

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

“PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES

PROFUNDOS EN EL BLOQUE HUACARETA”

Proyecto de Grado presentado para optar por el título de Licenciatura en

Ingeniería en Petróleo Gas y Procesos

POSTULANTE: UNIV. ANTONIO LEONEL LIMA BAUTISTA

TUTOR: MSc. ING. PEDRO REYNALDO MARÍN DOMINGUEZ

LA PAZ - BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Dedico el presente proyecto a mi padre Segundino Lima y a mi madre Marcela Bautista, por todo el amor a mi persona en cada etapa de mi vida, en especial por apoyarme en el transcurso de mi formación profesional con los sacrificios que hicieron, las enseñanzas que me dieron para ser una persona y profesional de bien.

A mi hermano Pedro Lima por apoyarme todos estos años ayudándome tanto en las buenas como en las malas, gracias por ser un apoyo importante en mi vida, inspirándome para superarme constantemente.

A mis docentes de la carrera por compartir sus conocimientos y acompañarme en el proceso de mi formación académica, como así a estudiantes como profesionales que puedan beneficiarse de este proyecto en su propio desarrollo.

A mis familiares y amigos, por su incondicional apoyo en diversas formas permitiéndome continuar con mis estudios hasta alcanzar este logro. Muchas Gracias !!!

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por su incondicional apoyo a lo largo de todos estos años, reconociendo los sacrificios que he realizado. Por estar siempre presentes en cada etapa, especialmente en los momentos difíciles, ayudándome a superarlos. Por enseñarme el oficio de la marroquinería y, ahora, brindarme la oportunidad de formarme como Ingeniero Petrolero.

A mi alma mater: la Universidad Mayor de San Andrés, por otorgarme la invaluable oportunidad de ser parte de la mejor universidad del país y permitirme formarme en la Facultad de Ingeniería.

A mi tutor MSc. Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez, por haberme ayudado y guiarme en el presente proyecto aportando su experiencia.

A los señores docentes: Ing. Wilson Medinaceli, Ing. Marco Montesinos, Ing. Javier Gámez e Ing. Sergio Viscarra, por todas sus enseñanzas en la carrera, como así también por brindarme su amistad y apoyo para seguir adelante.

A mis amigos de la carrera de Ingeniería Petrolera y miembros de Sociedad Científica de Ingeniería Petrolera (Edilson, Mijael, Wilmer, Daniel, Diego (Arratia), Alvaro, Cristian (Flick), Nestor (Nero), Juan (Juancho), Oscar (Cosqui), Maria, Priscila, Etc.) por la compañía y el apoyo moral en todos estos años.

SIC PARVIS MAGNA

RESUMEN

El campo de la ingeniería de perforación permite el desarrollo de proyectos de perforación a zonas de interés a mayor profundidad, dichos conceptos de perforación son aplicados en Bolivia para la perforación de pozos profundos en el Subandino sur para alcanzar el nivel de interés que resulta ser la formación de Huamampampa, que según datos y pruebas de campo se encontraría entrapadas las reservas de gas natural

El presente proyecto se enfoca en uno de los lugares de interés de exploración en el Subandino sur: el bloque Huacareta, el cual fue perforado con pozos de profundidad somera con resultados variables, pero ahora con la tendencia de la perforación de pozos profundos hasta llegar a las rocas de edades devónicas, se realizó un programa de perforación para llegar a dichos niveles de interés.

Para que dicho programa sea planteado, primero se proyectó todas las etapas de perforación que conlleva un pozo. En el capítulo de aplicación práctica, se planteó las características geográficas y geológicas del área para desarrollar una ventana operativa para un nuevo pozo propuesto en el bloque Huacareta, las cañerías de revestimiento del pozo, así mismo, los trépanos que se utilizara para que la perforación sea viable. El diseño de la cementación del pozo será también programado para lograr optimizar la perforación de cada etapa del pozo. Además, se realizará el diseño del arreglo de fondo para la perforación del pozo, el programa de fluidos que se inyectaran dentro del pozo, esto incluye el tipo y propiedades de fluidos de perforación que mejor se desempeñara en cada tramo de perforación. De igual manera, se desarrolló el análisis de las variables hidráulicas de perforación para la circulación de los fluidos de perforación que ayudaran a que la perforación sea realizada de la manera más optima posible. Para asegurar la integridad del pozo y su seguridad se escogerá el mejor arreglo de preventores de descontrol (BOPs) con el fin de proteger de posibles surgencias, de tal forma que evite tanto pérdidas económicas como humanas.

Finalmente, se elaboró un presupuesto del proyecto según análisis técnico de las herramientas, materiales y personal requerido para la perforación del pozo según el diseño propuesto, y así de esta manera, obtener una inversión final para el pozo propuesto.

CONTENIDO

1. CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo general	4
1.5.2. Objetivo específico	4
1.6. JUSTIFICACIÓN	4
1.6.1. Justificación técnica	4
1.6.2. Justificación económica	5
1.6.3. Justificación ambiental	5
1.7. ALCANCE	5
1.7.1. Alcance temático	5
1.7.2. Alcance geográfico	5
2. CAPÍTULO II: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
2.1. CLASIFICACIÓN DE POZOS	7
2.1.1. Según su objetivo	7
2.1.2. Según su trayectoria	8
2.1.3. Según su profundidad avanzada	8
2.1.4. Presiones dentro de una perforación de pozo	9
2.1.5. Presión hidrostática	9
2.1.6. Presión de formación	10
2.1.6.1. Carga de compactación	11
2.1.6.2. Tipos de presión de formación	11
2.2. PREDICCIÓN DE LAS PRESIONES DENTRO DE POZO	13
2.2.1. Predicción de la presión de formación	13
2.2.1.1. Técnicas predictivas	13

2.2.1.2.	<i>Estimación de la presión de formación usando correlaciones</i>	13
2.2.1.3.	<i>Predicción de la presión de formación usando datos sísmicos</i>	14
2.2.2.	Presión de fractura	15
2.2.3.	Métodos de predicción de la presión de fractura	16
2.2.3.1.	<i>Ecuación de Humbbert y Willis</i>	16
2.2.3.2.	<i>Correlación de Mathews y Kelly</i>	16
2.2.3.3.	<i>Correlación de Eaton</i>	17
2.3.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO	17
2.3.1.	Tipos de Cañerías	18
2.3.1.1.	<i>Tramo guía o conductor</i>	18
2.3.1.2.	<i>Tramo superficial</i>	18
2.3.1.3.	<i>Tramo intermedio</i>	19
2.3.1.4.	<i>Tramo de producción</i>	20
2.3.1.5.	<i>Tramo corto (liner)</i>	20
2.3.2.	Profundidad de asentamiento de las cañerías de revestimiento	21
2.3.3.	Diseño de la geometría de pozo	24
2.3.4.	Esfuerzos principales que soportan las cañerías de revestimiento	25
2.3.4.1.	<i>Cargas de Tensión</i>	25
2.3.4.2.	<i>Carga por colapso</i>	27
2.3.4.3.	<i>Carga por reventamiento</i>	28
2.3.4.4.	<i>Cargas biaxiales</i>	28
2.3.5.	Tensión axial en el arreglo de cañerías de revestimiento	29
2.3.6.	Características de las cañerías de revestimiento	31
2.3.6.1.	<i>Diámetro de cañería</i>	31
2.3.6.2.	<i>Rango de longitud</i>	31
2.3.6.3.	<i>Grado de acero</i>	32
2.3.6.4.	<i>Peso de cañería</i>	32
2.3.6.5.	<i>Conectores y cuplas para cañerías de revestimiento</i>	33
2.3.6.6.	<i>Cabezales y colgadores de cañerías de revestimiento</i>	33
2.3.6.7.	<i>Colgador de cañería</i>	34

2.4. DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE PERFORACIÓN.....	35
2.4.1. Formulación básica del fluido de perforación.....	35
2.4.2. Fluido de perforación base agua	36
2.4.3. Fluido de perforación base aceite.....	37
2.4.4. Fluido de perforación base aire o gas.....	38
2.4.5. Espuma.....	38
2.4.6. Pruebas de las propiedades de fluido de perforación en campo	39
2.4.7. Lodo de perforación DRILL IN.....	41
2.4.8. Programa de fluidos de perforación.....	42
2.5. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	42
2.5.1. Aplicaciones de la cementación en la perforación.....	43
2.5.1.1. <i>Cementación Primaria</i>	43
2.5.1.2. <i>Cementación forzada</i>	44
2.5.2. Técnicas de cementación de cañerías.....	44
2.5.3. Clasificación API de los tipos de cemento.....	45
2.5.4. Aditivos para la lechada de cementación.....	46
2.5.5. Presión y temperatura sobre el tiempo de bombeabilidad	47
2.5.6. Fenómeno de la retrogradación del cemento	48
2.5.6.1. <i>Tecnología del uso de polvo de Sílica</i>	49
2.5.7. Accesorios de cementación.....	50
2.6. DISEÑO DEL PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACIÓN.....	52
2.6.1. Tubería de perforación (Drill pipe).....	52
2.6.1.1. <i>Juntas y roscas para las tuberías de perforación</i>	55
2.6.2. Arreglo de fondo de pozo (Botton Hole Assembly)	55
2.6.2.1. <i>Tuberías pesadas (Heavy weight drill pipe)</i>	56
2.6.2.2. <i>Portamechas (Drill Collar)</i>	57
2.6.2.3. <i>Estabilizador</i>	58
2.6.2.4. <i>Rimadores (Reamers)</i>	59
2.6.2.5. <i>Tijeras (Jars)</i>	59

2.6.2.6. <i>Motor de Fondo</i>	59
2.6.2.7. <i>Medición durante la perforación (Measure While Drilling)</i>	60
2.6.2.8. <i>Registro durante la perforación (Logging While Drilling)</i>	61
2.6.3. Determinación de la fuerza axial en la sarta de perforación	61
2.6.4. Tipos de arreglos de Sarta de perforación.....	64
2.6.5. Arreglo de fondo de pozo (BHA)	64
2.7. DISEÑO DEL PROGRAMA DE TRÉPANOS	66
2.7.1. Trépano Tricono.....	67
2.7.1.1. <i>Clasificación IADC para trépanos triconos</i>	69
2.7.2. Trépano de cortadores fijo	70
2.7.2.1. <i>Perfil de corona</i>	70
2.7.2.2. <i>Clasificación IADC para trépanos de cortadores fijos</i>	71
2.7.3. Clasificación IADC para trépanos desgastados	72
2.8. DISEÑO DEL PROGRAMA DE HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN	75
2.8.1. Reología	75
2.8.2. Perdidas de presión en el pozo.....	76
2.8.3. Modelo reológico plástico de Bingham	77
2.8.4. Modelo reológico por el modelo de ley de potencia.....	81
2.8.5. Perdida de presión en superficie	83
2.8.6. Optimización hidráulica.....	84
2.8.6.1. <i>Análisis grafico para la optimización hidráulica</i>	85
2.8.7. Hidráulica del trepano	86
2.9. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE DESCONTROLES (BOP).....	87
2.9.1. Preventor anular	88
2.9.2. Preventor tipo ariete (RAM)	88
3. CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	90
3.1. GENERALIDADES	90
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	90
3.3. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	90
3.4. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN	91

3.5. INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN	91
4. CAPÍTULO IV: APLICACIÓN PRÁCTICA PARA EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES PROFUNDOS AL BLOQUE HUACARETA.....	93
4.1. CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS Y GEOGRAFICAS DEL BLOQUE HUACARETA	93
4.1.1. Análisis estadístico de la perforación profunda en la región de Huacareta	94
4.1.2. Identificación de la ubicación geográfica del Pozo JGR-X2.	96
4.1.3. Características geológicas regionales.....	99
4.1.3.1. <i>Subandino sur</i>	99
4.1.3.2. <i>Litología</i>	101
4.2. VENTANA DE LODOS PARA EN NUEVO POZO EN BASE A LOS GRADIENTES DE FORMACIÓN Y FRACTURA.	104
4.2.1. Perfil de la columna estratigráfica y geopresiones en el bloque Huacareta	104
4.2.2. Comportamiento de geopresiones en el Subandino Sur.....	107
4.2.3. Columna estratigráfica de los topes para el pozo propuesto	110
4.2.4. Correlación de la presión de poro y presión de fractura para el pozo propuesto.....	112
4.3. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CAÑERÍA DE REVESTIMIENTO Y VERIFICACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE LANDMARK.	116
4.3.1. Diseño de la geometría del pozo Jaguar-X2	116
4.3.1.1. <i>Profundidades de asentamiento de Cañerías</i>	117
4.3.1.2. <i>Diseño de cañerías de revestimiento</i>	120
4.3.1.2.1. <i>Cañería superficial</i>	120
4.3.1.2.2. <i>Cañería intermedia</i>	127
4.3.1.2.3. <i>Cañería de producción</i>	135
4.3.1.2.4. <i>Cañería del tramo producción-liner</i>	142
4.3.1.2.5. <i>Cañería guía</i>	147
4.3.1.3. <i>Selección de las tuberías de revestimiento adecuados para cada tramo</i>	150
4.3.2. Diseño del pozo mediante software	152
4.3.2.1. <i>Simulación por CasingSeat</i>	152
4.3.2.2. <i>Simulación por StressCheck</i>	155

4.3.2.3. Resultados de StressCheck	155
4.4. DISEÑO DE PROGRAMAS DE TRÉPANOS Y DE CEMENTACIÓN	163
4.4.1. Diseño del programa de trépanos.....	163
4.4.1.1. Diseño de trépanos a utilizar para cada tramo del pozo.	163
4.4.1.1.1. Tramo conductor	164
4.4.1.1.2. Tramo superficial.	164
4.4.1.1.3. Tramo intermedio.....	164
4.4.1.1.4. Tramo productor.....	165
4.4.1.1.5. Tramo productor - liner	165
4.4.1.2. Registro de trépanos.....	166
4.4.2. Diseño del programa de cementación	167
4.4.2.1. Diseño de cementación requerida para cada tramo del pozo.....	168
4.4.2.1.1. Cementación caño conductor 30”	169
4.4.2.1.2. Cementación cañería superficial 20”	171
4.4.2.1.3. Cementación cañería intermedio 13 5/8”	175
4.4.2.1.4. Cementación de la cañería de producción 9 5/8”	178
4.4.2.1.5. Cementación de la cañería productor-liner 7”	182
4.4.2.2. Registro de la cantidad de cemento.....	185
4.5. DISEÑO DEL PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACIÓN.....	186
4.5.1. Diseño de la sarta de perforación para cada tramo del pozo.....	186
4.5.1.1. Sarta de perforación para el tramo guía.....	186
4.5.1.2. Sarta de perforación para el tramo superficial.....	188
4.5.1.3. Sarta de perforación para el tramo intermedio.....	193
4.5.1.4. Sarta de perforación para el tramo productor.....	198
4.5.1.5. Sarta de perforación para el tramo productor-liner	203
4.5.2. Material tubular para el programa de sarta de perforación	209
4.5.3. Configuración del ensamblaje de fondo de pozo por tramos.....	210
4.6. DISEÑO DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRAULICA DE PERFORACIÓN.....	210
4.6.1. Diseño del programa de fluidos de perforación	210

4.6.1.1.	<i>Densidad de los fluidos de perforación</i>	210
4.6.1.2.	<i>Diseño de fluido de perforación de cada tramo del pozo</i>	213
4.6.1.2.1.	<i>Fluido de perforación para el tramo guía</i>	213
4.6.1.2.2.	<i>Fluido de perforación para el tramo superficial</i>	215
4.6.1.2.3.	<i>Fluido de perforación para el tramo intermedio</i>	217
4.6.1.2.4.	<i>Fluido de perforación para el tramo productor</i>	219
4.6.1.2.5.	<i>Fluido de perforación para el tramo productor-liner</i>	221
4.6.1.3.	<i>Registro del programa de fluidos de perforación</i>	224
4.6.2.	<i>Diseño del programa de hidráulica de perforación</i>	224
4.6.2.1.	<i>Hidráulica para el tramo guía</i>	225
4.6.2.2.	<i>Hidráulica para el tramo superficial</i>	225
4.6.2.3.	<i>Hidráulica para el tramo intermedio</i>	229
4.6.2.4.	<i>Hidráulica para el tramo productor</i>	234
4.6.2.5.	<i>Hidráulica para el tramo productor-liner</i>	239
4.6.2.6.	<i>Registro de hidráulica de trepano</i>	242
4.7.	DISEÑO DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN DE DESCONTROLES (BOP)	243
4.7.1.	Selección del sistema de preventor de preventores	243
4.7.1.1.	<i>Sistema de preventor de preventores para el tramo guía</i>	243
4.7.1.1.	<i>Sistema de preventor de preventores para el tramo superficial y tramo intermedio</i>	243
4.7.1.2.	<i>Sistema de preventor de preventores para el tramo productor y tramo productor-liner</i>	244
4.8.	ESTIMACION DEL TIEMPO DE PERFORACIÓN	245
5.	CAPÍTULO V: ESTIMACIÓN DE COSTOS	247
5.1.	COSTO DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE HUACARETA	247
5.2.	ANÁLISIS DE COSTOS DEL PROYECTO	248
5.2.1.	Costo de alquiler del equipo de perforación	248
5.2.2.	Costo de Cañerías de revestimiento	250
5.2.3.	Costo de trépanos	250
5.2.4.	Costo de material de cementación	251

5.2.5. Costo de los aditivos para los fluidos de perforación	252
5.2.6. Costo del personal para el proyecto.....	252
5.3. COSTO TOTAL DEL PROYECTO	253
6. CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	256
6.1. CONCLUSIONES.....	256
6.2. RECOMENDACIONES.....	260
7. BIBLIOGRAFÍA	263
8. ANEXOS	266
ANEXO A. Tabla y grafica de ventana operativa del pozo Jaguar-X6	267
ANEXO B. Cañerías a usarse en el diseño del pozo JGR-X2 en el bloque Huacareta según el software eRedbook de la compañía Halliburton y catálogos de otras empresas.	269
ANEXO C. Catalogo para la selección de trépano en función de la revista World Oil - Drill Bit Classier y catálogos de Backer Huges y Smith bits.....	272
ANEXO D. Porcentaje de agua y propiedades físicas de cada clase de cemento según norma API 10A.....	276
ANEXO E. Material tubular para diseño de sarta de perforación de la aplicación i-hanbook y la página web Workstring International.....	278
ANEXO F. Propiedades y formulaciones para los fluidos de perforación a utilizar.....	287
ANEXO G. Hoja de datos de bomba TRIPLEX.....	290
ANEXO H. Algoritmos de optimización para el programa de hidráulica de perforación del artículo “Pressure loss simulator improves nozzle selection” de la revista PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL	291
ANEXO I. Resultados de la simulación del pozo mediante el software LANDMARK	293
ANEXO J. Especificaciones técnicas para el alquiler de equipo de perforación de 3000HP...297	
ANEXO K. Banda de precios establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).....	300
ANEXO L. Banda de precios de trépanos de operaciones de perforación	302
ANEXO M. Programa de lodos de perforación del pozo HCY-X2.....	304

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.	Rangos de longitud de cañerías	31
Tabla 2.2.	Tabla de grados de cañerías.....	32
Tabla 2.3.	Peso de cañería 9 5/8” API.....	33
Tabla 2.4.	Rangos de Tubería de perforación.....	53
Tabla 2.5.	Grados de acero de tuberías de perforación.....	54
Tabla 2.6.	Juntas de conexión de tuberías de perforación	55
Tabla 2.7.	Numero de HWDP.....	57
Tabla 2.8.	Código de desgaste IADC.....	73
Tabla 2.9.	Resumen de código IADC de desgaste de trépanos	74
Tabla 4.1.	Pozos Perforados cercanos al bloque Huacareta.....	94
Tabla 4.2.	Datos geográficos del pozo JGR-X2	98
Tabla 4.3.	Distancia de pozos vecinos al pozo JGR-X2.....	99
Tabla 4.4.	Prognosis estratigráfica para el pozo JGR-X6	105
Tabla 4.5.	Gradientes de fractura del campo San Alberto.....	109
Tabla 4.6.	Presiones de fractura del campo San Alberto.....	109
Tabla 4.7.	Tendencia de error entre la presión esperada y la presión real	110
Tabla 4.8.	Perfil estructural para el pozo propuesto.....	111
Tabla 4.9.	Gradientes de poro y fractura para el pozo propuesto.....	112
Tabla 4.10.	Profundidad de asentamiento de cañerías	118
Tabla 4.11.	Presión de poro, presión de fractura y densidad de lodo para cada tramo	120
Tabla 4.12.	Datos de factor de seguridad de diseño para cada tramo	120
Tabla 4.13.	Datos para el diseño del tramo superficial	120
Tabla 4.14.	Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería superficial.....	124
Tabla 4.15.	Datos de tensión de la para la cañería superficial	125
Tabla 4.16.	Datos de tensión axial para la cañería superficial	126
Tabla 4.17.	Datos de tensión axial y profundidad para la cañería superficial.....	126
Tabla 4.18.	Datos para el diseño del tramo intermedio.....	127
Tabla 4.19.	Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería intermedia	132
Tabla 4.20.	Datos de tensión para la cañería intermedia.....	134

Tabla 4.21.	Datos de tensión axial la cañería intermedia	134
Tabla 4.22.	Datos de tensión y profundidad la cañería intermedia	134
Tabla 4.23.	Datos para el diseño del tramo de producción	135
Tabla 4.24.	Resultados de alturas para el colapso la cañería de producción.....	136
Tabla 4.25.	Resultados presión de colapso para la cañería de producción	136
Tabla 4.26.	Resultados de alturas para el reventamiento para la cañería de producción	137
Tabla 4.27.	Resultados presión de reventamiento para la cañería de producción.....	137
Tabla 4.28.	Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería de producción.....	138
Tabla 4.29.	Datos de tensión para la cañería de producción	140
Tabla 4.30.	Datos de tensión axial para la cañería de producción	140
Tabla 4.31.	Datos de tensión y profundidad para la cañería de producción.....	141
Tabla 4.32.	Datos para el diseño del tramo producción-liner	142
Tabla 4.33.	Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería producción-liner.	144
Tabla 4.34.	Datos de tensión para la cañería producción-liner	146
Tabla 4.35.	Datos de tensión axial para la cañería producción-liner	146
Tabla 4.36.	Datos de tensión y profundidad para la cañería productor-liner	146
Tabla 4.37.	Datos para el diseño del tramo guía	147
Tabla 4.38.	Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería guía.....	149
Tabla 4.39.	Datos de tensión para la cañería guía	150
Tabla 4.40.	Selección de cañerías de revestimiento.....	151
Tabla 4.41.	Diámetro drift para cada cañería de revestimiento.....	163
Tabla 4.42.	Trépano seleccionado para el tramo superficial	164
Tabla 4.43.	Trépano seleccionado para el tramo intermedio.....	165
Tabla 4.44.	Trépano seleccionado para el tramo productor	165
Tabla 4.45.	Trépano seleccionado para el tramo productor-liner.....	166
Tabla 4.46.	Registro de trépanos	166
Tabla 4.47.	Datos para la cementación del tramo guía	169
Tabla 4.48.	Balance de masa para el cemento del tramo guía.....	169
Tabla 4.49.	Datos para la cementación del tramo superficial	172
Tabla 4.50.	Volúmenes de cementación tramo superficial	173

Tabla 4.51.	Balance de masa para la lechada principal del tramo superficial.....	173
Tabla 4.52.	Balance de mása para la lechada liviana del tramo superficial.....	174
Tabla 4.53.	Datos para la cementación del tramo intermedio.....	175
Tabla 4.54.	Volúmenes de cementación tramo intermedio.....	176
Tabla 4.55.	Balance de masa para la lechada principal del tramo intermedio.....	177
Tabla 4.56.	Balance de masa para la lechada liviana del tramo intermedio.....	178
Tabla 4.57.	Datos para la cementación del tramo productor.....	179
Tabla 4.58.	Volúmenes de cementación tramo productor.....	180
Tabla 4.59.	Balance de masa para la lechada principal del tramo productor.....	180
Tabla 4.60.	Balance de masa para la lechada liviana del tramo productor.....	181
Tabla 4.61.	Datos para la cementación del tramo de productor-liner.....	182
Tabla 4.62.	Balance de masa para el cemento del tramo de productor-liner.....	183
Tabla 4.63.	Esquema de cementación del tramo de productor-liner.....	184
Tabla 4.64.	Registro de preparación de cemento.....	185
Tabla 4.65.	Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo guía.....	186
Tabla 4.66.	Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo superficial.....	188
Tabla 4.67.	Elementos tubulares para el tramo superficial.....	191
Tabla 4.68.	Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo superficial.....	192
Tabla 4.69.	Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo intermedio.....	193
Tabla 4.70.	Elementos tubulares para el tramo intermedio.....	196
Tabla 4.71.	Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo intermedio...	196
Tabla 4.72.	Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo intermedio.....	197
Tabla 4.73.	Drill pipe para el tramo intermedio.....	198
Tabla 4.74.	Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo productor.....	198
Tabla 4.75.	Elementos tubulares para el tramo productor.....	201
Tabla 4.76.	Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo productor....	202
Tabla 4.77.	Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo productor.....	202
Tabla 4.78.	Drill pipe para el tramo intermedio.....	203
Tabla 4.79.	Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo productor-liner.....	203
Tabla 4.80.	Elementos tubulares para el tramo productor-liner.....	207

Tabla 4.81.	Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo productor-liner.....	207
Tabla 4.82.	Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo productor-liner.....	207
Tabla 4.83.	Drill pipe para el tramo productor-liner	208
Tabla 4.84.	Material tubular para el programa de sarta de perforación.	209
Tabla 4.85.	Arreglo de fondo de pozo para cada tramo de perforación	210
Tabla 4.86.	Datos de densidad según la profundidad del pozo	212
Tabla 4.87.	Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo guía	213
Tabla 4.88.	Volúmenes de fluido de fluido en el tramo guía	214
Tabla 4.89.	Propiedades del fluido del tramo guía.....	215
Tabla 4.90.	Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo superficial	215
Tabla 4.91.	Volúmenes de fluido de fluido en el tramo superficial	216
Tabla 4.92.	Propiedades del fluido del tramo superficial.....	217
Tabla 4.93.	Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo intermedio.....	217
Tabla 4.94.	Volúmenes de fluido de fluido en el tramo intermedio.....	218
Tabla 4.95.	Propiedades del fluido del tramo intermedio	219
Tabla 4.96.	Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor	219
Tabla 4.97.	Volúmenes de fluido de fluido en el tramo productor	220
Tabla 4.98.	Propiedades del fluido del tramo productor	221
Tabla 4.99.	Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor-liner.....	222
Tabla 4.100.	Volúmenes de fluido de fluido en el tramo productor-liner.....	223
Tabla 4.101.	Propiedades del fluido del tramo productor-liner	223
Tabla 4.102.	Resumen del programa de perforación.....	224
Tabla 4.103.	Datos de entrada del tramo superficial.....	225
Tabla 4.104.	Tabla hidráulica para el tramo superficial.....	226
Tabla 4.105.	Caídas de presión en el tramo superficial.....	227
Tabla 4.106.	Hidráulica del trepano para el tramo superficial	229
Tabla 4.107.	Datos de entrada del tramo intermedio	229
Tabla 4.108.	Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo intermedio	230
Tabla 4.109.	Caídas de presión en la primera parte del tramo intermedio.....	231

Tabla 4.110.	Tabla hidráulica de la segunda parte para el tramo intermedio.....	231
Tabla 4.111.	Caídas de presión en la segunda parte del tramo intermedio	232
Tabla 4.112.	Hidráulica del trepano para el tramo intermedio.....	234
Tabla 4.113.	Datos de entrada del tramo productor	234
Tabla 4.114.	Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo productor	235
Tabla 4.115.	Caídas de presión en la primera parte del tramo productor.....	236
Tabla 4.116.	Tabla hidráulica de la segunda parte para el tramo productor	236
Tabla 4.117.	Caídas de presión en la segunda parte del tramo productor	237
Tabla 4.118.	Hidráulica del trepano para el tramo productor	239
Tabla 4.119.	Datos de entrada del tramo productor-liner.....	239
Tabla 4.120.	Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo productor-liner	239
Tabla 4.121.	Caídas de presión en la primera parte del tramo productor-liner	240
Tabla 4.122.	Hidráulica del trepano para el tramo productor-liner.....	241
Tabla 4.123.	Registro de valores hidráulicos optimizados.....	242
Tabla 4.124.	Equipo 21 ¼” BOP	243
Tabla 4.125.	Equipo 21 ¼” BOP.....	244
Tabla 4.126.	Resumen de tareas para la perforación del pozo JGR-X2.....	245
Tabla 5.1.	Presupuesto del pozo Jaguar-X6.....	247
Tabla 5.2.	Costos de perforación del pozo JGR-X6	248
Tabla 5.3.	Costo de alquiler de equipo de perforación	249
Tabla 5.4.	Costo de movilización y desmovilización del equipo de perforación	249
Tabla 5.5.	Costo de los materiales de perforación por tramo	250
Tabla 5.6.	Costo de trépanos.....	251
Tabla 5.7.	Costo de material de cementación	251
Tabla 5.8.	Costo de los aditivos para los fluidos de perforación.....	252
Tabla 5.9.	Salario del personal operativo del pozo.....	252
Tabla 5.10.	Costo total del proyecto.....	254

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del bloque Huacareta.....	6
Figura 2.1. Definición de Presión Hidrostática.....	9
Figura 2.2. Representación de la Presión de Formación.....	10
Figura 2.3. Representación de presión de formación anormal.....	12
Figura 2.4. Cargas para la fractura de un punto de la formación.....	15
Figura 2.5. Tramo guía.....	18
Figura 2.6. Tramo Superficial.....	19
Figura 2.7. Tramo Intermedio.....	19
Figura 2.8. Tramo Productor.....	20
Figura 2.9. Tramo Liner.....	21
Figura 2.10. Solapamiento de la Cañería Liner.....	21
Figura 2.11. Presión de poro y presión de fractura.....	22
Figura 2.12. Selección de profundidades de asentamiento de cañerías de revestimiento.....	23
Figura 2.13. Carta API para selección de diámetros de las cañerías de revestimiento y tamaño de trépano.....	24
Figura 2.14. Curva Tensión- Deformación.....	25
Figura 2.15. Grafica de la elipse de plasticidad.....	29
Figura 2.16. Esquema de fuerzas hidrostáticas en el arreglo de cañerías.....	30
Figura 2.17. Colgador de cañería.....	34
Figura 2.18. Tipos de lodos de perforación.....	36
Figura 2.19. Cemento siendo bombeado a fondo de pozo.....	43
Figura 2.20. Efecto de la temperatura sobre el tiempo de bombeabilidad.....	48
Figura 2.21. Comparación de cemento con y sin polvo de Sílica.....	49
Figura 2.22. Tipos de cabezales de cementación.....	50
Figura 2.23. Tipos de zapatos.....	51
Figura 2.24. Accesorios de cementación.....	52
Figura 2.25. Portamechas (Drill Collar).....	58
Figura 2.26. Efecto de la presión hidrostática en un arreglo de tuberías.....	61
Figura 2.27. Diagrama de cuerpo libre para los drill collars.....	62

Figura 2.28. Diagrama de cuerpo libre del drill pipe	63
Figura 2.29. Distribución de carga axial a través de la sarta de perforación	63
Figura 2.30. Configuración de la sarta de perforación.....	64
Figura 2.31. Arreglo para mantener el ángulo de pozo.....	65
Figura 2.32. Arreglos empacados para la sarta de perforación	66
Figura 2.33. Trépano con dientes de acero y carburo de tungsteno.....	67
Figura 2.34. Cojinete de rodamiento y cojinete de fricción.....	68
Figura 2.35. Ejemplo de designación de trépano	69
Figura 2.36. Perfiles de trépanos de cortadores fijos	71
Figura 2.37. Clasificación IADC trépanos de cortadores fijos	72
Figura 2.38. Modelos reológicos.....	76
Figura 2.39. Perdidas de presión en pozo	77
Figura 2.40. Arreglo en superficie y su equivalencia en longitud de tubería de perforación	83
Figura 2.41. Área equivalente a las boquillas para trépanos tricono	84
Figura 2.42. Área equivalente a las boquillas para trépanos PDC y diamante	85
Figura 2.43. Método grafico de optimización hidráulica.....	85
Figura 2.44. Preventor anular.....	88
Figura 2.45. Preventor tipo ariete o RAM	89
Figura 4.1. Área Huacareta.....	93
Figura 4.2. Columna estratigráfica Subandino Norte.....	95
Figura 4.3. Modelo 3D integrado del anticlinal Honduras.....	96
Figura 4.4. Mapa estructural 2D de la formación Huamampampa	97
Figura 4.5. Ubicación satelital del pozo JGR-X2	98
Figura 4.6. Columna estratigráfica del Subandino sur	100
Figura 4.7. Perfil estructural seccional del Subandino sur	101
Figura 4.8. Registros del prospecto Jaguar.....	105
Figura 4.9. Estimación del gradiente de presión poral y fractura para el pozo JGR-X6.....	107
Figura 4.10. Mapa estructural del bloque San Alberto	108
Figura 4.11. Ventana de operativa del pozo JGR-X2	114
Figura 4.12. Perfil de profundidad vs presiones	115

Figura 4.13. Diagrama de tamaño cañería y trépanos.....	116
Figura 4.14. Ventana operativa con factor de seguridad del pozo JGR-X2.....	117
Figura 4.15. Profundidad de asentamiento de cañerías del pozo JGR-X2.....	118
Figura 4.16. Densidades de poro y fractura de cada sección del pozo.....	119
Figura 4.17. Línea de carga de colapso para la cañería superficial.....	124
Figura 4.18. Línea de carga por reventamiento para la cañería superficial	125
Figura 4.19. Diagrama de tensión axial para la cañería superficial	127
Figura 4.20. Línea de carga de colapso la cañería intermedia	133
Figura 4.21. Línea de carga por reventamiento la cañería intermedia	133
Figura 4.22. Diagrama de tensión axial para la cañería intermedia	135
Figura 4.23. Línea de carga de colapso para la cañería de producción.....	139
Figura 4.24. Línea de carga por reventamiento para la cañería de producción	139
Figura 4.25. Diagrama de tensión axial para la cañería de producción	141
Figura 4.26. Línea de carga de colapso para la cañería producción-liner.....	145
Figura 4.27. Línea de carga por reventamiento para la cañería producción-liner.....	145
Figura 4.28. Diagrama de tensión axial para la cañería producción -liner	147
Figura 4.29. Datos generales del pozo en CasingSeat	152
Figura 4.30. Gradientes de poro en CasingSeat	152
Figura 4.31. Gradientes de fractura en Casing Seat.....	153
Figura 4.32. Ventana operativa de CasingSeat	153
Figura 4.33. Profundidad de asentamiento de cañerías de revestimiento mediante CasingSeat	154
Figura 4.34. Esquema del pozo	154
Figura 4.35. Esquema de cañerías de entrada de StressCheck.....	155
Figura 4.36. Parámetros de diseño de StressCheck	155
Figura 4.37. Datos de cargas para la cañería guía.....	156
Figura 4.38. Esfuerzos triaxiales - Von Mises Cañería Guía, Sección 1 X-56, 234.29 lb/ft	156
Figura 4.39. Datos de cargas para la cañería Superficial	157
Figura 4.40. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Superficial, Sección 1 L-80, 169 lb/ft	157
Figura 4.41. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Superficial, Sección 2 N-80, 133 lb/ft	158
Figura 4.42. Datos de cargas para la cañería Superficial	158

Figura 4.43. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Intermedia, Sección 1 P-110, 88.2 lb/ft.....	159
Figura 4.44. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Intermedia, Sección 2 Q-125, 88.2 lb/ft.....	159
Figura 4.45. Datos de cargas para la cañería productor	160
Figura 4.46. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 1 P-110, 43.5 lb/ft.....	160
Figura 4.47. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 2 Q-125, 47 lb/ft	161
Figura 4.48. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 3 P-110, 53.5 lb/ft.....	161
Figura 4.49. Datos de cargas para la cañería productor-liner	162
Figura 4.50. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción-liner, Sección 1 P-110, 29 lb/ft.....	162
Figura 4.51. Gradientes geotérmicas de estructuras del Prospecto Jaguar	168
Figura 4.52. Esquema de cementación del tramo guía	170
Figura 4.53. Esquema de cementación del tramo superficial	172
Figura 4.54. Esquema de cementación del tramo intermedio	176
Figura 4.55. Esquema de cementación del tramo productor.....	179
Figura 4.56. Esquema de cementación del tramo productor-liner	183
Figura 4.57. Análisis axial de la sarta de perforación	191
Figura 4.58. Fuerza Axial en la sarta de perforación del tramo superficial.....	193
Figura 4.59. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo superficial	197
Figura 4.60. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo productor	202
Figura 4.61. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo productor-liner. 208	
Figura 4.62. Densidad de fluidos de perforación propuesto	211
Figura 4.63. Esquema de volúmenes del tramo guía	214
Figura 4.64. Esquema de volúmenes del tramo superficial	216
Figura 4.65. Esquema de volúmenes del tramo intermedio.....	218
Figura 4.66. Esquema de volúmenes del tramo productor.....	220
Figura 4.67. Esquema de volúmenes del tramo productor-liner	222

Figura 4.68. Grafica de optimización hidráulica para el tramo superficial.....	228
Figura 4.69. Grafica de optimización hidráulica para el tramo intermedio	233
Figura 4.70. Grafica de optimización hidráulica para el tramo productor	238
Figura 4.71. Grafica de optimización hidráulica para el tramo productor-liner	241
Figura 4.72. Equipo 21 - 1/4" BOP.....	244
Figura 4.73. Equipo 13 - 5/8" BOP Draft Stack up	245
Figura 4.74. Tiempo estimado de perforación	246
Figura 5.1. Costo total del proyecto.....	254

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

En el campo de la ingeniería de perforación de pozos hidrocarbúferos es necesario la planificación de una secuencia de operaciones y trabajos a realizarse para poder llegar a la formación objetivo a llegar y perforar. La misma que debe ser lo más óptima y económica posible. (YPFB)

La planificación de un pozo hidrocarbúfero requiere varios conocimientos en las distintas etapas que se lleva a cabo hasta llegar a la formación objetivo. Para poder empezar a realizar la planificación de las etapas del pozo es necesario el conocimiento de las presiones de formación y gradiente de fractura, las cuales pueden obtenerse de manera matemáticas con datos sísmicos y geológicos o puede ser correlacionadas con datos de pozos vecinos. (Apuntes Ing. Medinaceli, 2018)

Los datos de presiones de formación y gradientes de fracturas nos pueden ayudar a optimizar los pesos de lodos a utilizar en las profundidades de cada etapa de perforación, así mismo con los datos de los mismos se puede determinar el asentamiento de las cañerías de revestimiento que se utilizarán en cada etapa de la perforación, los cuales deberán poder soportar las cargas a las que estarán sometidas. (Drilling Engineering, 2005)

Del mismo modo con dichos datos se puede llegar al diseño de las lechadas de cementación necesarias en cada etapa del pozo. Aunque con dichos datos se puede obtener un avanzado diseño se debe tomar otros datos del pozo para poder realizar los programas de arreglo de sarta de perforación. (Drilling Engineering, 2005)

Entonces se debe de verificar los datos a utilizar de distintas fuentes de pozos vecinos y según a los datos obtenidos el ingeniero encargado de diseño de pozo debe diseñar la mejor opción en las etapas del pozo hidrocarbúfero utilizando todos los conocimientos y criterios en cada etapa de perforación y especialmente en las zonas conflictivas si existiese las mismas. (Fundamentals of Drilling Engineering, 2011)

1.2. ANTECEDENTES

La perforación de pozos profundos de hidrocarburo tiene una larga historia que se remonta a los primeros días de la industria petrolera.

A finales del siglo XIX, con el descubrimiento de petróleo en lugares como Pennsylvania (Estados Unidos) y Bakú (Azerbaián), comenzó la era moderna de la industria petrolera. En esta época, se realizaron las primeras perforaciones rudimentarias utilizando métodos manuales y tecnología básica.

Con el tiempo, se desarrollaron técnicas para perforar pozos con profundidades específicas, lo que permitió acceder a reservorios de petróleo y gas que de otro modo serían inaccesibles. (Drilling Engineering, 2005)

En Bolivia, los primeros trabajos de exploración de la parte occidental del Subandino sur se dieron en la década de 1920; que por parte de YPFB también se realizan trabajos de exploración, pero entre los años de 1962 y 1969, estudiando las estructuras geológicas de Castellón y Honduras y en base a esta información se realiza la perforación del pozo Honduras-X1 en el año 1970, con la perforación de este pozo se pudo determinar los niveles no productivos.

Entre los años 1980 y 1981 se realizó la perforación del pozo Honduras-X2 en el bloque Huacareta el cual tuvo como objetivo las formaciones devónicas y silúricas, las cuales en el campo Cigua fueron productoras de petróleo y gas respectivamente.

Con los datos obtenidos de los pozos Honduras-X1 y Honduras-X2 se evaluaron los objetivos propuestos en el bloque alto de la Falla San Simón, en donde se encontraría el anticlinal somero de Honduras.

En el año 2016 como parte del programa de adquisición de datos para la evaluación hidrocarburífera de Huacareta, Shell Bolivia llevó a cabo la adquisición de 709.7 km lineales de sísmica 2D distribuidas en 15 líneas sísmicas, llegando a cubrir por completo la superficie del área de exploración Huacareta, localizada en el sector occidental del Subandino sur. Debido a que el mismo está situado en un área tradicional como lo es el Subandino, se procedió a un periodo de exploración que empezó el año 2014 por la empresa Shell Bolivia Corporation.

Como resultado de la interpretación de la información geológica y geofísica del área de Huacareta, se ha definido la presencia de una potencial trampa de hidrocarburos desarrollada en el bloque bajo de la Falla San Simón. Esta ha sido denominada como Prospecto Jaguar, y su objetivo principal es la Formación Huamampampa.

Con el fin de satisfacer las demandas externas e internas es que se debe planificar con los datos obtenidos un programa de perforación acorde a las características que presenta el área de perforación para alcanzar las zonas con posible presencia de hidrocarburos. (Propuesta geológica pozo Jaguar X6, 2018)

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La cantidad de pozos perforados son insuficientes para la exploración masiva de los bloques tradicionales y no tradicionales hidrocarburíferos, como lo es el bloque Huacareta donde se estima reservas entrampadas en las formaciones bajo la falla de San Simón.

El objetivo a atravesar para llegar a las posibles reservas naturales es la formación Huamampampa, el espesor estimado para la formación Huamampampa es de 319 m, este consistiría de una intercalación de areniscas con limolitas y lutitas. A base de información de pozos aledaños, las areniscas de esta formación están caracterizadas por una baja porosidad y permeabilidad primaria de matriz, añadiendo a esto, debemos de tomar nota que se espera que las formaciones Los Monos y Huamampampa se encuentren sobre presionadas.

Debido a la poca exploración del anticlinal Honduras y el resultado negativo del pozo Jaguar X6, ya que la perforación se realizó en un lugar ineficiente, debido a la obtención de baja producción.

1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿De qué manera será posible diseñar un programa de perforación satisfactorio en el bloque Huacareta para alcanzar las arenas de alta presión de Huamampampa?

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Realizar un programa de perforación de pozos verticales profundos en el bloque Huacareta para alcanzar las arenas de alta presión de Huamampampa.

1.5.2. Objetivo específico

- a) Ubicar el lugar adecuado para un nuevo pozo en el bloque Huacareta
- b) Realizar la ventana de operativa para en nuevo pozo en base a los gradientes de formación y fractura.
- c) Diseñar el programa de cañería de revestimiento de forma analítica y verificar mediante el software LANDMARK.
- d) Diseñar los programas de trépanos a utilizar y de cementación requerida para cada tramo del pozo.
- e) Diseñar la sarta de perforación para cada tramo del pozo.
- f) Diseñar el programa de fluidos de perforación e hidráulica de perforación a utilizar en el nuevo pozo.
- g) Seleccionar el arreglo superficial de BOPs más adecuado para controlar el pozo durante su perforación.

1.6. JUSTIFICACIÓN

1.6.1. Justificación técnica

El proyecto pretende una opción para la perforación de la formación Huamampampa en el bloque Huacareta, con el fin de poder obtener volúmenes de hidrocarburos que incrementen las reservas energéticas del país.

Así mismo todas las fases del proyecto en diseño y cálculos correspondientes sea base referencial bibliográfica para los compañeros universitarios de la carrera de Ingeniería Petrolera, para que puedan realizar futuros diseños de pozos en exploraciones futuras.

