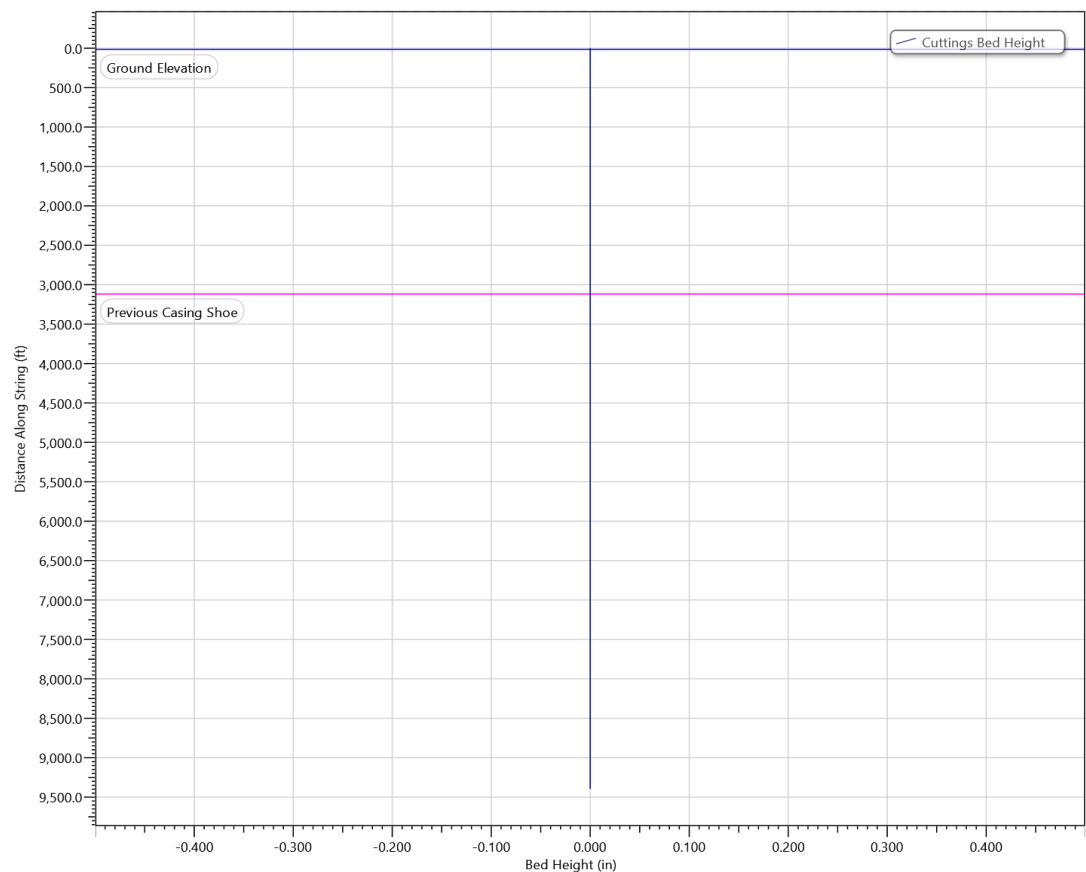
15.5 Minimum Flow Rate vs. Depth



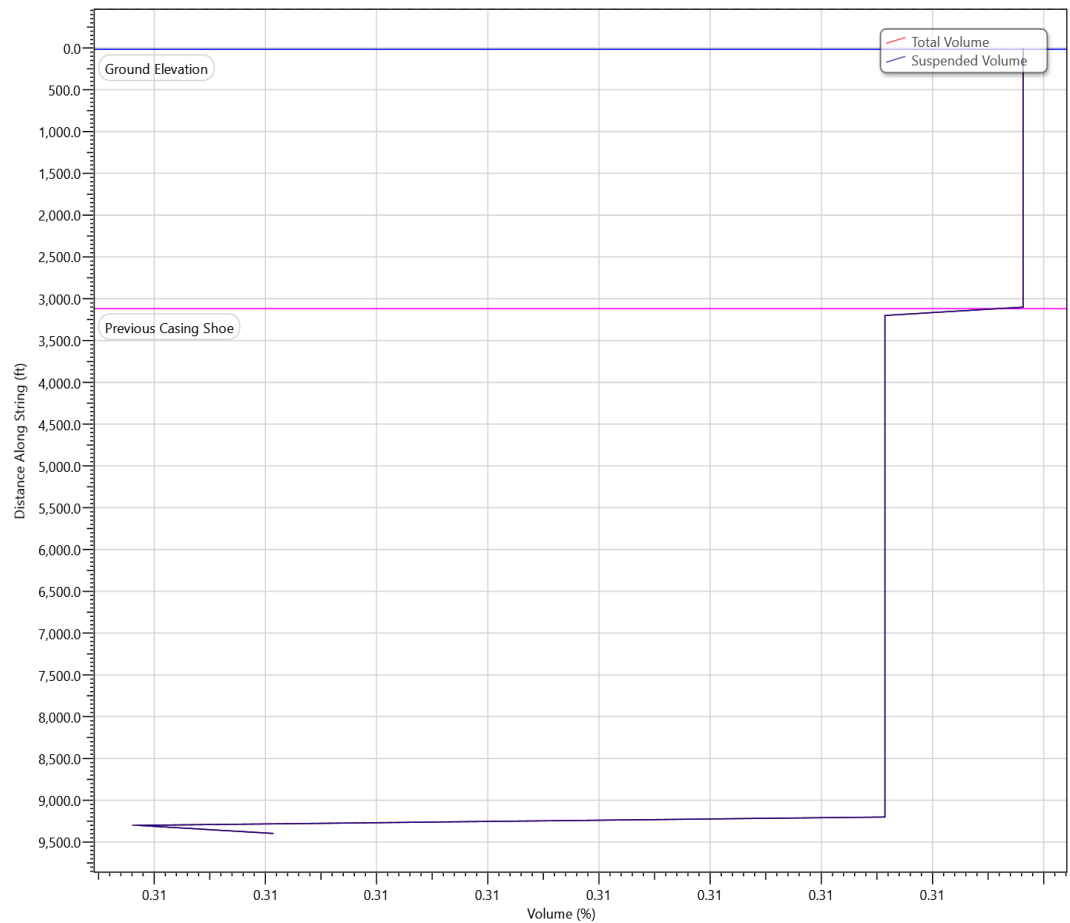