1.6.2. Justificación económica

El proyecto pretende ser aplicado y que desde el análisis de las diferentes etapas sea rentable y pueda ser base para un futuro desarrollo de diseños de perforaciones de pozos de desarrollo a ser implementados en el bloque Huacareta.

Ante la decreciente reserva de gas en el país, el proyecto pretende alcanzar un resultado positivo para así incrementar las reservas hidrocarburíferas del país.

1.6.3. Justificación ambiental

Como toda actividad industrial, la perforación de un pozo no está exento de una alternación de medio ambiente, ya que en por sí mismo hay que realizar actividades que requieren un grado de impacto ambiental. Por lo tanto, el proyecto apunta a minimizar el impacto ambiental para el medio ambiente, fauna y comunidades aledañas a la zona de perforación.

1.7. ALCANCE

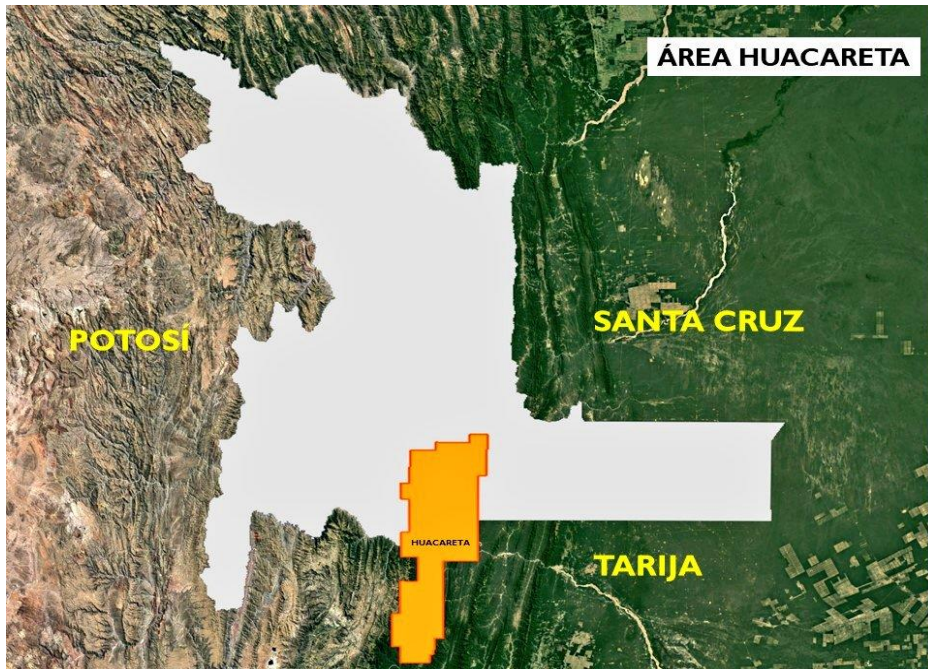
1.7.1. Alcance temático

El análisis de la presente propuesta será en la Área de Ingeniería de Perforación de pozos hidrocarburíferos, el cual se enfoca en la planificación de pozos hidrocarburíferos para la mayor eficacia en la construcción de las mismas hasta alcanzar la arena objetivo.

1.7.2. Alcance geográfico

El presente proyecto se presenta entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca en el Bloque Huacareta, en la Zona 20K y coordenadas UTM 379267,7 m E y 7647788,22 m S.

Figura 1.1. Ubicación del bloque Huacareta



Fuente: Imagen obtenida de Proyecto sísmico Huacareta 2D, BG Bolivia, 2014

CAPÍTULO II: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1. CLASIFICACIÓN DE POZOS

Actualmente, la perforación por sistema de rotación es el método estándar en la industria petrolera, donde en cada etapa de perforación se utiliza una plataforma rotatoria. Los equipos de perforación pueden ser de distintos tamaños y capacidades, sin embargo, sin importar el tamaño todos los equipos de perforación tienen los equipamientos básicos.

El pozo es perforado con una herramienta denominada trepano que tritura y/o corta las formaciones en pequeñas piezas o recortes. La fuerza es proveída por el peso de las herramientas tubulares encima del trepano, mientras que la rotación es suministrada desde superficie y transmitida por la sarta de perforación. Mientras el trepano profundiza el pozo, se deberán de añadir tuberías de perforación a la sarta de perforación. Las pequeñas piezas de la formación son transportadas hasta superficie a través del fluido de perforación que será constantemente circulado y será inyectado al pozo mediante pequeñas boquillas en el trepano, y circulando los recortes del espacio anular hasta superficie donde serán tratados para separar estos del fluido de perforación. (Mitchell & Miska, 2011)

2.1.1. Según su objetivo

Estos se clasifican por:

- **Pozos Estratigráficos:**

Es un pozo de investigación que aclara la sucesión de los estratos en el subsuelo, permitiendo preparar la información que brinda la columna estratigráfica.

- **Pozos Exploratorios:**

Se ubican con datos de exploración en zonas potencialmente atractivas geológicamente hablando, pudiendo resultar productores o secos, rentables o no rentables.

- **Pozos de Avanzada:**

Una vez que un pozo exploratorio resulta positivo, se perforan alrededor de este pozos de avanzada para determinar el tamaño y potencial del campo

- **Pozos de Desarrollo:**

Con la información obtenida de los pozos de avanzada se perforan pozos de desarrollo, que se ubican en forma de redes o mallas programadas por el departamento de reservorio para desarrollar el campo en forma eficiente.

- **Pozos Inyectores:**

Son aquellos en los cuales el gas y agua son inyectados al reservorio con el fin de desplazar al petróleo hacia la superficie. (Cuevas , 2016)

2.1.2.Según su trayectoria

- **Pozos Verticales:**

Siguen la trayectoria vertical de superficie hasta el fondo y se encuentran siempre de un cono de tolerancia. También se denominan pozos derechos

- **Pozos Dirigidos:**

Son pozos que al comienzo de la perforación tienen una trayectoria vertical y a partir de cierta profundidad son dirigidos hacia los objetivos (reservorio).

- **Pozos Horizontales:**

Son aquellos que en su trayectoria horizontal ingresan al estrato productor. Para alcanzar esto se debe realizar un pozo dirigido con tramo de incremento angular. (Cuevas , 2016)

2.1.3.Según su profundidad avanzada

Estos se clasifican de la siguiente manera:

- **Pozos Someros:**

Son aquellos pozos perforados hasta los 2000 metros de profundidad.

- **Pozos de Profundidad Media:**

Pozos perforados hasta una profundidad comprendida entre 2000 a 4000 metros.

- **Pozos Profundos:**

Pozos perforados con profundidades que sean mayores a 4000 metros de profundidad. (Cuevas , 2016)

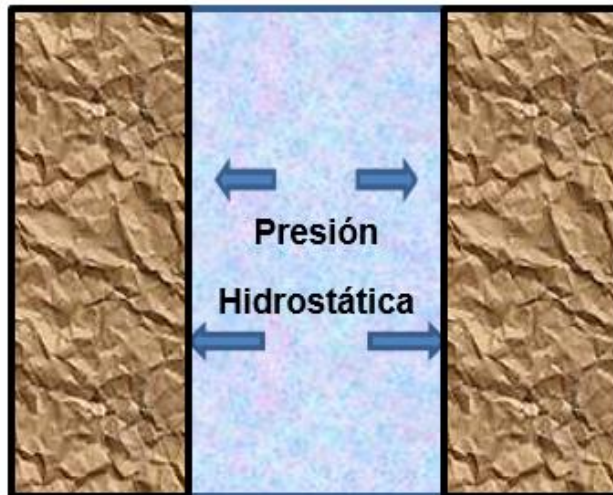
2.1.4. Presiones dentro de una perforación de pozo

Dentro de una perforación de un pozo hidrocarburofero se debe tener en cuenta que debido a los distintos tipos de fluidos que actúan durante la perforación del mismo, estos son de distinta naturaleza, pero todos cumplen con el concepto de presión debido a un fluido (sea tanto liquido o gaseoso). (Cuevas , 2016)

2.1.5. Presión hidrostática

Dentro de la categoría de fluidos podemos señalar que estos pueden ser: Líquidos o gaseosos, es decir que tanto como el agua, aceites y gases de reservorios; y por lo tanto estos pueden generar una presión dentro del pozo por lo que es muy importante entender que es la presión hidrostática a lo que definiremos como: “la presión aplicada por el peso de una columna de fluido”. El nombre proviene de “hidro – agua” y “estático – sin movimiento”.

Figura 2.1. Definición de Presión Hidrostática



Fuente: Elaboración propia, 2020

Como ecuación general de la presión hidrostática tenemos:

$$P_H = k * MW * TVD \quad (2.1)$$

Donde vemos que:

K = constante de conversión

MW = Mud Weight (densidad del fluido)

TVD= True Vertical Distance (Profundidad vertical verdadera)

La ecuación más conocida dentro del campo petrolero para la presión hidrostática es la siguiente:

$$P_H=0.052*MW*TVD \text{ [PSI]} \quad (2.2)$$

Donde:

0.052= constante de conversión a Psi

MW = Mud Weight [Libras/Galón]

TVD= True Vertical Distance [pies]

La presión hidrostática está en función de: La densidad del fluido a utilizar y la profundidad vertical del fluido. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.1.6. Presión de formación

Denominada también como presión de poro, se define como la magnitud de la presión dentro de los poros de formación. Es normalmente solo llamado presión de formación y es designado como la presión de fluido de formación o presión de fluido contenido en los espacios de poros de formación.

Figura 2.2. Representación de la Presión de Formación



Fuente: Elaboración propia, 2020

Esta presión de formación es una esencial consideración en muchos aspectos en el diseño de pozo y sus operaciones. Este puede afectar al diseño de las tuberías de revestimiento (Casing Pipe) y el diseño de lodos de perforación para cada fase que se tenga que planificar en el mismo.

La presión de formación incrementa las probabilidades de pega de tubería y problemas de control de pozo (Well control), es importante debido a la predicción de zonas de presión anormal donde el riesgo de un descontrol de pozo es muy significativo.

Aunque la predicción de la presión de formación es muy importante, no hay que olvidar la predicción de la presión de fractura de la formación, ya que las fracturas de formación pueden conducir a una pérdida de circulación durante la perforación de un pozo. Cuando la presión de poro y la presión de fractura son conocidas para todas las formaciones a ser penetradas, el pozo es diseñado para continuar con todas las operaciones siguientes. En este caso, las presiones en agujero de pozo no deben de exceder la presión de fractura ni debe ser menor que la presión de poro en las formaciones a ser perforadas. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.1.6.1. Carga de compactación

Según (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015), la carga por compactación se puede definir como la resistencia de la matriz de la formación hacia la compactación. En general una formación enterrada en el suelo carga con el peso de las formaciones que estén encima de la misma, es más este peso incrementa la carga que tiene que soportar la formación debido al peso de las formaciones encima del mismo. En general podemos calcular la carga por compactación con la siguiente ecuación

$$\sigma_v = \int_0^D \rho \cdot g \cdot dD \quad (2.3)$$

Donde:

σ_v = Carga de compresión

g = Densidad del material

D = Profundidad vertical

2.1.6.2. Tipos de presión de formación

- Presión de formación Normal:

Las formaciones con presión normal generalmente poseen una presión de poro equivalente a la presión hidrostática de una columna de agua salada. Se toma como gradiente de presión normal, cuando la gradiente de presión normal varía entre 0.433 y 0.465 psi/ft.

- Presión de formación Subnormal:

Las formaciones con presión subnormal, mayormente tienen una gradiente de presión menores a las del agua dulce (0.433 psi/ft) debido a varios mecanismos como la expansión térmica, precipitación, movimientos tectónicos, depleción entre otros que se puede mencionar aquí.

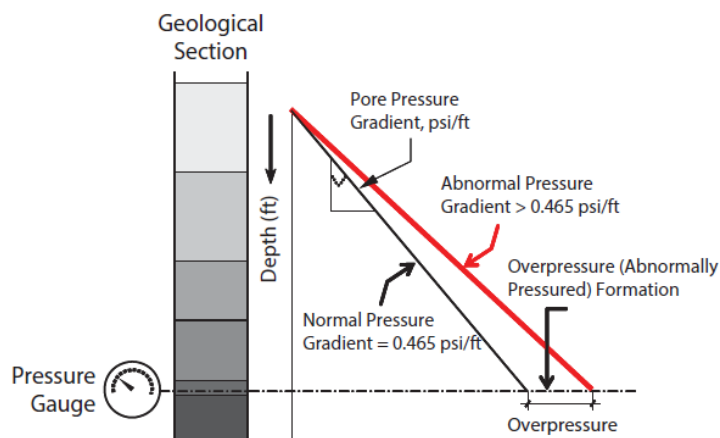
- Presión de formación Anormal:

La presión de formación en considerada anormal cuando esa es mayor a 0.465 psi/ft. Estas presiones se generan usualmente por

- ❖ La compresión que sufren los fluidos de la formación debido al peso de los estratos superiores, debido a la baja compactación
- ❖ La compresión que sufre los fluidos de formación debido a la compresibilidad de la roca.

Las zonas de presión anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación formándose una barrera impermeable que impidió la liberación de agua de la formación por debajo de esta barrera, consecuentemente, la porosidad de la formación debajo de esta barrera difiere de la tendencia normal. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.3. Representación de presión de formación anormal



Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.2. PREDICCIÓN DE LAS PRESIONES DENTRO DE POZO

2.2.1. Predicción de la presión de formación

La predicción de la presión de poro es una tarea importante dentro de las actividades de perforación. La presión de formación deberá ser estimado durante el diseño de pozo ello afectará directamente a los programas de lodo y cañerías de revestimiento, es por tanto la precisión de la presión de poro un factor crítico para la exitosa operación de perforación. Esta presión es uno de los más importantes parámetros necesitado por el ingeniero de perforación en la planeación de la perforación de un pozo ya que un buen ingeniero de perforación deberá primero determinar zonas de presión anormal.

Si hubiera la existencia de una presión anormal se deberá determinar la profundidad de la zona de transición de una presión normal de formación hacia otra anormal. Finalmente se deberá estimar la magnitud de la misma. Esta se puede determinar de las siguientes maneras. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.2.1.1. Técnicas predictivas

Las técnicas predictivas para la estimación de presión de los fluidos de formación son aplicadas antes de la perforación, las cuales están basadas en mediciones que pueden ser hechas mediante:

- **Mediciones geofísicas**

La cual identifica las condiciones geológicas las cuales pueden indicar el potencial de encontrar presiones anormales debido a varios factores como domos salinos.

- **Correlación con pozos vecinos**

Los datos extraídos de la perforación de pozos vecinos pueden ser extrapolados a nuevos pozos cercanos donde se tomará datos de problemas de pegadura de tuberías, pérdida de circulación. Este método se usará tanto para presiones de formación normales y anormales.

2.2.1.2. Estimación de la presión de formación usando correlaciones

En 1971, Matthews fue la primera persona en determinar la presión de poro de los datos de pozos vecinos. Su método utilizó una específica capa sobrepuesta la cual mostraba la tendencia de la presión normal de compactación para una correspondiente era geológica.

Después de graficar los datos de resistencia y conductibilidad los datos de la presión de formación pudieron ser determinado.

2.2.1.3. Predicción de la presión de formación usando datos sísmicos

Los datos sísmicos son los más importantes en la planeación de pozos exploratorios. Para la estimación de la presión de formación de datos sísmicos, las habituales velocidades acústicas en función de la profundidad es un importante parámetro el cual debe ser estimado para determinar la presión de formación. La máquina monitorea el tiempo el cual es reciproco a la velocidad. Este tiempo es llamado intervalo de tiempo de tránsito. El intervalo de tiempo de tránsito observado es un parámetro dependiente de la porosidad la cual varia con la siguiente relación:

$$t_t = t_r \phi + t_r (1 - \phi) \quad (2.4)$$

Donde:

t_t = Intervalo de tiempo de tránsito observado [s/ft]

t_f = Intervalo de tiempo de tránsito en el fluido de poro [s/ft]

t_r = Intervalo de tiempo de tránsito en la matriz de roca [s/ft]

ϕ = Porosidad

En algunos momentos es necesario un modelo matemático empírico que pueda ser usado para extrapolar la presión de formación. Estos modelos son deseables que grafique el parámetro dependiente de la porosidad vs la profundidad con el propósito que puedan extrapolar datos a altas profundidades ya en estas se encuentran mayormente las presiones anormales. Utilizamos las ecuaciones:

$$\phi = \phi_o e^{-K_\phi D_s} \quad (2.5)$$

Utilizando la ecuación

$$t_t = t_f \phi_o e^{-K_\phi D_s} + t_r (1 - \phi_o e^{-K_\phi D_s})$$

$$t_t = \phi_o (t_f - t_r) e^{-K_\phi D_s} + t_r$$

$$\frac{t_t}{\phi_o (t_f - t_r)} - \frac{t_r}{\phi_o (t_f - t_r)} = e^{-K_\phi D_s}$$

$$\ln \left[\frac{t_t}{\phi_o (t_f - t_r)} \right] - \ln \left[\frac{t_r}{\phi_o (t_f - t_r)} \right] = -K_\phi D_s$$

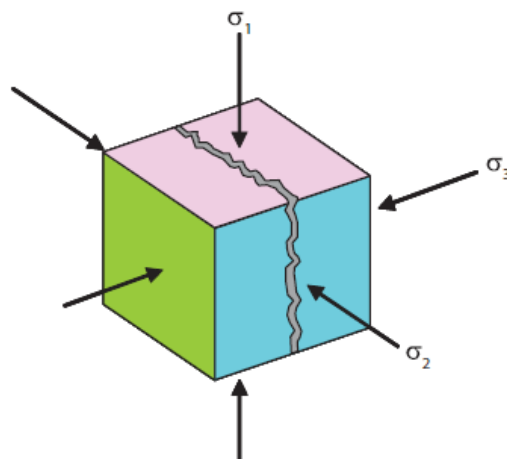
La ecuación representa la relación normal de presión entre el tiempo de viaje habitual de la formación en función de la profundidad. La ecuación se complica con el hecho de la variación del intervalo de tiempo de tránsito en la matriz de la roca. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.2.2. Presión de fractura

Durante la planeación del programa de lodos a utilizar en la perforación es muy útil el conocimiento el máximo peso de lodo el cual puede ser usado en una determinada profundidad. Este máximo peso de lodo es definido por el gradiente de fractura. el manejo del peso de lodo de perforación deberá de estar entre la presión de poro de formación y la presión de fractura de la formación.

La presión de fractura puede definirse como la presión requerida para inducir fractura a la formación a una determinada profundidad. Si el objetivo es propagar una fractura la orientación de esta se dará en el punto donde exista mayor carga de fractura. para cualquier punto de la formación se considerará un sistema de tres cargas de la siguiente manera: tomaremos σ_1 como la carga máxima, σ_2 como la carga intermedia y σ_3 como la carga mínima, la fractura de desarrollará perpendicularmente de la carga mínima.

Figura 2.4. Cargas para la fractura de un punto de la formación



Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

El conocimiento de la presión de fractura ayudara con el diseño de asentamiento de las cañerías de revestimiento, prevendrá las pérdidas de circulación, ayudara en la planificación del peso de lodo. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.2.3. Métodos de predicción de la presión de fractura

Como la presión de poro la presión de fractura debe predecirse antes del diseño del pozo puesto que afectara a la designación de asentamiento de la cañería de revestimiento, además que la presión de formación afectara a la presión de fractura por lo cual es necesario calcularse cualquier manera

Los métodos más comunes son:

- Ecuación de Humbert y Willis
- Correlación de Mathews y Kelly
- Correlación de Eaton

2.2.3.1. Ecuación de Humbert y Willis

Humbert y Willis son los que introdujeron los principios que se aún son usados en la actualidad para determinar la presión de fractura. La presión mínima requerida del pozo para propagar una fractura existente está dada por la presión necesaria para sobrepasar el esfuerzo mínimo principal

$$p_{ff} = \sigma_{\min} + p_f \quad (2.6)$$

Donde:

p_{ff} = Presión de fractura en el punto de interés [PSI]

σ_{\min} = Carga mínima en el punto de interés [PSI]

p_f = Presión de formación en el punto de interés [PSI]

2.2.3.2. Correlación de Mathews y Kelly

Mathews y Kelly desarrollaron otra ecuación con cual determinar la presión de fractura, pero este se basó en su experiencia en perforación de que la presión de fractura incrementaba según la profundidad incrementaba incluso en gradientes de formación normal, entonces la siguiente correlación fue introducida:

$$\sigma_{\min} = F_{\sigma} \sigma_z \quad (2.7)$$

Donde:

F_{σ} = Coeficiente variable de carga de matriz para la profundidad en que σ_z debería tener un valor de carga de matriz normal

σ_z = carga de matriz

El coeficiente de esfuerzo matricial F_{σ} fue tomado empíricamente de formaciones con presión de formación normal. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.2.3.3. *Correlación de Eaton*

Ben Eaton modificó el método de Humbert y Willis, el asumió la carga por sobrecarga y el radio Poisson para ser variables junto a la profundidad. Eaton también asumió el comportamiento elástico de la roca y la tensión lateral podría estar relacionado con la carga de radio vertical como una función de radio de Poisson. El modelo matemático puede escribirse de la siguiente manera:

$$G_{fr} = \frac{\mu}{1-\mu} \left(\frac{\sigma_{ob} - P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \quad (2.8)$$

Donde

G_{fr} = Gradiente de fractura [PSI/ft]

μ = Proporción de Poisson

σ_{ob} = Presión de sobrecarga [PSI/ft]

P_f = Presión de formación [PSI]

D = Profundidad [ft]

2.3. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO

El diseño del programa de cañerías de revestimiento envuelve la selección de la profundidad de asentamiento de las cañerías de revestimiento, diámetro de las cañerías y grado de acero de las cañerías una perforación y complementación segura del pozo. (PEMEX, 2003)

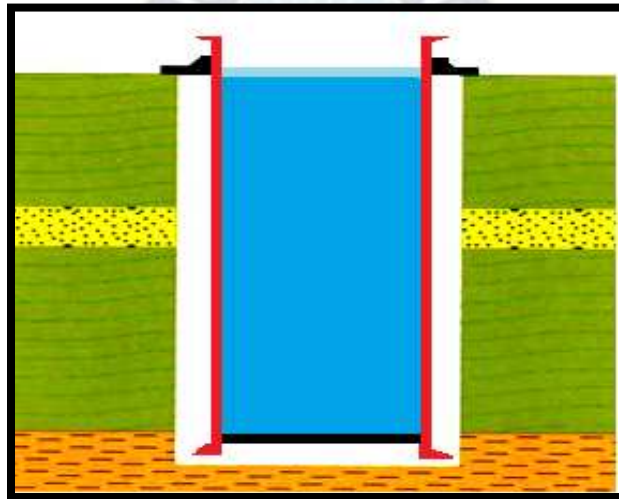
2.3.1. Tipos de Cañerías

2.3.1.1. Tramo guía o conductor

Establece un medio de comunicación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el sistema de control de sólidos, tiene los siguientes objetivos:

- Evitar derrumbes de suelos y rocas poco consolidadas en superficie
- Protege de la erosión a tuberías de revestimientos subsiguientes
- Brinda la primera línea de flujo
- Es la de mayor diámetro porque todas las tuberías de revestimiento pasaran por ella

Figura 2.5. Tramo guía



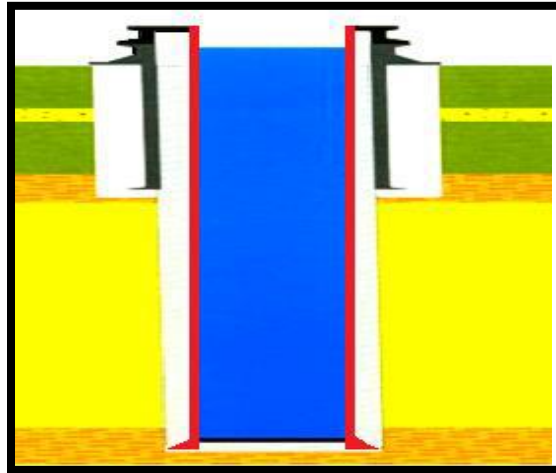
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

2.3.1.2. Tramo superficial

Es la tubería que es colocada después del tramo guía, entre sus funciones se encuentran:

- Es el tramo que nos permite instalar el primer conjunto de preventores de presión en el pozo
- Protege de la contaminación de arenas someras que contienen agua dulce
- Mantiene la integridad del pozo
- Aísla manifestaciones de gas somero

Figura 2.6. Tramo Superficial



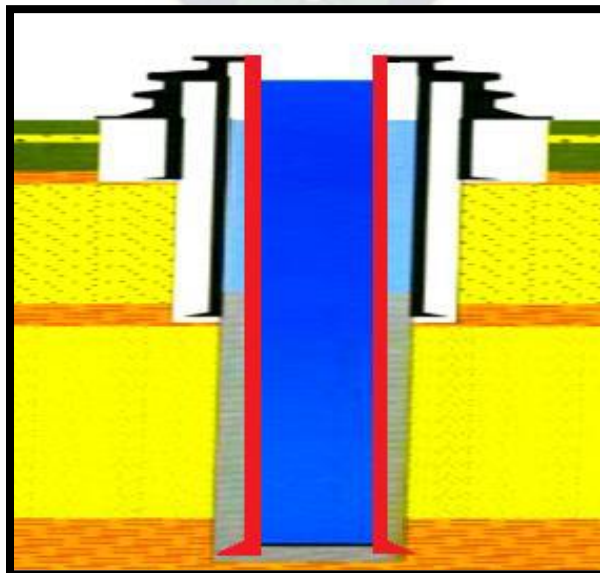
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

2.3.1.3. Tramo intermedio

Este tipo de tubería es colocada, posteriormente de la tubería superficial, tiene la finalidad:

- Aísla zonas inestables del agujero
- Permite utilizar grandes pesos de lodos sin dañar las formaciones superficiales
- Aísla zonas con grandes pérdidas de circulación
- Permite soportar otras

Figura 2.7. Tramo Intermedio



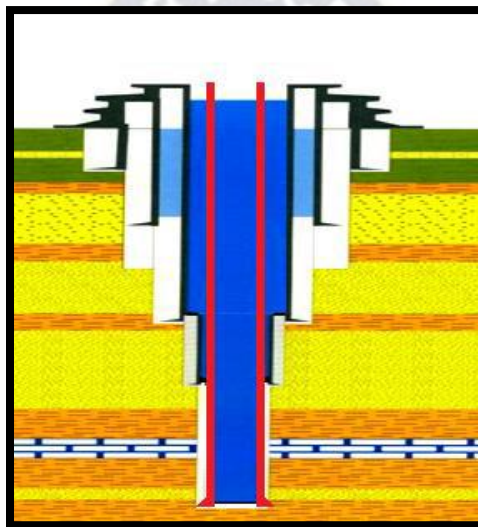
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

2.3.1.4. *Tramo de producción*

Esta es la tubería que entra en contacto la formación de yacimiento, debe tener las siguientes características:

- Soportar la máxima presión de fondo de la formación productora bombeo mecánico e inyección de fluidos.
- Protege al quipo y sarta de perforación.
- Permite instalar empacadores de producción y accesorios de terminación.

Figura 2.8. Tramo Productor



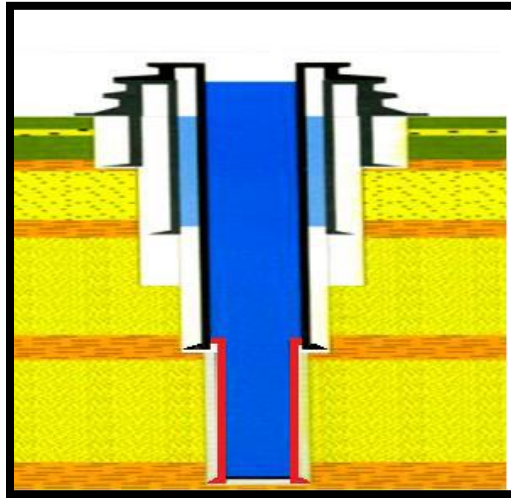
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

2.3.1.5. *Tramo corto (liner)*

Es una tubería que generalmente no se extiende hasta la cabeza de pozo, pero que puede extenderse hasta superficie, esta es sostenida por otra tubería de revestimiento como la superficial o la de producción

- Reducción de costo
- Rápida instalación
- Ayuda a disminuir el desgaste de la última tubería de revestimiento instalada.

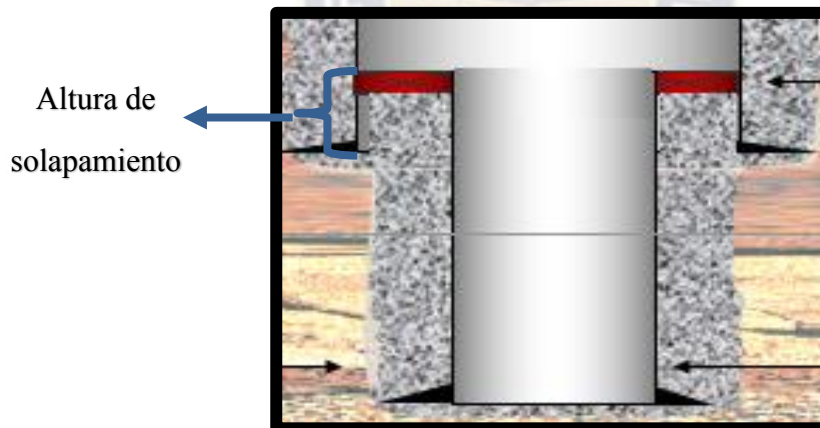
Figura 2.9. Tramo Liner



Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

La altura de solapamiento es la altura en la que la el liner solapa o tapa parcialmente a otra tubería de revestimiento

Figura 2.10. Solapamiento de la Cañería Liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

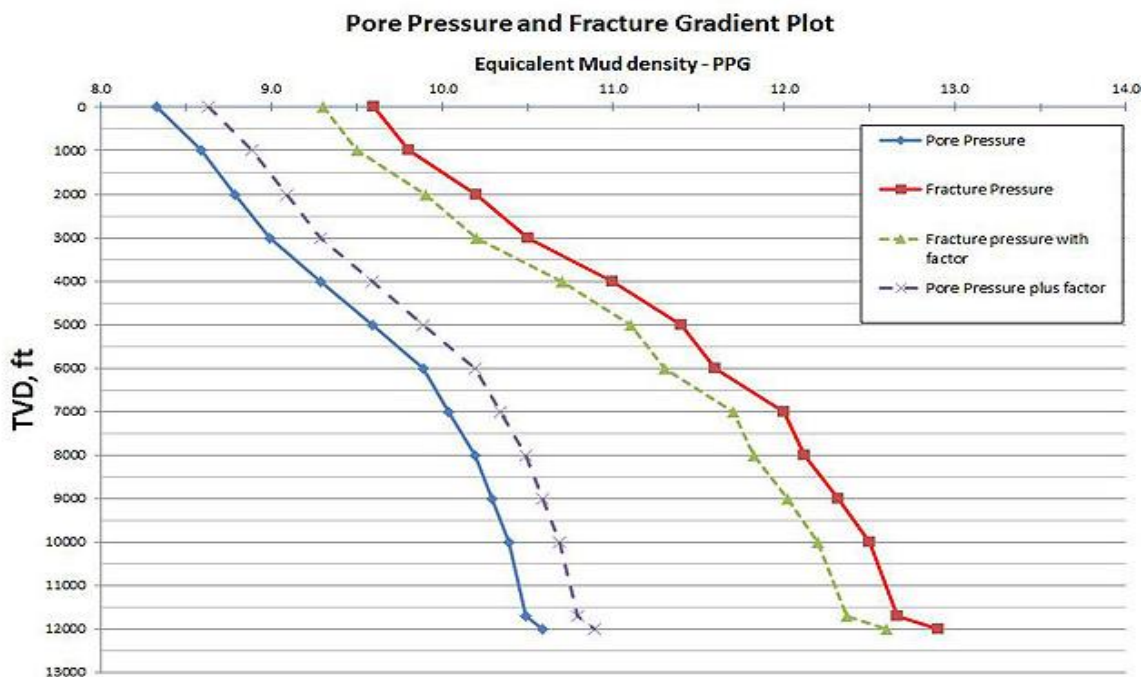
2.3.2. Profundidad de asentamiento de las cañerías de revestimiento

La selección del número de cañerías de revestimiento y la selección de la profundidad de asentamiento esta principalmente en función de los parámetros geológicos que el pozo es capaz de soportar es, por tanto, necesario la identificación y recopilación de los datos geológico para empezar a realizar el correcto.

Una vez tengamos los datos de presión de poro de la formación y la presión de fractura de formación con alguno de los métodos antes mencionados se deberá a proceder a graficar los mismos en una gráfica de gradiente de presión vs profundidad. Para esto debemos de tomar en cuenta factores de diseño para incrementar el margen de seguridad del mismo a la hora de seleccionar las profundidades de asentamiento de las cañerías de revestimiento.

Es común que a la hora de graficar los datos de gradientes de presión obtenidos se deba agregar y restar una cierta cantidad numérica para obtener mayor margen de seguridad en el diseño. Este valor dependerá del tipo de pozo a trabajar, es decir que tendremos diferentes valores si trabajamos con pozos exploratorios o pozos de desarrollo ya que son los más comunes que se ven en el campo. Si trabajamos con un pozo exploratorio se deberá de agregar al gradiente de poro de formación un valor de 1 ppg, al mismo tiempo debemos de restar el mismo valor de 1ppg a la presión de fractura de la formación. Esto debido, para contemplar los problemas de efecto de pistoneo y compresión que se genera en los viajes de tubería de perforación, pero también nos ayudara para reducir los efectos de otros problemas como pegas de tubería de perforación por presión diferencial y perdidas de circulación.

Figura 2.11. Presión de poro y presión de fractura

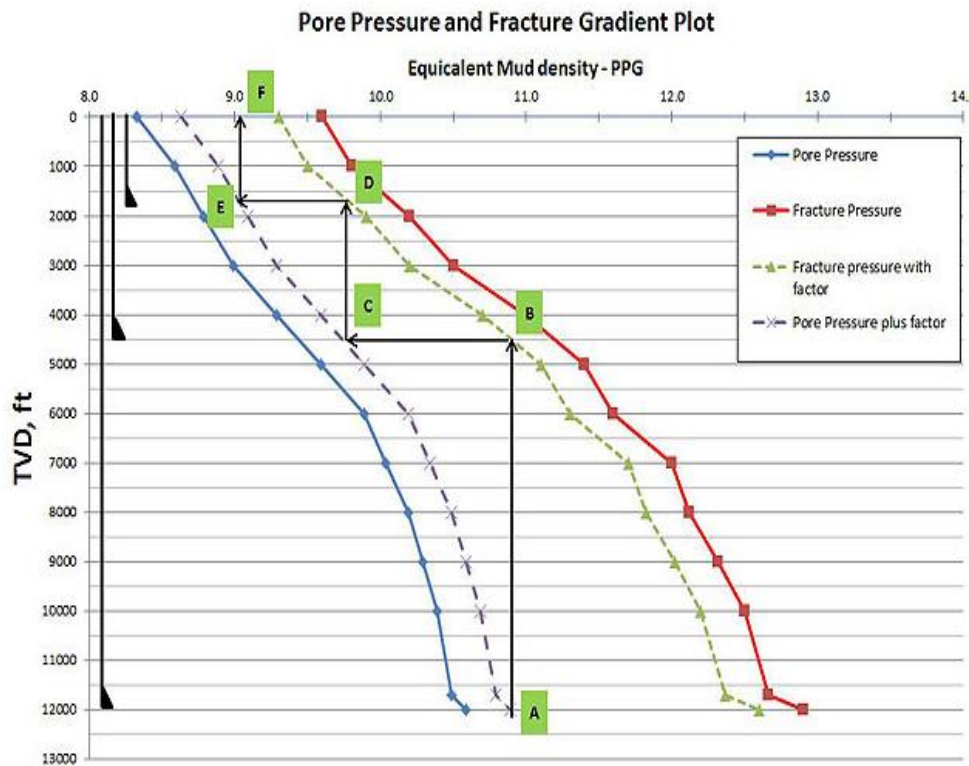


Fuente: <https://www.drillingformulas.com/casing-seat-selection-how-to-select-casing-setting-depth/>, 2020

Para la selección de las profundidades de asentamiento de las cañerías de revestimiento, existen muchos métodos, pero el más común utilizado es el criterio de diseño de fondo de pozo hacia arriba, en el cual empezamos de la profundidad de interés donde encontraremos la arena objetivo, escogemos un punto dentro de la presión de poro de formación con el margen de seguridad de ahí graficaremos una línea vertical hasta que intercepte con la curva de presión de fractura con margen de seguridad. Seguidamente del punto anterior graficamos una horizontal hasta que intercepte con la curva de presión de poro de formación. Repetiremos los anteriores pasos hasta llegar a superficie.

Los segmentos verticales lo tomaremos como las longitudes de las cañerías que serán puestas dentro de pozo, tomado desde el fondo de pozo como la cañería de producción o Liner según el criterio del diseñador, siguiendo la cañería de tramo intermedio y superficial respectivamente hasta llegar a superficie. (Heriott Watt Institute, 2005)

Figura 2.12. Selección de profundidades de asentamiento de cañerías de revestimiento

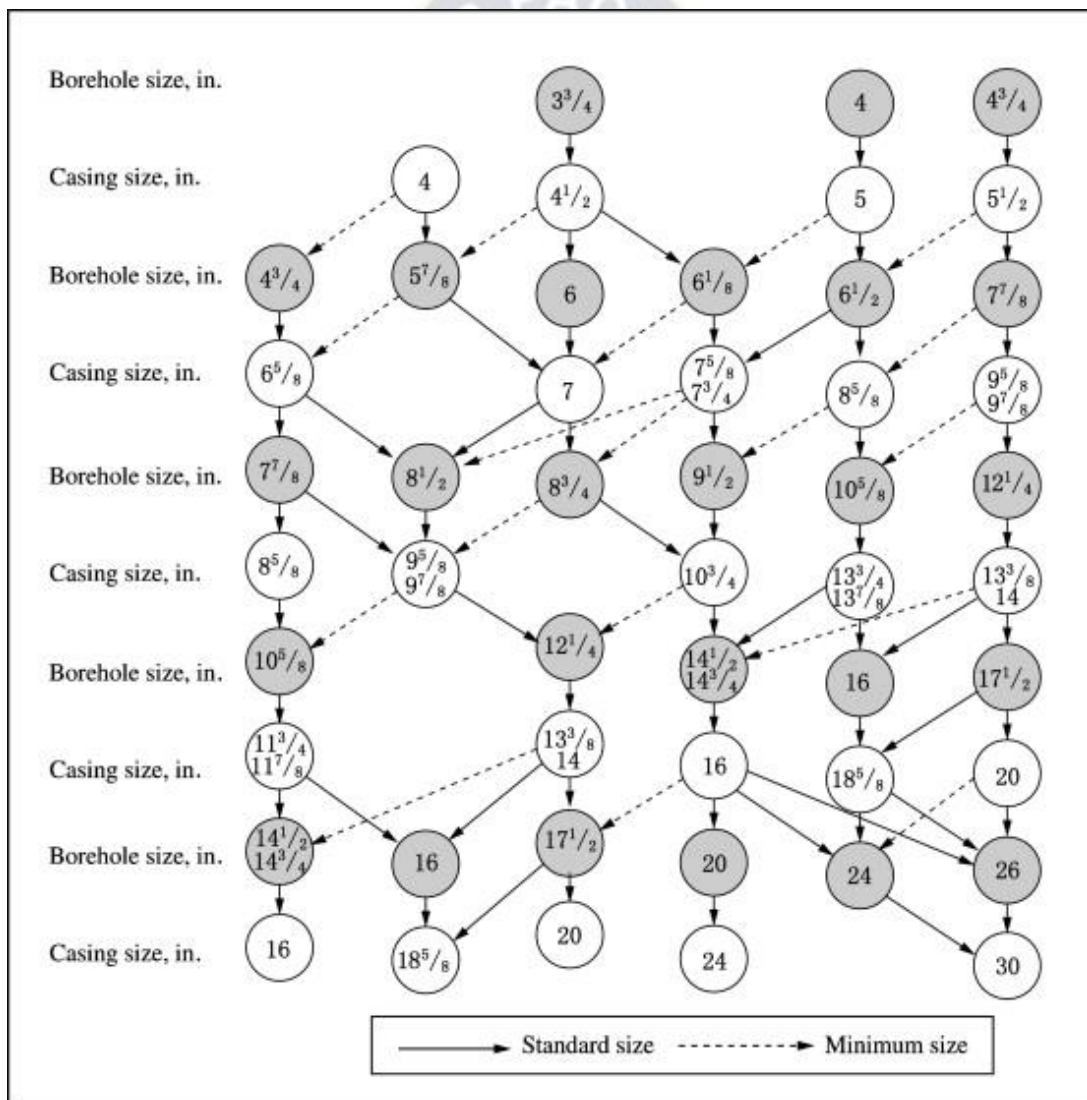


Fuente: <https://www.drillingformulas.com/casing-seat-selection-how-to-select-casing-setting-depth/>, 2020

2.3.3. Diseño de la geometría de pozo

Una vez establecido las profundidades de asentamiento de las cañerías de revestimiento se deberá de establecer la geometría de las diferentes etapas del pozo. Existen muchos métodos para la determinación de la misma, como la comparación con pozos vecinos, arreglos comunes según el área de perforación. Pero el más usado es el uso de las cartas API los cuales nos ayudan a definir los diámetros de cañerías de revestimiento y el trépano a utilizar.

Figura 2.13. Carta API para selección de diámetros de las cañerías de revestimiento y tamaño de trépano



Fuente: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hole-structure>, 2020

El cual elegiremos el diámetro de la cañería de producción y en base a este bajaremos según los diferentes caminos que se nos proporcione, hasta alcanzar el diámetro de fondo que representara la cañería del tramo guía. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

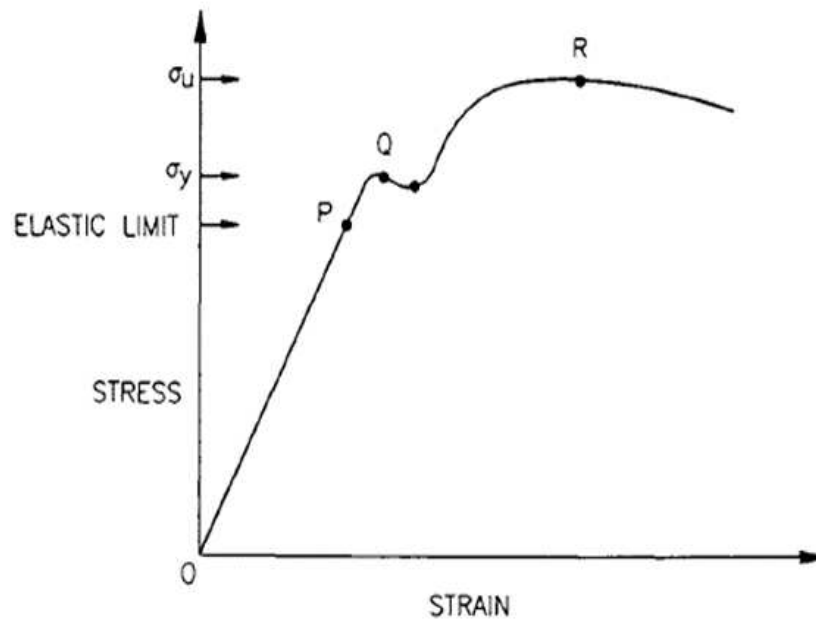
2.3.4. Esfuerzos principales que soportan las cañerías de revestimiento

Al estar las cañerías dentro de las formaciones perforadas estas deben de soportar todas las cargas que estas ofrecen por tanto deben de soportar las mismas durante y después el proceso de perforación. Entre las más comunes encontramos las siguientes cargas

2.3.4.1. Cargas de Tensión

Llamamos tensión a todas las cargas a la que está sometido la cañería de revestimiento los cuales tienen como condición no sobrepasar la zona elástica. (S. Rahman & G. Chiligrma, 1995)

Figura 2.14. Curva Tensión- Deformación



Fuente: Casing Design theory and practice, 1995

Durante el proceso de perforación y como parte de las cargas de tensión podemos encontrar las siguientes cargas:

- **Peso de la tubería en suspensión en lodo de perforación**

Es el peso que tiene toda la tubería en el aire y se lo calcula mediante el peso nominal de la tubería por su longitud:

$$W_a = W_n \cdot L \quad (2.9)$$

Donde:

W_a = Peso de la cañería en el aire [Lb]

W_n = Peso por pie de la cañería en el aire [lb/ft]

L =m Longitud de la sección de cañería de revestimiento [ft]

Si introducimos la sección de cañería de revestimiento dentro de un fluido por la ley de Arquímedes se generará una fuerza sobre el cuerpo que se opondrá al hundimiento del mismo en el fluido. Esto generará una variación del valor del peso de la cañería de revestimiento, entonces se corregirá con un factor denominado factor de flotación.