15.6 Minimum Flow Rate vs. ROP



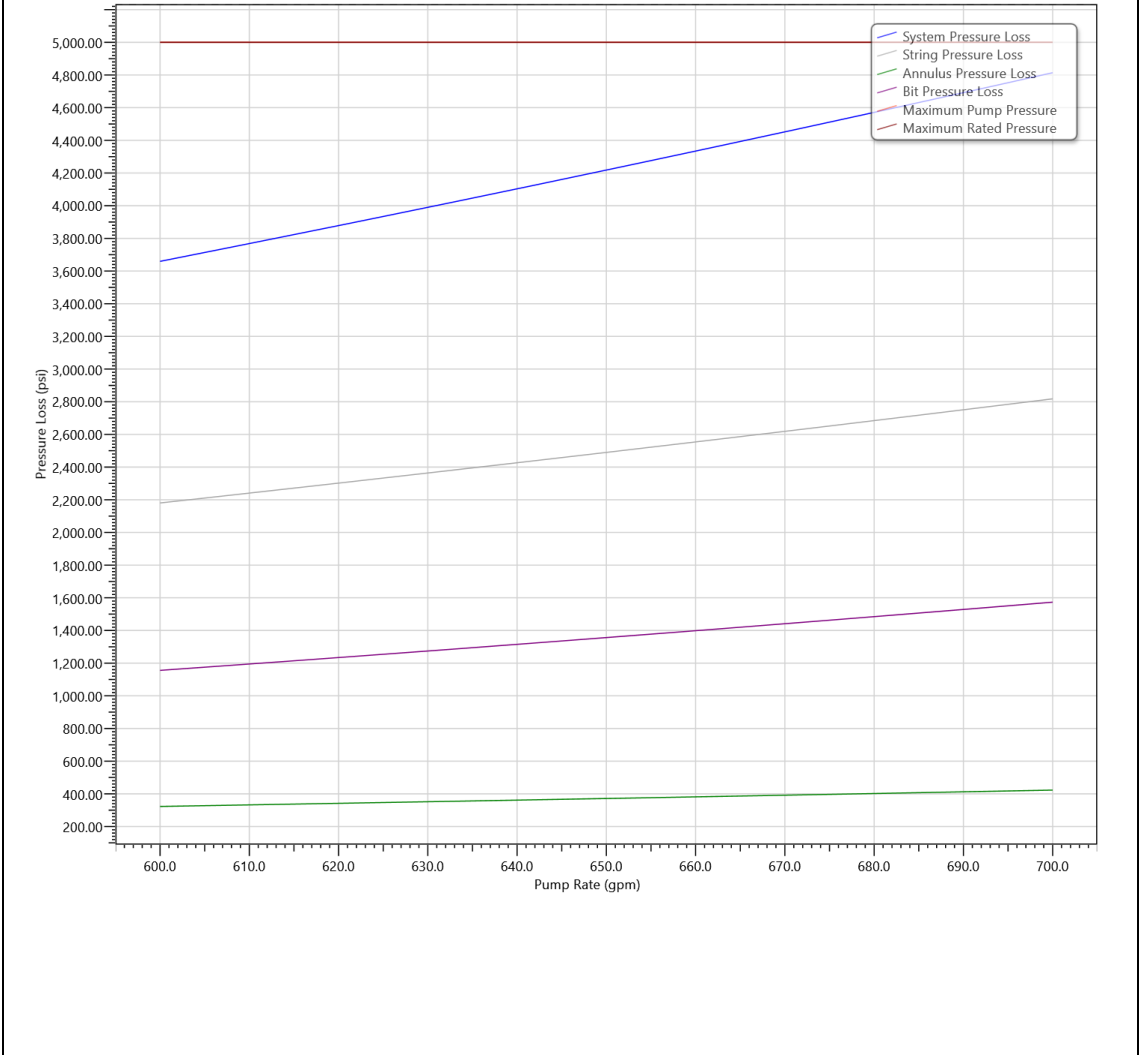
15.7 Cuttings Bed Height vs. Depth



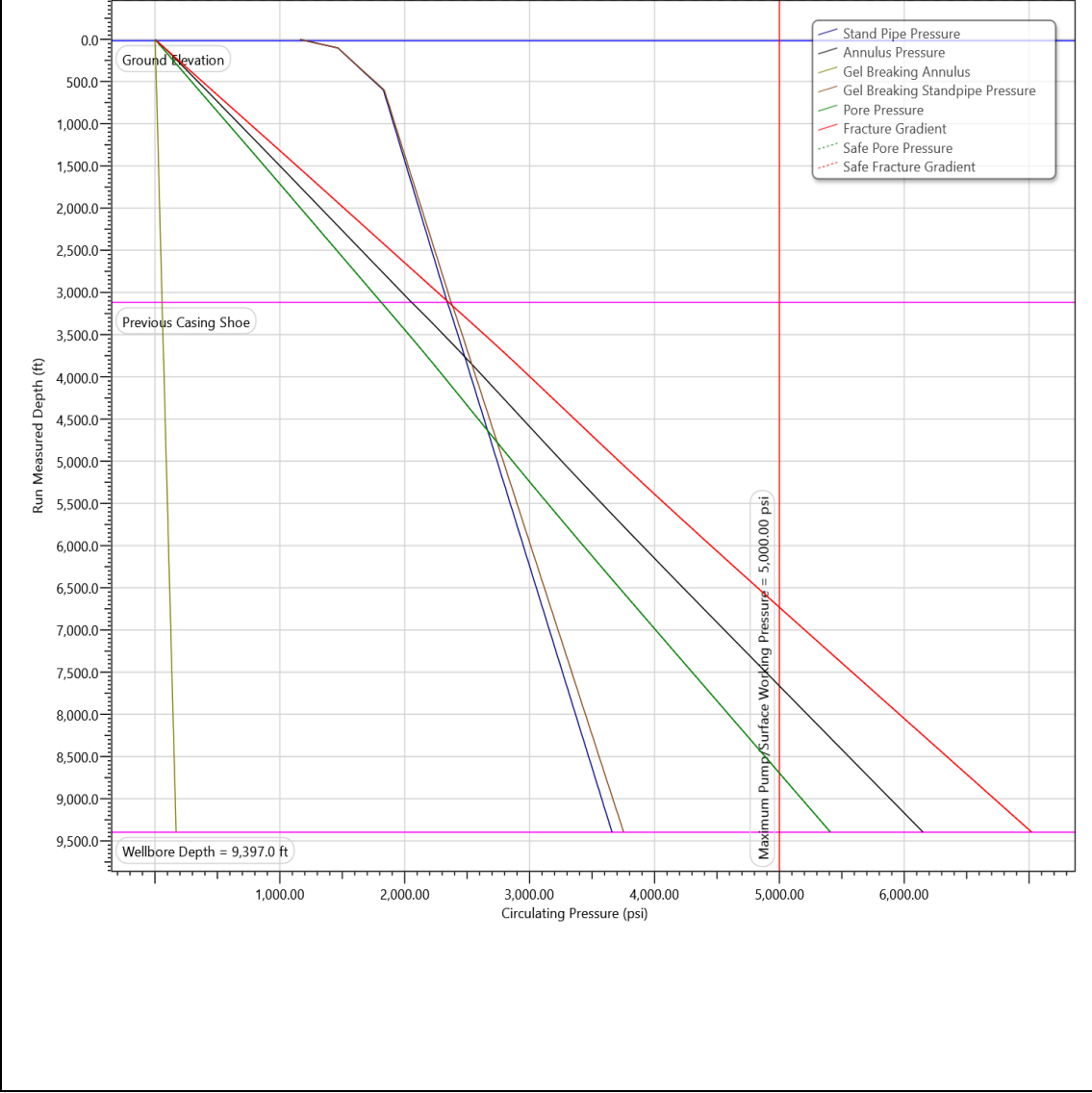
15.8 Cuttings Volume vs. Depth



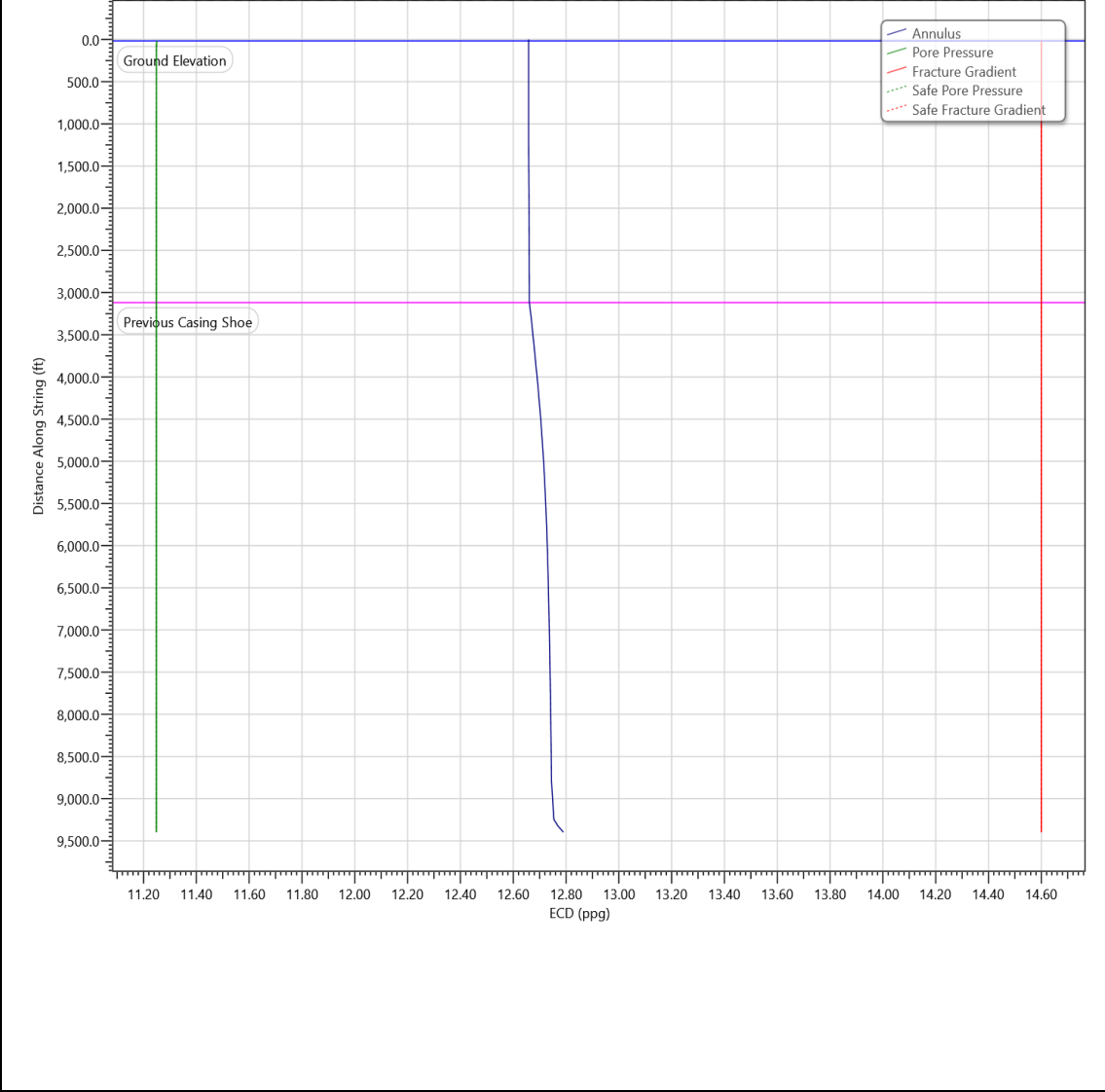