Matemáticamente se representa como:

$$F_{fl} = 1 - \frac{\rho_{fp}}{\rho_{acero}} \quad (2.10)$$

F_{fl} = Factor de flotación

ρ_{fp} = Densidad del lodo de perforación [Lb/gal]

ρ_{acero} = Densidad del acero [Lb/gal]

- **Carga por choque**

Es la carga de aceleración que se genera cuando se está corriendo la cañería de revestimiento por cuñas y sometimiento de freno generando una carga en forma de donde que va al zapato y vuelve a las cuñas.

$$F_{choque} = 3200 \cdot W_n \quad (2.11)$$

Donde:

F_{choque} = Carga por choque [Lb]

W_n = Peso por pie de la cañería en el aire [lb/ft]

- **Carga por pandeo**

En el arreglo de la columna de cañería de revestimiento, hay pandeo especialmente en pozos desviados, donde la parte superior está bajo efectos de tensión por el contrario la parte inferior estará bajo efectos de compresión.

$$F_{\text{pandeo}} = 63 \cdot D_n \cdot W_n \cdot \theta \quad (2.12)$$

Donde:

F_{pandeo} = Carga por pandeo [Lb]

W_n = Peso por pie de la cañería en el aire [lb/ft]

D_n = Diámetro de hueco [in]

θ = Grado de desviación de pozo por pie [°/ft]

En el diseño final de la cañería de revestimiento se debe tener en cuenta que la cañería debe soportar todas las cargas.

$$T_T = W_{\text{acum}} + W_{\text{choque}} + W_{\text{pandeo}} \quad (2.13)$$

Para asumir el diseño de la cañería es correcto, se debe verificar que las cargas no sean mayores al punto de cedencia de la cañería (Joint Strength) que están en catálogos o tablas. Para ello se puede asumir un Factor de seguridad (FS) que será la relación de la tensión de la cañería con respecto al punto de cedencia de la cañería, dicho FS no deberá ser menor a 1,8 ($FS \geq 1,8$).

$$FS = \frac{T_t}{\text{Joint strength}} \quad (2.14)$$

Con ello verificamos que la cañería no entre a falla. (S. Rahman & G. Chiligrma, 1995)

2.3.4.2. Carga por colapso

La carga por colapso de una tubería de revestimiento es una condición mecánica, la cual provoca un aplastamiento de la misma debido a una carga de presión que actúa sobre las paredes externas de la cañería superando su capacidad de resistencia.

2.3.4.3. Carga por reventamiento

El reventamiento de una cañería de revestimiento es considerada como una falla mecánica donde la fuerza de presión dentro de la misma cañería es mayor a su capacidad de resistencia.

2.3.4.4. Cargas biaxiales

(S. Rahman & G. Chiligrma, 1995) Todas las cargas y ecuaciones antes mencionadas están basadas en una situación de cero cargas axiales. Esta situación nunca ocurre dentro de la operación de perforación. Dentro del criterio de diseño de cañerías, siempre se debe de suponer que, si las cargas en las paredes de la cañería son mayores a la capacidad de resistencia de la misma, esta fallara. Para este criterio utilizaremos la teoría de distorsión de energía de Huber-Von-Mises, el cual establece que, si la carga triaxial supera a la capacidad de resistencia de la cañería, esta fallara. En si, una carga triaxial no es real, es un valor teórico que generaliza una carga en tres dimensiones para ser comparada con el criterio de falla uniaxial. Matemáticamente se puede representar:

$$\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_Y} = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z + p_i}{\sigma_Y} \right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_z + p_i}{\sigma_Y} \right)} \quad (2.15)$$

Donde:

σ_Y = Mínima carga de resistencia [Psi]

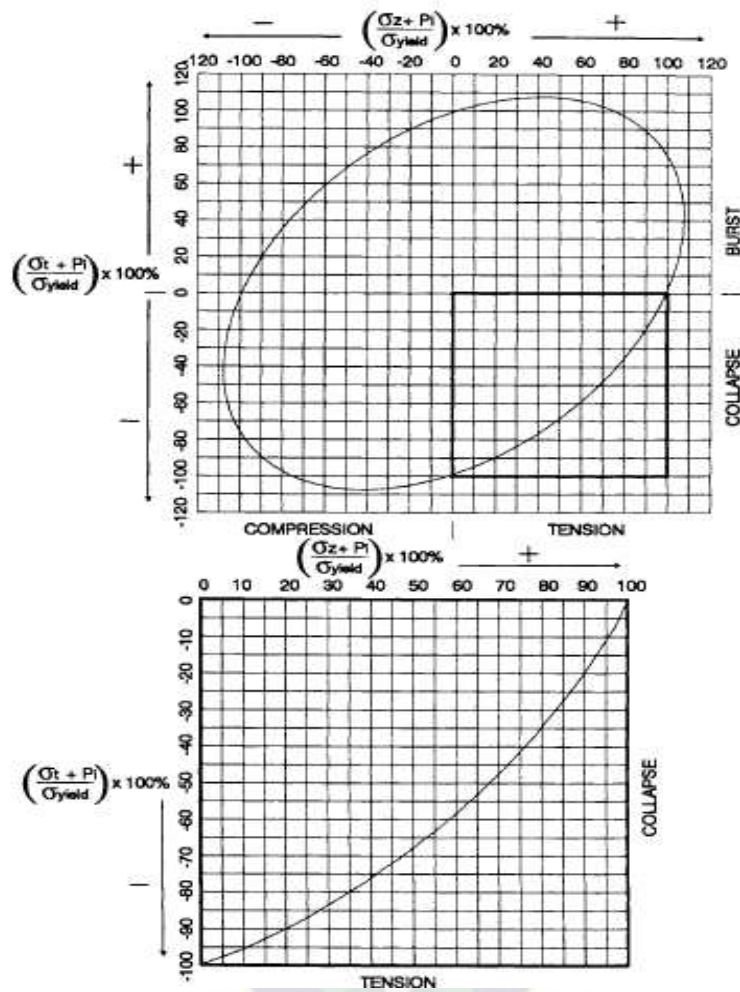
p_i = Presión interna [Psi]

σ_t = Carga tangencial [Psi]

σ_z = Carga axial [Psi]

Esta ecuación es denominada como elipse de plasticidad, la cual gráficamente es representada de la siguiente manera.

Figura 2.15. Grafica de la elipse de plasticidad



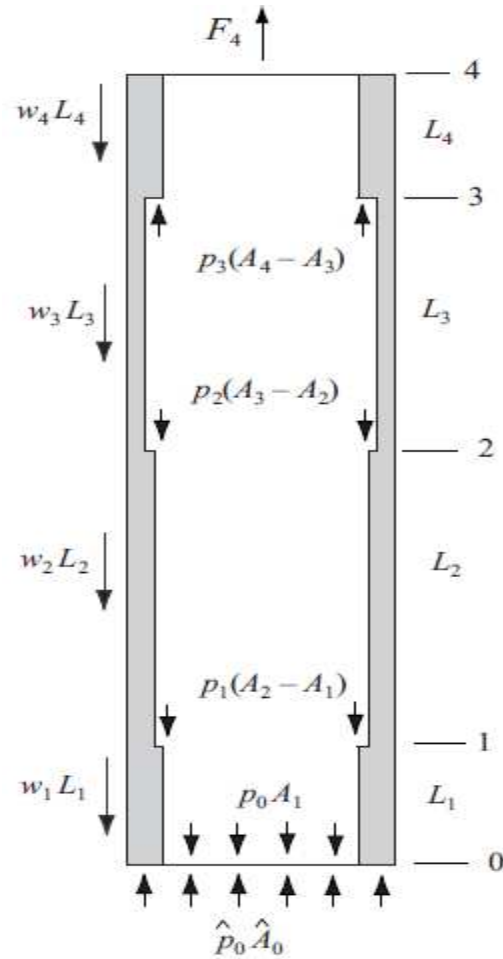
Fuente: Casing Design theory and practice (1995)

2.3.5. Tensión axial en el arreglo de cañerías de revestimiento

Cuando la cañería se encuentra suspendida en un líquido se debe incluir fuerzas de flotación para determinar el peso de la misma y la tensión axial. Aunque el principio de Arquímedes es efectivo para analizar la tensión axial en superficie, este no es el más conveniente de usar para calcular la tensión axial en cualquier punto dentro del pozo. (Byrom Ted, 2007)

En la figura se muestra un arreglo de cañería de revestimiento con diferentes espesores de pared. En cada punto existirá una fuerza vertical debido al efecto de la presión hidrostática enumerando cada punto siendo el punto de fondo cero. La tensión axial cambiara de manera abrupta en cada nodo donde exista cambio de tamaño del diámetro de las paredes internas de tubería.

Figura 2.16. Esquema de fuerzas hidrostáticas en el arreglo de cañerías



Fuente: Casing and liners for drilling and completion, 2007

La carga axial real desde fondo de cada sección (justo por encima de cada nodo) está dada por:

$$\hat{F}_k = -\hat{p}_o + p_o A_1 + \sum_{i=1}^k p_i (A_{i+1} - A_i) + \sum_{i=1}^k w_i L_i \quad (2.16)$$

Para $K=1,2,3,\dots,n$

La carga axial en el tope de cada sección (justo debajo de cada nodo donde el diámetro interno de cada tubería cambia) está dada por:

$$\hat{F}_k = -\hat{p}_o + p_o A_1 + \sum_{i=1}^{k-1} p_i (A_{i+1} - A_i) + \sum_{i=1}^k w_i L_i \quad (2.17)$$

Para $K=0,1,2,3,\dots,n-1$

Donde:

i,k = Nodo o número de sección

n = Numero de secciones en el arreglo

F_i = Carga axial en la sección justo encima del nodo i

\widehat{F}_i = Carga axial en la sección justo encima del nodo i

p_i = Presión interna en el nodo i

\widehat{p}_0 = Presión externa en el fondo de cañería

A_i = Área transversal total de la cañería

\widehat{A}_0 = Área transversal exterior total de la cañería

L_i = Longitud de a sección i

w_i = peso por longitud de la cañería en la sección i

2.3.6. Características de las cañerías de revestimiento

2.3.6.1. Diámetro de cañería

El diámetro exterior del cuerpo principal de la cañería es conocido más comúnmente como diámetro de cañería y como vimos más antes en las cartillas API estas pueden ser de diferentes tamaños que van desde 4.5” a 36” en diámetro. Diámetros menores no son incluidos por que pasan a ser llamados tuberías. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.3.6.2. Rango de longitud

La cañería de revestimiento usualmente está disponible en tres rangos de longitud de cuerpo, aunque los mismo no sean siempre de la longitud indicada, para su traslado y utilización en campo es necesario la recopilación de datos de sus longitudes exactas las cuales se realizan en pies de longitud.

Tabla 2.1. Rangos de longitud de cañerías

Rango	Rango de longitud[ft]	Longitud promedio[ft]
R-1	16-25	22
R-2	25-34	31
R-3	>34	42

Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

2.3.6.3. Grado de acero

El grado del acero de las cañerías de revestimiento está directamente relacionado con la composición química y mecánica con el que fueron fabricadas. El tratamiento que recibe el acero de la cañería define la composición del mismo y la API clasifica los mismos en un sistema alfanumérico, en el cual la letra muestra el tratamiento químico con el que fue fabricado y el número se refiere al mínimo valor de resistencia cedente. Con esto podemos afirmar que los grados de acero de las cañerías nos indican la cantidad de carga que es capaz de soportar y entre mayor es el grado de este, mayor será la capacidad de resistencia de carga que tenga. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Tabla 2.2. Tabla de grados de cañerías

API Grade	Yield Strength		Minimum Ultimate Tensile Strength	Minimum Elongation
	Minimum	Maximum	psi	%
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
C-75	75,000	90,000	95,000	19.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
S-95	95,000	110,000	110,000	18.0
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	18.0
V-150	150,000	180,000	160,000	18.0

Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.3.6.4. Peso de cañería

Con cada grado de cañería existen varios espesores de pared de cañería disponibles para cada diámetro exterior. El espesor de la pared de cañería es definido según el valor del peso por unidad de longitud que están acompañados en las tablas de cañerías.

Tabla 2.3. Peso de cañería 9 5/8" API

Peso [Lb/ft]	Diametro exterior[in]	Diametro interior[in]	Espesor de pared[in]	Diametro drift[in]
53,5	9,625	8,535	0,545	8,379
47	9,625	8,681	0,472	8,525
43,5	9,625	8,755	0,435	8,599
40	9,625	8,835	0,395	8,679

Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.3.6.5. Conectores y cuplas para cañerías de revestimiento

Según M. Hossain & A. Al-Mejed (2015), existen diferentes tipos de roscas para la conexión de las cañerías de revestimiento que están manufacturados de diferentes formas. Estas están dentro de unas juntas llamadas cuplas que pueden tener una resistencia a la cedencia mayor o igual a los cuerpos de las cañerías de revestimiento. Estas están clasificadas según norma API:

- Rosca redonda API con cupla corta (STC).
- Rosca redonda API con larga corta (LTC).
- Rosca Butress con cupla regular (BTC).
- Rosca Butress con cupla de dimensiones especiales Butress
- Rosca (Sin cupla) integral Bimetálica.
- Rosca con cupla de dimensiones especiales.
- Rosca sin cupla integral semi Flush joint.
- Rosca sin cupla integral Flush joint.

2.3.6.6. Cabezales y colgadores de cañerías de revestimiento

Todas las sargas de cañerías de revestimientos excepto las cañerías Liners están colgadas en el cabezal de pozo. El cabezal de pozo se encuentra debajo de Rig floor. El cabezal es parte del equipo permanente del pozo, entre sus funciones que cumple se encuentra:

- Soportar el peso de la sarga de cañerías de revestimiento.
- Sellar el espacio anular entre las sucesivas cañerías de revestimiento y superficie.
- Permitir el acceso al espacio anular entre cañerías de revestimiento.

- Actuar como enlace de conexión entre las cañerías de revestimiento y el equipo de prevención de reventones (BOP). (Heriott Watt Institute, 2005)

2.3.6.7. *Colgador de cañería*

Existen dos tipos de colgadores de cañería que son los de uso común en la industria:

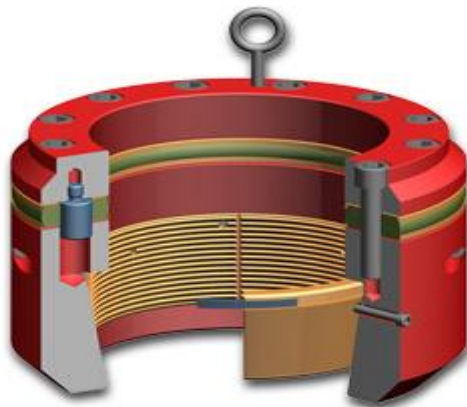
- **Colgador de cañería tipo Mandril**

Este tipo de colgador es atornillado en la parte superior de la sarta de revestimiento para que aterrice en la carcasa del revestimiento cuando la zapata de revestimiento alcanza la profundidad requerida. Longitudes cortas de carcasa, conocidas como Pup joint es posible que se deban agregar juntas a la sarta para que la zapata de revestimiento esté a la profundidad correcta cuando el colgador entra a boca de pozo.

- **Colgador de cañería tipo deslizador**

Este tipo de colgador se envuelve alrededor de la cañería de revestimiento y luego se baja hasta que se asiente dentro del carrete de la cañería. Los resbalones son automáticamente fijos cuando se baja la tubería de revestimiento (de manera similar a las cuñas de la tubería de perforación) Este tipo de colgador se puede usar si la cañería se para sobre una repisa y no puede alcanzar su posición requerida profundidad de ajuste. Estos tipos de colgadores también se utilizan cuando se debe aplicar tensión en para evitar el pandeo del casing cuando el pozo entra en producción. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.17. Colgador de cañería



Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.4. DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE PERFORACIÓN

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petrolero y/o gas en forma rentable. Los fluidos de perforación desempeñan funciones que contribuyen el logro de dicho objetivo.

El lodo de perforación es una mezcla heterogénea de una fase continua (agua o aceite) con otra fase que son los aditivos que se agregan y que pueden ser disueltas o dispersas en el modelo continuo con la finalidad de darle al fluido las propiedades adecuadas para que pueda cumplir funciones específicas en la perforación, que por circulación remueve los rípios generados durante la operación de fondo de pozo a superficie. (Mitchell & Miska, 2011)

El lodo de perforación tiene varias funciones dentro de un pozo entre las más relevantes podemos mencionar:

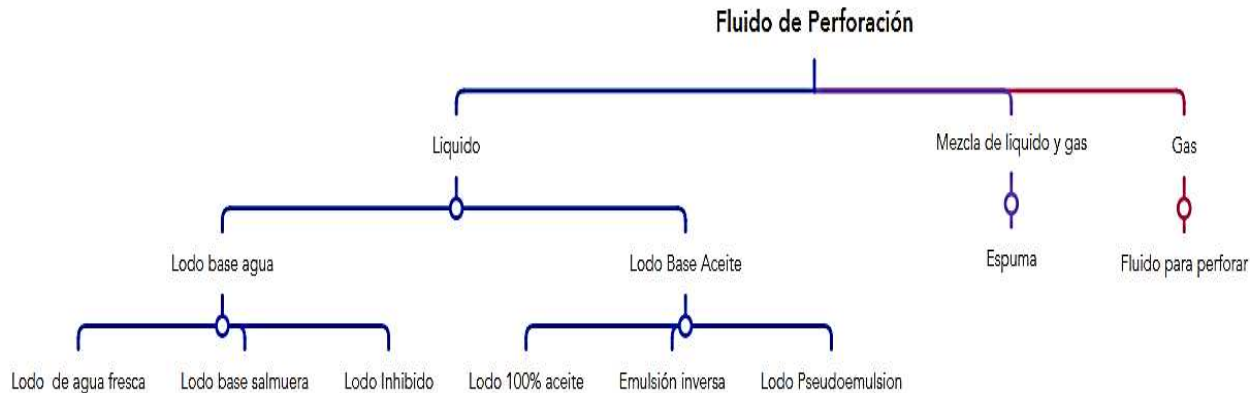
- Sacar los recortes de formación a superficie.
- Controlar las presiones de formación.
- No dañar las zonas productoras.
- Estabilizar las paredes de las formaciones.
- No dañar el medio ambiente.
- Sacar información de fondo de pozo.
- Formar una película impermeable sobre las paredes de formación.
- Lubricar y enfriar la sarta de perforación.
- Mantener en suspensión los recortes generados.
- Alivianar el peso de herramienta.
- Facilitar las operaciones de cementación y la terminación de pozo.
- Facilitar los registros de pozo.

2.4.1. Formulación básica del fluido de perforación

Los lodos de perforación por su naturaleza y objetivos a realizar pueden ser basados en líquidos, gas o una mezcla de ambos. Según el tipo de fluido se puede subdividir en otros. Para la

formulación de un lodo de perforación debemos de tomar varios criterios a utilizar, como las formaciones a perforar (propiedades Fisicoquímicas de las rocas, espesor de las formaciones a perforar, información de los pozos vecinos y el tipo de agua a utilizar), las limitaciones del equipo de perforación en el área y las metas ambientales asociadas. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.18. Tipos de lodos de perforación



Fuente: Elaboración propia, 2024

2.4.2. Fluido de perforación base agua

El agua es el fluido más común y de por sí ya puede ser utilizado como lodo de perforación que modifica sus propiedades al contacto con el agua. Un lodo base a agua tiene como fase principal agua.

El uso de agua como fase principal tiene muchas ventajas como

- Algunas arcillas pueden hidratarse en el agua influyendo en la viscosidad de esta, mejorando el arrastre de estos en la circulación.
- Las arcillas pueden generar una capa en las paredes de pozo que reduce la pérdida de volumen de agua.
- Reducción de costo en su utilización.

Pero también puede haber desventajas en su utilización:

- Reducción de la rata de penetración.
- Incrementa las pérdidas de presión debido a la fricción.

- En sección de pozo que son más pequeños, las desventajas son mayores que sus ventajas de utilización.

Un lodo Inhibido es un lodo base agua es un lodo con sal o calcio para la reducción de arcillas con alta hidratación. La distinción entre agua fresca y lodos inhibidos está basada en la concentración de sal en el mismo los cuales deben ser menores a 3000 ppm de iones de Na^+ . Este tipo de lodos son usados para perforar arenas y esquistos hidratables. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.4.3. Fluido de perforación base aceite

Un fluido de perforación base aceite es definido como como un fluido de perforación hecho a base aceite que arrastra los sólidos generados. Un fluido de perforación en el que la fase continua es aceite contiene un contenido de agua que puede variar del 2% al 5%, esta agua es esparcido o dispersada en forma de pequeñas gotas. En general este fluido es usado con muchas aplicaciones como fluido inhibidor, estabilizador en zonas de alta temperatura y gran profundidad. Otra de las grandes funciones de este tipo de fluidos es su uso en zonas problemáticas, reducción en problemas de perforación, reducción del daño a la formación, perforación para toma de testigos y reducción de corrosión.

En la formación básica del fluido de perforación también puede aplicarse mayor volumen de agua para tener relaciones 50:50, dichos fluidos son llamados emulsiones. También para el control de las propiedades del fluido de perforación, se puede adicionar surfactantes, arcillas, material orgánico, agentes emulsificantes, gelificantes, viscosificantes. Por lo cual su mayor desventaja se encuentra el hecho de mayor costo en su aplicación y un mayor control ambiental en su uso. Entre los aceites más comunes en si uso se encuentra diésel, keroseno y combustibles fósiles.

- **Emulsión inversa**

Una emulsión inversa es una mezcla de agua aceite, típicamente con cloruro de calcio, la misma puede contener otros componentes para trabajar en formaciones problemáticas. Usualmente hay que tratar de controlar la salinidad del agua en estas emulsiones para evitar migración del agua a la formación.

- **Pseudo Emulsión**

Es un fluido biodegradable basado en los lodos de aceite. El mismo se desarrolló como respuesta a los problemas medioambientales y tomo la parte de baja toxicidad de los lodos base agua. Estos reemplazan el aceite por aceite mineral más amigable con el medio ambiente, pero su costo es mayor que los aceites convencionales y solo deben ser usados en zonas donde los lodos base agua no pueden ser aplicados.

- **Fluidos enteramente base aceite**

Estos fluidos de perforación contienen un bajo contenido de agua usualmente menor al 5%, mientras que las emulsiones inversas contienen un contenido de agua de 5% a 50%. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.4.4. Fluido de perforación base aire o gas

Aire comprimido es muy efectivo como fluido de perforación con una formación consolidada o en un suelo congelado. Para su uso solo son necesarias unas cuantas modificaciones al sistema de circulación y en los trépanos, por ejemplo, debemos de tener un tanque con aire/gas, un compresor con todas sus partes como manivelas y válvulas, una manguera para conectar al Kelly y un deflector para desviar y retener los recortes del sistema de circulación. Su uso es adecuado para formaciones competentes e impermeables. También su uso es adecuado si el objetivo es no dañar las formaciones cuando estas tienen reservorios de baja presión y baja permeabilidad. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.4.5. Espuma

Denominamos como espuma al aire con aditivos. Las mezclas liquido-gas también pueden usarse en formaciones con importantes aportes de agua. La espuma o niebla es añadida al compresor de aire para mejorar la operación, especialmente cuando encontramos mucho aporte de agua en las formaciones de arcilla o esquisto. La espuma ayuda en el control de polvo, combate pequeños influjos de agua, remueve arcilla atrapada, arena mojada, y grava fina. A medida que la profundidad del pozo avanza será necesario la utilización de un Stiffer. En general, aunque su presencia es sabida su aplicación en la actividad es aún baja.

Fluidos de perforación especiales

- **Lodos de Bentonita**

La bentonita es el aditivo más común usado para los fluidos de perforación, cuando la bentonita es mezclada junto a agua, adquirimos un lodo con una viscosidad más alta que la del agua pura y con la capacidad de suspender los recortes también tiende a crear una capa fina en los bordes de hoyo de pozo.

- **Lodos inhibidores**

La hidratación de arcillas es reducida si los fluidos de perforación contienen grandes concentraciones de sales. La característica principal de este tipo de fluidos es su baja viscosidad, baja factor gel, gran tolerancia al arrastre de sólidos y una gran resistencia hacia la contaminación.

- **Lodos con agua salada**

También llamadas salmueras, son fluidos con un contenido de 1% de sal. Son comúnmente usados en áreas marinas donde escasea el agua dulce. Como la bentonita no puede hidratarse en ese medio es necesario un pretratamiento para modificar sus propiedades reológicas como por ejemplo la adición de hidróxido de sodio.

- **Lodos con polímeros**

Existen polímeros orgánicos tanto naturales como sintéticos que producen lodos de perforación con propiedades deseables. Aunque el coste de la mayoría de los aditivos poliméricos es mayor que el de la bentonita, la calidad lubricante de muchos lodos poliméricos es excelente y puede reducir notablemente la broca. En comparación con los lodos de bentonita, los lodos poliméricos suelen contener menos sólidos. Aunque los lodos poliméricos pueden carecer de la fuerza de gel necesaria para suspender las partículas o para formar una torta de filtración satisfactoria en comparación con los lodos bentónicos, los lodos poliméricos pueden bombearse a viscosidades mucho más altas. (Mitchell & Miska, 2011)

2.4.6. Pruebas de las propiedades de fluido de perforación en campo

- **Peso del lodo o densidad**

es la propiedad física más importante que tiene un lodo de perforación, que tiene por función principal contener las presiones de formación. La unidad de la densidad se

representa por ppg (pound per galon) el cual está en unidades inglesas. En función de la densidad se puede calcular la presión hidrostática.

- **Viscosidad API**

Es determinada en el embudo de Marsh y nos sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad de embudo se le concede cierta importancia practica y el único beneficio que se le concede es el de suspender los recortes que se generan en la perforación.

- **Viscosidad plástica**

Es la viscosidad que se genera por la fricción mecánica entre solidos-solidos, solidos-líquidos y líquidos-líquidos. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con los equipos mecánicos de control de sólidos.

- **Punto cedente (Yield Point)**

El Yield Point es un parámetro que también se obtiene del viscosímetro. YP es el resultado de las fuerzas electroquímicas que presentan las partículas sólidas en condiciones de flujo

- **Resistencia o fuerza gel**

Esta resistencia o fuerza gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Es la capacidad de un lodo de perforación de volverse gel.

- **Filtro API y HP-HT**

El filtrado indica la cantidad de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

- **Potencial de hidrogeno(pH)**

Como todo fluido controlar el nivel acido y/o básico del mismo es fundamental para trabajar con la formación con la que se está trabajando. Por lo cual saber el nivel de acides nos ayudara a evitar corrosión en la sarta de perforación.

- **Porcentaje de arena**

La arena es un sólido que se encuentra en la perforación de arenas o areniscas y son indeseables en el fluido de perforación por lo que su contenido debe mantenerse al mínimo para evitar al equipo de control de sólidos y la sarta de perforación ya que la misma es abrasiva.

- **Cloruros**

El monto de iones cloruro contenido en el fluido de perforación puede variar por perforar formaciones con contenido de sales como lo puede ser los domos salinos. La contaminación por el mismo puede generar inhibición no deseada en el lodo de perforación.

- **Alcalinidad**

Es un valor que podemos determinar a partir del valor de pH que obtengamos. La alcalinidad es una indicación del poder neutralizante hacia el ácido que tiene el fluido de perforación. Los datos colectados nos indica el valor de iones de OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- estos valores importantes si vamos a adicionar aditivos orgánicos.

- **Determinación de contenido de sólidos y líquidos**

El porcentaje de sólidos y líquidos se pueden obtener a través de una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos pueden mostrar el contenido de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los líquidos se puede determinar el porcentaje de agua y aceite.

- **MBT (Methylene blue test)**

Es una prueba que nos indica la cantidad de material arcilloso contenido dentro del fluido de perforación. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015) (Baker Hughes, 2006)

2.4.7. Lodo de perforación DRILL IN

Según Baker Hughes (2006), un fluido Drill In posee propiedades deseables de un buen fluido de perforación y provee los atributos necesarios de un fluido de terminación. La principal función de un fluido Drill In es desarrollar un revoque que previene el daño a la formación

La protección de la formación productora durante la operación de perforación es prioridad a fin de no afectar el potencial de producción. El daño a la formación es minimizado con el uso de este tipo de fluidos. El daño a una formación puede ser debido a la penetración de sólidos a los espacios porales y canales de permeabilidad. La principal característica de este tipo de fluidos es la remoción del revoque generado con agentes puente solubles en ácido inyectados en la etapa de terminación. Un fluido no dañino Drill In debería poseer las siguientes características:

- Revoque fácilmente removible.
- Agente puente soluble en ácido.

- Excelente control de pérdida de circulación.
- Estabilidad de temperatura.
- Proveer inhibición.

2.4.8. Programa de fluidos de perforación

Para la planificación de un programa de fluidos de perforación es uno de los más importantes pasos a realizar dentro del diseño de un pozo. Con todos los datos recolectados y con las bases de los principios y tipos de fluidos se puede determinar un programa para cada intervalo del pozo, pero para mayor comodidad se puede seguir los siguientes pasos para ello:

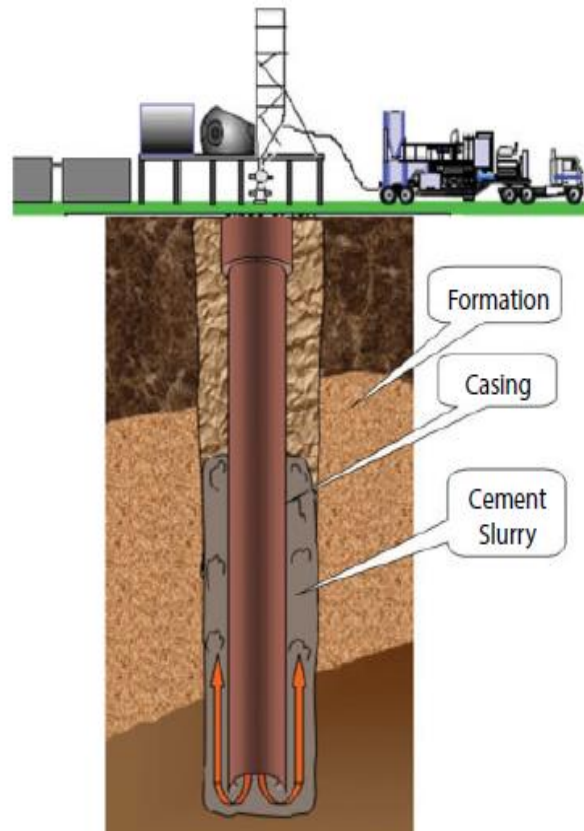
- Recolectar la información geológica de la zona a perforar.
- Determinar y construir la ventana de lodos con los datos de presión de formación y presión de fractura.
- Con la ventana de lodos determinar las zonas con mayor probabilidad de problemas.
- Seleccionar las densidades del fluido de perforación según la profundidad.
- Seleccionar el tipo de fluido de perforación que mejor se acomode a la zona.
- Revisar la geometría del pozo y planificar la hidráulica de perforación según la zona a perforar.
- Revisar los requerimientos del equipo de perforación.
- Establecer un intervalo de pérdida de fluido de perforación.
- Revisar constantemente las propiedades del fluido de perforación y suministro de fuente de agua y químicos y equipo de control de sólidos.
- Determinar un plan de actividades a realizar para controlar las propiedades del lodo de perforación y suministros. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.5. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

Como parte del proceso de la construcción de pozos, se lleva a cabo la cementación de las cañerías de revestimiento que se establecieron para alcanzar el yacimiento y producir hidrocarburos. La cementación es la operación de colocar una lechada de cemento en el espacio anular entre la cañería de revestimiento la roca de formación que está en las paredes del pozo. Cuando cierta sección del pozo ha sido perforada, una sarta de cañería de revestimiento es bajado

y colocado para prevenir que las paredes de la formación colapsen, pero colocar la cañería no es suficiente es necesario colocar una lechada y que esta fragüe para garantizar la estabilidad del pozo. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.19. Cemento siendo bombeado a fondo de pozo



Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.5.1. Aplicaciones de la cementación en la perforación

2.5.1.1. Cementación Primaria

La cementación primaria de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla y coloca cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente. El objetivo es conseguir una completa aislación en el anular, obtener un sello hidráulico entre el cemento y la cañería, el cemento y la formación, eliminando al mismo tiempo la posibilidad que en el anular nos quede canales de lodo y/o gas. Tenemos que tener en cuenta en que debemos colocar todo nuestro profesionalismo cuando planificamos una cementación primaria, dado que si fallamos en la cementación primaria

el pozo nunca será igual a lo que pudo haber sido. Entre las funciones que cumple la cementación están:

- Evitar flujo de fluidos entre formaciones.
- Unir la cañería a la formación, soportarla y reforzarla.
- Evitar contaminaciones de zonas acuíferas, que puedan ser usadas para uso doméstico.
- Proteger a las cañerías de aguas corrosivas y corriente electrolíticas.
- Sellar zonas de pérdida de circulación y formaciones problemáticas y continuar la perforación.
- Provee una base para la fractura en las operaciones de fracturamiento en las cementaciones a presión. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.5.1.2. Cementación forzada

También llamada cementación a presión, es el proceso de inyectar cemento en una determinada zona, detrás de la cañería de revestimiento, como fugas en el revestimiento y canales de flujo en formaciones. Es un trabajo de remediación de una mala cementación primaria. Entre sus aplicaciones se encuentra:

- **Fugas de cañería**

La lecha de cemento es colocada y forzada a través de fugas que existan en la cañería de revestimiento. Estas fugas de cañería pueden desarrollarse debido a la corrosión de agua o ácido sulfhídrico.

- **Cemento débil detrás de la cañería de revestimiento**

A veces existen espacios vacíos o canales existentes en el espacio anular la cañería de revestimiento y las paredes de pozo debido a una mala cementación primaria. Una cementación a presión puede corregir estas fallas.

- **Zonas de pérdida de circulación**

El cemento puede ser utilizado para sellar fugas o formaciones con alta permeabilidad. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.5.2. Técnicas de cementación de cañerías

- **Cementación a través de la cañería de revestimiento**

En la cementación de cañerías de conducción, superficie, protección y producción se utiliza el método de cementar a través de la cañería de revestimiento en una sola etapa. El cemento se bombea por el interior de la cañería, los dispositivos de flotación (cuando se los emplea) y de allí al anular, empleando tapones inferior y superior. Existen varios tipos de cabezas de cementación, así como también adaptadores que permiten rotar o reciprocar la cañería durante la operación.

- **Cementación por medio de una tubería interior de la cañería**

Cuando se cementa una cañería de gran diámetro, es como hacerlo a través de una tubería que se baja por dentro de la misma. Este procedimiento reduce el tiempo de la cementación, así como también el volumen de cemento requerido para bombear al tapón. De esta forma se evita tener que maniobrar con la gran cantidad de cemento que representa al volumen de toda la cañería, si la cementación se efectuara a través del mismo por el método convencional.

- **Cementación por circulación inversa.**

Consiste en bombear el cemento por anular, desplazando los lodos hacia el interior de la cañería y de ahí a la superficie. Este trabajo requiere modificaciones en la cabeza de cementación, los dispositivos de flotación y llenado diferencial.

Este método se emplea cuando no es posible bombear la lechada en régimen turbulento sin producir fractura en las zonas débiles por encima del zapato. Esto permite en un rango amplio de lechadas, emplazar el cemento más pesado o retardarlo en la porción más baja de la cañería, y la lechada más liviana o acelerada en la porción superior. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.5.3. Clasificación API de los tipos de cemento

- **Clase A**

Dirigido para el empleo desde la superficie hasta los 6000 pies de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales.

- **Clase B**

Dirigido para el empleo desde la superficie hasta los 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren de moderada a alta sulfato resistencia.

- **Clase C**
Dirigido para el empleo desde la superficie hasta los 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren de un alto endurecimiento temprano.
- **Clase D**
Dirigido para el empleo desde los 6000 a los 10 000 pies de profundidad, bajo condiciones de moderadas presiones y temperaturas.
- **Clase E**
Dirigido para el empleo desde los 10 000 a 14 000 pies de profundidad, bajo condiciones de altas presiones y temperaturas.
- **Clase F**
Dirigido para el empleo desde los 10 000 a 16 000 pies de profundidad, bajo condiciones de extremadamente altas presiones y temperaturas.
- **Clase G**
Dirigido para su empleo como un cemento básico de pozo desde la superficie a los 8000 pies de profundidad, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas. No adicionar otros aditivos más que el sulfato de calcio o el agua, o ambos, que pueden ser mezclados con el Clinker durante la fabricación del cemento para pozo Clase G.
- **Clase H**
Dirigido para su empleo como un cemento básico de pozo desde la superficie a los 8000 pies de profundidad, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas. (MC AGMM & GEMR, 2002)

2.5.4. Aditivos para la lechada de cementación

Los principales aditivos empleados en el diseño de la lechada de cemento son:

- **Aceleradores de fraguado**
Reducen el tiempo bombeable de la lechada e incrementan la resistencia a la compresión
- **Retardadores de fraguado**
Incrementan el tiempo bombeable. Permiten que la lechada de cemento trabaje en amplios rangos de temperatura y presión, pero reducen la resistencia a la compresión.
- **Reductores de pérdida de presión por fricción**

Debido a que reducen la fricción, permiten alcanzar el régimen turbulento más fácilmente.

- Reductores de pérdida de agua

Tienen como propósito evitar la deshidratación de la lechada de cemento durante el bombeo cuando pasa frente zonas permeables, donde se presenta el proceso de filtración.

- Reductores de densidad

Incrementan el rendimiento de la lechada y reducen la densidad. Se utilizan cuando se colocan grandes tirantes de cemento para evitar rebasar el gradiente de fractura.

- Densificantes

Son materiales químicos inertes de alto peso específico con poco requerimiento de agua que permiten densificar la lechada de cemento.

- Antiespumantes

Ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lecha de cemento.

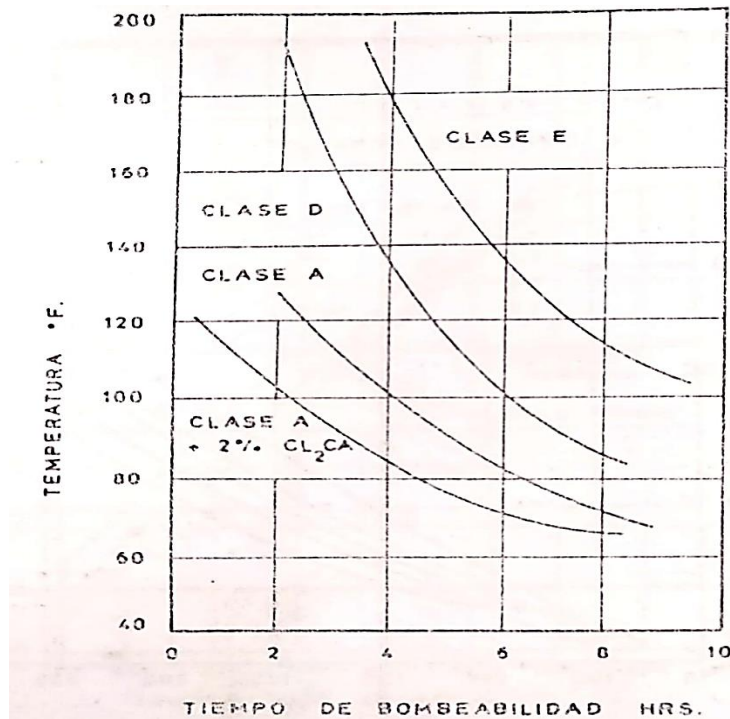
- Controladores de filtrado

Aditivos que controlan la pérdida de circulación de la fase acuosa en formaciones con alta permeabilidad. Previenen la deshidratación prematura de la lechada de cemento. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.5.5. Presión y temperatura sobre el tiempo de bombeabilidad

La presión y la temperatura afectan al tiempo de bombeabilidad. La temperatura tiene mayor influencia a medida que esta aumenta la lechada de cemento se deshidrata y fragüe más rápidamente, disminuyendo el tiempo de bombeabilidad en la figura 2.20 muestra este efecto. Los gradientes de temperatura varían según las áreas geográficas. Las estimaciones de presiones estáticas de fondo se obtienen a partir de estudios realizados por medio de perfiles y pruebas de formación DST.

Figura 2.20. Efecto de la temperatura sobre el tiempo de bombeabilidad



Fuente: Perforación de pozos profundos (José Murillo Bernardis), 1989

La presión impuesta a la lechada por el peso hidrostático de los fluidos del pozo también reduce el tiempo de bombeabilidad. En pozos profundos la presión hidrostática más la presión de bombeo durante el desplazamiento pueden exceder los 15000 psi. Las altas temperaturas encontradas cuando se perforan pozos profundos hacen necesario el uso de retardadores para evitar el fragüe prematuro del cemento. Los aditivos de pérdida de filtrado causan alguna retardación cuyo grado depende de la composición química y de la temperatura del pozo. (Murillo Bernardis, 1989)

2.5.6. Fenómeno de la retrogradación del cemento

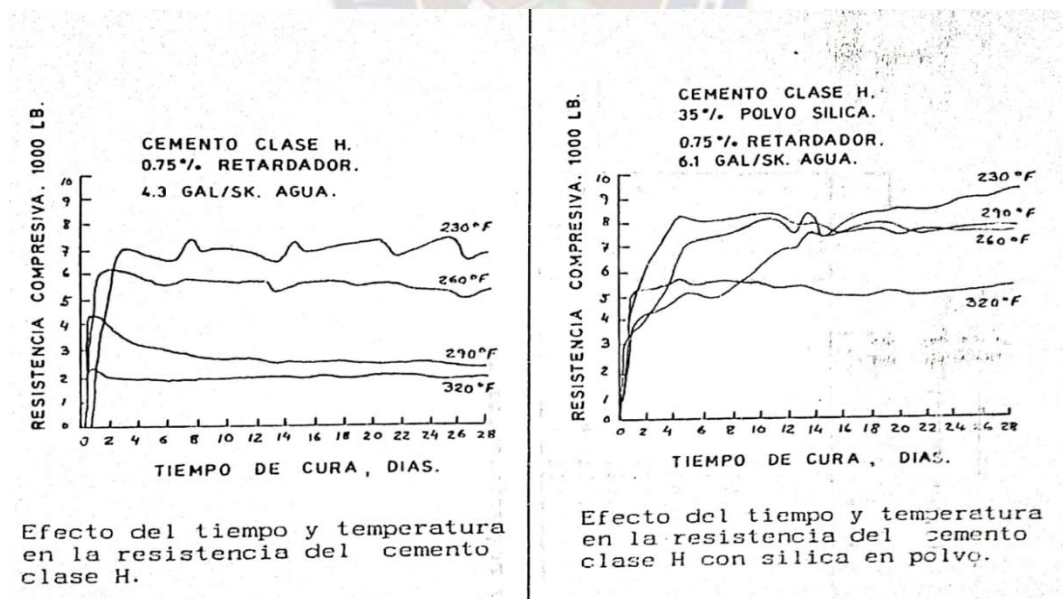
Cuando se expone el cemento a temperaturas mayores a 230°F (110°C), encontradas comúnmente en pozos profundos, pueden ocurrir cambios en la permeabilidad y en la resistencia compresiva del cemento. La resistencia compresiva disminuye drásticamente acompañada de un aumento de permeabilidad. La adición de una cantidad adecuada de polvo de Sílica puede ayudar a la resistencia compresiva inicial y a reducir la dramática retrogresión de resistencia y el aumento de permeabilidad. (Murillo Bernardis, 1989)

2.5.6.1. Tecnología del uso de polvo de Sílica

La baja resistencia inicial, seguida de una retrogresión y un aumento en la permeabilidad, se ha atribuido a la aceleración térmica de las reacciones de hidratación, lo cual incrementa los productos de reacción. Investigaciones más detalladas han revelado que los cementos que muestran resistencia retrogresiva contienen dos productos de hidratación principales: hidróxido de calcio y alfa silicato de calcio hidratado. La presencia de uno o ambos de estos productos puede provocar una pérdida en la resistencia a la compresión del cemento.