15.9 Pressure Loss vs. Pump Rate



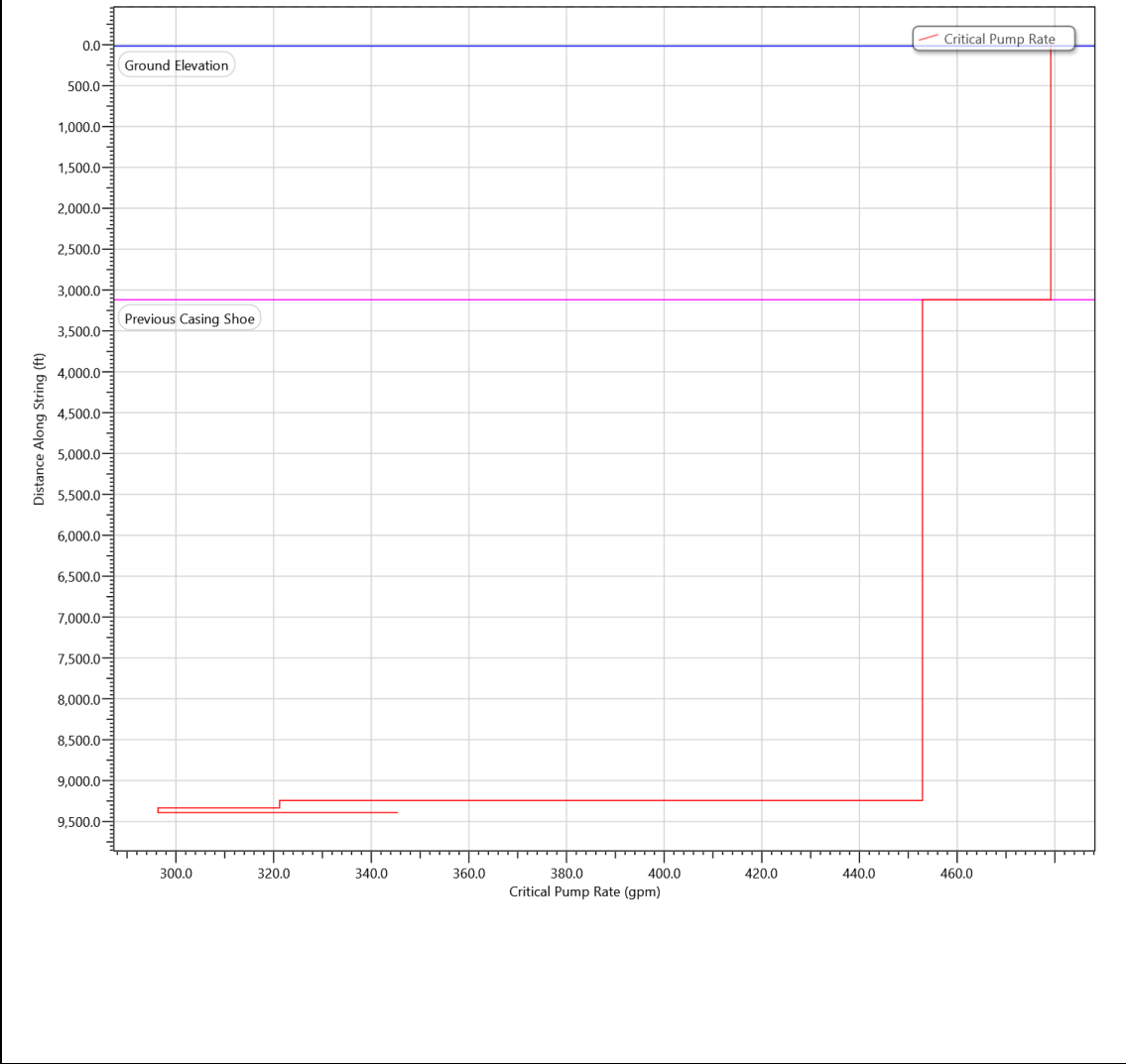
15.10 Circulating Pressure vs. Run Depth



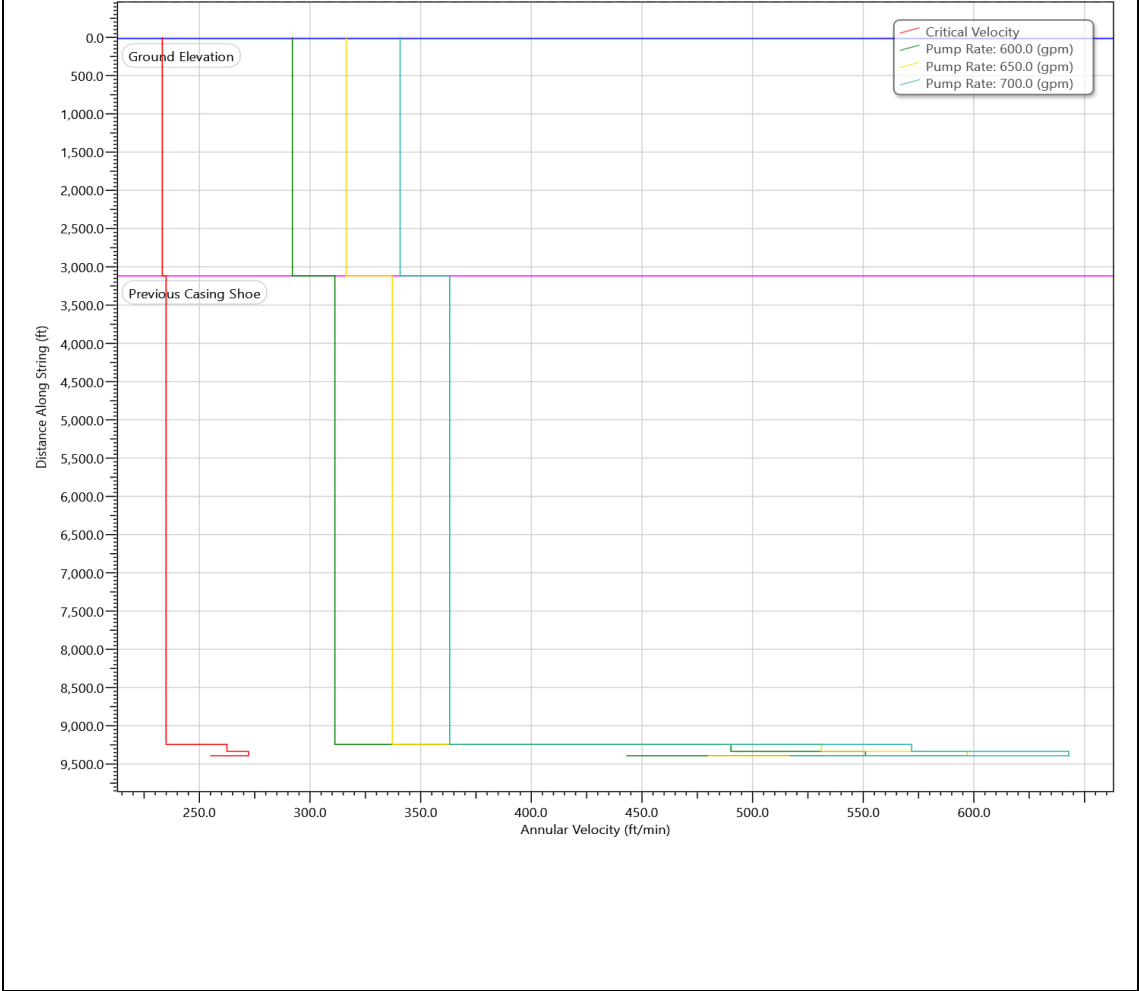
15.11 ECD vs. Depth



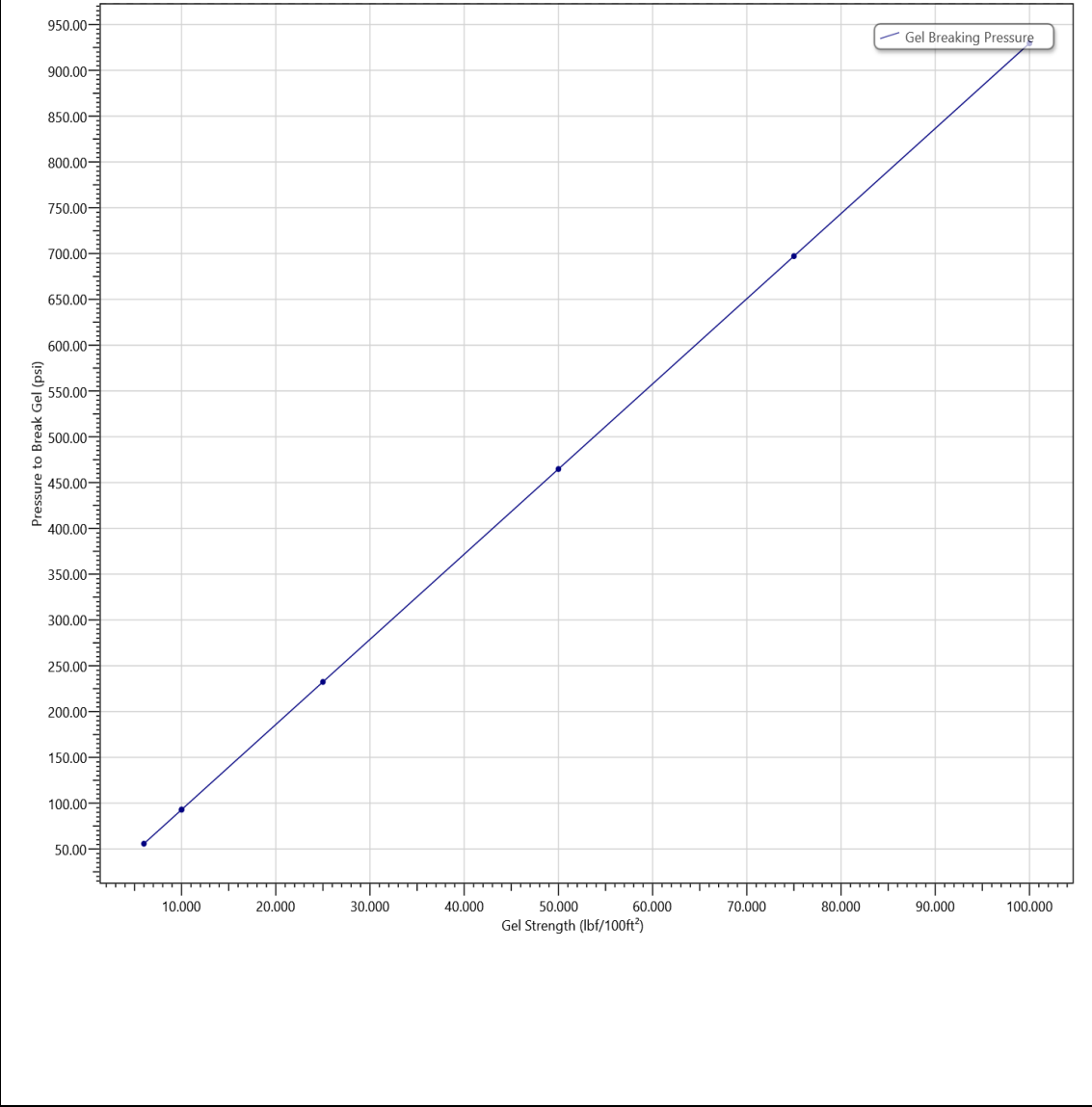
15.12 Critical Pump Rate vs. Depth



15.13 Annular Velocity vs. Depth