Cuando se añade polvo de sílice al cemento, una parte del aditivo reacciona con el hidróxido de calcio, formando alfa silicato de calcio hidratado. La cantidad restante de sílice reacciona con el alfa silicato de calcio hidratado, generando la fase de torbermorita, que es un excelente agente de fraguado. Por lo tanto, la formación de la fase de torbermorita proporciona las ventajas deseadas en los cementos, al mantener una alta resistencia a la compresión y una baja permeabilidad. Las proporciones habituales de sílice utilizadas varían entre el 20% y el 40% del peso del cemento seco.

Figura 2.21. Comparación de cemento con y sin polvo de Sílica



Fuente: Perforación de pozos profundos (José Murillo Bernardis), 1989

La figura 2.21 compara las resistencias compresivas a varias temperaturas para cemento clase H retardado con y sin polvo de Sílica. Se puede apreciar que a 290°F el cemento sin Sílica

sufre retrogradación de resistencia de 4400 a 2200 psi en aproximadamente 15 días mientras que el cemento que contiene Silica alcanza 7750 psi en el cuarto día y se estabiliza a 7500 psi en 20 días. En resumen, se ha detenido la retrogradación de la resistencia del cemento. (Murillo Bernardis, 1989)

2.5.7. Accesorios de cementación

El diseño de una cementación primaria implica la selección de los accesorios principales que formarán parte de la tubería a cementar.

- **Cabezal de cementación**

La cabeza de cementación, es una herramienta que se rosca o conecta en la parte superior de la cañería de revestimiento y sirve de enlace con la línea de la unidad cementadora y la línea de lodo del equipo de perforación. En su interior se alojan los tapones de cementación que posteriormente serán liberados, de acuerdo con la secuencia operativa. Tiene integrada una o más válvulas para el bombeo del cemento y del lodo a través de esta hacia la tubería a cementar.

Figura 2.22. Tipos de cabezales de cementación



Fuente: Guía práctica para diseñar y efectuar cementaciones primarias, 2023

- **Zapato guía**

Tiene la función de asegurar que la tubería de revestimiento sea introducida de forma sencilla al agujero evitando que se atasque en zonas lavadas o pozos desviados, tiene una nariz redondeada que guía a la tubería a través de resistencias.

- **Zapato flotador**

Estos equipos tienen integrada una válvula de contrapresión que evita la entrada de fluidos del pozo al interior de la cañería de revestimiento, pero permite el paso a través de ella.

- **Zapatos especiales**

Este tipo de zapatas, además de cumplir con la función de guiar a la tubería, tienen objetivos adicionales tal es el caso de la zapata rimadora que está provista de un área que le permite rimar el agujero o la zapata perforadora que nos permite perforar el pozo con tubería de revestimiento (Casing While Drilling y Liner While Drilling), en ambos casos la conexión de la tubería debe estar diseñada para soportar estos esfuerzos.

Figura 2.23. Tipos de zapatos



Fuente: Guía práctica para diseñar y efectuar cementaciones primarias, 2003

- **Cople o collar flotador**

Los coples forman otro grupo de accesorios. Se utilizan principalmente para proporcionar un asiento para los tapones, se colocan uno o dos tramos arriba de la zapata para proporcionar un espacio suficiente en la tubería para que quede atrapado cemento contaminado con lodo que puede acumularse debido a la acción de barrido del tapón de cementación superior, esto evita que el cemento contaminado sea colocado en el espacio anular.

- **Tapones**

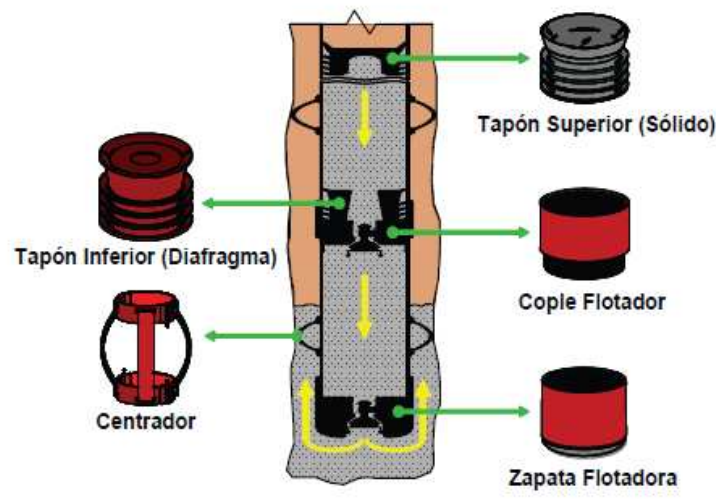
Los tapones de cemento son barreras semirrígidas usadas para separar el cemento del fluido de perforación y/o baches, limpian la tubería e indican cuando el desplazamiento ha

terminado. Son dos tipos: el superior y el inferior están hechos de elastómeros sobre núcleos de aluminio o plástico

- **Centralizadores**

Estos son usados para centralizar la cañería de revestimiento dentro del hoyo del pozo y así facilitar la colocación del cemento. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.24. Accesorios de cementación



Fuente: Guía práctica para diseñar y efectuar cementaciones primarias, 2003

2.6. DISEÑO DEL PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la barrena de perforación que está en el fondo de pozo con el sistema de impulsión rotatorio que está en superficie. Ya que es un elemento muy importante también es el que más conflictos genera dentro de la operación de perforación, por tanto, el diseño de la misma evitara muchos de los problemas relacionados con la misma.

2.6.1. Tubería de perforación (Drill pipe)

También son denominados como tubería de perforación (T.P.), son tubos de acero que forman parte de mayor longitud dentro de la sarta de perforación, con características especiales que son usados para transmitir rotación y fluido al trépano en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos. Cada tubería de perforación viene con un conector y un pin los cuales nos sirven para la conexión de estos con tiros. Estas juntas ayudan a la tubería de perforación

para que puedan ser suspendidas con los elevadores. Las tuberías de perforación vienen en tres rangos los cuales se detalla en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Rangos de Tubería de perforación

Rango	Longitud [ft]
1	18-22
2	27-30
3	38-45

Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

En la operación de perforación puede usarse tuberías de perforación que hayan sido utilizado en otros trabajos de perforación, por lo que podemos establecer que en una operación de perforación pueden usarse tuberías de perforación con recorrido laboral a diferencia de las cañeras de revestimiento que usualmente suelen usarse nuevas cañeras para evitar futuros problemas. En cuanto a la calidad y estado de conservación de las tuberías de perforación según la API se ha establecido las siguientes clases de grado de tubería de perforación:

- **Nueva**
Esta se refiere a una tubería que en estado esta nueva y que nunca ha sido utilizada en operaciones.
- **Premium**
El espesor de la pared de la tubería no debe ser menor al 80% de una pared nueva.
- **Clase 2**
El espesor de la pared de una tubería de perforación sea de un 65% con todo el desgaste en un lado tanto tiempo como el área transversal es la misma que una tubería clase Premium.
- **Clase 3**
Permite una tubería de perforación con un espesor mínimo de 55% con todo el desgaste de un lado.

En cuanto al grado de acero, podemos compararlo igualmente con las cañerías de revestimiento, donde el grado de acero estará directamente relacionado con el grado de resistencia

que tenga el mismo para evitar deformaciones. Estos vienen en un sistema alfanumérico y lo podemos resumir según la tabla:

Tabla 2.5. Grados de acero de tuberías de perforación

Grado		Resistencia a la cedencia [PSI]
Letra designada	Designación	
D	D-55	55.000
E	E-75	75.000
N	N-80	80.000
X	X-95	95.000
Grado	G-105	105.000
S	S-135	135.000

Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

Para determinar la longitud de tubería de perforación capaz de soportar el pozo dentro del arreglo de sarta de perforación, utilizamos la ecuación en el caso que se cuente con portamechas y tubería pesada de perforación:

$$L_{DP} = \frac{0.9 * P_d - MOP}{W_{dp} * F_{fl}} - \frac{w_{dc} * L_{dc}}{W_{dp}} - \frac{w_{hwdp} * L_{hwdp}}{W_{dp}} \quad (2.18)$$

Donde:

MOP= Overpull = 100000[lbf]

Pd= Tensile Strength (Punto de cedencia de la tubería de perforación) [lbf]

F_{fl}= Factor de flotación

w_{dc}= Peso unitario de un drill collar [lb/ft]

w_{dp}= Peso unitario de un drill pipe [lb/ft]

w_{hwdp}= Peso unitario de Heavy Weight drill pipe [lb/ft]

En el caso si se requiera determina la fuerza soportada por la tubería de perforación se empleará la ecuación:

$$T_{DP} = MOP + (w_{dc}L_{dc} + w_{hwdp}L_{hwdp} + \dots) * F_{fl} * FS \quad (2.19)$$

Donde:

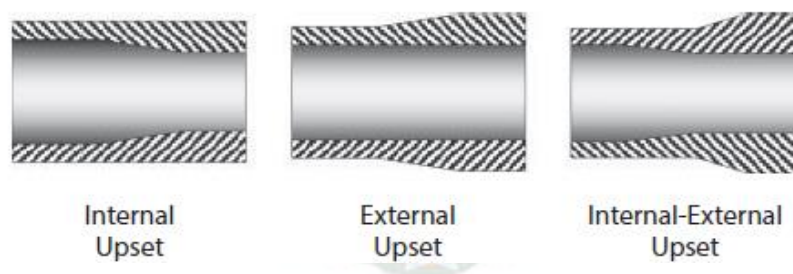
FS= Constante de diseño = 1.3 (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.6.1.1. Juntas y roscas para las tuberías de perforación

Las uniones de tuberías de perforación se realizan mediante juntas y roscas que se encuentran en los extremos de la tubería de perforación. Las juntas tienen en su interior roscas los cuales al roscarse con el extremo (pin) opuesto genera una unión hombro a hombro que proporciona un buen sello, para después realizar una soldadura para proveer mayor soporte a la conexión. Las juntas deben estar hechas de un material duro. La fuerza de la unión pin y caja será proporcional al área de contacto de las mismas, para mayor durabilidad de las mismas se recomienda engrasar apropiadamente las roscas. Entre los diámetros internos y externos de los tipos de juntas podemos mencionar los 3 más comunes

- Hombros internos y externos (Internal- External Upset)
- Hombros externos (External Upset)
- Hombros internos (Internal Upset)

Tabla 2.6. Juntas de conexión de tuberías de perforación



Fuente: Fundamentals of sustainable Drilling Engineering, 2015

2.6.2. Arreglo de fondo de pozo (Bottom Hole Assembly)

Siguiendo el arreglo de la sarta de perforación, después de la tubería de perforación tenemos el arreglo de BHA el cual proporciona peso y estabilidad a la sarta de perforación, además que es donde instalamos los accesorios y herramientas que ayudan a dirigir la dirección del pozo y reducir los problemas que tengamos.

2.6.2.1. Tuberías pesadas (Heavy weight drill pipe)

También llamadas barras pesadas, las barras pesadas o Heavy Weight son componentes del BHA de peso intermedio para la sarta de perforación. Son tubos de pared gruesa por lo general unas dos o tres veces mayor a las paredes de las tuberías de perforación comunes unidas por juntas extra largas. Un distintivo sobresaliente es la sección recalcada central que protege al tubo contra el desgaste por abrasión, sirve de centralizador y contribuye a la reciedumbre y la rigidez total de uno o más tubos de perforación Heavy Weight. Entre sus beneficios podemos mencionar:

- Reduce el costo de perforación porque virtualmente elimina los problemas de las tuberías de perforación en zonas de transición.
- Incrementa la capacidad profundidad en perforación con equipos pequeños al reemplazar al drill collar.
- Reduce el torque y cargas que soporta la sarta de perforación en perforaciones direccionales.

El criterio de selección del número de piezas de tuberías pesadas se basará la relación momento de inercia de las secciones SMR (por sus siglas en ingles) que describe el balance entre dos piezas y cómo se comporta en un medio rotacional. Según norma API RP7G, el SMR deber menor o igual a 5.5. (API RP 7G, 2000)

$$SMR = \frac{\pi * (OD_{Sup}^4 - ID_{Sup}^4)}{64 * OD_{Sup}} \div \frac{\pi * (OD_{Inf}^4 - ID_{Inf}^4)}{64 * OD_{Inf}} \quad (2.20)$$

De acuerdo a Drilling manual (2024), el número de piezas de tubería pesada a emplearse en la sarta de perforación está en función del criterio del diseñador o por la información de pozos vecinos, pero se recomienda que el número no sea mayor al especificado en la tabla 2.7:

Tabla 2.7. Numero de HWDP

Desviación	Numero de HWDP
<10°	21
≤60°	30
>60°	45

Fuente: <https://www.drillingmanual.com/heavy-weight-drill-pipe/>, 2024

2.6.2.2. *Portamechas (Drill Collar)*

Conforme a J. J. & G. (2007), los portamechas son herramientas tubulares que por lo general tienen un diámetro exterior mayor y un diámetro interior menor al de las tuberías de perforación. Estas son usadas en el arreglo de fondo de paso para proveer el peso requerido por el trépano y proveer la rigidez necesaria a la sarta de perforación para evitar problemas de pandeo. Entre las funciones que proporciona podemos mencionar:

- Proporciona peso extra al trépano, por lo que usualmente tienen paredes más gruesas a las tuberías de perforación
- Mantiene a la sarta de perforación en tensión, evitando problemas de pandeo por fatiga.
- Provee rigidez al ensamble de fondo de pozo para direccionar la perforación.
- Estabiliza al trépano

Las secciones de las paredes externas y secciones de los portamechas por lo general son lisos, pero existen otros tipos según al uso que sean designados. En cuanto a la longitud de los portamechas estas vienen en rangos de treinta pies a treinta y dos pies de largo. Los tipos de portamechas podemos mencionar

- Portamechas de sección cuadrada
- Portamechas de sección espiral
- Portamechas no magnéticos
- Portamechas cortos
- Portamechas cortos no magnéticos

Figura 2.25. Portamechas (Drill Collar)



Fuente: Baker Hughes, 2010

Para calcular la longitud de los portamechas se trabajará con la información de WOB dato que se puede obtener de las especificaciones de cada trepano a emplearse dentro del pozo. La ecuación a utilizar será:

$$L_{DC} = \frac{WOB * FS}{w_{dc} * F_{fl} * \cos \theta} \quad (2.21)$$

Donde:

WOB= Peso sobre el trepano (Weight On Bit) [lbf]

FS= Factor de diseño = 1.5

F_{fl} = Factor de flotación

θ = Angulo de inclinación del pozo [°]

w_{dc} =Peso unitario de un drill collar [lb/ft]

Así mismo, para poder definir el diámetro óptimo del drill collar a correr dentro del pozo se define que el mismo debe ser igual a dos veces el tamaño de la cupla de la cañería de revestimiento menos el diámetro nominal del trepano:

$$\phi_{DC} = 2\phi_{cople\ CSG} - \phi_{TRP} \quad (2.22)$$

2.6.2.3. Estabilizador

Los estabilizadores consisten en un tramo de tubería con paletas en la superficie externa. estas cuchillas pueden ser rectos o en espiral y existen numerosos diseños de estabilizadores. Las cuchillas pueden fijarse al cuerpo de la tubería o montarse en un estabilizador esclavo, que permite que la sarta de perforación gire con él. La función de un estabilizador depende del tipo de pozo que se esté perforando en este caso hablaremos solamente de sus aplicaciones en perforaciones verticales:

- Reduce las cargas de pandeo en los portamechas.
- Permite un mayor WOB.
- Incrementa la vida de trabajo del trépano reduciendo problemas por tambaleo.
- Previene la pega diferencial.

Cuando los estabilizadores comienzan a desgastarse, pierden calibre y son menos eficientes. Los estabilizadores generalmente se reemplazan si pierden 1/2 " de calibre (El calibre inferior de 3/16" puede ser suficiente en algunos casos). (Heriott Watt Institute, 2005)

2.6.2.4. Rimadores (Reamers)

Consiste en paletas de los estabilizadores con rodillos incrustadas en la superficie de las paletas. Los rodillos pueden estar hechos de acero al carbono o aleaciones con carburo de Tungsteno. Los rimadores actúan como estabilizadores y es usado especialmente para mantener el pozo en calibre. También puede ser usado para minimizar problemas comunes en el pozo, como pata de perro, ojo de llave, o para estabilizar formaciones abrasivas.

2.6.2.5. Tijeras (Jars)

Este tipo de herramienta es generalmente para realizar golpes hacia arriba o abajo para liberar la sarta de perforación en caso de pegadura o para trabajos de pesca en casos de derrumbe o entrapamiento. Existen dos tipos de tijera estos son de accionamiento hidráulico o de accionamiento mecánico. Las tijeras por lo general son colocadas encima de los portamechas. Las tijeras son necesarias cuando hay formaciones que se desmoronan, hay lutitas sensibles o el sistema de lodo no tiene buenas propiedades de suspensión. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.6.2.6. Motor de Fondo

Según M. Hossain & A. Al-Mejed (2015), los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación.

Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales. Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, portamechas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido.
- Altas temperaturas.
- Caídas de presión del motor.
- Peso sobre la barrena.
- Tipo de formación.

2.6.2.7. Medición durante la perforación (Measure While Drilling)

La herramienta MWD es parte del arreglo de perforación, el cual permite la obtención de datos de perforación: ROP (Rata de penetración), WOB (Peso sobre el trépano), torque, presión de fondo. Esta herramienta transmite todos los datos adquiridos hasta superficie en tiempo real, mediante pulsaciones en el lodo de perforación las cuales son transformadas en datos apreciables mediante sensores, controladores y softwares en superficie. Con dichos datos en superficie el ingeniero de perforación puede realizar los ajustes necesarios para mejor control de la dirección del pozo.

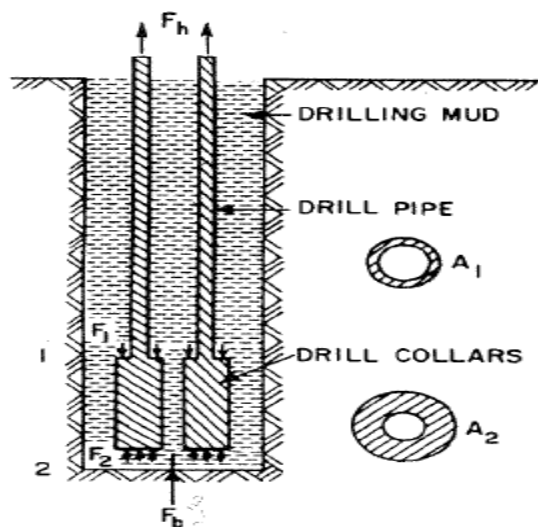
2.6.2.8. Registro durante la perforación (*Logging While Drilling*)

La herramienta LWD permite realizar registro a la formación en cuanto es perforada y la adquisición de datos en tiempo real mediante pulsos en el lodo de perforación. El método LWD, aunque riesgoso y caro en ciertas ocasiones, presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. Por otra parte, muchos pozos resultan difíciles o incluso imposibles de medir con herramientas convencionales operadas con cable, especialmente los pozos altamente desviados. En estas situaciones, la medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles. Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar el emplazamiento del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.6.3. Determinación de la fuerza axial en la sarta de perforación

El efecto de la presión hidrostática en el arreglo de cañerías y tuberías es requerido en el estudio de diseño ya sea para todo el arreglo o solo un punto en específico. El esfuerzo axial es determinado dividiendo la fuerza axial por el área de la sección del material de la cañería. Cuando el esfuerzo axial sea determinado, los puntos de aplicación de presión hidrostática deberán ser considerados y la relación del esfuerzo de Arquímedes no deberá ser tomado en cuenta.

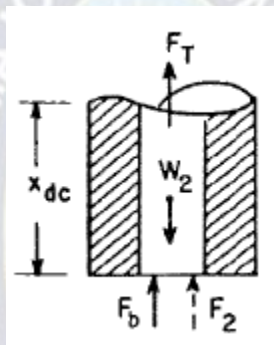
Figura 2.26. Efecto de la presión hidrostática en un arreglo de tuberías



Fuente: Applied Drilling Engineering, 1986

Considerando un esquema ideal de una columna de cañerías suspendida en el pozo como se ve en la figura 2.23. la sección de tuberías inferior este compuesto por un arreglo de drill collars mientras que la sección superior está formada por drill pipe. Se presentará una fuerza de reacción el trépano F_b , la sección transversal de los portamechas, A_1 , es mayor que la sección transversal del drill pipe, A_2 . Notar que la presión hidrostática es aplicada el fondo de la sección de drill collar contra la sección transversal A_2 , y del tope del drill colla hacia la sección transversal, A_2-A_1 . Para determinar la tensión axial, F_T en los portamechas, se considerara el siguiente diagrama de cuerpo libre en la parte baja de la sección que está en equilibrio:

Figura 2.27. Diagrama de cuerpo libre para los portamechas



Fuente: Applied Drilling Engineering, 1986

$$F_T = W_2 - F_2 - F_b = w_{dc}x_{dc} - p_2A_2 - F_b \quad (2.23)$$

Donde:

w_{dc} = Peso por longitud del drill collar [Lb/ft]

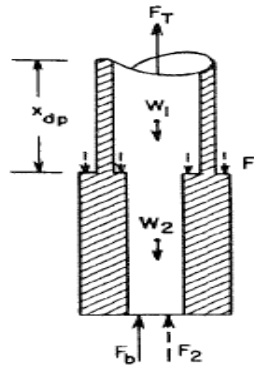
x_{dc} = Distancia del drill collar desde el fondo al punto de interés [ft]

p_2 = Presión hidrostática en el punto 2 [PSI]

F_b = Fuerza en el trépano [Lb]

Para determinar la tensión axial en el drill pipe considerar el siguiente diagrama de cuerpo libre de la sección superior de la sarta de perforación:

Figura 2.28. Diagrama de cuerpo libre del drill pipe



Fuente: Applied Drilling Engineering, 1986

$$F_T = W_1 + W_2 + F_1 - F_2 - F_b$$

$$F_T = w_{dp}x_{dp} + W_2 + p_1(A_2 - A_1) - p_2A_2 - F_b \quad (2.24)$$

Donde:

w_{dp} = Peso por longitud del drill pipe [Lb/ft]

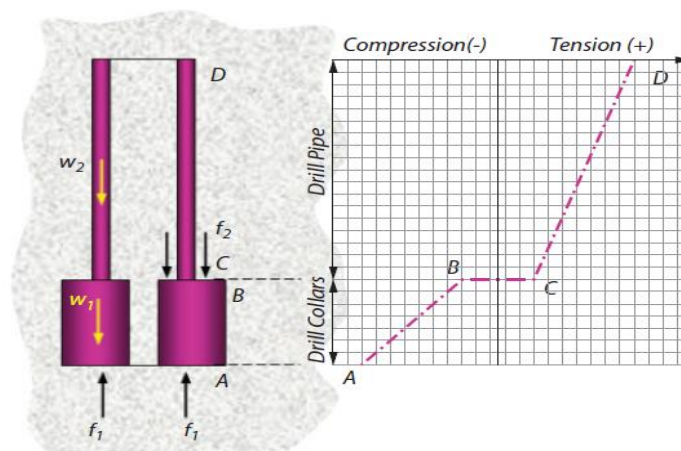
x_{dp} = Distancia del drill collar desde el fondo al punto de interés [ft]

p_1 = Presión hidrostática en el punto 1 [PSI]

F_b = Fuerza en el trépano [Lb]

Con los datos obtenidos se procede a realizar una gráfica de tensión axial contra profundidad de la sarta de perforación para delimitar límites de diseño. (T. Bourgoyne & K. Millhelm, 1986)

Figura 2.29. Distribución de carga axial a través de la sarta de perforación



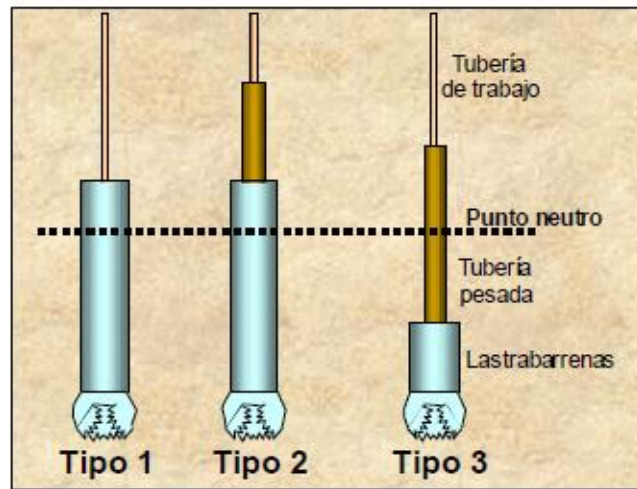
Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

2.6.4. Tipos de arreglos de Sarta de perforación

El diseño de la sarta de perforación se realiza de fondo hacia arriba y para la selección del tipo de configuración a utilizar se puede elegir entre tres tipos de configuraciones

- Tipo 1: Este tipo de arreglo se utiliza solo tubería de perforación (Drill Pipe) y Portamechas (Drill Collars) siendo estas las que proporcionan el peso a aplicarse en el trepano.
- Tipo 2: Este tipo de configuración se utiliza tanto tubería de perforación como tubería pesada de perforación (HWDP). En esta configuración también el peso sobre el trepano es proporcionado solo por los Drill Collar.
- Tipo 3: Esta configuración utiliza los drill collar solo para mantener la dirección del pozo y mantener la verticalidad del mismo. El peso sobre el trepano es proporcionado por los drill collar y por la tubería pesada. (PEMEX, 2003)

Figura 2.30. Configuración de la sarta de perforación



Fuente: PEMEX guía para el diseño de sargas de perforación, 2003

2.6.5. Arreglo de fondo de pozo (BHA)

Otros autores también clasifican el arreglo de la sarta de perforación según el diseño del arreglo de fondo de pozo y la ubicación de los estabilizadores dentro de la sarta de perforación. Estas se pueden clasificar en:

- **Liso (slick)**

Compuesto solo por Portamechas (Drill Collar) es el menos costoso y quizás el de menor riesgo con respecto a pesca y recuperación.

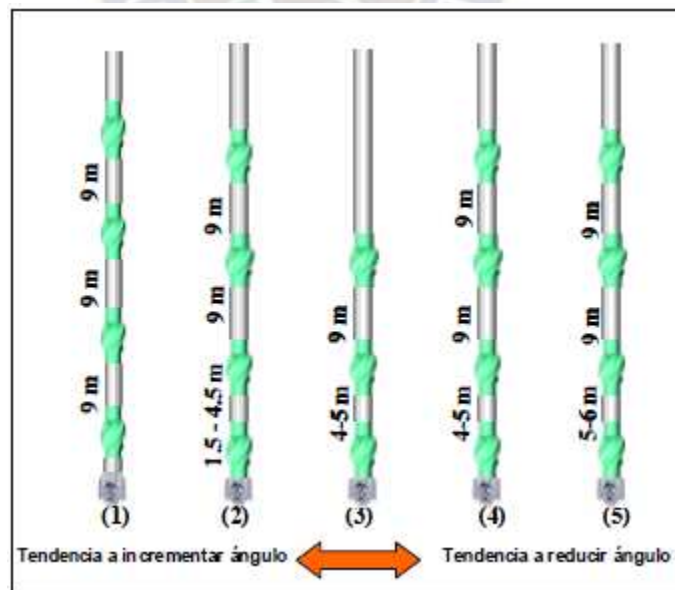
- **Péndulo**

El primer estabilizador en un arreglo pendular está a cierta distancia del trépano. Esto tenderá a reducir la desviación. La distancia del primer estabilizador nos indicará a la tendencia a la desviación de la sarta, aunque este esté por lo general en función de la experiencia del perforador y métodos de cálculo del mismo.

- **Empaquetado**

Esta constituido básicamente por rimadores, portamechas y estabilizadores. Está diseñado para mantener la trayectoria e inclinación del pozo y minimizar la tasa de desviación o pandeo. En este tipo de arreglo los estabilizadores se colocan de manera que las fuerzas laterales de pandeo y péndulo se neutralicen. Este efecto se logra colocando los estabilizadores cerca del trepano

Figura 2.31. Arreglo para mantener el ángulo de pozo.



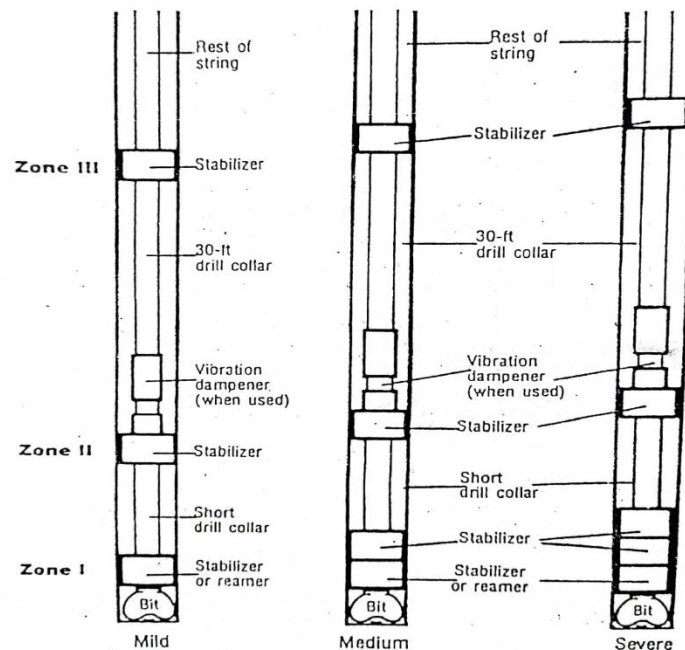
Fuente: PEMEX guía para el diseño de sarts de perforación, 2003

Los arreglos 1 y 2, en la figura 2.29, tienen la característica de mantener el ángulo de incremento. Por otro lado, los arreglos 4 y 5 tienen la tendencia a mantener la reducción

del ángulo del pozo. El arreglo número 3, para ángulos de inclinación menores a 10° , mantiene el incremento de ángulo, mientras que a inclinaciones mayores de 10° mantiene la reducción de ángulo.

De acuerdo al manual de entrenamiento de SPT Group podemos aún más definir el arreglo empacado aumentando el número de estabilizadores por encima del trepago aumentando así aún más el control direccional de la sarta de perforación.

Figura 2.32. Arreglos empacados para la sarta de perforación



Fuente: SPT GROUP manual de entrenamiento, 1989

- **Direccional**

Diseñado para gobernar la trayectoria del pozo en la inclinación y rumbo deseado, además mantenerlo según programa. (PEMEX, 2003)

2.7. DISEÑO DEL PROGRAMA DE TRÉPANOS

La herramienta encargada de la perforación de las formaciones hasta llegar al objetivo es el trépano. El mecanismo de trabajo de los trépanos puede ser por corte, por triturado, por arrancado, por limado de la formación, pero esto será en función del trépano y sus características

de corte. Es común que el trépano este en el fondo de la sarta de perforación y que este tenga boquillas por donde el fluido de perforación salga para lubricar al trépano y circule por el espacio anular entre el pozo y la sarta de perforación.

El trépano de conos tiene un modelo de trabajo de rotación de los 3 conos en su mismo eje. Su acción de perforación debida a la descentralización provoca que este se detenga periódicamente cuando gira el trépano y raspe el fondo de pozo por arrastre. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

2.7.1. Trépano Tricono

Es la herramienta en el extremo de la sarta que se utiliza para triturar o cortar la formación. Su principio fundamental es fallar la roca mediante cada diferencia del mecanismo de corte. Su característica principal es el uso de 3 conos giratorios en su cuerpo.

Los trépanos triconos pueden agruparse según sus tipos de dientes:

- **Dientes de acero**

Para este tipo de dientes, el método de corte de las formaciones es por incisión y paleo.

- **Insertos de Carburo de Tungsteno**

Para este tipo de dientes, el método de corte de las formaciones es por la trituración de los mismos.

Figura 2.33. Trépano con dientes de acero y carburo de tungsteno



Fuente: Fundamentals of drilling engineering, 2015

Los conos de los trépanos usualmente están montados en cojinetes que pueden ser de rodamiento de rodillos y rodamiento por fricción.

- **Cojinete de rodillo y balines**

Son aplicables en zonas superficiales y tienen la ventaja de durar igual o más que los cortadores. Su principal característica es la capacidad de paso de fluido de perforación por su estructura.

- **Cojinete de fricción o muñón**

Este cojinete tiene la característica de no contar con rodamientos y que está estrechamente cerrado el cojinete, este sellado por un anillo de goma en la conexión. Otra característica es por el sellado no tiene contacto con el fluido de perforación y tiene mayor durabilidad que los cortadores

Figura 2.34. Cojinete de rodamiento y cojinete de fricción



Fuente: Fundamentals of drilling engineering, 2015

Para su designación del tipo de trépano tricono se basará en las siguientes características:

- **Angulo de descentralización**

El trépano trabaja con un ángulo de descentralización que puede variar de 4° que son utilizados en formaciones blandas. Para formaciones duras y muy duras se utiliza un ángulo cercano a 0° .

- **Cortadores**

Los cortadores son los que tienen un gran efecto en la acción de perforación. Para formaciones blandas se utilizan dientes largos y descentralizados, para formaciones duras se utilizan dientes pequeños y sin descentralización para trépanos de dientes de acero.

Para trépanos de insertos de carbono de tungsteno en formaciones blandas se utiliza diente en forma de cincel y con descentralización, para formaciones duras de utiliza dientes pequeños en forma semiredonda y sin descentralización. (Heriott Watt Institute, 2005)

2.7.1.1. Clasificación IADC para trépanos triconos

La Asociación de Internacional de Contratistas de Perforación (IADC por sus siglas en inglés) han desarrollado para la designación de las características de los trépanos baso en su tipo de dientes, clase de formación a perforar, fabricante y las características mecánicas. Para su clasificación se anota 4 caracteres en un sistema alfanumérico de la siguiente forma:

- Primer dígito
Nos indica el tipo de estructura de corte de los dientes del trépano y el tipo de formación a perforar. Es un sistema numérico que puede variar del número uno al ocho.
- Segundo dígito
Nos indica el tipo de formación a perforar y su grado de dureza, Es un sistema numérico que puede variar del número uno al cuatro.
- Tercer Dígito
Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la barrena. También utiliza una numeración del 1 al 9
- Cuarto dígito
El cuarto dígito nos indica las características disponibles que puede tener el trépano, es una designación alfabética.

Figura 2.35. Ejemplo de designación de trépano



Fuente: Elaboración propia, 2020

2.7.2. Trépano de cortadores fijo

Son trépanos que se basan en la acción de arrastre de su peso y no cuentan con elementos móviles en su estructura. Al no contar con partes móviles este tipo de trépanos puede trabajar más tiempo y su mecanismo de corte difiere al de los trépanos triconos. Estos tipos de trépanos son usados mayormente en las etapas medias y últimas del pozo, por lo cual se subdividen en grupos para su utilización

- **Trépano de diamante natural**

Estos trépanos son utilizados para formaciones que son duras y abrasivas que tienden a erosionar las herramientas usadas en la sarta de perforación, al estar hechas de diamantes naturales tienen un mecanismo de corte por raspado y limado de las formaciones usando altas RPM (revolution per minute) para la extracción de los recortes. A pesar de su dureza este tipo de trépanos es sensible a las vibraciones. Otra de sus características son los surcos que tienen en su cuerpo matrix para permitir el paso de fluido de perforación. Su principal desventaja es su alto costo de uso.

- **Trépano de compacto de diamante policristalino (PDC)**

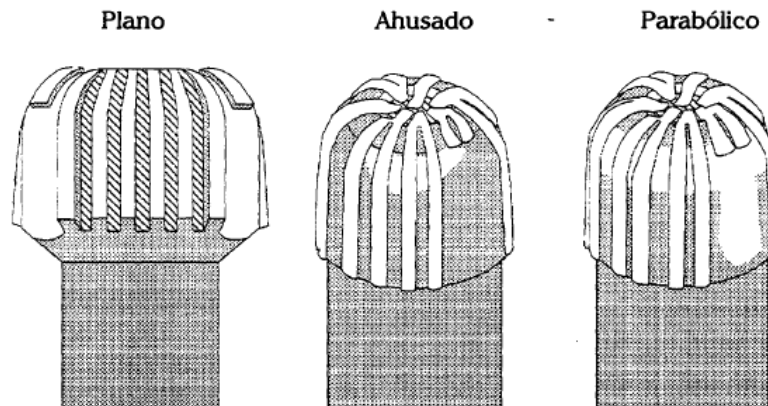
Son una nueva generación de trépanos denominados PDC. Consiste en un cuerpo con varias aletas o paletas alrededor que tienen incrustados cuerpos de diamantes sintéticos (diamante policristalino). Son designados para formaciones con grado de dureza media y blanda, pero no son aptas para trabajar con formaciones duras y abrasivas. A pesar de tener diamantes sintéticos estos tienen tan buena calidad como los diamantes naturales. El mecanismo de corte de este tipo de trépano es por cillazamiento sin producir impacto en la misma. Por este método no requiere mucha energía y también requiere menor WOB. Requiere altos valores de RPM e igual que los trépanos de diamante natural son buenos para el uso de turbinas y motores de fondo. Otra característica importante de este tipo de trépanos es la presencia de boquillas en su cuerpo para que fluya el fluido de perforación.

2.7.2.1. Perfil de corona

La forma de la corona de los trépanos de corte fijo es variable y de ella depende su uso, un trépano con perfil largo ayuda en la perforación de un hoyo recto y permite usar mayor peso sobre ella, debido al mayor número de cortadores. Un perfil de corona corto o parabólico es más fácil de

limpiar, porque la energía hidráulica puede ser concentrada en menos área superficial. Un perfil más cóncavo puede utilizarse en una perforación direccional al incrementar el Angulo de desviación. (PEMEX, 2002)

Figura 2.36. Perfiles de trépanos de cortadores fijos



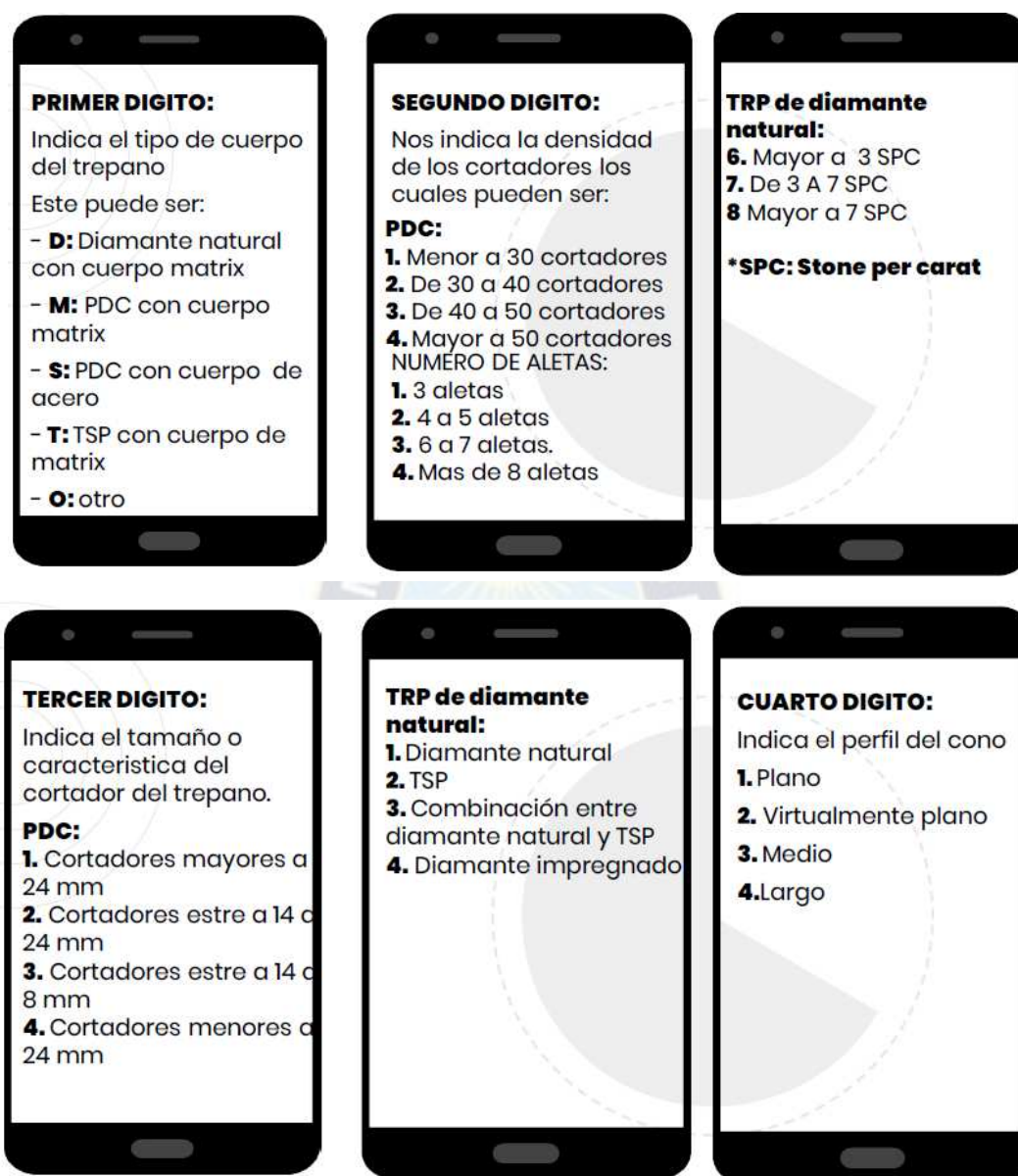
Fuente: Reología, hidráulica y mechas de perforación, 2002

2.7.2.2. Clasificación IADC para trépanos de cortadores fijos

Al igual que la clasificación de trépanos triconos tenemos un código alfanumérico de cuatro dígitos que fueron establecidos por la IADC

- Primer dígito
Indica el tipo de cuerpo del trépano de cortador fijo.
- Segundo dígito
Nos indica la cantidad de cortadores que tenemos en las aletas de los trépanos PDC o cantidad de diamantes en el cuerpo de un trépano de diamante natural.
- Tercer dígito
El tercer dígito nos indica el tamaño o característica del cortador del trépano.
- Cuarto dígito
Nos indica el tipo de perfil del trépano.

Figura 2.37. Clasificación IADC trépanos de cortadores fijos



Fuente: Elaboración propia, 2020

2.7.3. Clasificación IADC para trépanos desgastados

Durante la operación de perforación se debe de realizar viajes para sacar e introducir la sarta de perforación, por lo que cada vez que se realice estos viajes se debe tomar el debido registro sobre la condición de desgaste del trépano, lo mismo debe de realizarse si existiese algún problema con el trépano. Para el registro del desgaste del trépano se toma un registro alfanumérico de 7 dígitos. Este sistema sirve para los trépanos triconos y trépanos de cortadores fijos.

Tabla 2.8. Código de desgaste IADC

Hilera interior	Hilera exterior	Característica de desgaste	Ubicación	Sellos del cojinete	Calibre del trépano	Otras características	Razón de salida

Fuente: Sistema de graduación de desgaste de IADC para trepanos, 1999

- Hilera interna**

Se utiliza para reportar los estados de los elementos cortadores que no están en contacto con la pared del pozo
- Hilera exterior**

Se utiliza para reportar la condición de los elementos cortadores externos.
Se utiliza un sistema numeral del 1 al 8 para determinar el tamaño de los cortadores
- Característica de desgaste**

Nos indica la característica principal del desgaste de la estructura cortadora. Se utiliza un código de 2 letras que se utiliza también en la séptima columna.
- Ubicación**

Se utiliza un código de una letra para identificar la ubicación de la cara del trepan donde ocurre el desgaste.
- Sellos del cojinete**

Se utiliza un código de una letra o número para evaluar al cojinete sellado y para el cojinete no sellado que van desde 0 a 8. En los trépanos de cortadores fijos estos no requieren este dato y se coloca un “X”.
- Calibre**

Se utiliza para reportar el calibre del trépano. Si la barrena tiene menos diámetro que el que debe de tener la cantidad de registra redondeando 1/16”
- Otras características**

Es una columna que se utiliza para reportar características de desgaste secundarios utiliza el mismo código que la columna 3.