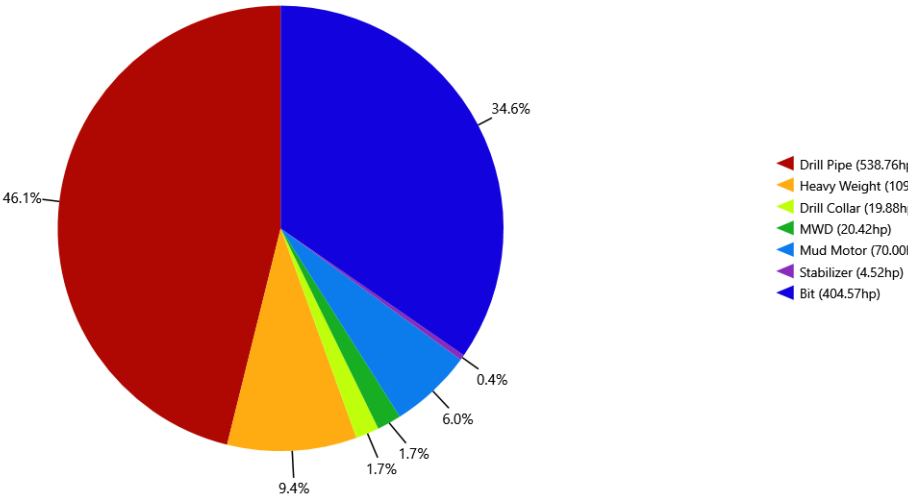


15.14 Pressure to Break Gel

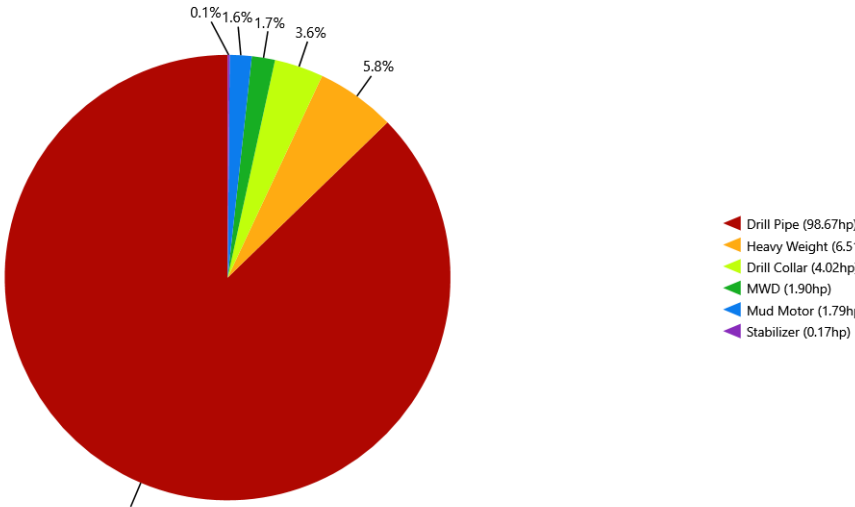


15.15 Component Power Losses

String Power Losses - Total: 1,167.77hp