- **Razón de salida**

Se utiliza para indicar la razón de salida para la extracción del trépano y su desecho. Se utiliza un código de 3 letras. (Baker Hughes, 1999)

Tabla 2.9. Resumen de código IADC de desgaste de trépanos

ESTRUCTURA CORTADORA				Cojinetes /Sellos	Calibre	Otras Caracter. de Desgaste	Razón de Salida
Interior	Exterior	Caract. Desgaste	Ubicación				
I	O	D	L	B	G	O	R

- ESTRUCTURA CORTADORA INTERIOR
(Hileras interiores)

I - ESTRUCTURA CORTADORA EXTERIOR
(Hilera del Calibre)

En las columnas 1 y 2 se emplea una escala lineal de 0 a 8 para describir la condición de la estructura cortadora de la siguiente manera:

TREPANOS DE DIENTES DE ACERO

Medida de altura perdida del diente x desgaste o daño.
0 — EL DIENTE NO PERDIÓ ALTURA
8 — EL DIENTE PERDIÓ TODA SU ALTURA

TREPANOS DE INSERTOS

Medida combinada de reducción de estructura cortadora debido a pérdida, desgaste y/o rotura del inserto/diente.
0 — SIN PERDIDA DE ESTRUCTURA CORTADORA
8 — PERDIDA TOTAL DE ESTRUCTURA CORTADORA.

TREPANOS DE CORTADORES FIJOS

Medida de estructura cortadora perdida, desgastada o rota
0 — SIN PERDIDA, DESGASTE Y/O DANO DE ESTRUCTURA CORTADORA
8 — TODA ESTRUCTURA CORTADORA PERDIDA, DESGASTADA Y/O DANADA.

— CARACTERISTICA DE DESGASTE

*BC — Cono Roto	LT — Dientes perdidos
BF — Falla en el enlace	OC — Desgaste exoéctrico
BT — Diente/cortador roto	PB — Trépano comprimido
BU — Trépano embolado	PN — Boquillas/canales tapados
*CC — Cono fisurado	RG — Calibre redondeado
*CD — Cono amarrado	RO — Anillado
CI — Interferencia conos	SD — Daño en extremo de la pata
CR — Coroneado	SS — Autoafilado
CT — Dientes astillados	TR — Sobre huella
ER — Erosión	WO — Lavado
FC — Crestas achatadas	WT — Diente/cortador desgastado
HC — Fisuras x calentamiento	NO — Sin desgaste
JD — Daño por chatarra	
*LC — Cono perdido	
LN — Boquilla perdida	

* Indicar N° ó Nos de cono/s en la columna 4.

L — UBICACION

Triconos

N — Hilera de nariz	# Cono
M — Hilera intermedia	1
G — Hilera del Calibre	2
A — Todas las hileras	3

Cortadores Fijos

C — Cono
N — Nariz
T — Taper
S — Hombro
G — Calibre
A — Todas areas

B — SELLOS/COJINETES

COJINETES NO SELLADOS: Escala lineal estimando la vida utilizada del cojinete (0 - Vida no utilizada, 8 - Toda la vida utilizada)

COJINETES SELLADOS:

E — Sellos Efectivos
F — Sellos Fallados
N — Imposible de Graduar
X — Trépano de Cortadores Fijos

G — CALIBRE

1 —	En calibre
1/16 —	1/16" fuera de calibre
2/16 —	2/16" fuera de calibre
3/16 —	3/16" fuera de calibre

O — OTRA CARACTERISTICA DE DESGASTE
(Ver columna 3)

R — RAZON DE SALIDA O FIN DE CARRERA

BHA — Cambio de ensamble de fondo	LH — Dejado en el pozo
CM — Tratamiento fluido	LOG — Perfilaje
CP — Coroneado	PP — Presión de la bomba
DMF — Falla de motor de fondo	RIG — Reparación del Equipo
DP — Barra tapada	TD — Profundidad final/ Profundidad de entubamiento
DSF — Falla de barras	TQ — Torque
DST — Ensayo de formación de fondo	TW — Barra torcida
DTF — Falla de herramientas de fondo	WC — Condiciones climáticas
FM — Cambio de formación	
HP — Problema de diámetro	
HR — Hileras	

Fuente: Sistema de graduación de desgaste de IADC para trépanos, 1999

2.8. DISEÑO DEL PROGRAMA DE HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

La hidráulica es la parte definida como el estudio de las propiedades de fluidos estáticos o dinámico. En ingeniería de perforación, la hidráulica de perforación toma un papel importante en la operación de circulación del fluido de perforación y en la tasa de penetración y la limpieza del pozo. (T. Bourgoyne & K. Millhelm, 1986)

2.8.1. Reología

De acuerdo con M. Hossain & A. Al-Mejed (2015), en el caso de los fluidos de perforación, estos tienen una propiedad de mucha importancia en el momento del cálculo hidráulico en el pozo, esta propiedad es llamada reología y se puede definir como la ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de fluidos. Los modelos reológicos más importantes son:

- **Modelo de flujo Newtoniano**

En este modelo de reología el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte.

- **Modelo de ley de potencia**

Es uno de los modelos más utilizados para describir las características del flujo de fluidos. Se utiliza para fluidos con base en Polímeros y lodos de emulsión inversa que no cuentan con esfuerzo de punto de cedencia.

- **Modelo plástico de Bingham**

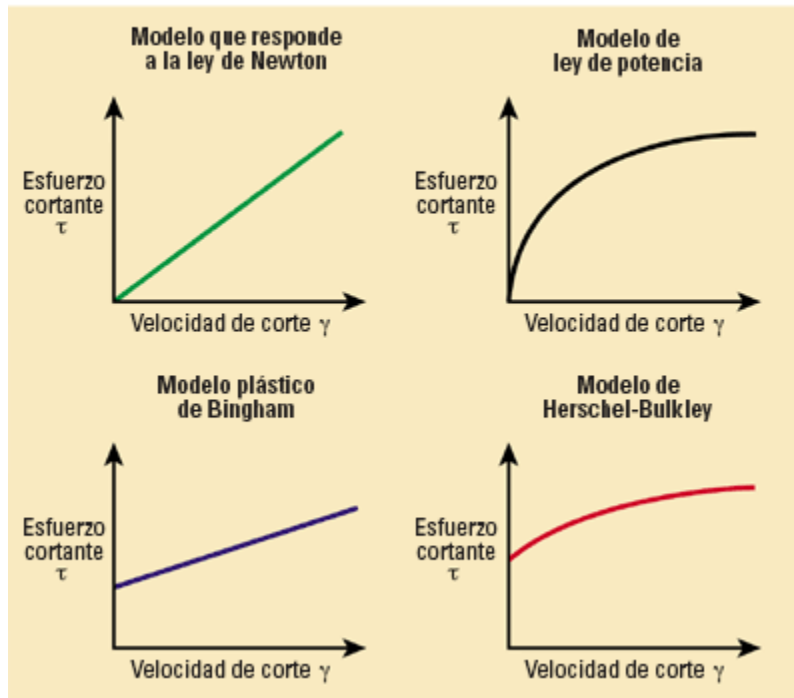
Se caracteriza por que necesita un esfuerzo de corte inicial para iniciar con el flujo de fluidos. Este modelo es recomendado para lodos base arcilla y algunos cementos. No es recomendable para polímeros y emulsiones inversas.

- **Modelo Herschel-Bulkley**

Este modelo muestra un punto de cedencia y una viscosidad que depende del esfuerzo de corte. Es un modelo que simula muchos fluidos de perforación ya que si el punto de cedencia es 0 tiene un comportamiento potencial, pero si su índice de comportamiento es 1 tiene un comportamiento plástico de Bingham.

Figura 2.38. Modelos reológicos

Modelos reológicos



Fuente: <https://glossary.slb.com/es/terms/r/rheology>, 2020

2.8.2. Pérdidas de presión en el pozo

Durante la circulación del fluido de perforación en las diferentes secciones se puede apreciar las pérdidas de presión en el sistema por la fricción que existe con las diferentes tuberías y las formaciones. La pérdida de presión en el sistema afecta a la circulación del volumen total de fluido de perforación y también puede generar problemas con el control de las presiones de formación o generar problemas cuando el lodo este en estado dinámico, lo que se denomina densidad equivalente de circulación. En el caso del pozo existe caída de presión que deben ser repuestos por las bombas para que todo el volumen de lodo circule por el pozo.

Podemos denotar las pérdidas de presión en forma de ecuación de la siguiente manera:

$$P_{\text{total}} = \Delta P_{\text{DP}} + \Delta P_{\text{DC}} + \Delta P_{\text{TRP}} + \Delta P_{\text{EA1}} + \Delta P_{\text{EA2}} \quad (2.25)$$

A las caídas de presión que no sean la caída de presión del trépano lo denominamos caídas de presión parasitarias:

$$\Delta P_{\text{parasitaria}} = \Delta P_{\text{DP}} + \Delta P_{\text{DC}} + \Delta P_{\text{EA1}} + \Delta P_{\text{EA2}} \quad (2.26)$$

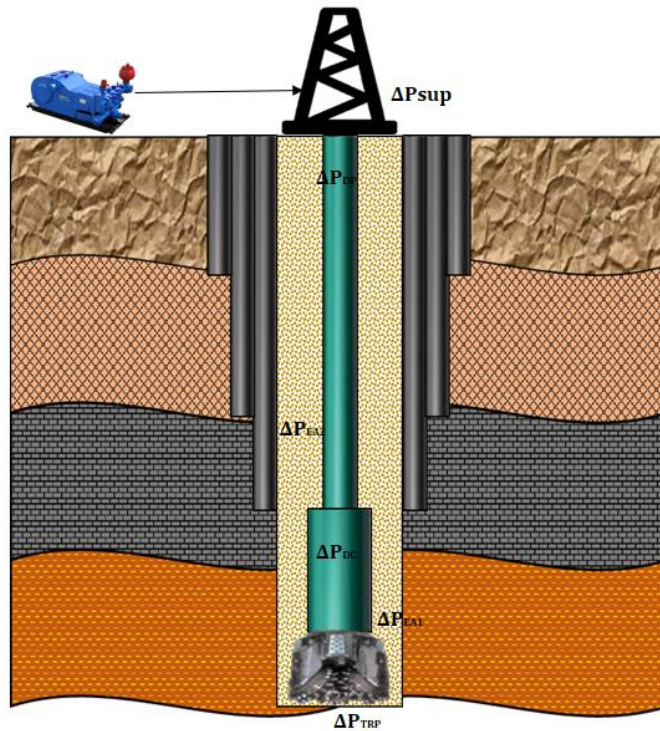
Donde

ΔP_{DP} = Perdida de presión de la tubería de perforación [psi]

ΔP_{DC} = Perdida de presión de los portamechas [psi]

ΔP_{EA} = Perdida de presión en la sección de espacio anular [psi]

Figura 2.39. Perdidas de presión en pozo



Fuente: Elaboración propia, 2020

2.8.3. Modelo reológico plástico de Bingham

Para el cálculo de las caídas de presión y la optimización hidráulica para el modelo reológico de Bingham usaremos los siguientes pasos:

1. Calcular la velocidad de flujo dentro de tubería y en el espacio anular de la misma.

$$\bar{V} = \frac{q}{2.448d^2} \quad (2.27)$$

$$\bar{V} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \quad (2.28)$$

2. Calcular NH (Numero de Hedstrom), dentro de tubería y en el espacio anular de la misma.

$$(2.29)$$

$$NH = \frac{24700\rho^{\tau_y}(d_2 - d_1)^2}{(\mu_p)^2} \quad (2.30)$$

3. Calcular NR (Numero de Reynolds), dentro de tubería y en el espacio anular de la misma.

$$NR = \frac{928\rho\bar{v}d}{\mu_p} \quad (2.31)$$

$$NR = \frac{757\rho\bar{v}(d_2 - d_1)}{\mu_p} \quad (2.32)$$

4. Resolver el Numero de Reynolds crítico para la tubería

$$16800\xi_{oc} = NH(1 - \xi_{oc})^3 \quad (2.33)$$

$$NRC = \frac{NH}{8}\xi_{oc} \left[\left(1 - \frac{4}{3}\xi_{oc}\right) + \frac{1}{3}(\xi_{oc})^4 \right] \quad (2.34)$$

Si $NR > NRC$ el flujo es laminar

Si $NR \geq NRC$ el flujo es turbulento

Resolver el Numero de Reynolds crítico para el espacio anular

$$22400\xi_{oc} = NH(1 - \xi_{oc})^3 \quad (2.35)$$

$$NRC = \left[\sqrt{\frac{2}{3}} \frac{NH}{8} \xi_{oc} \right] \left(1 - \frac{3}{2} \xi_{oc} + 0.5 \xi_{oc}^3 \right) \quad (2.36)$$

Si $NR > NRC$ el flujo es laminar

Si $NR \geq NRC$ el flujo es turbulento

5. Calculamos las caídas de presión en la tubería y en el espacio anular en flujo laminar.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1500d^2} + \frac{\tau_y}{225d} \quad (2.37)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1000(d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200(d_2 - d_1)} \quad (2.38)$$

6. Calculamos las caídas de presión en la tubería y en el espacio anular en flujo turbulento.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log(NR \cdot f^{0.5}) - 0.395 \quad (2.39)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8d} \quad (2.40)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{21.1(d_2 - d_1)} \quad (2.41)$$

7. Calcular y sumar las pérdidas de presión.

$$P_{\text{parasitaria}} = \Delta P_{DP} + \Delta P_{DC} + \Delta P_{EA1} + \Delta P_{EA2} \quad (2.42)$$

8. Calcula caudal máximo, caudal mínimo, presión parasitaria por potencia hidráulica y presión parasitaria por fuerza impacto de boquillas.

$$Q_{\max} = \frac{1714P_{hp} E}{P_{\max}} \quad (2.43)$$

$$Q_{\min} = 2.448(HZ^2 - ODP^2) \left(\frac{v}{60} \right) \quad (2.44)$$

$$\text{Potencia hidráulica} \rightarrow (\Delta P_{\text{parasit}})_H = \left(\frac{1}{1+m} \right) P_{\max} \quad (2.45)$$

$$\text{Fuerza de impacto} \rightarrow (\Delta P_{\text{parasit}})_J = \left(\frac{2}{2+m} \right) P_{\max} \quad (2.46)$$

9. Determinar el caudal óptimo para presión parasitaria por potencia hidráulica y presión parasitaria por fuerza impacto de boquillas y calcular la pérdida de presión en trépano óptimo.

$$\text{Potencia hidráulica} \rightarrow Q_{\text{opt}} = \left(\frac{(\Delta P_{\text{parasit}})_H}{P_{\max}} \right)^{1/m} \cdot Q \quad (2.47)$$

$$\text{Fuerza de impacto} \rightarrow Q_{\text{opt}} = \left(\frac{(\Delta P_{\text{parasit}})_J}{P_{\max}} \right)^{1/m} \cdot Q \quad (2.48)$$

$$(\Delta P_{\text{trp}})_{\text{opt}} = P_{\max} - (\Delta P_{\text{parasit.}})_{\text{opt}} \quad (2.49)$$

10. Para determinar el tamaño de boquilla óptimo para tener una óptima caída de presión en el trépano, calculamos el área optima y con esta el diámetro de la boquilla a utilizar. Donde Cd es igual a 0.95

$$(A_t)_{\text{opt}} = \sqrt{\frac{8.311 \times 10^{-5} \rho (Q_{\text{op}})^2}{(C_d)^2 (\Delta P_{\text{trp}})_{\text{opt}}} \quad (2.50)$$

$$D = 64 \sqrt{\frac{(A_t)_{\text{opt}}}{3\pi}} \quad (2.51)$$

El algoritmo mostrado se encuentra detallado en el Anexo H.

2.8.4. Modelo reológico por el modelo de ley de potencia

Para el cálculo de las caídas de presión y la optimización hidráulica para el modelo reológico de ley de potencia usaremos los siguientes pasos:

1. Calcular la velocidad de flujo dentro de tubería y en el espacio anular de la misma.

$$\bar{V} = \frac{q}{2.448d^2} \quad (2.52)$$

$$\bar{V} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)^2} \quad (2.53)$$

2. Calcular el índice de comportamiento (n) y el índice de consistencia (k)

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad (2.54)$$

$$k = \frac{510\theta_{300}}{511^n} \quad (2.55)$$

3. Calcular NR (Numero de Reynolds), dentro de tubería y en el espacio anular de la misma.

$$NR = \frac{89100\rho(\bar{v})^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0416d}{3 + \frac{1}{n}} \right]^n \quad (2.56)$$

$$NR = \frac{10900\rho(\bar{v})^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0208(d_2 - d_1)}{2 + \frac{1}{n}} \right]^n \quad (2.57)$$

Si $NR < 2100$ el flujo es laminar

Si $NR \geq 2100$ el flujo es turbulento

4. Calcular la caída de presión en las tuberías y en el espacio anular si el régimen de flujo es laminar

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{k(\bar{v})^n \left[\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0416} \right]^n}{144000d^{1+n}} \quad (2.58)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{k(\bar{v})^n \left[\frac{3 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right]^n}{144000(d_2 - d_1)^{1+n}} \quad (2.59)$$

5. Calcular la caída de presión en las tuberías y en el espacio anular si el régimen de flujo turbulento

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log \left(NR \cdot (f)^{1-\frac{n}{2}} \right) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad (2.60)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^{-2}}{25.8d} \quad (2.61)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^{-2}}{21.1(d_2 - d_1)} \quad (2.62)$$

Donde:

\bar{V} = Velocidad promedio [ft/s]

ρ = Densidad (Mud Weight) [lpg]

q = Caudal de circulación [gal/min]

μ_p = Viscosidad plástica [cpo]

τ_y = Punto cedente [lb/100ft²]

C_d = Constante de descarga = 0.95

n = Índice de flujo

K = Índice de consistencia

f = Factor de fricción

P_{hp} = Potencia de la bomba [HP]

Para el cálculo del diámetro de las boquillas se procederá a repetir los pasos 7 al 10 del modelo plástico de Bingham (M. S. Bizanti, 1990). El algoritmo mostrado se encuentra detallado en el Anexo H.

2.8.5. Perdida de presión en superficie

De acuerdo con Hawker Dave (2002), el inicio de los cálculos la caída de presión comienza con la determinación del tipo de circulación del equipo en superficie. Estas están clasificadas en 4 tipos según la clasificación IADC son las reconocidas:

Figura 2.40. Arreglo en superficie y su equivalencia en longitud de tubería de perforación

Type	Standpipe		Hose		Swivel, etc.		Kelly		Eq. length, 3.826" ID	E
	ID	Length	ID	Length	ID	Length	ID	Length		
1	3"	40 ft.	2.5"	45 ft.	2"	20 ft.	2.25"	40 ft.	2,600 ft.	2.5×10^{-4}
2	3.5"	40 ft.	2.5"	55 ft.	2.5"	25 ft.	3.25"	40 ft.	946 ft.	9.6×10^{-5}
3	4"	45 ft.	3"	55 ft.	2.5"	25 ft.	3.25"	40 ft.	610 ft.	5.3×10^{-5}
4	4"	45 ft.	3"	55 ft.	3"	30 ft.	4"	40 ft.	424 ft.	4.2×10^{-5}

Fuente: DATALOG, 2002

Cuando se calcula la caída de presión en superficie, escogemos algunas de las clases y su coeficiente E, si es necesario este valor se extrapola. El coeficiente es entonces utilizado en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{sup} = E * MW^{0.8} * Q^{1.8} * V_p^{0.2} \quad (2.63)$$

Donde:

E= Coeficiente del arreglo superficial

MW= Densidad (Mud Weight) [lpg]

Q= Caudal de circulación [gal/min]

Vp= Viscosidad plástica [cpo]

2.8.6. Optimización hidráulica

La optimización hidráulica se obtiene al lograr la máxima limpieza e hidráulica en el trepano. Este concepto se estudió y se propuso que este se podría obtener bajo dos criterios de diseño hidráulico: La potencia hidráulica y la fuerza de impacto. Ambos criterios se basan en transmitir la máxima presión al trepano, además que pueden ser aplicados a los modelos reológicos de Bingham y Ley de potencia, para tales valores se puede revisar las ecuaciones (2.45) y (2.46). Para la optimización hidráulica en trabajo de campo es preferible trabajar con los parámetros de boquillas de los trépanos, debido a que trabajar con los parámetros de presión y caudal en superficie no es posible. Aumentar dichas variables debido al límite de los equipos superficiales no es recomendable. (PEMEX, 2002)

En la figura 2.41 podemos observar el tamaño de área de trabajo de las boquillas de los trépanos tricono, y en la figura 2.42 la misma área de trabajo de los trépanos tipo PDC.

Figura 2.41. Área equivalente a las boquillas para trépanos tricono

AREA EQUIV.	ORIFIOS (1/32")	AREA EQUIV.	ORIFICIOS (1/32")
0.1127	7 - 7 - 7	0.5177	15 - 15 - 15
0.1242	7 - 7 - 8	0.5415	15 - 15 - 16
0.1358	7 - 8 - 8	0.5653	15 - 16 - 16
0.1473	8 - 8 - 8	0.5890	16 - 16 - 16
0.1603	8 - 8 - 9	0.6412	16 - 16 - 18
0.1733	8 - 9 - 9	0.6934	16 - 18 - 18
0.1864	9 - 9 - 9	0.7455	18 - 18 - 18
0.2009	9 - 9 - 10	0.8038	18 - 18 - 20
0.2155	9 - 10 - 10	0.8621	18 - 20 - 20
0.2301	10 - 10 - 10	0.9204	20 - 20 - 20
0.2462	10 - 10 - 11	0.9848	20 - 20 - 22
0.2623	10 - 11 - 11	1.0492	20 - 22 - 22
0.2784	11 - 11 - 11	1.1137	22 - 22 - 22
0.2961	11 - 11 - 12	1.1842	22 - 22 - 24
0.3137	11 - 12 - 12	1.2548	22 - 24 - 24
0.3313	12 - 12 - 12	1.3254	24 - 24 - 24
0.3505	12 - 12 - 13	1.4021	24 - 24 - 26
0.3697	12 - 13 - 13	1.4788	24 - 26 - 26
0.3889	13 - 13 - 13	1.5555	26 - 26 - 26
0.4096	13 - 13 - 14	1.6383	26 - 26 - 28
0.4303	13 - 14 - 14	1.7211	26 - 28 - 28
0.4510	14 - 14 - 14	1.8040	28 - 28 - 28
0.4732	14 - 14 - 15	1.8929	28 - 28 - 30
0.4955	14 - 15 - 15	1.9819	28 - 30 - 30

Fuente: Reología, hidráulica y mechas, 2002

Figura 2.42. Área equivalente a las boquillas para trépanos PDC y diamante

Jet Nozzle Flow Area (inches)

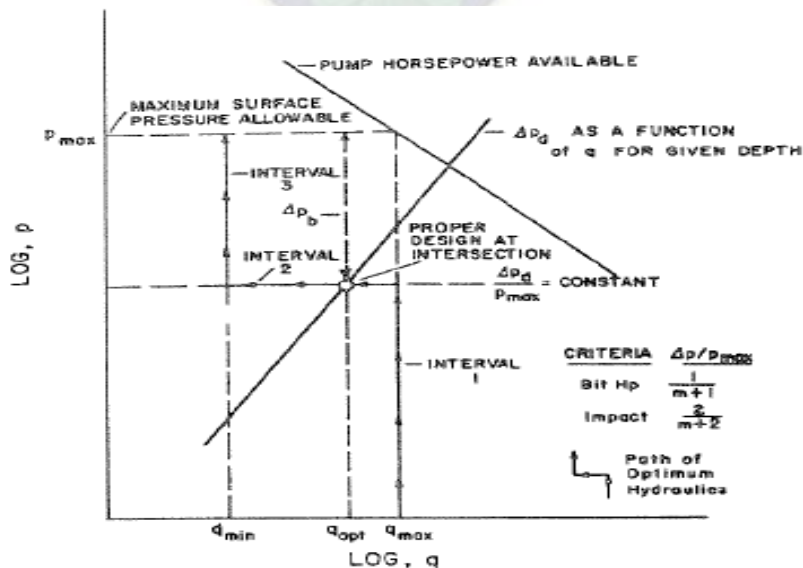
Jet Size	TFA of 1 Jet	TFA of 2 Jets	TFA of 3 Jets	TFA of 4 Jets	TFA of 5 Jets	TFA of 6 Jets	TFA of 7 Jets	TFA of 8 Jets	TFA of 9 Jets
7/32	.038	.075	.113	.150	.188	.226	.263	.301	.338
8/32	.049	.098	.147	.196	.245	.295	.344	.393	.442
9/32	.062	.124	.186	.249	.311	.373	.435	.397	.559
10/32	.077	.153	.230	.307	.384	.460	.537	.614	.690
11/32	.093	.186	.278	.371	.464	.557	.650	.742	.835
12/32	.110	.221	.331	.442	.552	.663	.773	.884	.994
13/32	.130	.259	.389	.519	.648	.778	.907	1.037	1.167
14/32	.150	.301	.451	.601	.752	.902	1.052	1.203	1.353
15/32	.173	.345	.518	.690	.863	1.035	1.208	1.381	1.553
16/32	.196	.393	.589	.785	.982	1.178	1.374	1.571	1.767

Fuente: Drilling Engineering Workbook, 1995

2.8.6.1. Análisis grafico para la optimización hidráulica

La selección de las boquillas para el trepante puede simplificarse utilizando una técnica de solución en una escala logarítmica. Se puede representar las pérdidas parasitarias gráficamente. En la figura 2.43 se observa la pendiente entre la pérdida de presión anulares ΔP_d y caudal Q , dicha pendiente m se representa en las ecuaciones (2.45) y (2.46) teóricamente representa un valor de 1.75.

Figura 2.43. Método grafico de optimización hidráulica



Fuente: Applied Drilling Engineering, 1986

La figura 2.43 muestra las condiciones de pozo para seleccionar las boquillas usando parámetros hidráulicos. Las condiciones para el bombeo óptimo ocurre con la intersección de la línea que representa la pérdida de presión parasitaria anular y la línea óptima hidráulica. La línea óptima hidráulica tiene 3 intervalos. El intervalo 1 es una línea vertical desde el caudal máximo a bombear para trabajar a las mayores transferencias de presión en el fondo de pozo. El intervalo 2, es una línea horizontal definida por $\Delta P_d/P_{max}$ que es definida por el valor de la ecuación (2.45) o (2.46) dependiendo del criterio de optimización seleccionado: Potencia hidráulica o fuerza de impacto.

El intervalo 3 está definido por una línea vertical y es el valor de caudal mínimo con la que el pozo podrá circular el fluido de perforación y los recortes. Para determinar los valores óptimos de caudal y presión de debe definir en que intervalo interceptara la pérdida de presión anular. En la figura 2.43 la pendiente ΔP_d interceptara al intervalo 2 se baja con una línea segmentada al eje de caudal y se define el caudal óptimo. Lo mismo repercute con el eje de presiones donde se define la caída de presión parasitaria óptima. (T. Bourgoyne & K. Millhelm, 1986)

La caída de presión en el trepado se puede calcular mediante la ecuación (2.49) Con el valor de la caída de presión en el trepado podemos calcular el valor del área óptima de las boquillas con la ecuación (2.50). Con dicha área podemos determinar el tamaño de las boquillas con ayuda de las figuras 2.41 y 2.42.

2.8.7. Hidráulica del trepado

Para finalizar el análisis de hidráulica se trabajará con los valores de hidráulica del trepado mediante las ecuaciones:

1. Pérdida de presión para el trepado PDC.

$$\Delta P_{TRP} = \frac{MW * Q^2}{10858 * (TFA)^2} \quad (2.64)$$

2. Pérdida de presión para el trepado tricono.

$$\Delta P_{TRP} = \frac{156 * MW * Q^2}{D_1^2 + D_2^2 + D_3^2} \quad (2.65)$$

3. Potencia hidráulica del trepalo.

$$HP_{TRP} = \frac{Q * \Delta P_{TRP}}{1714} \quad (2.66)$$

4. Potencia hidráulica por pulgada cuadrada.

$$HSI = 1.273 * \frac{HP_{TRP}}{D_{boquilla}^2} \quad (2.67)$$

5. TFA.

$$TFA = (7.67 \times 10^{-4}) * \#Boquillas * D_{boquilla}^2 \quad (2.68)$$

6. Potencia hidráulica del sistema

$$HP_{Tot} = \frac{Q * P_{Tot}}{1744 * eff_{mec}} \quad (2.69)$$

7. Velocidad de flujo en boquillas de trepalo tricono.

$$V_{boquillas} = \frac{417.28 * Q}{D_1^2 + D_2^2 + D_3^2 + \dots + D_n^2} \quad (2.70)$$

8. Velocidad de flujo en boquillas de trepalo PDC.

$$V_{boquilla} = \frac{0.32 * Q}{TFA} \quad (2.71)$$

9. Fuerza de impacto.

$$FI = 0.01823 * C_d * q_{op} * \sqrt{\rho * (\Delta P_b)_{op}} \quad (2.72)$$

2.9. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE DESCONTROLES (BOP)

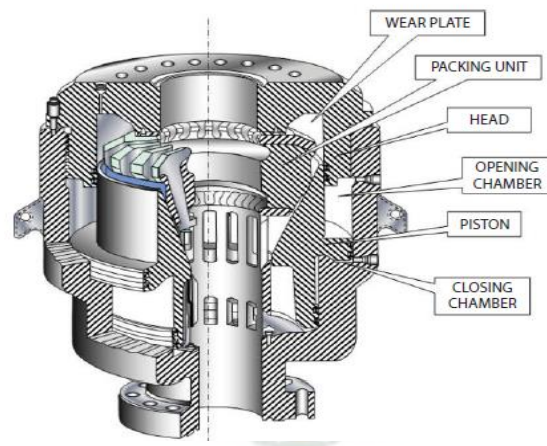
Cuando el flujo de fluidos de formación dentro de pozo se descontrola es llamado un amago de descontrol, este debe de ser detenido por un equipo mecánico denominado sistema de prevención de descontrol (BOP por sus siglas en ingles). Se lo puede describir como un equipo que cierra los espacios de circulación dentro de tubería y/o los espacios anulares dentro del pozo.

Básicamente existen dos tipos de dispositivos mecánicos que están destinados a cumplir la función de cerrar el pozo, estos son: Preventor anular y preventores de tipo ariete (RAM). Una combinación de ambos es usada en superficie para asegurar el pozo. Estos equipos se presentan habitualmente una capacidad de control de 2000, 5000, 10000 y 15000 PSI. (J. J. & G., 2007)

2.9.1. Preventor anular

El preventor anular es un componente crucial en el sistema de control de pozos en la industria de petróleo y gas. Su función principal es sellar el pozo para controlar o evitar el flujo incontrolado de fluidos y gases desde el pozo hacia la superficie. Esto es esencial para prevenir inlfujos y proteger tanto el equipo como el personal en el sitio de perforación. El preventor anular utiliza un mecanismo de sellado que puede ser activado hidráulicamente. Generalmente, se basa en una goma o material elastomérico que se expande para formar un sellado cuando se aplica presión. Cuando el preventor está activado, este material se comprime contra la tubería o el revestimiento del pozo, creando un bloqueo efectivo. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

Figura 2.44. Preventor anular



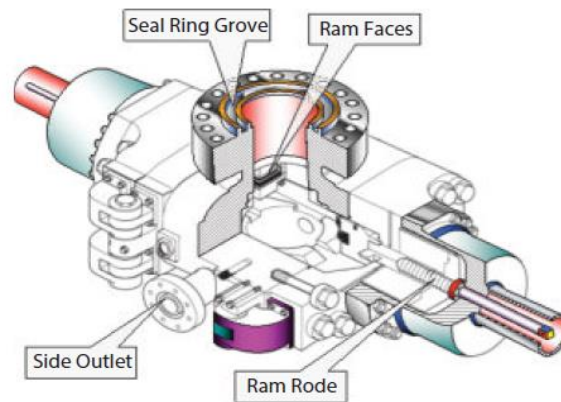
Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

2.9.2. Preventor tipo ariete (RAM)

El Preventor RAM es otro tipo de Preventor de reflujo utilizado en el control de pozos en la industria de petróleo y gas. Su función principal es sellar el pozo de manera efectiva para controlar el flujo de fluidos o gases cuando ocurre una situación anormal o de emergencia. Este tipo de preventores pueden ser de tres tipos:

- Preventor RAM ciego: Este es un equipo que se activa cuando no haya presencia de la sarta de perforación dentro del pozo.
- Preventor RAM de corte: Como su nombre lo indica este tipo de preventor corta la tubería que este dentro de pozo y de esta manera cierra el pozo, pero su principal consecuencia es la pérdida de herramienta de perforación dentro de pozo.
- Preventor RAM fijo: Este tipo de preventor tiene el tamaño específico de la tubería de perforación para cerrar alrededor del mismo en caso de ser activado.

Figura 2.45. Preventor tipo ariete o RAM



Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

El sistema de prevención de descontrol debe guardar relación con la presión de cabezal a menudamente definida por los siguiente: a) La presión de reventamiento de la cañería a la cual está asegurado el cabezal. b) la presión de fractura de la formación a la salida del zapato de la cañería mencionada. c) La máxima presión de superficie anticipada a la cual estará expuesta el equipo.

En pozos profundos donde las presiones a manejarse en caso de un amago de descontrol son elevadas y más aún si las formaciones a atravesarse son de presión anormales, se recomienda cabezales de pozo para presiones de trabajo de 10000 y 15000 PSI. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015).

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1. GENERALIDADES

Según revisión bibliográfica para autores como Franco (2011) el marco metodológico es el conjunto de acciones destinadas a describir y analizar el fondo del problema planteado, a través de procedimientos específicos que incluye las técnicas de observación y recolección de datos, determinando el “cómo” se realizará el estudio, esta tarea consiste en hacer operativa los conceptos y elementos del problema que estudiamos (p118).

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo del estudio es desarrollar un programa de perforación de pozos verticales profundos en el bloque Huacareta con el fin de alcanzar las arenas de alta presión de Huamampampa. Para ello, se empleará un diseño no experimental aplicado de manera transversal, dado que el proyecto de grado cuenta con un sólido fundamento teórico. Así, se llevará a cabo una investigación descriptiva para comprender en detalle el procedimiento de perforación de pozos verticales profundos en dicho bloque.

Según el modelo “racionalista” o cuantitativo, la ciencia surge como una necesidad del ser humano por aprender sobre los fenómenos que ocurren a su alrededor y sus relaciones de causa y efecto, con el fin de poder interferir en ellos o utilizar este conocimiento a su favor. Chavarría, (2011) comenta que está tan arraigado el vínculo entre ciencia, método científico y cuantificación que es difícil incluso percatarse de su repercusión sobre el desarrollo de la praxis y la tendencia de otorgarle mayor credibilidad.

3.3. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

Este proyecto ha sido diseñado utilizando un enfoque metodológico cuantitativo, que se ajusta mejor a las características y necesidades específicas de la investigación.

Así pues, las características descritas anteriormente hacen que la metodología cuantitativa sea más conveniente cuando exista un cuerpo teórico previo suficientemente fundamentado capaz de definir los conceptos a analizar de forma concreta y mensurable (Miquel et al., 1997; Saunders et al., 2009).

3.4. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

Las técnicas a usarse para cada objetivo son:

Para el objetivo 1, la técnica que se utilizó para poder determinar lugar adecuado para un nuevo pozo en el bloque Huacareta se realizara por fuentes abiertas para poder obtener información geológica del área de interés.

Para el objetivo 2, la técnica que se utilizó para poder realizar una nueva ventana operativa para para el nuevo pozo en base a los gradientes de formación y fractura, se realizará por medio de fuentes abiertas y conceptos bibliográficos con el fin de obtener información para el desarrollo de la nueva ventana operativa.

Para el objetivo 3, la técnica que se utilizó para diseñar el programa de cañería de revestimiento de forma analítica y verificar mediante el software LANDMARK se utilizó fuentes abiertas y conceptos bibliográficos.

Para el objetivo 4, la técnica que se utilizó para diseñar los programas de trepano a utilizar y de cementación requerida para cada tramo del pozo se utilizó los conceptos bibliográficos.

Para el objetico 5, la técnica que se utilizó para diseñar la sarta de perforación para cada tramo del pozo se utilizó los conceptos bibliográficos para realizar el diseño apropiado a aplicar en el presente proyecto.

Para el objetico 6, la técnica que se utilizó para diseñar el programa de fluidos de perforación e hidráulica de perforación a utilizar en el nuevo pozo se utilizó fuentes abiertas y conceptos bibliográficos con el propósito de obtener la mejor información para el desarrollo del objetivo.

Para el objetico 7, la técnica que se utilizó para seleccionar el arreglo superficial de BOPs más adecuado para controlar el pozo durante su perforación se utilizó fuentes abiertas y conceptos bibliográficos para determinar los arreglos superficiales más adecuados.

3.5. INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

Los instrumentos a usarse para cada objetivo son:

Para el objetivo 1, los instrumentos que se utilizó para poder determinar lugar adecuado para un nuevo pozo en el bloque Huacareta fue por medio de la utilización de fuentes abiertas geológicas del bloque Huacareta, artículos de internet, la aplicación Google Earth, entre otros.

Para el objetivo 2, los instrumentos que se utilizó para poder realizar una nueva ventana operativa para para el nuevo pozo en base a los gradientes de formación y fractura fue por medio de la utilización de programas de perforación de pozos en el Subandino sur, Excel, fuentes abiertas y bibliografía especializada.

Para el objetivo 3, los instrumentos que se requirió para diseñar el programa de cañería de revestimiento de forma analítica y verificar mediante el software LANDMARK fue por medio de utilización de el simulador LANDMARK de la compañía Halliburton, Excel, libros, catálogos y páginas web ya que son portales que recopilan y facilitan el acceso a contenidos específico, los cuales cumplen unos ciertos criterios de calidad y apuntes de la materia de Perforación Petrolera IV.

Para el objetivo 4, los instrumentos que se utilizó para diseñar los programas de trepano a utilizar y de cementación requerida para cada tramo del pozo fue por medio de Excel, libros, catálogos, revistas y apuntes de la materia de Perforación Petrolera IV.

Para el objetivo 5, los instrumentos que se va a utilizar para diseñar la sarta de perforación para cada tramo del pozo fue Excel, aplicación i-handbook de la compañía Schlumberger, libros, páginas web y apuntes de la materia de Perforación Petrolera II.

Para el objetivo 6, los instrumentos que se va a utilizar para diseñar el programa de fluidos de perforación e hidráulica de perforación a utilizar en el nuevo pozo fue Excel, libros, artículos de revistas, papers, páginas web y apuntes de la materia de Perforación Petrolera II.

Para el objetivo 7, los instrumentos que se va a utilizar seleccionar el arreglo superficial de BOPs más adecuado para controlar el pozo durante su perforación fue Excel, libros, páginas web.

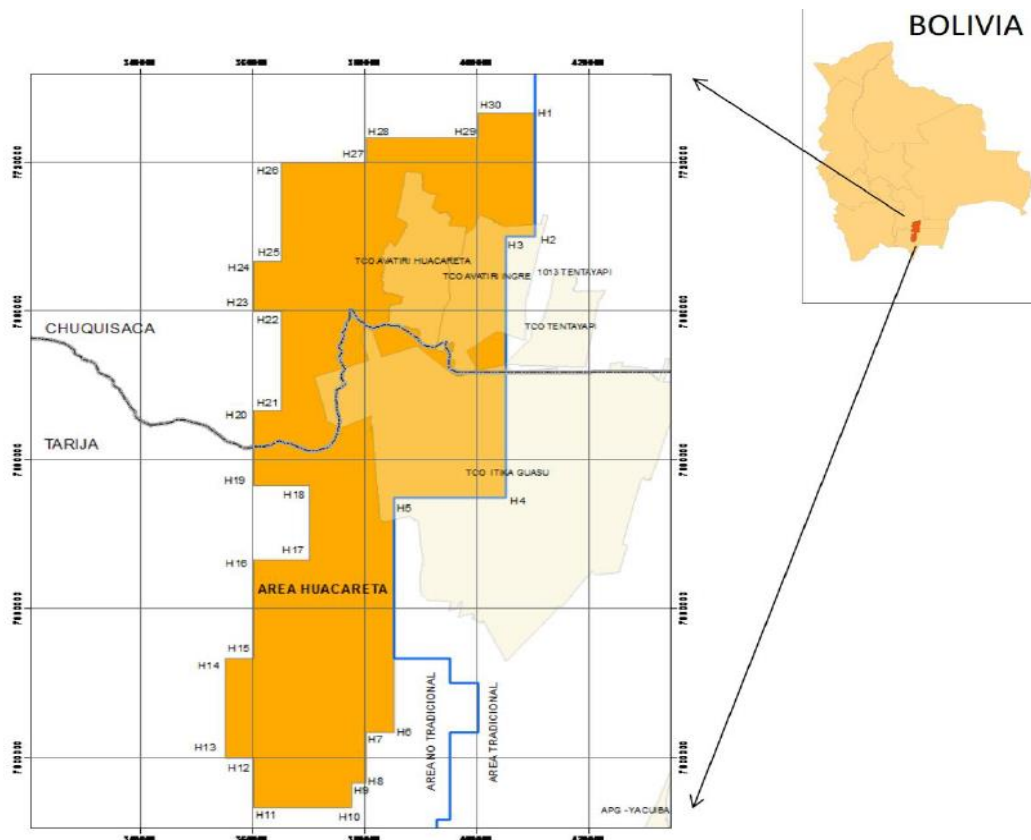
CAPÍTULO IV: APLICACIÓN PRÁCTICA PARA EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES PROFUNDOS AL BLOQUE HUACARETA

4.1. CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS Y GEOGRAFICAS DEL BLOQUE HUACARETA

El área Huacareta se ubica en el sector occidental del Subandino Sur de Bolivia y la comparten los departamentos de Tarija y Chuquisaca. El Subandino Sur se despliega en el flanco oriental de los Andes y esta caracterizado por una serie de anticlinales, sinclinales y monoclinales orientados preferentemente en sentido norte-sur.

En la siguiente figura 4.1. se tiene delimitado el Área Huacareta el cual cuenta con una extensión de 4537 kilómetros cuadrados.

Figura 4.1. Área Huacareta



Fuente: YPFB Andina, 2009

4.1.1. Análisis estadístico de la perforación profunda en la región de Huacareta

En la tabla 4.1 se muestra el detalle de todos los pozos perforados en el área cercana a la región de Huacareta además se incluyen referencias importantes como el operador, año de perforación, resultado y la distancias con respecto al pozo JGR-X6.

Tabla 4.1. Pozos Perforados cercanos al bloque Huacareta

Estructura	Pozo	Operador	Año de perforación	Resultado	Distancia (Km)
Rio Salado	RSL-X1	YPFB	1961	Seco	15
Rio Salado	RSL-X2	YPFB	1962	Seco	15.2
Honduras	HND-X1	YPFB	1970	Seco	0.56
Honduras	HND-X2	YPFB	1980	Seco	0.29
Huayco	HYC-X1	YPFB	1981	Productor	24.2
Isiri	ISR-X1	Pluspetrol	1998	Seco	33.2
Huayco	HYC-X1001	Pluspetrol	1998	Productor	22.9
Huayco	HYC-X1002	Pluspetrol	1998	Seco	26.3
Lajitas	LJT-X1	Pluspetrol	1999	Seco	20.6
Milagros	HCT-X1	Pluspetrol	1999	Seco	108
Castellón	CTL-X1	Andina	2004	Seco	27.3
Rosario del Ingre	RDI-X1	Pluspetrol	2005	Seco	98.9
Ingre	IGE-X1	Petrobras	2009	Seco	115

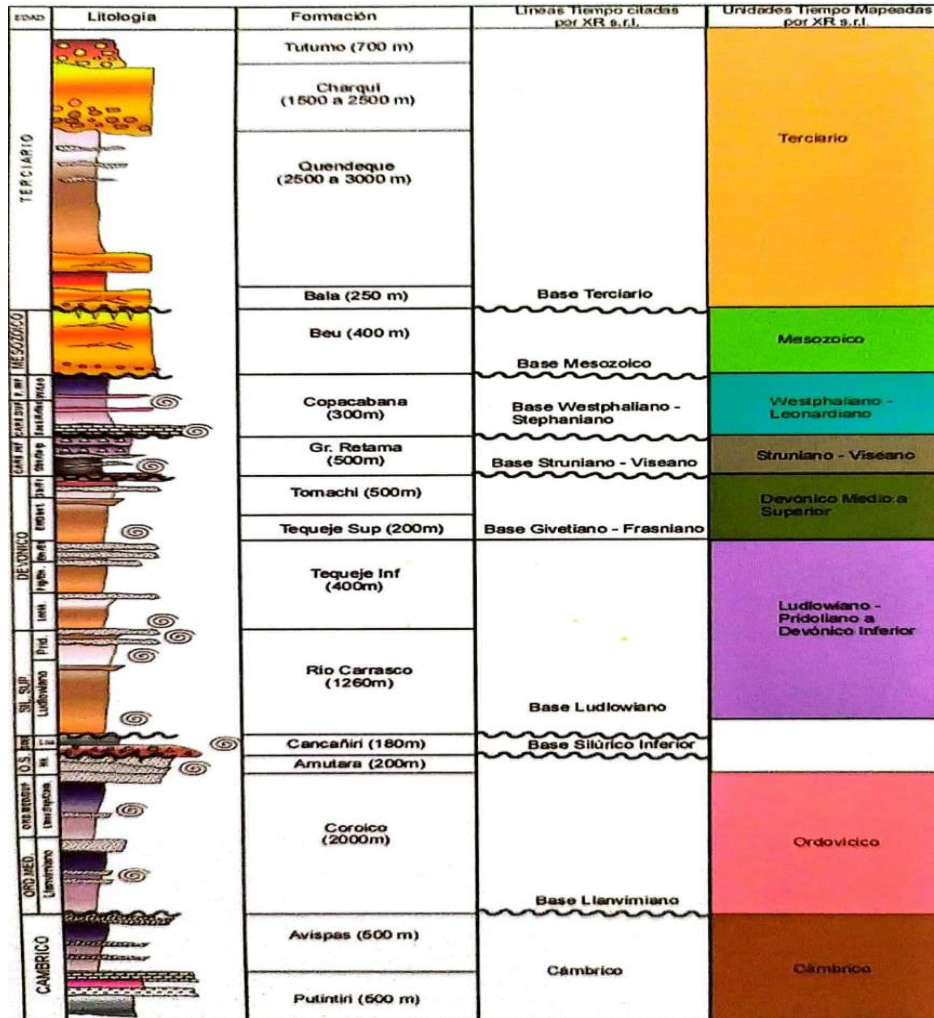
Fuente: Propuesta geológica pozo Jaguar-X6, 2018

Para tener ideas más claras se ha trabajado con respecto a los datos anteriores para poder concluir que la exploración de una posible trampa geológica con presencia de hidrocarburos requiere de la perforación de varios pozos en la región de interés para poder determinar si el mismo será productivo o no. Se concluyo en lo expuesto anteriormente, debido a la tendencia actual de perforación de pozos profundos en el Subandino en Bolivia y por qué en los programas actuales existen expectativa en el desarrollo de perforación profunda en las áreas de exploración no tradicionales tomando como referencias las experiencias y resultados obtenidos en el área.

Actualmente los proyectos de perforación no solo contemplan la perforación en el área sur del Subandino sur sino también de la parte nordeste de la misma en el país, más precisamente del

bloque Madre de Dios que hoy presenta un gran interés de futuros proyectos de exploración de nuevos reservorios. Las propuestas geológicas formuladas en esta región estarán muy próximas a la de Subandino norte, dadas las características morfoestructurales globales del área desarrolladas más adelante, consecuentemente la programación de perforación profunda presentada en este capítulo podrá aplicarse en el área norte del Subandino.

Figura 4.2. Columna estratigráfica Subandino Norte



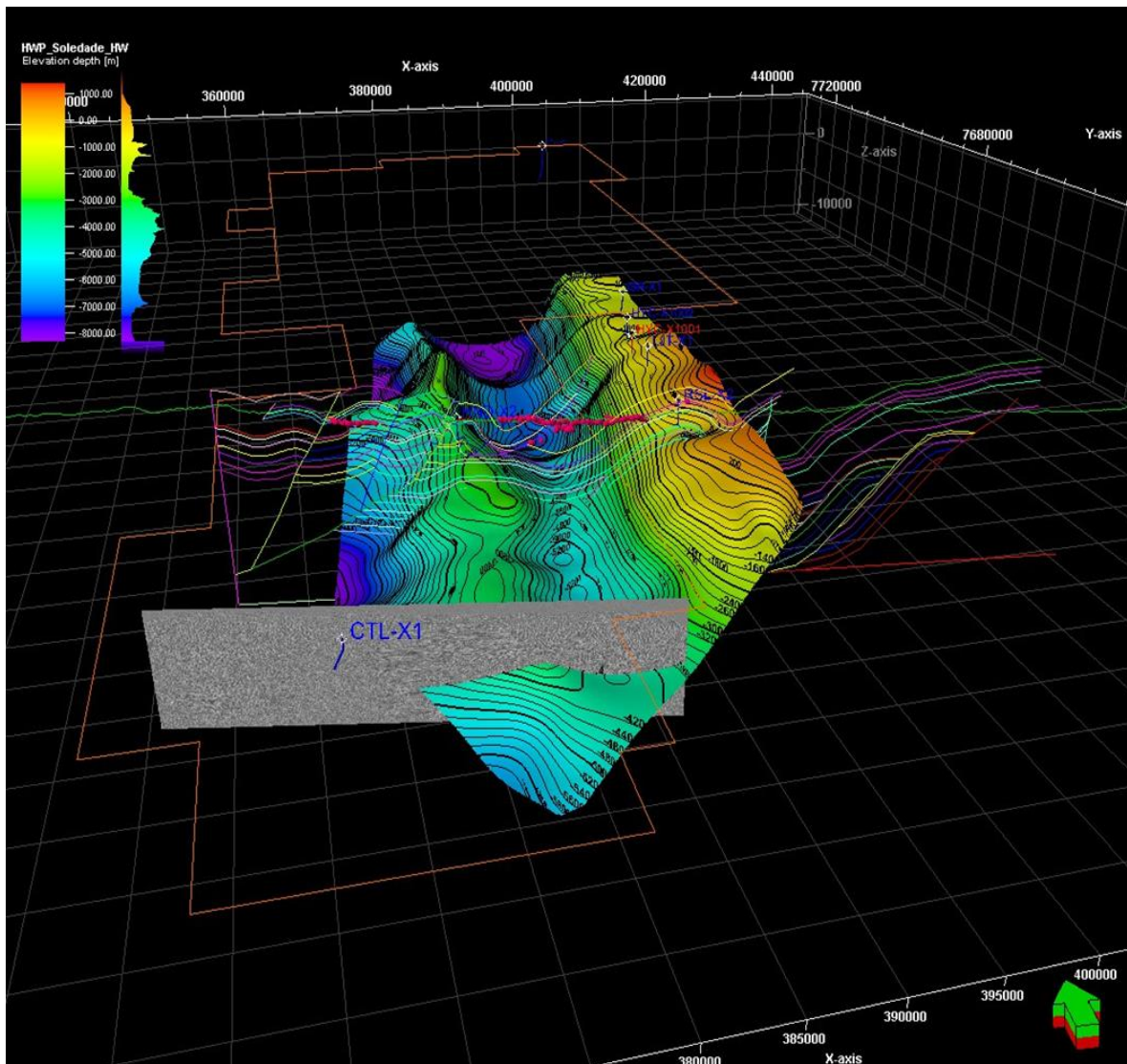
Fuente: Hydrocarbon Potential of Bolivia, 2020

Por el momento se prevé la exploración de nuevas trampas hidrocarburíferas mediante la perforación de nuevos pozos en el bloque Huacareta, siendo el pozo proyectado: Yapucaiti-X1. Ya que el pozo Yapucaiti-X1, se perforará en la parte norte del bloque Huacareta el presente trabajo puede aplicarse para el futuro desarrollo del pozo mencionado.

4.1.2. Identificación de la ubicación geográfica del Pozo JGR-X2.

Huacareta se encuentra en el área no tradicional de exploración de hidrocarburos. El área de Huacareta se vio desde hace años en la mira de exploración de posibles trampas geológicas para la perforación de pozos. Mediante el modelado 2D de estudios previos se puede evidenciar la existencia de un anticlinal con rastros de la formación Huamampampa tal como se muestra en la figura 4.3. y la figura 4.4. Con el análisis mediante los modelamientos mencionados se determina que el anticlinal debe ser estudiado a mayor detalle a través de la perforación de un nuevo pozo.

Figura 4.3. Modelo 3D integrado del anticlinal Honduras



Fuente: Comité seguimiento y control Shell Bolivia – YPFB, 2016

El pozo JGR-X2 se encontrará ubicado en la parte Sur del Huacareta en el departamento de Tarija en la provincia O’connor en el municipio de Entre Ríos. En la tabla 4.1. se muestra un resumen de los principales datos geográficos del Pozo.

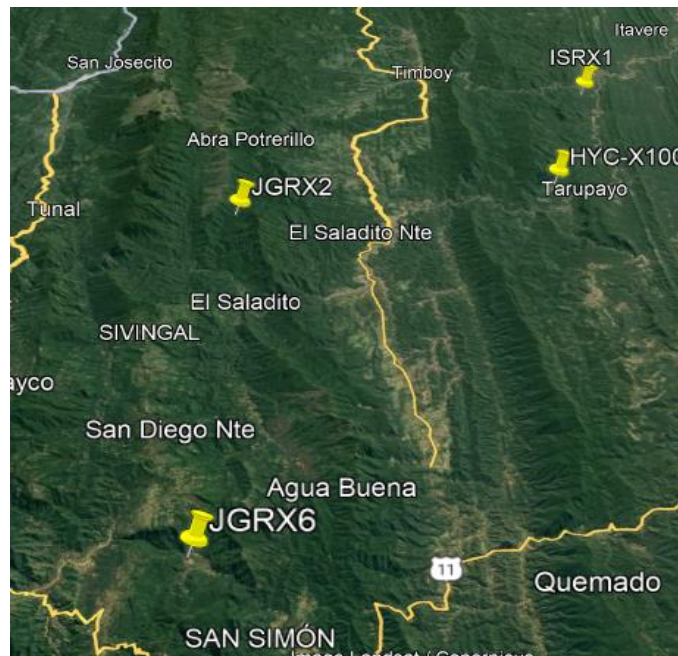
Tabla 4.2. Datos geográficos del pozo JGR-X2

COORDENADAS UTM	
X	379267.00 m E
Y	7647788.22 m S
Zona	20 K
Departamento	Tarija
Provincia	O’connor
Municipio	Entre Rios

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB Andina, 2020

En la figura se representa la ubicación satelital del pozo JGR-X2, tomando en cuenta los datos anteriormente mencionados:

Figura 4.5. Ubicación satelital del pozo JGR-X2



Fuente: Elaboración propia en base a Google Earth, 2024.

En la tabla se muestra la distancia existente entre los pozos vecinos.

Tabla 4.3. Distancia de pozos vecinos al pozo JGR-X2

POZO	DISTANCIA (Km)
HND-X2	19.2
ISR-X1	18.6
HYC-X1002	13.7
JGR-X6	19

Fuente: Elaboración propia en base a Google Earth Pro, 2024

4.1.3. Características geológicas regionales

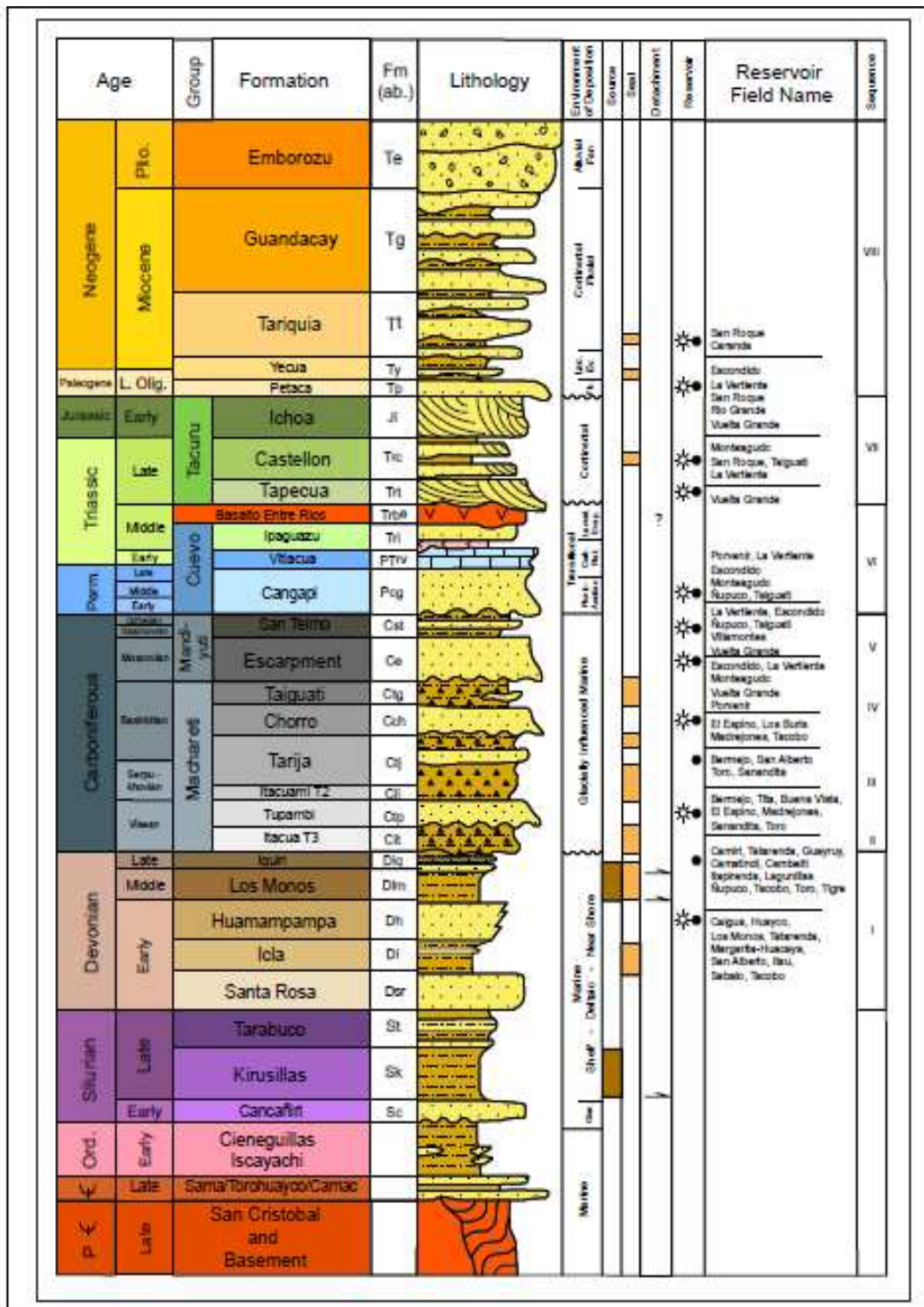
4.1.3.1. Subandino sur

El Subandino sur es una típica confiable sección de formaciones gruesas. La compresión geológica empezó hace aproximadamente diez millones de años originando estructuras que pueden ser seguidas por varios kilómetros. Los campos más importantes hasta la fecha provienen de esta área. Más de diez toneladas de sedimento fueron depositadas dentro de esta área.

El área fue estudiada desde la década de 1920 por diferentes compañías. Los más importantes mega campos están localizados aquí como ser: San Alberto, Sábalo, Itaú, Margarita, Incahuasi, así como también de campos menores de gas y petróleo. Los mismos cuentan una gran cantidad de datos con más de 18.000 kilómetros de registros sísmicos 2D y 3D. Los objetivos corresponden a las formaciones de Devónico (las formaciones Iquiri, Huamampampa, Icla y Santa Rosa)

Los datos recolectados muestran que la presencia importante de fuente hidrocarburífera en las formaciones de Los Monos e Icla, ambas presentan una presencia TOC con un contenido de alrededor 1 a 2% con kerógeno tipo II y III. La mayor generación de áreas está localizada en sinclinales con un algo grado desarrollo de fallas característico de la región del Subandino sur.

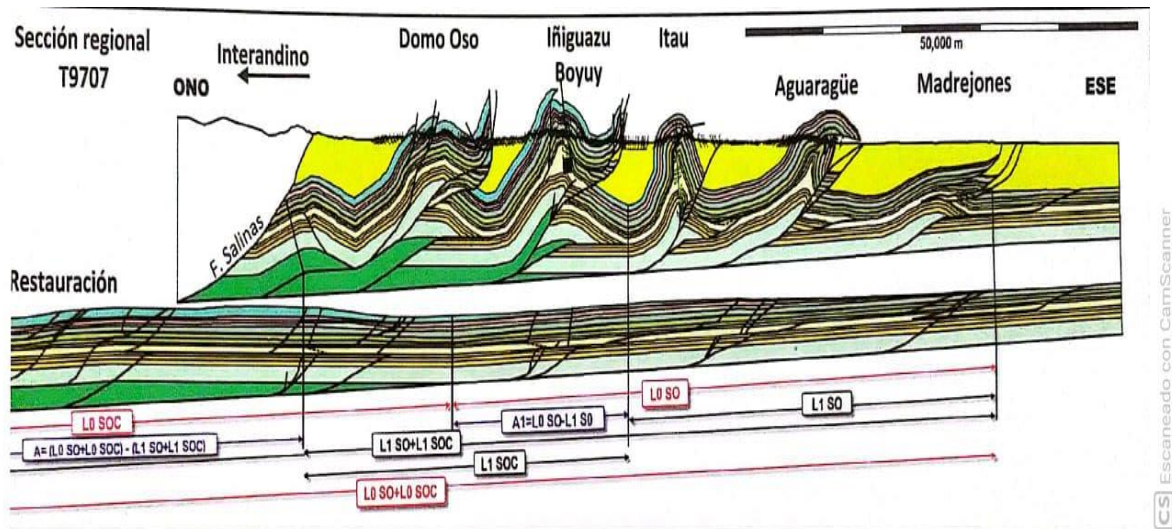
Figura 4.6. Columna estratigráfica del Subandino sur



Fuente: Propuesta geológica JGR -X6, 2018

En la figura 4.7. se muestra el perfil regional de Oeste a Este de la faja de Subandino sur

Figura 4.7. Perfil estructural seccional del Subandino sur



Fuente: Hydrocarbon Potential of Bolivia, 2020

4.1.3.2. Litología

La información geológica de superficie y del suelo proveniente del área de Huacareta presenta rocas de edad devónica hasta terciaria y se presume que rocas más antiguas cámbricas, silúricas y ordovínicas. La litología observada y descrita de la secuencia estratigráfica de cada una de las formaciones atravesadas con la perforación de pozos anteriores se describe como sigue

PALEOZOICO

Sistema Silúrico

En el área de Huacareta y adyacentes ninguno de los pozos perforados ha ingresado a sedimentitas de edad silúrica. Para fines de interpretación geológica se utilizó información de superficie para la determinación de litología y espesores.

Sistema Devónico

Rocas del Sistema Devónico fueron atravesadas por varios pozos que se localizan en el área de Huacareta y aledaños.

- Formación Santa Rosa

La litología descrita corresponde a areniscas grisáceas, con líticos verdosos y oscuros, de grano fino, medio y escaso grueso, subanguloso a subredondeado, regular a bien seleccionado y con cemento silíceo. Intercalan delgadas capas de limolitas y lutitas gris oscuras, parcialmente micáceas.

- Formación Icla

La característica principal de esta formación constituye la presencia de tres secciones litológicamente distintas: la inferior y superior predominantemente pelíticas, mientras que la intermedia es mayormente arenosa.

- Formación Huamampampa

El espesor de esta formación dentro los límites del Bloque Huacareta se sitúa alrededor de los 250 m y litológicamente consiste de una alternancia de cuerpos arenosos, con delgados niveles de pelitas. Las areniscas son de color gris claro, de grano fino, subredondeado, bien seleccionado, presentan cemento silíceo, son micáceas, ocasionalmente contienen líticos oscuros y cristales de pirita, y se encuentran afectadas por fracturamiento. Las pelitas son de color gris oscuro y micáceas.

Las areniscas de la Formación Huamampampa constituyen el objetivo principal de las actividades de exploración que se han venido desarrollando en el área de Huacareta y campos vecinos.

- Formación Los Monos

Litológicamente se encuentra conformada en su mayoría por finas intercalaciones de lutitas y limolitas gris oscuras, las que intercalan con delgadas capas de areniscas de color gris claro. Las lutitas de la Formación Los Monos constituyen los potenciales niveles de roca madre, también son consideradas como el sello superior para los potenciales reservorios de hidrocarburos en el área de Huacareta.

- Formación Iquiri

La parte superior del Devónico se encuentra afectada por un fuerte proceso erosivo, responsable de la denudación de importantes secciones estratigráficas del Devónico Superior, ocasionando que rocas de la Formación Tupambi (Carbonífero Inferior) se asienten directamente sobre distintos niveles estratigráficos de la Formación Los Monos.

Sistema Carbonífero

Tradicionalmente el Sistema Carbonífero ha sido subdividido en dos grandes grupos: uno inferior denominado Machareti y otro superior llamado Mandiyuti. El Grupo Machareti está conformado por las formaciones, ordenadas de base a tope, como Itacua, Tupambi, Itacuami, Chorro/Tarija y Taiguati, mientras que el Grupo Mandiyuti está conformado por las formaciones Escarpment, ubicada en la base, y San Telmo localizado en el tope.

Sistema Pérmico

El Sistema Pérmico está representado por las formaciones Cangapi y Vitiacua, mientras que en las otras estructuras del área de Huacareta estas formaciones se encuentran aflorando en los flancos de los anticlinales/sinclinales.

MESOZOICO

Sistema Triásico

El Sistema Triásico en Huacareta está conformado por las unidades formaciones Ipaguazu, San Diego y Basalto Entre Ríos.

Afloramientos de la efusión volcánica denominada como Basalto Entre Ríos se presentan en los flancos de las estructuras de Huacareta, con un espesor que va desde la decena de metros hasta aproximadamente la centena.

Sistema Jurásico

Grupo Tacurú

El grupo Tacurú está constituido por las formaciones Tapequa, Castellón e Ichoa. Tapequa ha sido identificada por presentar cuerpos arenosos rojizos con estratificación entrecruzada, que

se intercala con delgados niveles de pelitas rojizas, Castellón se compone de areniscas calcáreas blanquecinas e Ichoa se caracteriza por presentar areniscas entrecruzadas rojizas.

CENOZOICO

Sistema Terciario

El Sistema Terciario está conformado por las formaciones Petaca, Yecua, Tariquia, Guandacay y Emborozu. Estas formaciones afloran en los flancos y núcleos de sinclinales.

La Formación Petaca presenta en su parte basal un conspicuo nivel conglomerádico al que le suprayacen cuerpos arenosos de origen fluvial. La Formación Tariquia está constituida por facies areno-pelíticas, la Formación Guandacay presenta un contenido predominantemente arenoso y finalmente la Formación Emborozu está conformada por cuerpos areno-conglomerádicos. La Formación Yecua no ha sido reconocida en este sector del Subandino Sur.

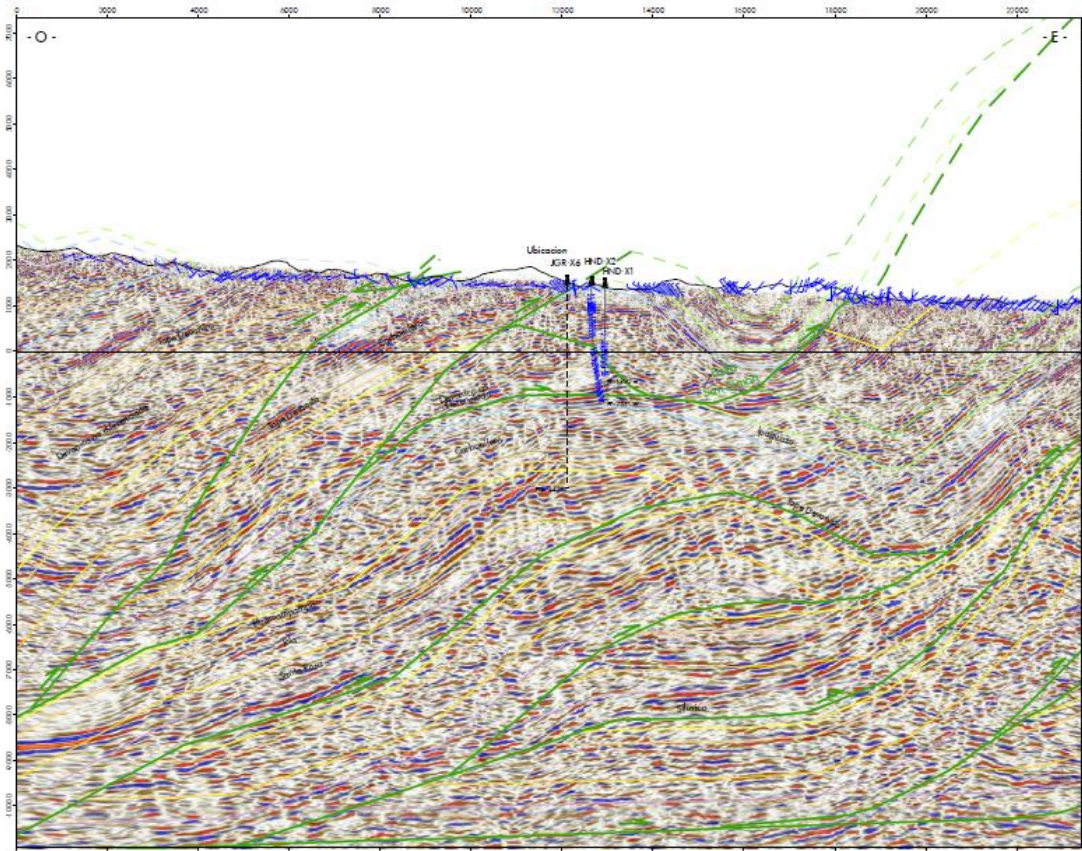
4.2. VENTANA DE LODOS PARA EN NUEVO POZO EN BASE A LOS GRADIENTES DE FORMACIÓN Y FRACTURA.

4.2.1. Perfil de la columna estratigráfica y geopresiones en el bloque Huacareta.

Los datos de la columna estratigráfica se obtuvieron a través de registros geológicos e información obtenida mediante la perforación de pozos cercanos al área de interés, con dichos datos se determinó datos importantes tales como, tope estimado de cada formación, localización estimada de fallas y formaciones del carbonífero y devónico a atravesar.

Desde el punto de vista de perforación la estructura Jaguar se ha dividido en el bloque alto y bloque bajo, debajo la falla de San Simón. Con los datos obtenidos en los modelamientos 2D y 3D de las figuras 4.3. y 4.4. se delimito el anticlinal Honduras y como resultado de la interpretación de la información geológica y geofísica se ha definido el anticlinal Honduras como una potencial trampa de hidrocarburos el cual se denominó prospecto Jaguar bajo la falla de San Simón.

Figura 4.8. Registros del prospecto Jaguar



Fuente: Propuesta geológica pozo JGR-X6, 2018

La exploración profunda del bloque Huacareta más reciente fue la del pozo Jaguar-X6 (JGR-X6) consecuentemente, analizando la propuesta geológica del pozo Jaguar-X6 se puede obtener los datos de topes de la columna estratigráfica en la tabla 4.4:

Tabla 4.4. Prognosis estratigráfica para el pozo JGR-X6

ESTRATIGRAFIA DEL POZO JGR-X6				
<i>Sistema</i>	<i>Formacion</i>	<i>Tope[m]</i>	<i>Espesor</i>	<i>Incertidumbre[m]</i>
Triasico	Ipaguazu	0	37	0
	Falla de Castelosn	37	0	±30
	Vitiacua	37	93	±30
Permico	Cangapi	130	115	±50
Carbonifero	San Telmo	245	271	±50
	Escarpment	516	162	±50
	Tarija	678	153	±50

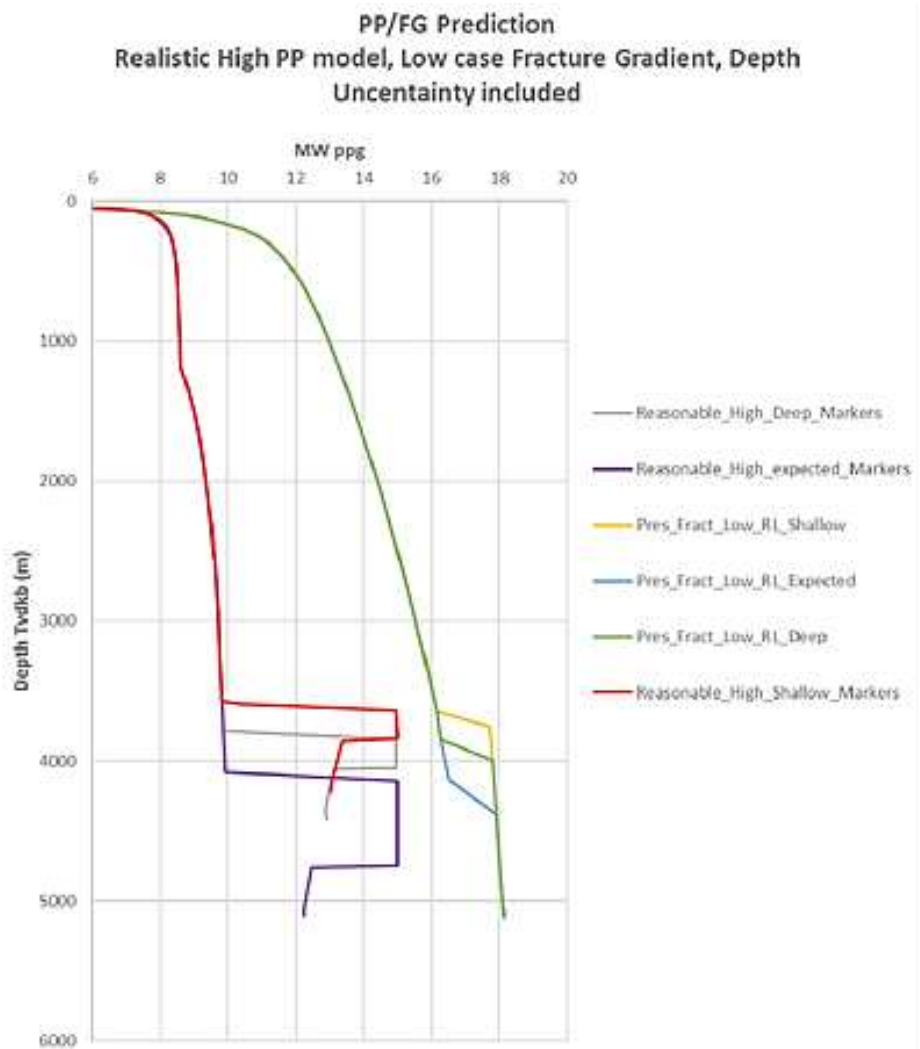
ESTRATIGRAFIA DEL POZO JGR-X6				
<i>Sistema</i>	<i>Formacion</i>	<i>Tope[m]</i>	<i>Espesor</i>	<i>Incertidumbre[m]</i>
	Backthrust	831	0	±100
Carbonifero	San Telmo	831	140	±100
	Escarpment	971	162	±100
	Tarija	1133	291	±100
	Itacuami	1424	31	±100
	Tupambi	1455	188	±100
Devonico	Devonico tardio	1643	739	±100
	Falla de San Simon	2382	0	±100
Triasico	Ipaguazu	2382	237	±100
	Vitiacua	2619	111	±300
Permico	Cangapi	2730	120	±300
Carbonifero	San Telmo	2850	215	±300
	Escarpment	3065	130	±300
	Tarija	3195	250	±300
	Itacuami	3445	25	±300
	Tupambi	3470	162	±300
Devonico	Iquiri	3632	211	±300
	Los Monos	3843	222	±700
	Huamampampa	4065	289	±700
	Icla	4354	75	±700
	Profundidad final	4429	4429	5660

Fuente: Propuesta geológica pozo JGR-X6, 2018

El programa de perforación del pozo Jaguar-X6 propone datos de la presión de poros y presión de fractura para las diferentes profundidades de la columna estratigráfica. Esta va en función de la incertidumbre de la misma columna estratigráfica.

Como se puede observar en la figura 4.9. se puede esperar que la perforación desde superficie hasta la formación se encuentre bajo condiciones de presión hidrostática, y se ve un potencial de presiones anormales entrando al bloque devónico debajo de la falla San Simón. Este incremento de presión se espera que sea en la formación Los Monos hasta el contacto de la formación Huamampampa.

Figura 4.9. Estimación del gradiente de presión poral y fractura para el pozo JGR-X6



Fuente: Propuesta geologica pozo JGR-X6, 2018

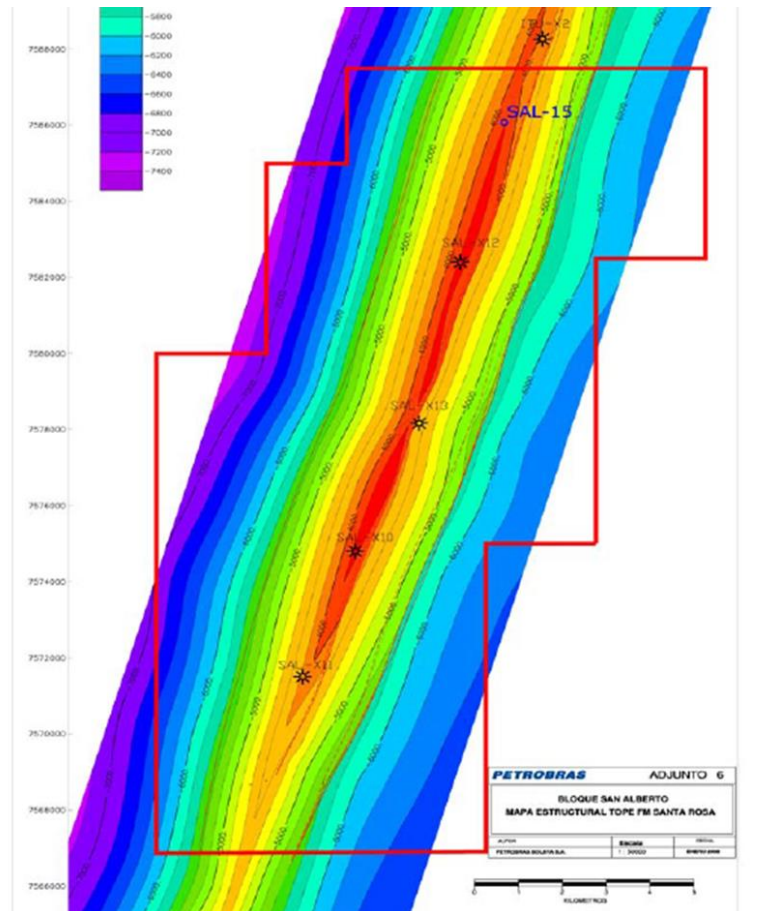
De la figura 4.9 se puede apreciar los márgenes del pozo JGR-X6, se tabularon sus valores, el cual se puede apreciar en el Anexo A.

4.2.2. Comportamiento de geopresiones en el Subandino Sur

Con la trampa estructural ya definida con la perforación del pozo JGR-X6, ahora se debe definir el comportamiento de la geopresión del anticlinal Honduras. Por consiguiente, trabajando con el tamaño de la trampa podemos trabajar en base al comportamiento de las geopresiones en el Subandino sur. Por medio, del análisis de otro campo podemos analizar las geopresiones en el mismo.

Recurriendo a datos del campo San Alberto el cual es otro campo en el Subandino sur, el mismo que fue ampliamente explorado mediante la perforación de varios pozos para delimitar el potencial de una trampa estructural el cual podemos observar en la figura 4.10:

Figura 4.10. Mapa estructural del bloque San Alberto



Fuente: Programa de perforación pozo SAL-15(ML), 2008

Con los datos del programa de perforación del pozo SAL-15 se puede obtener los resultados de las pruebas de integridad para determinar las presiones de fracturas de los pozos perforados en bloque en la tabla 4.5:

Tabla 4.5. Gradientes de fractura del campo San Alberto

Pozo	LOT/FIT	TVD[m]	EWM [ppg]
SAL-X10	FIT	726	10,1
	LOT	1439	12,1
	FIT	3027	17,35
	LOT	4060	13,29
	LOT	5073	14,43
SAL-X11	LOT	2582	15,41
	LOT	4316	12,93
	LOT	5090	15,19
SAL-X12	LOT	1413	13,94
	LOT	2793	14,77
	LOT	4047	13,94
	LOT	4929	14,96
SAL-X13	LOT	1332	15,5
	LOT	2497	16,28
	LOT	3973	14,59
	LOT	5034	13,48
SAL-X14	LOT	1272	13,57
	FIT	2601	17,74
	LOT	3958	14,53

Fuente: Programa de perforación pozo SAL-15(ML), 2008

Recurriendo a los datos anteriores podemos realizar un análisis para verificar la tendencia de las presiones en el Subandino Sur con un análisis de variación de presión representada en peso de lodo entre los pozos SAL-X10 y SAL-X12 en los extremos de la trampa geológica.

Tabla 4.6. Presiones de fractura del campo San Alberto

Comportamiento de geopresiones en el Subandino			
Intervalo de profundidad	SAL X-10 [ppg]	SAL X-12 [ppg]	Variación [ppg]
1439;1413	12,1	13,94	1,84
3027;2793	17,35	14,77	2,58
4060;4047	13,29	13,94	0,65
5073;4929	14,43	14,96	0,53

Fuente: Elaboración propia, 2024

Comparando los datos reales de la perforación con la variación de la presión representado en peso de lodo para el pozo SAL-X13 en medio de la trampa geológica podemos determinar la tendencia de error para el comportamiento de las geopresiones en el Subandino sur.

Tabla 4.7. Tendencia de error entre la presión esperada y la presión real

Intervalo de profundidad	SAL X-13 [ppg] CALCULADO CON VARIACION	SAL X-13 [ppg] REAL	ERROR%
1332	13,94	15,5	11,19
2497	19,93	16,28	18,31
3973	13,94	14,59	4,66
5034	14,96	13,48	9,89
Promedio de error [%]			11,02

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.2.3. Columna estratigráfica de los topes para el pozo propuesto

Para obtener una columna estratigráfica generalizada para el pozo propuesto se ha efectuado una correlación geológica con la información del pozo Jaguar-X6. Este pozo se encuentra sobre el mismo lineamiento estructural en el cual se observa claramente en la tabla 4.4 que la información presentada en el programa de perforación del pozo Jaguar-X6 las columnas tienen un margen de incertidumbre. Debido a la tendencia de profundidad de las formaciones devónicas en el Subandino sur y las incertidumbres podemos definir la columna estratigráfica para el pozo propuesto en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Perfil estructural para el pozo propuesto

ESTRATIGRAFICA POZO JGR-X2			
<i>Sistema</i>	<i>Formacion</i>	<i>Tope[m]</i>	<i>Espesor</i>
<i>Triasico</i>	Ipaguazu	0	67
	Falla de Castelosl	67	0
	Vitiacua	67	123
<i>Permico</i>	Cangapi	190	145
<i>Carbonifero</i>	San Telmo	335	301
	Escarpment	636	192
	Tarija	828	183
	Backthrust	1011	0
<i>Carbonifero</i>	San Telmo	1011	170
	Escarpment	1181	192
	Tarija	1373	321
	Itacuami	1694	61
	Tupambi	1755	218
<i>Devonico</i>	Devonico tardío	1973	730
	Falla de San Simon	2703	0
<i>Triasico</i>	Ipaguazu	2703	267
	Vitiacua	2970	141
<i>Permico</i>	Cangapi	3111	150
<i>Carbonifero</i>	San Telmo	3261	245
	Escarpment	3506	160
	Tarija	3666	280
	Itacuami	3946	55
	Tupambi	4001	192
<i>Devonico</i>	Iquiri	4193	241
	Los Monos	4434	252
	Huamampampa	4686	319
	Icla	5005	105
	<i>Profundidad final</i>	<i>5110</i>	<i>5110</i>

Fuente: Elaboración propia,2024

La profundidad final se ha establecido de tal manera de atravesar ampliamente los objetivos probables que son las areniscas de la formación Huamampampa e Icla.

4.2.4. Correlación de la presión de poro y presión de fractura para el pozo propuesto

La configuración de la columna estratigráfica y geológica regional, también en base a la experiencia de la perforación profunda obtenida en el Subandino sur, se determina en la base de pozos perforados y el análisis del comportamiento de las geopresiones de la tabla 4.7, con los datos mencionados se ha construido el grafico de gradientes mostrados en la tabla 4.9.