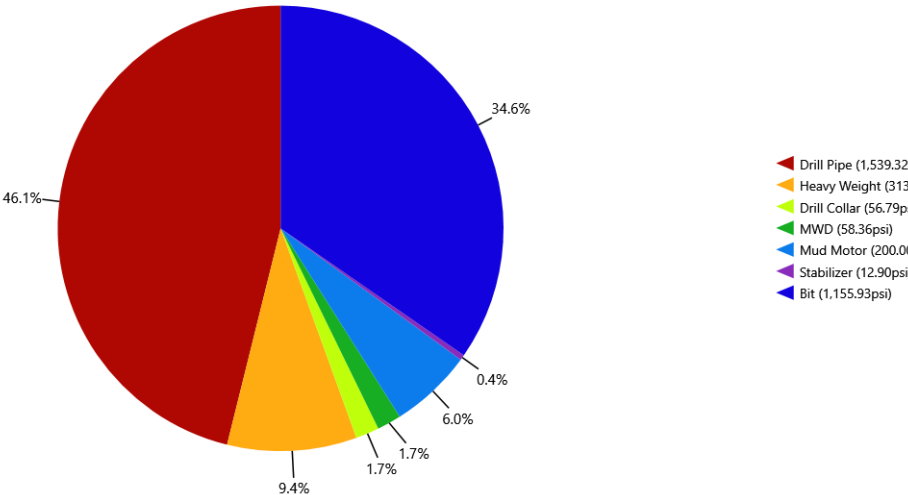


Annulus Power Losses - Total: 113.06hp

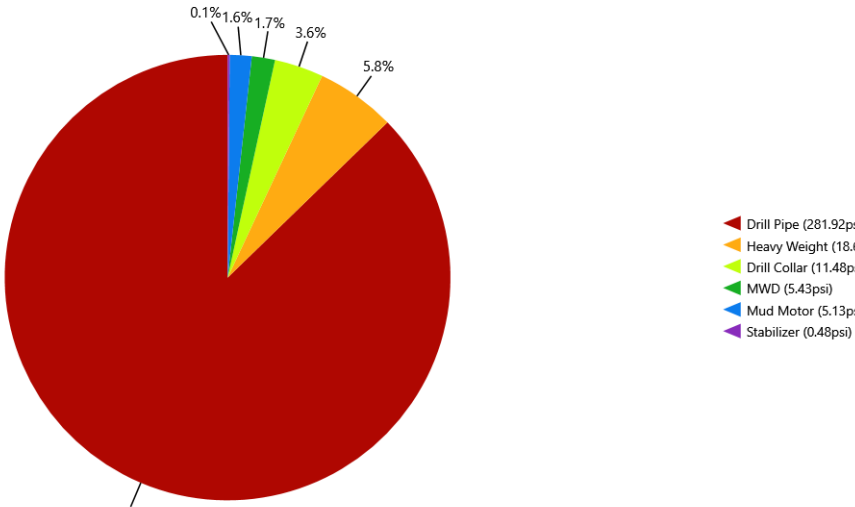


15.16 Component Pressure Losses