Tabla 4.9. Gradientes de poro y fractura para el pozo propuesto

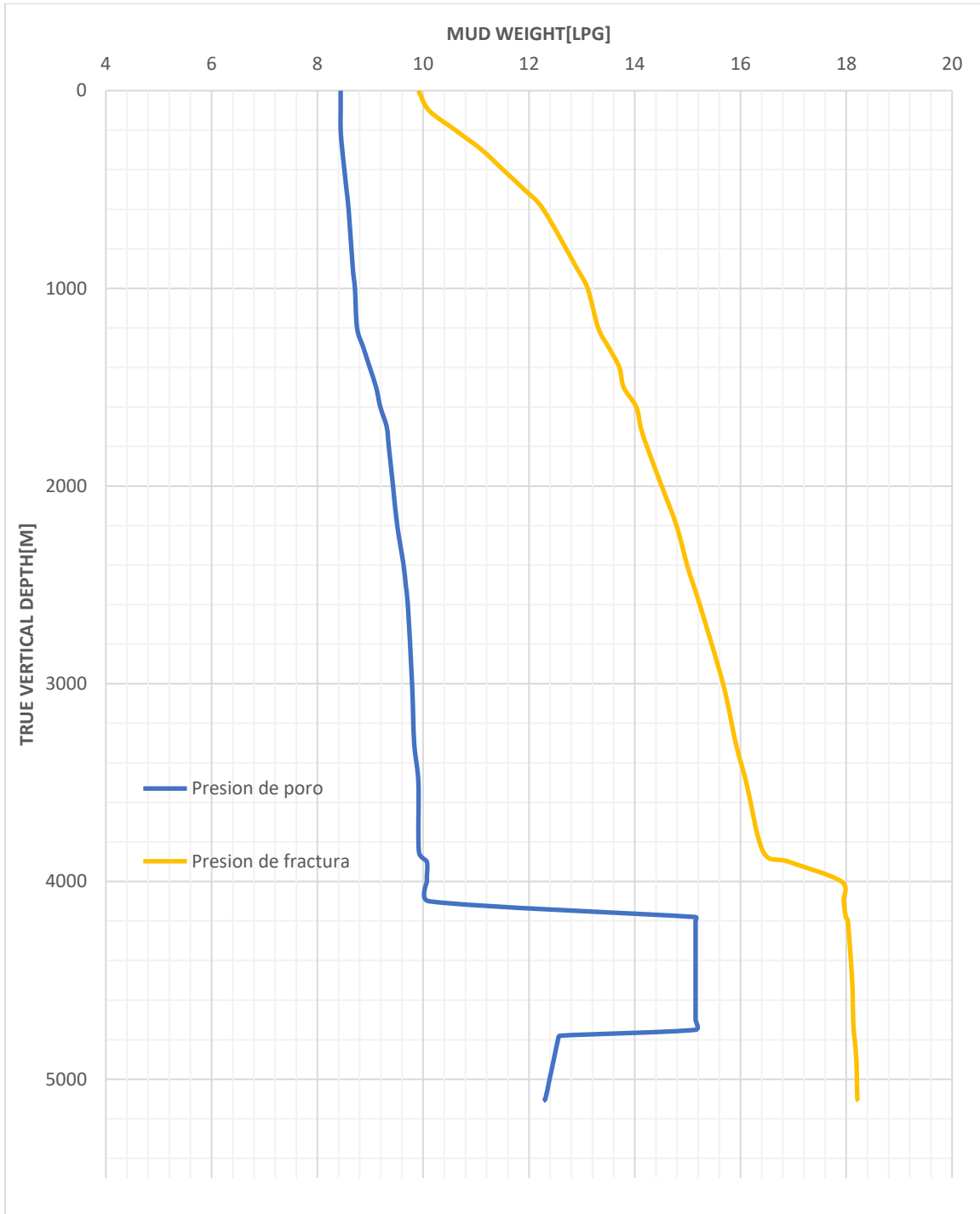
POZO JGR-X2				
Profundidad[m]	Presión de poro[lpg]	Presión de fractura[lpg]	Presión de poro[lpg] con FS	Presión de fractura[lpg] con FS
0	8,44	9,91	8,94	9,41
100	8,44	10,11	8,94	9,61
200	8,44	10,61	8,94	10,11
300	8,47	11,11	8,97	10,61
400	8,51	11,51	9,01	11,01
500	8,55	11,91	9,05	11,41
600	8,59	12,27	9,09	11,77
900	8,67	12,91	9,17	12,41
1000	8,71	13,11	9,21	12,61
1200	8,75	13,31	9,25	12,81
1300	8,87	13,51	9,37	13,01
1400	8,99	13,71	9,49	13,21
1500	9,11	13,79	9,61	13,29
1600	9,19	14,03	9,69	13,53
1700	9,31	14,11	9,81	13,61
1800	9,35	14,23	9,85	13,73
2000	9,43	14,51	9,93	14,01
2200	9,51	14,79	10,01	14,29
2400	9,63	14,99	10,13	14,49
2500	9,67	15,11	10,17	14,61
2600	9,71	15,23	10,21	14,73
3000	9,79	15,67	10,29	15,17
3300	9,83	15,91	10,33	15,41
3500	9,91	16,11	10,41	15,61
3850	9,92	16,43	10,42	15,93
3900	10,07	16,91	10,57	16,41
4000	10,07	17,91	10,57	17,41

POZO JGR-X2				
Profundidad[m]	Presión de poro[lpg]	Presión de fractura[lpg]	Presión de poro[lpg] con FS	Presión de fractura[lpg] con FS
4100	10,11	17,95	10,61	17,45
4180	15,15	17,99	15,65	17,49
4200	15,15	18,03	15,65	17,53
4500	15,15	18,11	15,65	17,61
4700	15,15	18,13	15,65	17,63
4750	15,15	18,14	15,65	17,64
4780	12,59	18,15	13,09	17,65
4800	12,55	18,16	13,05	17,66
4900	12,47	18,19	12,97	17,69
5000	12,39	18,2	12,89	17,7
5100	12,31	18,21	12,81	17,71
5110	12,27	18,23	12,77	17,73

Fuente: Elaboración propia, 2024

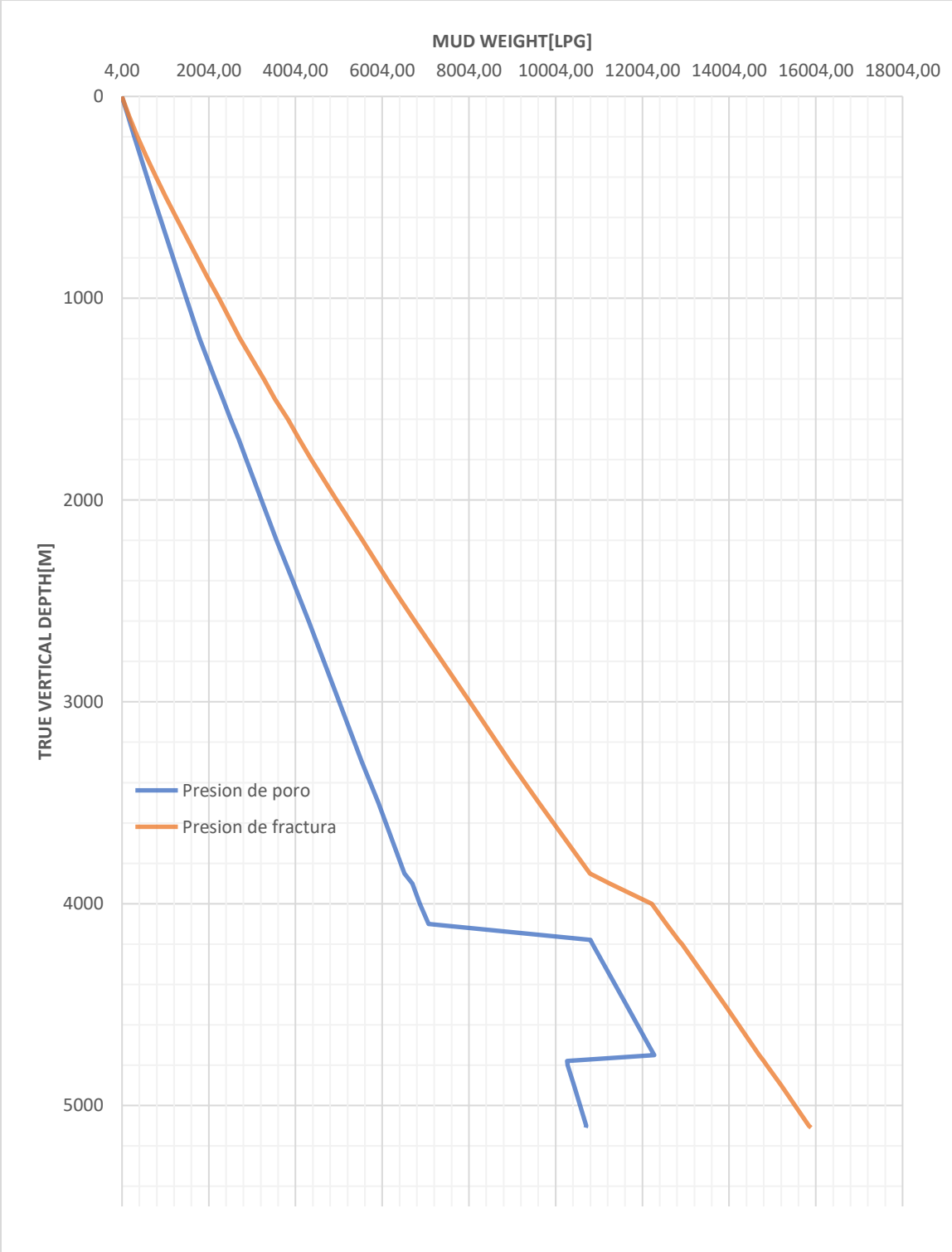
Con los datos de la tabla 4.9. se realizó el grafico de la ventana de presiones para el pozo, así también con se puede graficar la presión de poro y presión de fractura en función de la profundidad. Debido que los bloques litológicos no cambian significativamente de un pozo a otro y de un campo a otro, el comportamiento de gradientes puede considerarse como representativo para el área, en el cual se aprecia la presencia de formaciones de presión normal en formaciones superficiales, pero con formaciones de presión anormal en formaciones devónicas especialmente la formación los Monos.

Figura 4.11. Ventana de operativa del pozo JGR-X2



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.12. Perfil de profundidad vs presiones



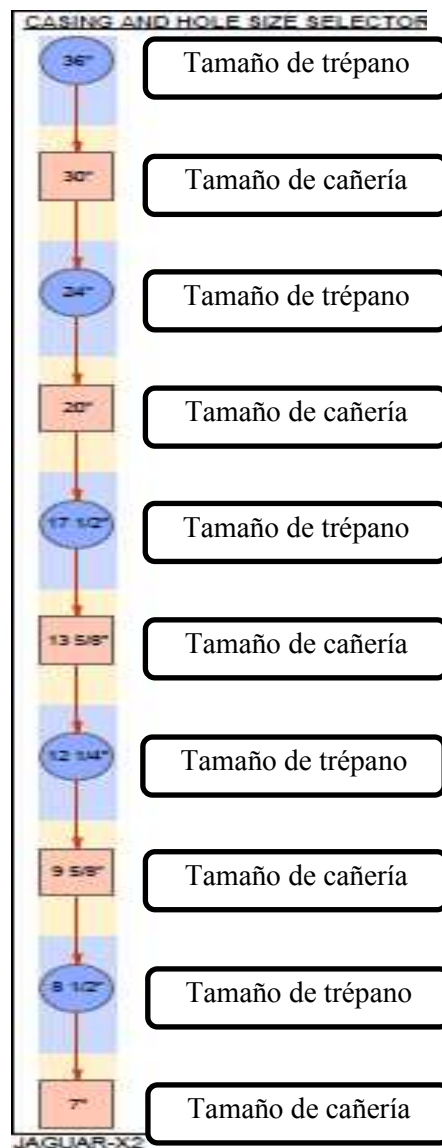
Fuente: Elaboración propia,2024

4.3. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CAÑERÍA DE REVESTIMIENTO Y VERIFICACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE LANDMARK.

4.3.1. Diseño de la geometría del pozo Jaguar-X2

El diseño de la geometría del pozo Jaguar-X2 se enfocará en la selección de los tamaños de las cañerías además de la selección de los tamaños de trépanos a utilizar para perforar los distintos tramos hasta llegar al nivel objetivo del pozo. Este diseño se realizará en función de la cartilla de diámetros recomendada en la norma API RP7G.

Figura 4.13. Diagrama de tamaño cañería y trépanos

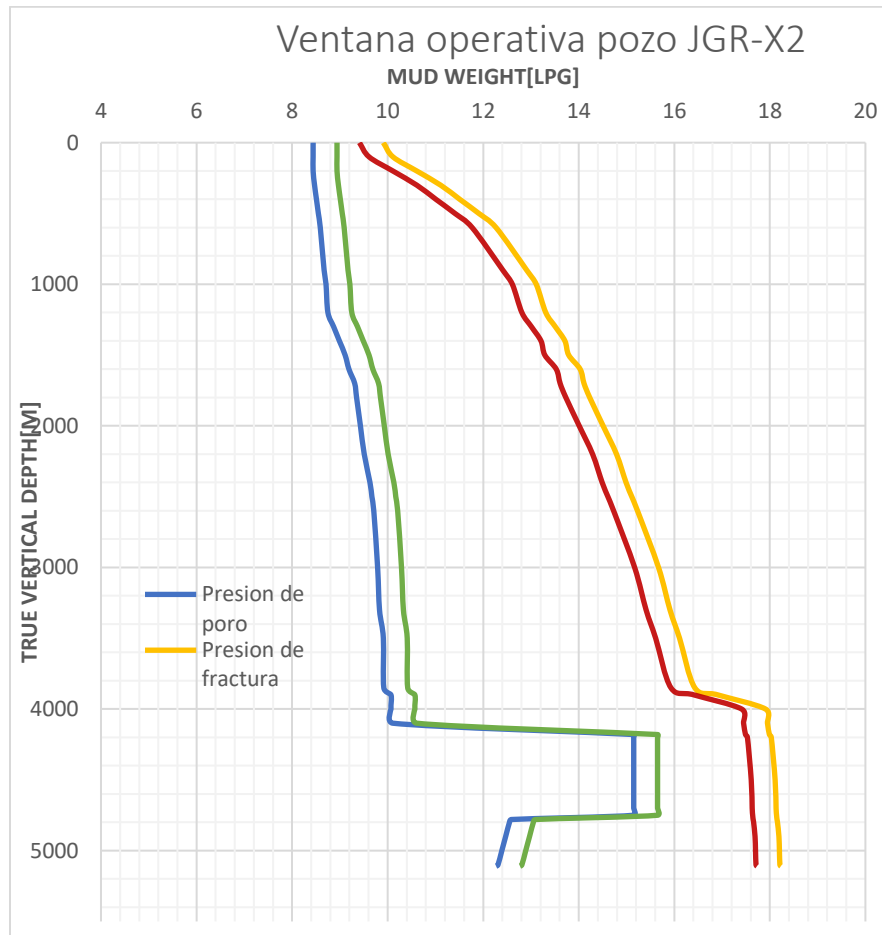


Fuente: Elaboración propia

4.3.1.1. Profundidades de asentamiento de Cañerías

Para la selección de las profundidades de asentamiento de las cañerías de revestimiento se trabajo en base a la ventana operativa, pero tomando un margen de seguridad de ± 0.5 lpg, siendo positiva para la presión de poro y negativa para la presión de fractura. Dicho factor de seguridad se toma en cuenta en la tabla 4.9 y la gráfica de la misma se obtiene:

Figura 4.14. Ventana operativa con factor de seguridad del pozo JGR-X2

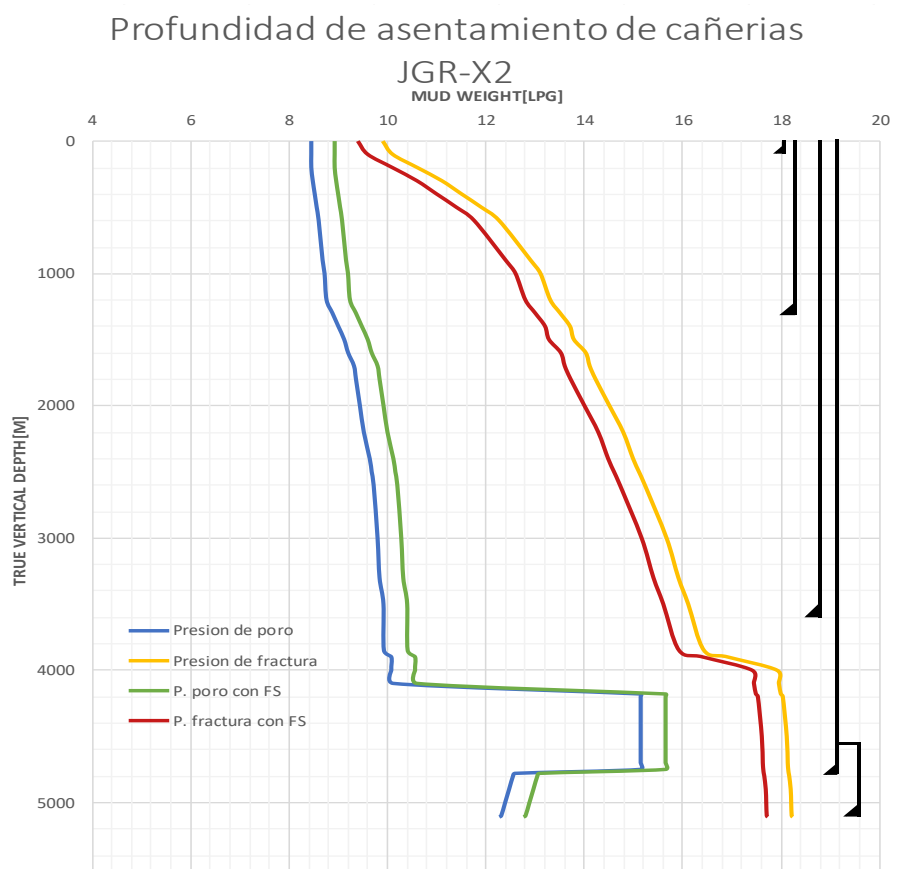


Fuente: Elaboración propia, 2024

Para determinar la profundidad de asentamiento de las cañerías se revisó el método gráfico y el método analítico. Mediante el método gráfico se dibuja una serie de líneas de subida y bajadas en función de la ventana operativa pero este método es ineficiente con este tipo de ventana operativa con presiones anormales. Por consiguiente, el método analítico se basa en criterios

comparativos con la información de otros pozos, pero que aun así no entre en conflicto con la ventana de operación.

Figura 4.15. Profundidad de asentamiento de cañerías del pozo JGR-X2



Fuente: Elaboración propia, 2024

Revisando la figura 4.15. realizamos la tabla con los datos de profundidades de asentamiento de las cañerías.

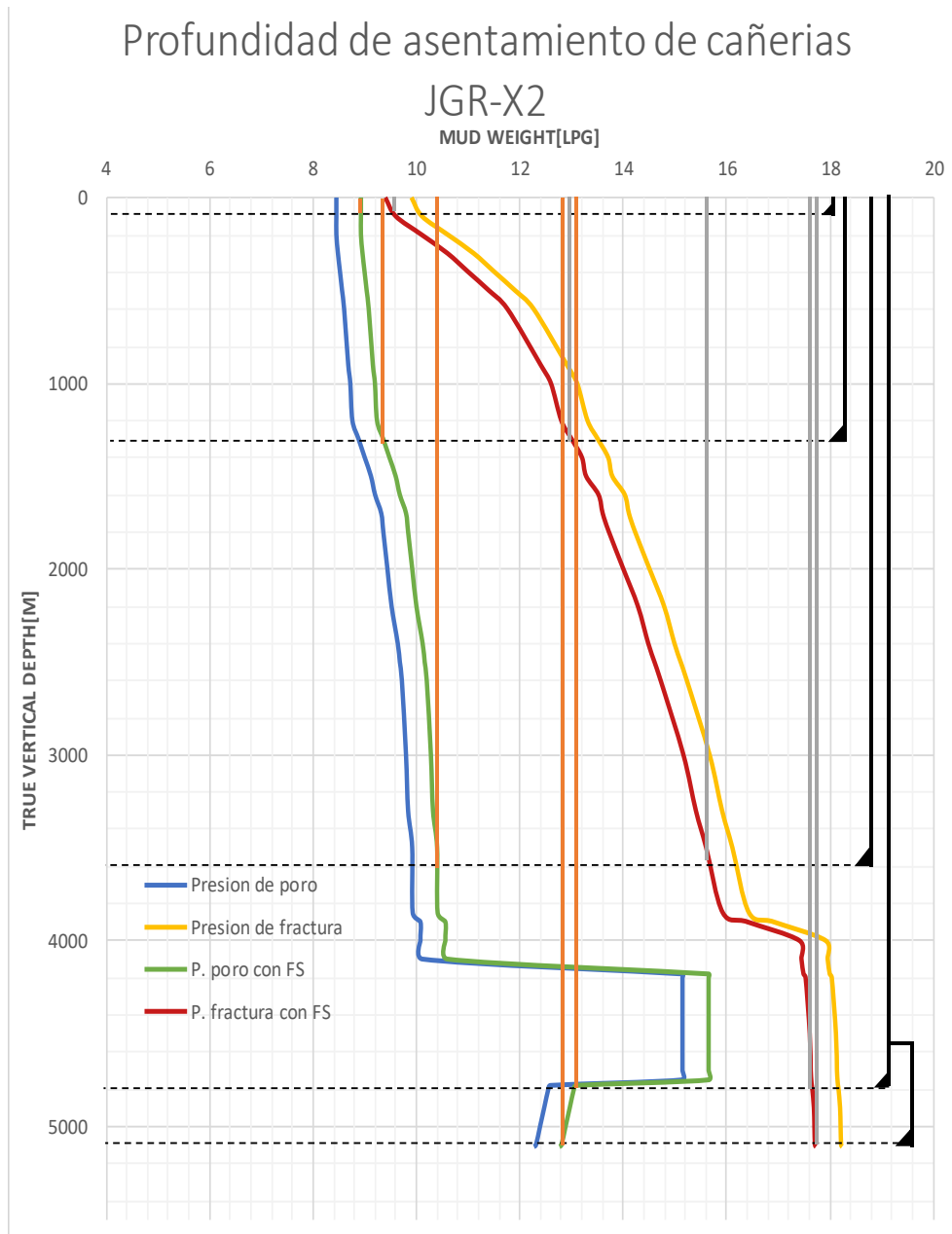
Tabla 4.10. Profundidad de asentamiento de cañerías

Tramo	Casing OD [in]	Profundidad TVD		Profundidad MD	
		Tope[m]	Zapato[m]	Tope[m]	Zapato[m]
Conductor	30	0	70	0	70
Superficial	20	0	1300	0	1300
Intermedio	13 5/8	0	3600	0	3600
Productor	9 5/8	0	4800	0	4800
Productor-Liner	7	4700	5110	4700	5100

Fuente: Elaboración propia, 2024

En base a la ventana operativa se determinará las presiones mínimas y máximas que soportara cada tramo de perforación para poder trabajar de mejor forma con el diseño las cañerías que se correrán en cada tramo del pozo.

Figura 4.16. Densidades de poro y fractura de cada sección del pozo



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.16 podemos encontrar la presión de poro y presión de fractura para cada tramo para los cálculos de diseño.

Tabla 4.11. Presión de poro, presión de fractura y densidad de lodo para cada tramo

<i>Tramo</i>	<i>Casing OD [in]</i>	<i>Densidad de poro[lpg]</i>	<i>Densidad de fractura[lpg]</i>	<i>Densidad de lodo[ppg]</i>
Conductor	30	9	9,5	9,2
Superficial	20	9,37	13,01	9,2-10
Intermedio	13 5/8	10,35	15,6	10-11,2
Productor	9 5/8	13,05	17,66	11,2-16
Productor -Liner	7	12,77	17,73	16-13,6

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.3.1.2. Diseño de cañerías de revestimiento

Para el diseño de las cañerías de revestimiento se trabajó con el método de diseño por tensión donde se analiza el las cargas de presión, esfuerzos y tensión axial. Asimismo, para el diseño correcto de las cañerías se debió tomar en cuenta un factor de seguridad para asegurar que el diseño de la cañería no pase el punto de cedencia donde la cañera fallaría. Los factores de seguridad que se tomara para el diseño, se resumen en la tabla:

Tabla 4.12. Datos de factor de seguridad de diseño para cada tramo

<i>Colapso</i>	1,1
<i>Reventamiento</i>	1,1
<i>Tensión</i>	1,6
<i>Triaxial</i>	1,25

Fuente: Casing and liners for drilling and completion, 2007

4.3.1.2.1. Cañería superficial

Para el diseño de la cañería superficial se tomó los siguientes datos:

Tabla 4.13. Datos para el diseño del tramo superficial

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	20	in
<i>Profundidad de pozo</i>	1305	m
<i>Densidad de formación</i>	9,37	lpg
<i>Densidad de fractura</i>	13,01	lpg
<i>Densidad de lodo</i>	10	lpg
<i>Densidad de lechada</i>	15,6	lpg
<i>Temperatura</i>	150	°C
<i>Temperatura promedio</i>	676,1	R

Fuente: Elaboración propia, 2024

1) ANÁLISIS COLAPSO

Para trabajar con la línea de carga por presión de colapso, para la cañería superficial se trabajó con los datos proporcionados por la tabla 4.13. Se tomó como base de cálculos las siguientes condiciones para diseñar la cañería en el peor escenario posible:

1. La gradiente de presión en el espacio anular se tomará como el peso del fluido cuando la cañería fue corrida dentro de pozo.
2. La cañería está completamente vacía por pérdida de circulación en el siguiente tramo de perforación.

Presión de colapso en el tope del arreglo de cañerías

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = 0 - 0$$

$$P_c = 0[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C1} = P_c * \text{FS}$$

$$P_{C1} = 0 * 1.1$$

$$P_{C1} = 0[\text{PSI}]$$

Presión de colapso en el fondo del arreglo de cañería

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = (0.052 * 10 * 1300 * 3.281) - 0$$

$$P_c = 2218[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C2} = P_c * \text{FS}$$

$$P_{C2} = 2218 * 1.1$$

$$P_{C2} = 2440[\text{PSI}]$$

2) ANALÍS DE REVENTAMIENTO

Se trabajó con la línea de carga por presión de reventamiento para la cañería superficial y para ello se tomó las siguientes condiciones del peor caso posible en la perforación de esta etapa:

1. La presión de reventamiento en el zapato será igual a la presión de inyección.

$$P_{iny} = 0.052 * (MW_{fract} + FS) * TVD \quad (4.1)$$

Donde:

MW_{fract} = Peso se lodo de fractura

FS = Factor de seguridad = 0.5 [lpg]

TVD = Profundidad vertical verdadera [ft]

2. La cañería está llena de gas por un descontrol en el tramo intermedio.

3. El lodo en el espacio anular se cortó hasta obtener el gradiente de agua salada.

Como la cañería se considera llena de gas, se puede analizar su comportamiento del gas mediante la ecuación:

$$P_2 = P_1 \times e^{\frac{M*(h_2-h_1)}{z*R*T_{prom}}} \quad (4.2)$$

Donde:

M = Peso molecular (Metano) = 16 [lb/mol]

Z = Factor de compresibilidad de los gases = 1

h_2-h_1 = Diferencia de profundidad desde fondo hasta el tope de cañería

R = Constante de los gases = 1544 lb*ft/mol*R

T_{prom} = temperatura promedio del tramo [Rankine]

R = Constante de los gases = 1544 lb*ft/mol*R

T_{prom} = temperatura promedio del tramo

Para la temperatura promedio de los gases para la ecuación (4.1) se puede calcular realizando una interpolación de temperatura del pozo y sus profundidades.

$$T_{prom} = \left(T_{superficie} + \frac{\text{Profundidad tramo}}{\text{Profundidad total pozo}} * (T_{superficial} - T_{Fondo}) \right) + 460 \quad (4.3)$$

Donde:

T_{prom} = Temperatura promedio

T_{sup} = Temperatura en superficie [°F]

Tfondo= Temperatura en superficie [°F]

Presión de reventamiento en el tope del arreglo de cañerías:

De la ecuación (4.2) y calculamos la presión de inyección:

$$T_{\text{prom}} = \left(71.6 + \frac{1300}{5110} * (302 - 71.6) \right) + 460$$

$$T_{\text{prom}} = 676.1[\text{R}]$$

$$P_{\text{iny}} = 0.052 * (13.01 + 0.5) * 1300 * 3.281$$

$$P_{\text{iny}} = 2996[\text{PSI}]$$

Usamos la ecuación (4.3) para calcular la presión el tope de la cañería.

$$P_r = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

$$P_r = P_{\text{iny}} \times e^{\frac{M*(h_2-h_1)}{z*R*T_{\text{prom}}}} - 0$$

$$P_r = 2996 \times e^{\frac{16*(0-1300*3.281)}{1*1544*676.1}}$$

$$P_r = 2807[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R1} = P_r * \text{FS}$$

$$P_{R1} = 2807 * 1.1$$

$$P_{R1} = 3088[\text{PSI}]$$

Presión de reventamiento en el fondo del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

$$P_r = 0.052 * (13.01 + 0.5) * 1300 * 3.281 - 0.465 * 1300 * 3.281$$

$$P_r = 1013[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R2} = P_r * \text{FS}$$

$$P_{R2} = 1013 * 1.1$$

$$P_{R2} = 1114[\text{PSI}]$$

Se colocó los datos calculados en una tabla:

Tabla 4.14. Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería superficial

<i>Colapso</i>	
<i>Profundidad[m]</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	0
1300	2440
<i>Reventamiento</i>	
<i>Profundidad[m]</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	3088
1300	1114

Fuente: Elaboración propia,2024

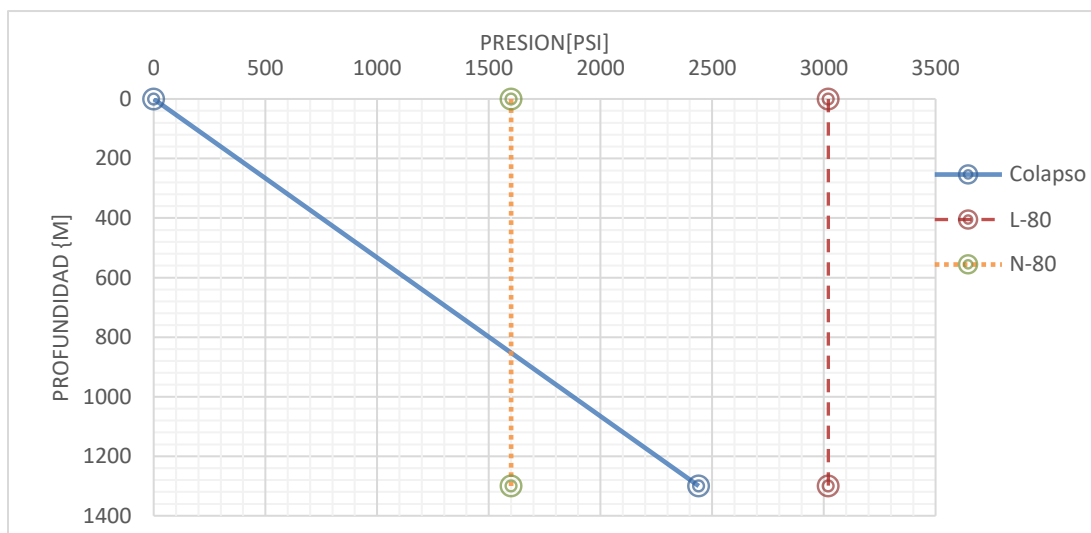
3) ANALISIS DE TENSION

Del libro Redbook de Halliburton de cañerías de 20 pulgadas:

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso [PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento [PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>
L-80,	169	3020	5680	3916
N-80	133	1600	4450	3091

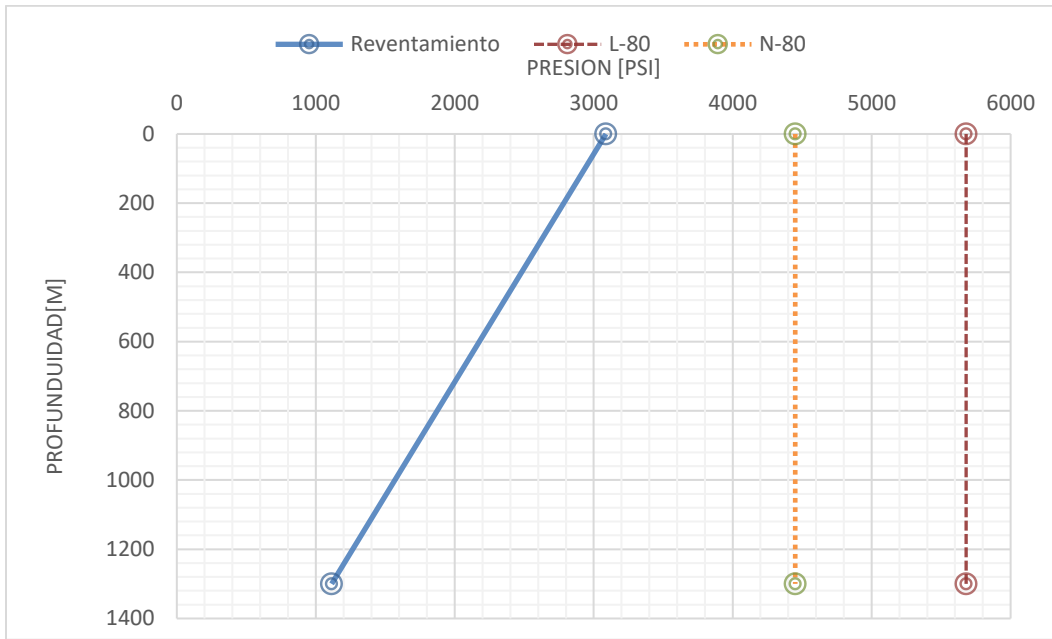
Con los datos de la tabla 4.14 se graficó las líneas de carga de presión de colapso y presión de reventamiento. En la gráfica también se colocó los esfuerzos de presión que soportará cada cañería de las cañerías de catálogo.

Figura 4.17. Línea de carga de colapso para la cañería superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.18. Línea de carga por reventamiento para la cañería superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

De los gráficos 4.17 se puede contemplar que la línea de carga de presión de colapso de la cañería no soporta totalmente la cañería N-80, por lo que se realizó una combinación con la cañería L-80. Por otro lado, la línea de carga de presión de reventamiento, se aprecia que ambas cañerías soportan la carga de reventamiento, pero por lo mencionado de la línea de carga de presión de colapso se mantendrá la combinación de cañerías. Se tomó una longitud de cañería N-80 de 452 metros y combinaremos con una longitud de 169 metros de la cañería L-80.

El análisis de tensión se realiza utilizando las ecuaciones (2.9) a (2.12), lo cual permite obtener la tabla 4.15. A partir de esta tabla, se establece que, mediante las ecuaciones (2.13) y (2.14), el factor de seguridad (FS) debe ser mayor o igual a 1.8 para confirmar que las cañerías son capaces de soportar las cargas de tensión.

Tabla 4.15. Datos de tensión de la para la cañería superficial

Grado	W [lb/ft]	Longitud [m]	Waire [lbft]	Wflot [lbft]	Wacum [lbft]	Wcho [lbft]	Wpandeo [lbft]	Wtot [lbft]	FS
L-80	169	452	250629	212283	212283	540800	0	753083	5,20
N-80	133	848	370044	313428	525710	425600	0	951310	3,25

Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la tabla 4.15 como ambas cañerías tienen $FS \geq 1.8$ el diseño soportará la tensión producida por las cargas de peso acumulado, choque y pandeo.

4) ANALISIS DE TENSIÓN AXIAL

Aplicando las ecuaciones (2.14) y (2.5) podemos obtener la tabla:

Tabla 4.16. Datos de tensión axial para la cañería superficial

<i>Nodo</i>	<i>Diámetros</i>	<i>Área</i>	<i>Presión</i>	$P*(A_{i+1}-A_i)$	L_i*wi	<i>Fuerza en fondo de sección</i>	<i>Fuerza en tope de sección</i>
1	20	314,16	2218	696791	250629	-108565	142064
2	18,376	265,21	2218	14926	370044	156990	527035
3	18,73	275,53	1447				

Fuente: Elaboración propia, 2024

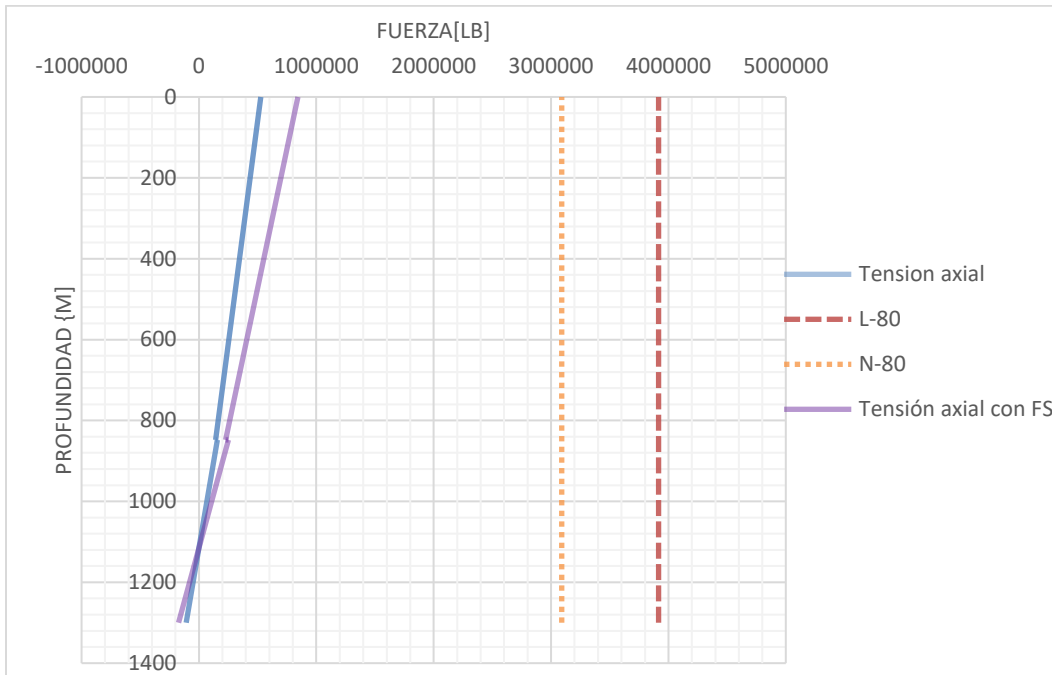
Al ingresar los datos en una tabla de profundidad y aplicar el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12, se procede a graficar para determinar si la cañería es capaz de soportar la tensión axial.

Tabla 4.17. Datos de tensión axial y profundidad para la cañería superficial

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza</i>	<i>Fuerza*FS</i>
1300	-108565	-173704
848	156990	251184
848	142064	227302,4
0	527035	843256

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.19. Diagrama de tensión axial para la cañería superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

Al analizar la figura 4.19 se concluye que las cañerías soportan la carga de tensión axial.

4.3.1.2.2. Cañería intermedia

A partir de los análisis previos, se trabajará con los siguientes datos:

Tabla 4.18. Datos para el diseño del tramo intermedio

Datos de pozo		
Cañería	13,625	in
Profundidad de pozo	3605	m
Desviación	1	°/100
Densidad de formación	10,35	lpg
Densidad de fractura intermedio	15,6	lpg
Densidad de lodo intermedio	11,2	lpg
Densidad de lechada	15,6	lpg
Temperatura	112,18	°C
Temperatura promedio	727,96	R
BOP	5000	PSI
BOP FS=100%	5000	PSI
Gradiente de gas promedio	0,195	PSI/ft
Densidad de lodo más pesado	16	lpg
Densidad de lodo liner	13,6	lpg
Profundidad de tramo producción	4800	m
Densidad de fractura liner	17,66	lpg

Fuente: Elaboración propia, 2024

1) ANÁLISIS COLAPSO

Para trabajar con la línea de carga por presión de colapso, para la cañería intermedia se trabajará con los datos proporcionados por la tabla 4.18. Se considerarán las siguientes condiciones para diseñar la cañería para soportar el peor escenario posible:

1. Existe pérdida de circulación parcial en niveles debajo del zapato del siguiente tramo,
2. El gradiente de formación en la zona de pérdida de circulación es 0.465 PSI/ft

Suponiendo caída de nivel de lodo parcial, debemos calcular h_1 (nivel de lodo), h_2 (zapato tramo intermedio) y h_3 (zapato tramo productor).

$$h_3 = \frac{G_f * TVD_{\text{tramo siguiente}}}{0.052 * MW_{\text{tramo liner}}}$$

$$h_3 = \frac{0.465 * 4800 * 3.281}{0.052 * 13.6}$$

$$h_3 = 10355.2[\text{ft}] = 3156[\text{m}]$$

$$h_1 = TVD_{\text{tramo siguiente}} - h_3$$

$$h_1 = 4800 - 3156$$

$$h_1 = 1644[\text{m}]$$

$$h_2 = TVD_{\text{tramo intermedio}} - h_1$$

$$h_2 = 3600 - 1644$$

$$h_2 = 1956[\text{m}]$$

Presión de colapso en el tope del arreglo de cañerías

$$P_c = P_{\text{ext}} - P_{\text{int}}$$

$$P_c = 0 - 0$$

$$P_c = 0[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{\text{Cl}} = P_c * \text{FS}$$

$$P_{\text{Cl}} = 0 * 1.1$$

$$P_{\text{Cl}} = 0[\text{PSI}]$$

Presión de colapso en el nivel de lodo del arreglo de cañería

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = (0.052 * 11.2 * 1644 * 3.281) - 0$$

$$P_c = 3141[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C2} = P_c * FS$$

$$P_{C2} = 3141 * 1.1$$

$$P_{C2} = 2440[\text{PSI}]$$

Presión de colapso en el fondo del arreglo de cañería

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = (0.052 * 11.2 * 3600 * 3.281) - (0.052 * 13.6 * 1956 * 3.281)$$

$$P_c = 2340[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C3} = P_c * FS$$

$$P_{C3} = 2340 * 1.1$$

$$P_{C3} = 2574[\text{PSI}]$$

2) ANALÍS DE REVENTAMIENTO

Se trabajará con la línea de carga por presión de reventamiento para la cañería intermedia.

Para se tomará las siguientes condiciones del peor caso posible en la perforación de esta etapa:

1. La cañería esta parcialmente llena de gas.
2. Durante el influjo de gas, este se posicionará en el fondo del arreglo y el lodo estará en el tope.
3. El equipo de prevención de reventones (BOP) consistirá en un equipo de 5000 PSI de presión y trabajará al 100% de su capacidad.

Utilizando la ecuación (4.1) calculamos la presión de inyección.

$$P_{iny} = 0.052 * (17.66 + 0.5) * 4800 * 3.281$$

$$P_{iny} = 14872[\text{PSI}]$$

Para calcular el gradiente de gas presente en el pozo, se calcula la temperatura promedio con la ecuación (4.3) y la presión del influjo de gas cuando llegue a superficie con la ecuación (4.2).

$$T_{\text{prom}} = \left(71.6 + \frac{3600}{5110} * (302 - 71.6) \right) + 460$$

$$T_{\text{prom}} = 727.96[\text{R}]$$

$$P_{\text{sup}} = P_{\text{iny}} \times e^{\frac{M*(h_2-h_1)}{z*R*T_{\text{prom}}}}$$

$$P_{\text{sup}} = 14782 \times e^{\frac{16*(0-3600*3.281)}{1*1544*727.96}}$$

$$P_{\text{sup}} = 12570[\text{PSI}]$$

Se calcula el gradiente de presión del gas con la diferencia de presión del influjo de gas del fondo de pozo a superficie con respecto a la profundidad del arreglo de cañerías.

$$G_g = \frac{P_{\text{iny}} - P_{\text{sup}}}{\text{TVD}_{\text{cañería}}}$$

$$G_g = \frac{14872 - 12570}{3600 * 3.281}$$

$$G_g = 0.195 \left[\frac{\text{PSI}}{\text{ft}} \right]$$

Suponiendo las condiciones indicadas, se calcula h_1 (fondo de la columna de lodo y tope del gas en el pozo), h_2 (zapato tramo intermedio) y h_3 (zapato tramo productor). Se determinan mediante el equilibrio de presiones y las condiciones del pozo.

En este caso se igualará la presión de inyección con la presión dentro de pozo.

$$P_{\text{iny}} = P_{\text{BOP}} + G_g * h_3 + MW_{\text{producción}} * h_1$$

$$14872 = 5000 + 0.195h_3 + 0.832h_1$$

$$9872 = 0.195h_3 + 0.832h_1 \dots (I)$$

De las profundidades del pozo:

$$15748.8 = h_3 + h_1 \dots (II)$$

Resolviendo las ecuaciones (I) y (II):

$$h_1 = 5072.4[\text{ft}] = 1546[\text{m}]$$

$$h_3 = 10676.4[\text{ft}] = 3254[\text{m}]$$

Hallamos h_2 con la ecuación:

$$h_1 + h_2 = \text{TVD}_{\text{intermedio}}$$

$$h_2 = 3600 - 3254$$

$$h_2 = 346[\text{m}]$$

Presión de reventamiento en el tope del arreglo de cañerías:

Se usa la ecuación (4.3) para calcular la presión el tope de la cañería.

$$P_r = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

$$P_r = P_{\text{BOP}} - 0$$

$$P_r = 5000[\text{PSI}]$$

Al aplicar el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R1} = P_r * \text{FS}$$

$$P_{R1} = 5000 * 1.1$$

$$P_{R1} = 5500[\text{PSI}]$$

Presión de reventamiento en el fondo de la columna de lodo y tope del gas del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

$$P_r = P_{\text{BOP}} + 0.052 * \text{MW}_{\text{produccion}} * h_1 - G_{\text{H}_2\text{O}} * h_1$$

$$P_r = 5000 + 0.052 * 16 * 3254 * 3.281 - 0.465 * 3254 * 3.281$$

$$P_r = 8918[\text{PSI}]$$

Se aplica el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R2} = P_r * \text{FS}$$

$$P_{R2} = 8918 * 1.1$$

$$P_{R2} = 9810[\text{PSI}]$$

Presión de reventamiento en el fondo del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{int} - P_{ext}$$

$$P_r = P_{BOP} + 0.052 * MW_{tramo\ product} * h_1 + G_g * h_2 - G_{H2O} * TVD_{int\ ermedio}$$

$$P_r = 5000 + 0.052 * 16 * 3254 * 3.281 + 0.195 * 346 * 3.281 - 0.465 * 3600 * 3.281$$

$$P_r = 8612[PSI]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R3} = P_r * FS$$

$$P_{R3} = 8612 * 1.1$$

$$P_{R3} = 9473[PSI]$$

Se colocarán los datos calculados en una tabla:

Tabla 4.19. Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería intermedia

<i>Colapso</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion *Fs</i>
0	0
1644	3455
3600	2574
<i>Reventamiento</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion *Fs</i>
0	5500
3254	9810
3600	9473

Fuente: Elaboración propia,2024

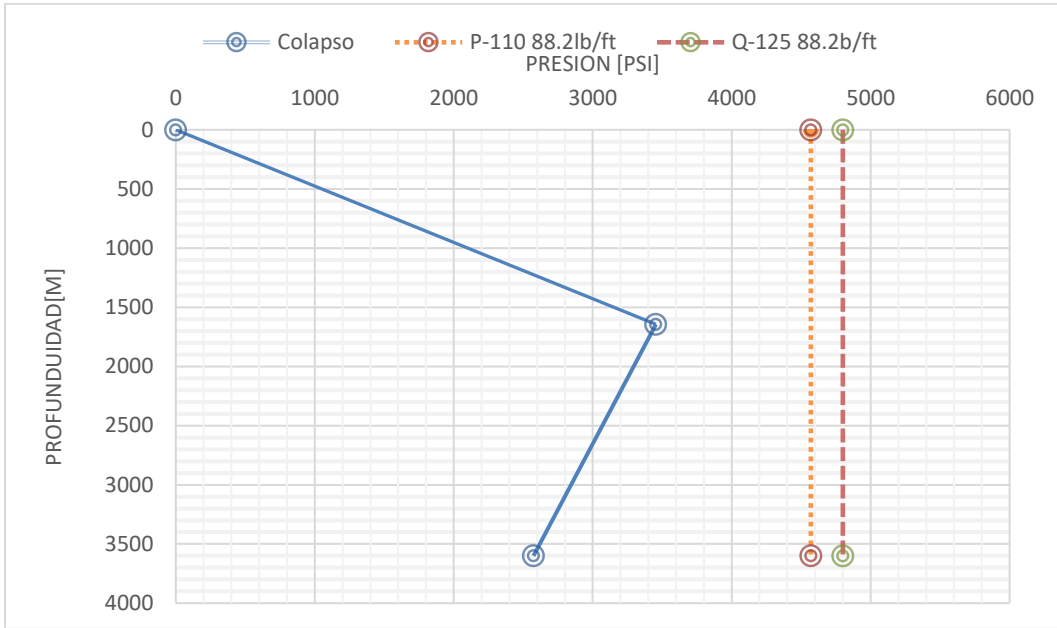
3) ANALISIS DE TENSION

Del libro Redbook de Halliburton de cañerías de 13 5/8 pulgadas:

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso [PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento [PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lb]</i>	<i>Joint Strength [lb]</i>
P-110	88,2	4570	8830	2808	2808000
Q-125	88,2	4800	10030	3191	3191000

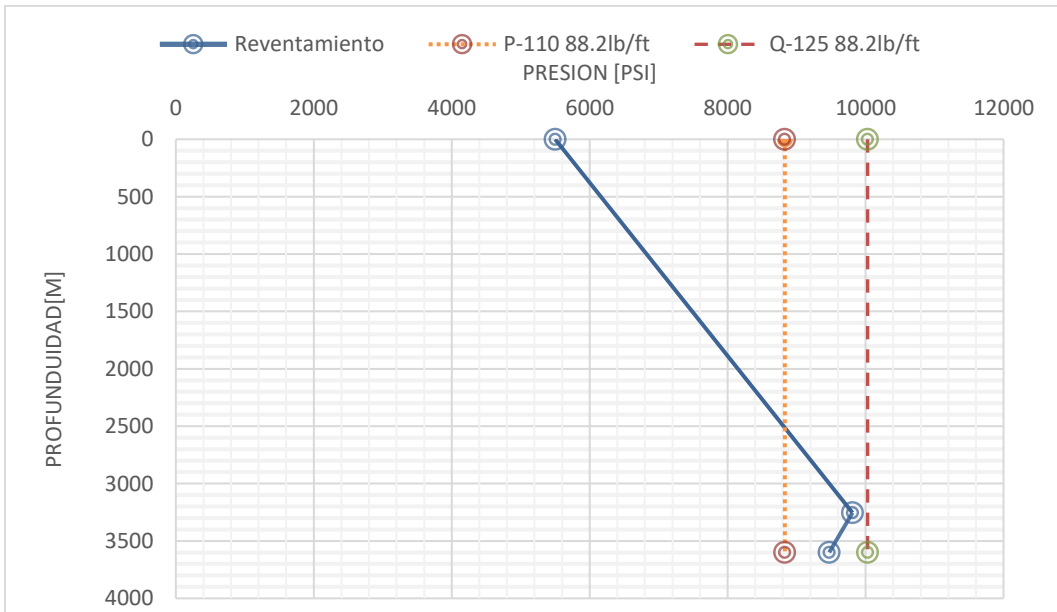
Con los datos de la tabla 4.20 se graficarán las líneas de carga de presión de colapso, presión de reventamiento, y las cargas que soportara cada cañería como en el caso de la cañería superficial.