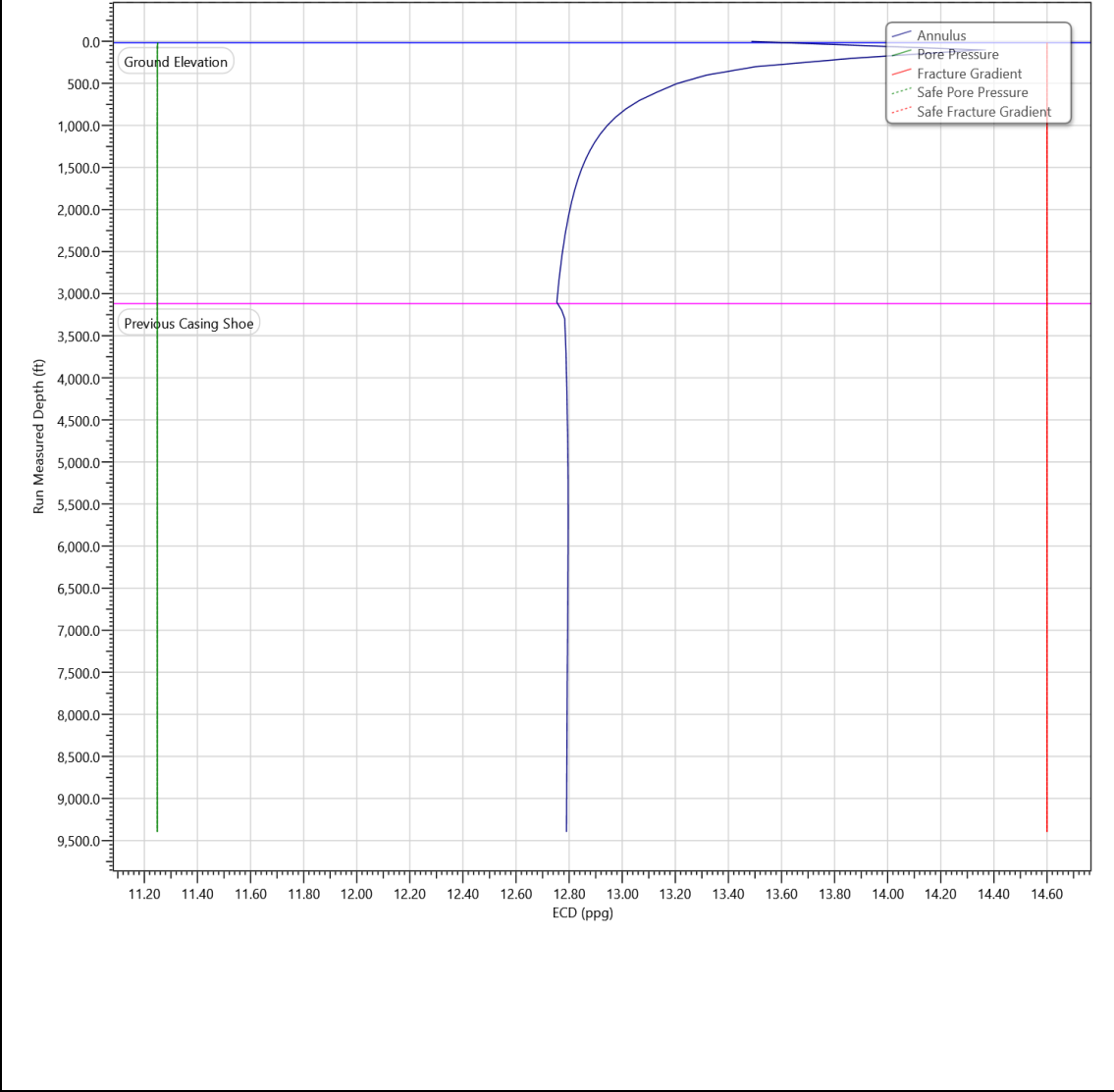
String Pressure Losses - Total: 3,336.47psi



Annulus Pressure Losses - Total: 323.03psi



15.17 ECD vs. Run Depth



15.18 Bit Power/Area