Figura 4.20. Línea de carga de colapso la cañería intermedia



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.21. Línea de carga por reventamiento la cañería intermedia



Fuente: Elaboración propia, 2024

Revisando la gráfica de colapso, se observa que cada cañería soporta las presiones de colapso. Sin embargo, en la gráfica de reventamiento, se nota que la cañería P-110, en el tramo

final del pozo, tenderá a fallar. Por esta razón, se diseñará una combinación de cañería P-110 con una longitud de 2520 metros y cañería Q-125 con una longitud de 1080 metros.

Asimismo, se procederá de manera similar en el caso de la cañería del tramo superficial, estableciendo un factor de seguridad $FS \geq 1.8$ para verificar que las cañerías soportan las cargas de tensión. A continuación, se obtendrá la tabla 4.20:

Tabla 4.20. Datos de tensión para la cañería intermedia

<i>Grado</i>	<i>W</i> [lb/ft]	<i>Longitud</i> [m]	<i>Waire</i> [lbj]	<i>Wflot</i> [lbj]	<i>Wacum</i> [lbj]	<i>Wcho</i> [lbj]	<i>Wpandeo</i> [lbj]	<i>Wtot</i> [lbj]	<i>FS</i>
Q-125	88,2	1080	312535	259091	259091	282240	74320	615651	4,56
P-110	88,2	2520	729248	604547	863638	282240	74320	1220198	2,62

Fuente: Elaboración propia, 2024

De acuerdo con la tabla 4.20, ambos tramos de cañería presentan un $FS \geq 1.8$, lo que indica que ambas cañerías son capaces de soportar la carga de tensión.

4) ANALISIS DE TENSION AXIAL

Aplicando las ecuaciones (2.14) y (2.5) se puede obtener la tabla:

Tabla 4.21. Datos de tensión axial la cañería intermedia

<i>Nodo</i>	<i>Diámetros</i>	<i>Área</i>	<i>Presión</i>	$P*(A_i+1-A_i)$	L_i*W_i	<i>Fuerza en fondo de sección</i>	<i>Fuerza en tope de sección</i>
1	13,625	145,80	6879	1002982	312535	-175591	136943
2	12,375	120,28	6879	0	729248	136943	866192
3	12,375	120,28	4815				

Fuente: Elaboración propia, 2024

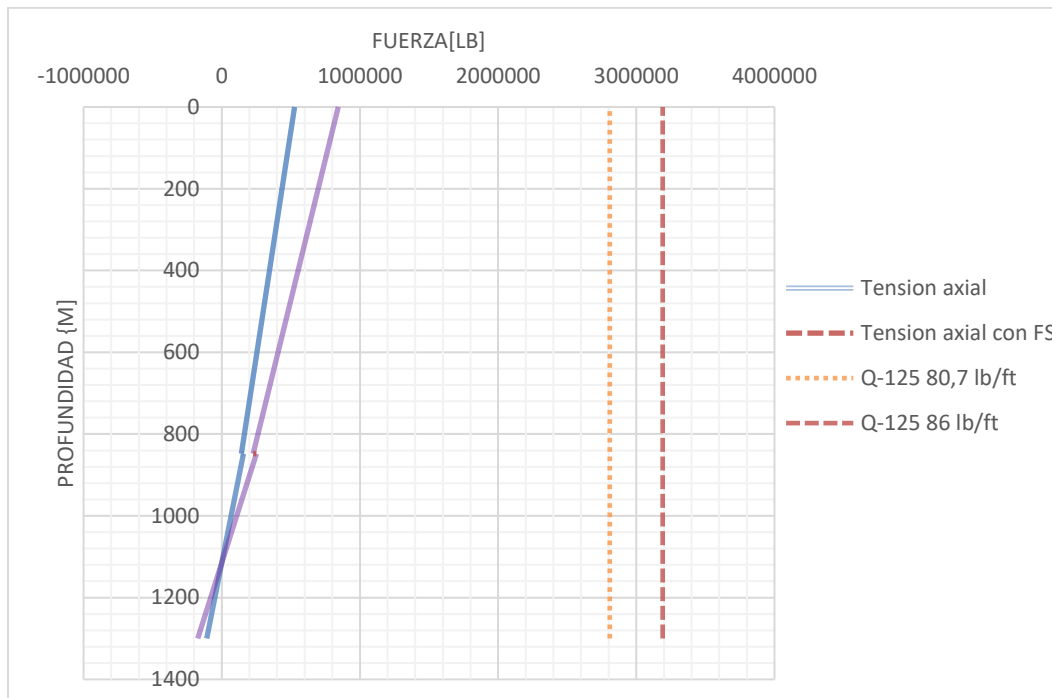
Al introducir los datos en una tabla de profundidad y aplicar el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12, se procede a graficar para verificar si la cañería puede soportar la tensión axial.

Tabla 4.22. Datos de tensión y profundidad la cañería intermedia

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza</i>	<i>Fuerza*FS</i>
1300	-175591	-280945,6
848	136943	219108,8
848	136943	219108,8
0	866192	1385907,2

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.22. Diagrama de tensión axial para la cañería intermedia



Fuente: Elaboración propia, 2024

La figura 4.22 indica que ambas cañerías pueden soportar la carga de tensión axial.

4.3.1.2.3. Cañería de producción

Avanzando con el diseño de cañerías, se procederá a trabajar en el tramo productor con los siguientes datos:

Tabla 4.23. Datos para el diseño del tramo de producción

Datos de pozo		
Cañería	9,625	in
Profundidad de pozo	4805	m
Desviación	1	°/100
Densidad de formación	13,05	lpg
Densidad de fractura intermedio	17,66	lpg
Densidad de lodo producción	16	lpg
Densidad de lechada	15,6	lpg
Temperatura	142,2	°C
Temperatura promedio	639,8	R
BOP	10000	PSI
BOP FS=70%	7000	PSI
Gradiente de gas promedio	0,23	PSI/ft
Densidad más pesada	16	lpg
Densidad de lodo Liner	13,6	lpg

Datos de pozo		
Profundidad de tramo liner	5110	m
Densidad de fractura liner	17,73	lpg

Fuente: Elaboración propia, 2024

El diseño de la cañería del tramo de producción se tomará de la misma manera que el tramo intermedio, por lo que se realizará los mismos cálculos, pero con los datos de la tabla 4.23. En la tabla 4.23 se especifica los datos de gradiente de gas y temperatura promedio que se obtuvieron de la aplicación de la ecuación (4.2) y (4.3). Además, se considerará que el arreglo de preventores (BOP) tiene una capacidad de 10,000 PSI, aunque para el diseño se utilizará un valor equivalente al 70% de la capacidad de los preventores.

1) ANÁLISIS COLAPSO

Se colocará en tabla los resultados de h_1, h_2 y h_3

Tabla 4.24. Resultados de alturas para el colapso la cañería de producción

	Profundidad[ft]	Profundidad[m]
h3	11024,0	3360
h1	5741,9	1750
h2	10006,9	3050

Fuente: Elaboración propia, 2024

Al ingresar los resultados de la presión de colapso de manera similar a como se hizo en el tramo intermedio, se obtiene la tabla 4.25.

Tabla 4.25. Resultados presión de colapso para la cañería de producción

Colapso @ 0m	$P_c = P_{ext} - P_{int}$	
	P _{ext} =	0 PSI
	P _{int} =	0 PSI
	P _c =	0 PSI
	P _c = P _c * F _s	0 PSI
Colapso @ 1750 m	$P_c = P_{ext} - P_{int}$	
	P _{ext} =	4777 PSI
	P _{int} =	0 PSI
	P _c =	4777 PSI
	P _c = P _c * F _s	5255 PSI
Colapso @ 4800 m	$P_c = P_{ext} - P_{int}$	
	P _{ext} =	13103 PSI
	P _{int} =	7077 PSI
	P _c =	6026 PSI
	P _c = P _c * F _s	6629 PSI

Fuente: Elaboración propia, 2024

2) ANALÍS DE REVENTAMIENTO

Desarrollando las condiciones indicadas, se calcularon h_1 , h_2 y h_3 . Estos valores se determinaron mediante el equilibrio en el pozo y se distribuyeron en la tabla 4.26.

Tabla 4.26. Resultados de alturas para el reventamiento para la cañería de producción

	Profundidad[ft]	Profundidad[m]
h3	6205,6	1891
h1	10560,3	3219
h2	5188,5	1581

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se procede a colocar los resultados de la presión de reventamiento en una tabla:

Tabla 4.27. Resultados presión de reventamiento para la cañería de producción

Revetamiento @ 0m	$P_R = P_{int} - P_{ext}$	
	Pext=	0 PSI
	Pint=	7000 PSI
	$P_R =$	7000 PSI
	$P_c = P_R * F_s$	7700 PSI
Reeventamiento @ 3219m	$P_R = P_{int} - P_{ext}$	
	Pext=	4911 PSI
	Pint=	14469 PSI
	$P_R =$	9558 PSI
	$P_c = P_R * F_s$	10514 PSI
Reeventamiento @ 4800m	$P_R = P_{int} - P_{ext}$	
	Pext=	7323 PSI
	Pint=	15662 PSI
	$P_R =$	8339 PSI
	$P_c = P_R * F_s$	9173 PSI

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se organizarán los datos calculados de colapso y reventamiento en una tabla:

Tabla 4.28. Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería de producción

<i>Colapso</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	0
1750	5255
4800	6629
<i>Reventamiento</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	7700
3219	10514
4800	9173

Fuente: Elaboración propia,2024

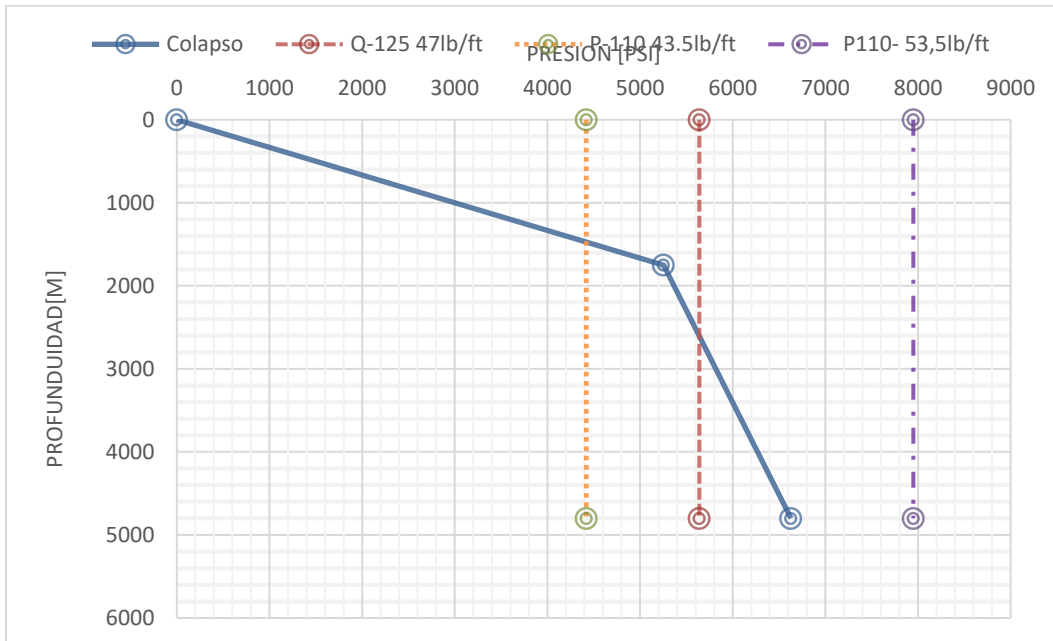
3) ANALISIS DE TENSION

Del libro Redbook de Halliburton de cañerías de 9 5/8 pulgadas:

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso [PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento [PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Joint Strength [lbf]</i>
<u>Q-125</u>	<u>47</u>	<u>5640</u>	<u>10730</u>	<u>1697</u>	<u>1697000</u>
<u>P-110</u>	<u>43,5</u>	<u>4420</u>	<u>8700</u>	<u>1381</u>	<u>1381000</u>
<u>P-110</u>	<u>53,5</u>	<u>7950</u>	<u>10900</u>	<u>1422</u>	<u>1422000</u>

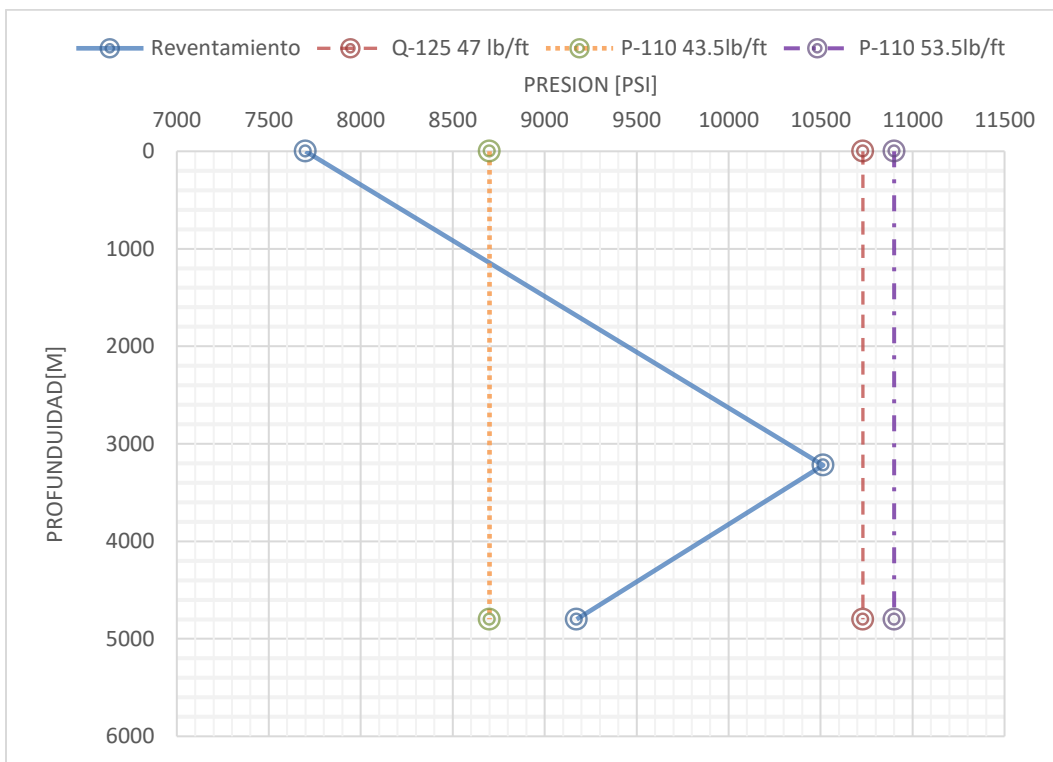
Con los datos de la tabla 4.27, se elaboran las gráficas de las líneas de carga para la presión de colapso, la presión de reventamiento y las cargas que cada cañería soportará, siguiendo un enfoque similar al empleado para la cañería intermedia.

Figura 4.23. Línea de carga de colapso para la cañería de producción



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.24. Línea de carga por reventamiento para la cañería de producción



Fuente: Elaboración propia, 2024

Al revisar la gráfica de colapso, se observa que las cañerías solo soportan hasta cierto límite de presión antes de fallar. De manera similar, en la gráfica de reventamiento, dos cañerías resisten la línea de reventamiento. Con base en este análisis, se procederá a diseñar un arreglo de cañerías para el tramo de producción compuesto por 2272 metros de cañería P-110 (53.5 lb/ft), 1376 metros de cañería Q-125 (47 lb/ft) y 1152 metros de cañería P-110 (43.5 lb/ft).

De forma similar a lo hecho en el tramo intermedio, se establecerá un factor de seguridad $FS \geq 1.8$ para asegurar que las cañerías soporten las cargas de tensión. Se obtendrá la siguiente tabla 4.29:

Tabla 4.29. Datos de tensión para la cañería de producción

Grado	W[lb/ft]	Longitud [m]	Waire [lbf]	Wflot [lbf]	Wacum [lbf]	Wcho [lbf]	Wpandeo [lbf]	Wtot[lbf]	FS
P-110	53,5	2272	398812	301502	301502	171200	32441	505143	3,3 6
Q-125	47	1376	212189	160415	461917	150400	28500	640816	2,1 6
P-110	43,5	1152	164417	124300	586216	139200	26377	751794	1,8 9

Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la tabla 4.29, todos los tramos de cañería presentan $FS \geq 1.8$, lo que indica que las cañerías son capaces de soportar la carga de tensión.

4) ANALISIS DE TENSION AXIAL

Mediante la aplicación de las ecuaciones (2.14) y (2.5) se puede obtener la tabla:

Tabla 4.30. Datos de tensión axial para la cañería de producción

Nodo	Diámetros	Área	Presión	$P*(A_{i+1}-A_i)$	L_i*w_i	Fuerza en fondo de sección	Fuerza en tope de sección
1	9,625	72,76	13103	953371	398812	-203706	195106
2	8,535	57,21	13103	13623	212189	208730	420919
3	8,681	59,19	6901	3187	164417	424105	588523
4	8,755	60,20	3145				

Fuente: Elaboración propia, 2024

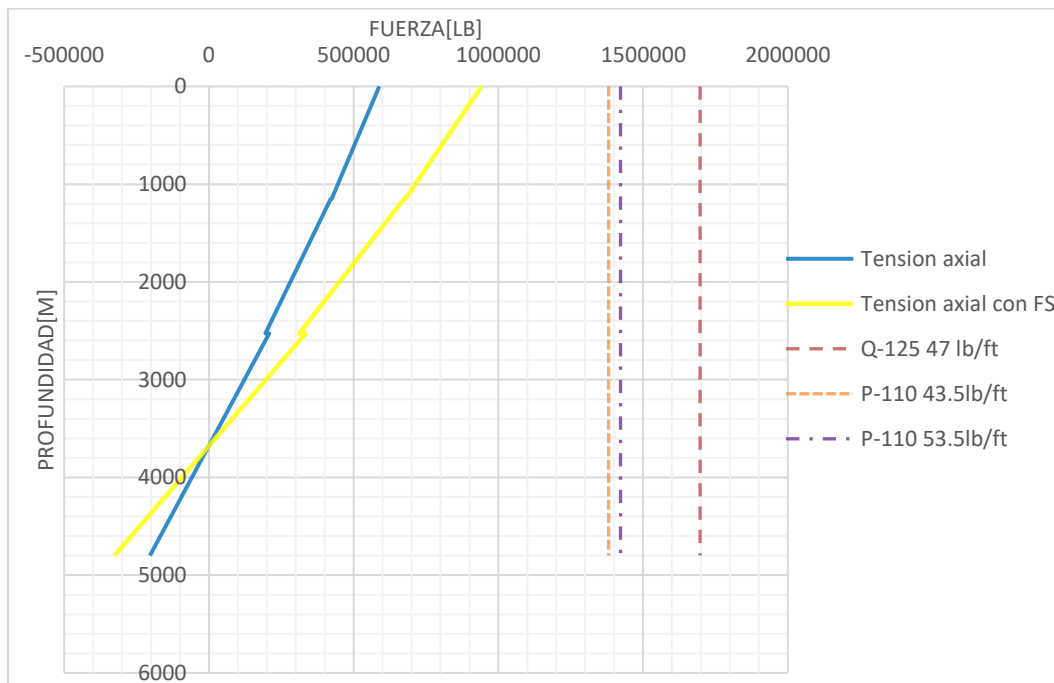
Al ingresar los datos en una tabla de profundidad y aplicando el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12 se generará la gráfica necesaria para verificar que la cañería puede soportar la tensión axial.

Tabla 4.31. Datos de tensión y profundidad para la cañería de producción

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza</i>	<i>Fuerza*FS</i>
4800	-203706	-325930
2528	208730	333968
2528	195106	312170
1152	420919	673470
1152	424105	678568
0	588523	941637

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.25. Diagrama de tensión axial para la cañería de producción



Fuente: Elaboración propia, 2024

La figura 4.25 muestra que todas las cañerías soportan la carga de tensión axial, lo que indica que no se producirán fallas debido a la tensión axial.

4.3.1.2.4. Cañería del tramo producción-liner

En el caso de la cañería del tipo liner, funcionará como cañería de producción una vez que se haya alcanzado los niveles objetivo, ya que deberá ser de tipo tie back, es decir, una cañería liner que se conecte con el cabezal de pozo de producción. Para su diseño, se utilizarán los siguientes datos:

Tabla 4.32. Datos para el diseño del tramo producción-liner

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	7	in
<i>Profundidad de pozo</i>	5115	m
<i>Densidad de formación</i>	12,77	lpg
<i>Densidad de fractura</i>	17,73	lpg
<i>Densidad de lodo linera</i>	13,6	lpg
<i>Densidad lodo producción</i>	16	lpg
<i>Densidad de lechada</i>	15,6	lpg
<i>Temperatura</i>	150	°C
<i>Temperatura promedio</i>	646,8	R

Fuente: Elaboración propia, 2024

1) ANÁLISIS COLAPSO

Se iniciará el análisis de presión de colapso para la cañería liner-producción, evaluando tanto el tope como el fondo del arreglo, utilizando los mismos datos de colapso que se emplearon para el tramo de producción.

Presión de colapso en el tope del arreglo de cañerías

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = 0.052 * MW_{produccion} * TVD_{liner} - 0.052 * MW_{liner} * (h_2 - L_{solapamiento})$$

$$P_c = 0.052 * 16 * 5110 * 3.281 - 0.052 * 13.6 * (3050 - 100) * 3.281$$

$$P_c = 5985[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{Cl} = P_c * FS$$

$$P_{Cl} = 5985 * 1.1$$

$$P_{Cl} = 6584[\text{PSI}]$$

Presión de colapso en el fondo del arreglo de cañería

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = 0.052 * MW_{produccion} * TVD_{liner} - 0.052 * MW_{liner} * h_3$$

$$P_c = 0.052 * 16 * 5110 * 3.281 - 0.052 * 13.6 * 3360 * 3.281$$

$$P_c = 6153[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C2} = P_c * FS$$

$$P_{C2} = 6153 * 1.1$$

$$P_{C2} = 6768[\text{PSI}]$$

2) ANALÍS DE REVENTAMIENTO

Continuando con el análisis de reventamiento se continua los cálculos de diseño utilizando los datos de reventamiento del tramo de producción.

Presión de reventamiento en el tope del arreglo de cañerías:

Se calcula la presión el tope de la cañería.

$$P_r = P_{int} - P_{ext}$$

$$P_r = P_{BOP} + 0.052 * MW_{liner} * h_1 + G_g * (h_2 - L_{solapamiento}) - G_{H2O} * (h_1 + (h_2 - L_{solapamiento}))$$

$$P_r = 7000 + 0.082 * 13.6 * 3219 * 3.281 + 0.23 * (1581 - 100) - 0.465 * (3219 - (1581 - 100)) * 3.281$$

$$P_r = 15587 - 7171$$

$$P_r = 8416[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R1} = P_r * FS$$

$$P_{R1} = 8416 * 1.1$$

$$P_{R1} = 9258[\text{PSI}]$$

Presión de reventamiento en el fondo del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{int} - P_{ext}$$

$$P_r = 155879 + G_g * L_{liner} - G_{H2O} * TVD_{liner}$$

$$P_r = 15587 + 0.23 * 310 * 3.281 - 0.465 * 5110 * 3.281$$

$$P_r = 15821 - 7796$$

$$P_r = 8025[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R2} = P_r * FS$$

$$P_{R2} = 8025 * 1.1$$

$$P_{R2} = 8827[\text{PSI}]$$

Se organizarán los datos calculados en una tabla:

Tabla 4.33. Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería producción-liner

<i>Colapso</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion *Fs</i>
4700	6584
5110	6768
<i>Reventamiento</i>	
<i>Profundidad [m]</i>	<i>Presion *Fs</i>
4700	9258
5110	15821

Fuente: Elaboración propia,2024

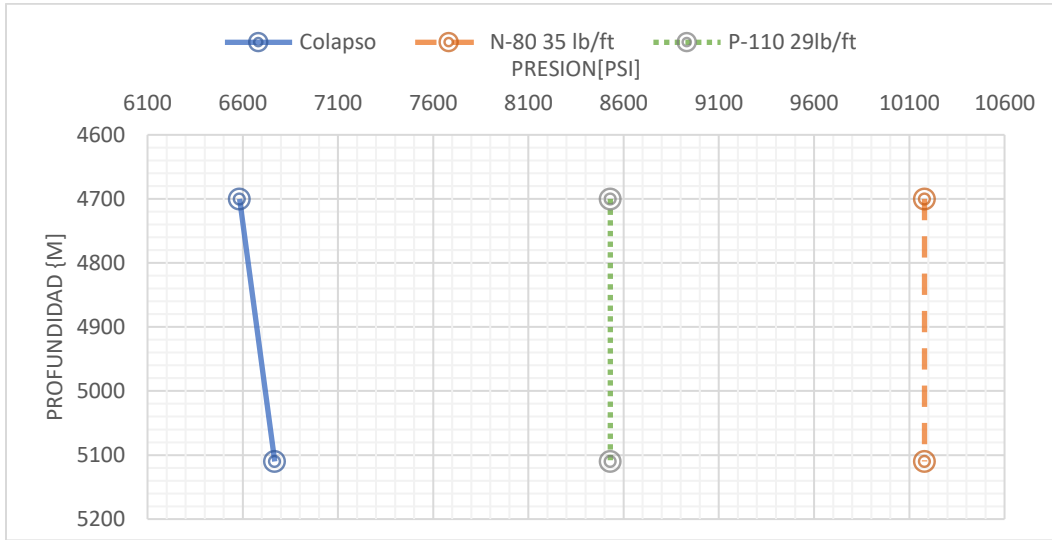
3) ANALISIS DE TENSION

Del libro Redbook de Halliburton de cañerías de 7 pulgadas:

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Joint Strength [lbf]</i>
N-80	35	10180	9240	746	746000
P-110	29	8530	11220	797	797000

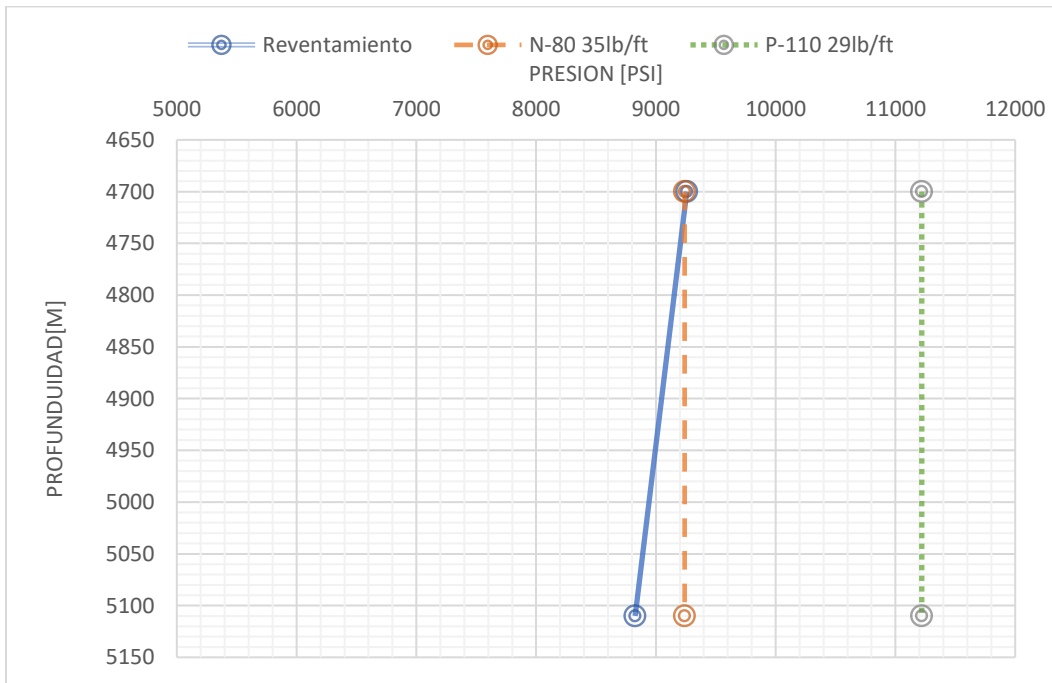
Utilizando los datos de la tabla 4.32, se elaboran las gráficas de las líneas de carga para la presión de colapso, la presión de reventamiento y las cargas que cada cañería liner será capaz de soportar.

Figura 4.26. Línea de carga de colapso para la cañería producción-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.27. Línea de carga por reventamiento para la cañería producción-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

Al examinar las figuras 4.26 y 4.27 se observa que las cañerías propuestas soportan las cargas de presión de colapso. Sin embargo, para la presión de reventamiento, la cañería N-80 no puede soportar la carga. Para optimizar el diseño, se seleccionará la cañería P-110, ya que es la

única que soportará la carga de reventamiento. Esta será la única cañería utilizada, ya que no se contemplan combinaciones de cañerías para este tramo.

Realizamos el análisis de tensión, donde se establecerá $FS \geq 1.8$ para determinar que las cañerías soportan las cargas de tensión. Se obtendrá la tabla 4.34.

Tabla 4.34. Datos de tensión para la cañería producción-liner

<i>Grado</i>	<i>W[lb/ft]</i>	<i>Longitud [m]</i>	<i>Waire [lbft]</i>	<i>Wflot [lbft]</i>	<i>Wacum [lbft]</i>	<i>Wcho [lbft]</i>	<i>Wpand eo[lbft]</i>	<i>Wtot[lbft]</i>	<i>FS</i>
P-110	29	410	39011	30897	30897	92800	0	123696,78	6,4

Fuente: Elaboración propia, 2024

De acuerdo a la tabla 4.33, el factor de la cañería tiene $FS \geq 1.8$, lo que confirma que la cañería soporta la carga de tensión.

4) ANALISIS DE TENSION AXIAL

Al aplicar los criterios de tensión axial, se obtendrá la siguiente tabla:

Tabla 4.35. Datos de tensión axial para la cañería producción-liner

<i>Nodo</i>	<i>Diametros</i>	<i>Area</i>	<i>Presion</i>	<i>P*(Ai+1-Ai)</i>	<i>Li*wi</i>	<i>Fuerza en fondo de seccion</i>	<i>Fuerza en tope de seccion</i>
1	7	38,48	11857	456305	39011	-128757	-89746
2	6,184	30,04	10906				

Fuente: Elaboración propia, 2024

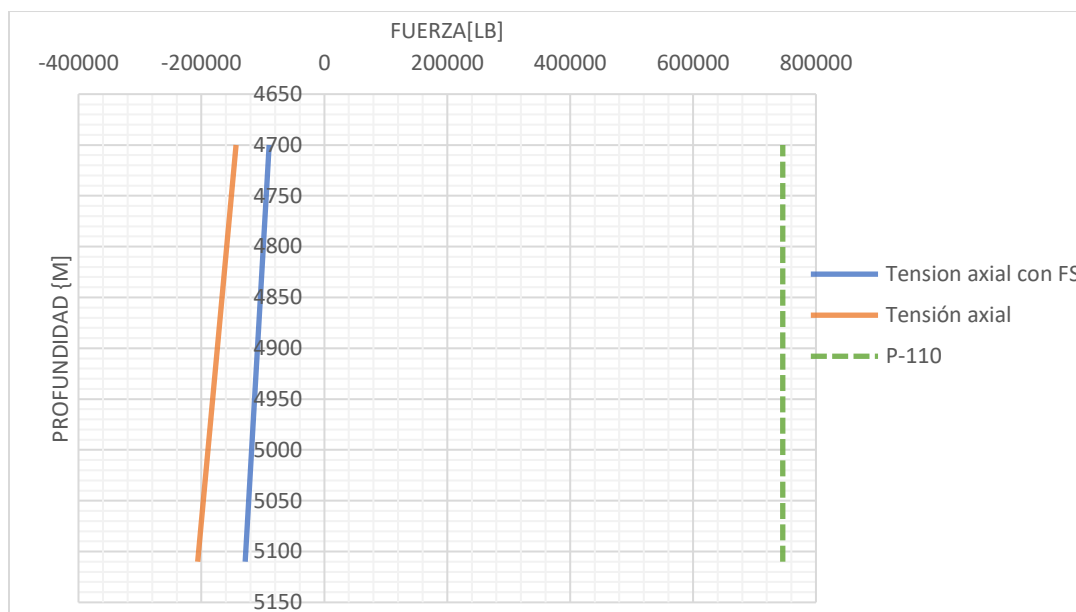
Se dispone de los datos en una tabla de profundidad y colocando el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12 se grafica para determinar que la cañería soporta la tensión axial:

Tabla 4.36. Datos de tensión y profundidad para la cañería productor-liner

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza</i>	<i>Fuerza*FS</i>
5110	-128757	-206011,116
4700	-89746	-143593,372

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.28. Diagrama de tensión axial para la cañería producción -liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

La figura 4.28, muestra que la línea de carga axial es inferior al valor que la cañería puede soportar, lo que confirma que el diseño es adecuado.

4.3.1.2.5. Cañería guía

Se tomará el diseño de la cañería del tramo guía del pozo debido a que esta cañería será la que soportará las cargas de todas las cañerías antes analizadas. Se trabajará con los siguientes datos:

Tabla 4.37. Datos para el diseño del tramo guía

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	30	in
<i>Profundidad de pozo</i>	1300	m
<i>Densidad de formación</i>	9	lpg
<i>Densidad de fractura</i>	9,5	lpg
<i>Densidad de lodo</i>	9,2	lpg
<i>Temperatura</i>	23,8	°C
<i>Temperatura promedio</i>	648,4	R
<i>Densidad formación superficial</i>	9,37	lpg

Fuente: Elaboración propia, 2024

1) ANÁLISIS COLAPSO

Para trabajar con la línea de carga por presión de colapso, para la cañería guía se tomará como criterio que la cañería está llena en su espacio anular con lodo del tramo guía además que la cañería está totalmente vacía debido a una pérdida de circulación.

Presión de colapso en el tope del arreglo de cañerías

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = 0 - 0$$

$$P_c = 0[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C1} = P_c * FS$$

$$P_{C1} = 0 * 1.1$$

$$P_{C1} = 0[\text{PSI}]$$

Presión de colapso en el fondo del arreglo de cañería

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

$$P_c = 0.052 * MW_{guia} * TVD_{guia} - 0$$

$$P_c = (0.052 * 9.2 * 70 * 3.281) - 0$$

$$P_c = 110[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el colapso:

$$P_{C2} = P_c * FS$$

$$P_{C2} = 110 * 1.1$$

$$P_{C2} = 121[\text{PSI}]$$

2) ANALÍS DE REVENTAMIENTO

El análisis de reventamiento trabaja con asumiendo el siguiente caso critico:

1. Existirá un influjo en el pozo, pero al tratarse de una profundidad somera, se asumirá que el influjo tiene naturaleza de agua salada.
2. La profundidad del pozo llega hasta el tramo superficial
3. El espacio anular está lleno de lodo cortado a hasta tener un gradiente de agua salada

Presión de reventamiento en el tope del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{int} - P_{ext}$$

$$P_r = 0.052 * G_{sup} * TVD_{guia} - G_{H2O} * TVD_{guia} - 0$$

$$P_r = 0.052 * 9.2 * 1300 * 3.281 - 0.465 * 1300 * 3.281$$

$$P_r = 95[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R1} = P_r * FS$$

$$P_{R1} = 95 * 1.1$$

$$P_{R1} = 104[\text{PSI}]$$

Presión de reventamiento en el fondo del arreglo de cañerías:

$$P_r = P_{int} - P_{ext}$$

$$P_r = 0.052 * G_{sup} * TVD_{guia} - G_{H2O} * (TVD_{superficial} - TVD_{guia}) - 0.465 * TVD_{guia}$$

$$P_r = 0.052 * 9.2 * 1300 * 3.281 - 0.465 * (1300 - 70) * 3.281 - 0.465 * 70 * 3.281$$

$$P_r = 95[\text{PSI}]$$

Aplicando el factor de seguridad para el reventamiento:

$$P_{R2} = P_r * FS$$

$$P_{R2} = 95 * 1.1$$

$$P_{R2} = 104[\text{PSI}]$$

Se coloca los datos calculados en una tabla:

Tabla 4.38. Datos calculados de colapso y reventamiento para la cañería guía

<i>Colapso</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	0
70	121
<i>Reventamiento</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Presion*Fs</i>
0	104
70	104

Fuente: Elaboración propia,2024

3) ANALISIS DE TENSIÓN

De catálogos de cañerías de 30 pulgadas:

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lb]</i>	<i>Joint Strength [lb]</i>
X-56	234,29	770	2450	3859	3859000

Al revisar los cálculos de presión de reventamiento y colapso, podemos confirmar que la cañería X-56 soportará estas cargas sin problemas.

Hallamos el análisis de tensión, en este caso el esfuerzo que soportará la cañería guía será de un esfuerzo de compresión debido a los pesos acumulados (W_{ac}) de cada cañería de cada tramo, el análisis a tomar será que $FS \geq 1.1$ para determinar que la cañería soportará las cargas de tensión.

Tabla 4.39. Datos de tensión para la cañería guía

<i>Grado</i>	<i>W [lb/ft]</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Wac 20" [lb]</i>	<i>Wac 135/8" [lb]</i>	<i>Wac 95/8" [lb]</i>	<i>Wac 7" [lb]</i>	<i>Wtot[lb]</i>	<i>FS</i>
X-56	234,29	70	525710	863638	586216	30897	2006462	1,92

Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la tabla 4.39, la cañería guía soportará las cargas de todas las cañerías en el pozo dado que $FS \geq 1.1$.

4.3.1.3. Selección de las tuberías de revestimiento adecuados para cada tramo.

El análisis realizado facilitó el diseño de las cañerías más adecuadas para cada tramo de perforación, garantizando que, incluso en los peores escenarios, ninguna de ellas fallará, evitando así la inestabilidad del pozo propuesto.

Se realizó un proceso de selección de cañería correspondiente a cada sección del pozo. empleando el i-Handbook de la compañía Schlumberger, además de la guía de datos de tuberías Redbook de la compañía Halliburton, de donde se seleccionó las tuberías de revestimiento que cumplen con las resistencias al reventamiento, colapso, tensión y tensión axial calculadas anteriormente, verificando las características de las cañerías con las gráficas de esfuerzos elaboradas previamente. Las mencionadas cañerías a correrse dentro del pozo JGR-X2 se resumirá en la tabla 4.40:

Tabla 4.40. Selección de cañerías de revestimiento

CAÑERÍA 30"

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Diámetro interno[in]</i>	<i>Longitud[m]</i>
X-56	234,29	770	2450	3859	28,5	70

CAÑERÍA 20"

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Diámetro interno[in]</i>	<i>Longitud[m]</i>
L-80	169	3020	5680	3916	18,376	452
N-80	133	1600	4450	3091	18,73	848

CAÑERÍA 13 5/8"

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Diámetro interno[in]</i>	<i>Longitud[m]</i>
P-110	88.2	4570	8830	2808	12,375	2520
Q-125	88.2	4800	10030	3191	12,375	1080

CAÑERÍA 9 5/8"

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Diámetro interno[in]</i>	<i>Longitud[m]</i>
Q-125	47	5640	10730	1697	8,681	1376
P-110	43,5	4420	8700	1381	8,755	1152
P-110	53,5	7950	10900	1422	8,535	2272

CAÑERÍA 7"

<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Resistencia al colapso[PSI]</i>	<i>Resistencia al reventamiento[PSI]</i>	<i>Joint Strength [1000lbf]</i>	<i>Diámetro interno[in]</i>	<i>Longitud[m]</i>
P-110	29	8530	11220	797	6.184	410

Fuente: Elaboración propia, 2024

Los datos de la tabla 4.40 se encuentran en el Anexo B.

4.3.2. Diseño del pozo mediante software

Para el diseño asistido por software de computadora, se desarrollará el pozo mediante el software LANDMARK de la compañía Halliburton. Se utilizará los paquetes CasingSeat y StressCheck.

4.3.2.1. Simulación por CasingSeat

Es un paquete del Software LANDMARK el cual permite la simulación de la geometría del pozo y asentamiento de las cañerías de revestimiento del pozo. Así, mismo permite dibujar la ventana operativa y trabajar bajo las condiciones establecidas hasta el momento. Detalles estarán en el Anexo J.

- Datos de entrada

Figura 4.29. Datos generales del pozo en CasingSeat

Fuente: Elaboración propia, 2024

Gradientes de poro y fractura según la tabla 4.9

Figura 4.30. Gradientes de poro en CasingSeat

	Vertical Depth (m)	Pore Pressure/EMW	
		(psi)	(ppg)
1	0.00	0.00	8.94
2	100.00	152.37	8.94
3	200.00	304.73	8.94
4	300.00	458.64	8.97
5	400.00	614.24	9.01
6	500.00	771.21	9.05
7	600.00	929.54	9.09
8	800.00	1406.58	9.17
9	1000.00	1569.69	9.21
10	1200.00	1691.61	9.25
11	1300.00	2076.05	9.37
12	1400.00	2264.37	9.49
13	1500.00	2456.79	9.61
14	1600.00	2642.39	9.69
15	1700.00	2842.31	9.81
16	1800.00	3021.78	9.85
17	2000.00	3384.80	9.93
18	2200.00	3753.28	10.01
19	2400.00	4143.57	10.13
20	2500.00	4333.26	10.17
21	2600.00	4524.32	10.21
22	3000.00	5261.27	10.29
23	3300.00	5809.89	10.33
24	3500.00	6209.73	10.41
25	3850.00	6837.26	10.42

Fuente: Elaboración propia, 2024

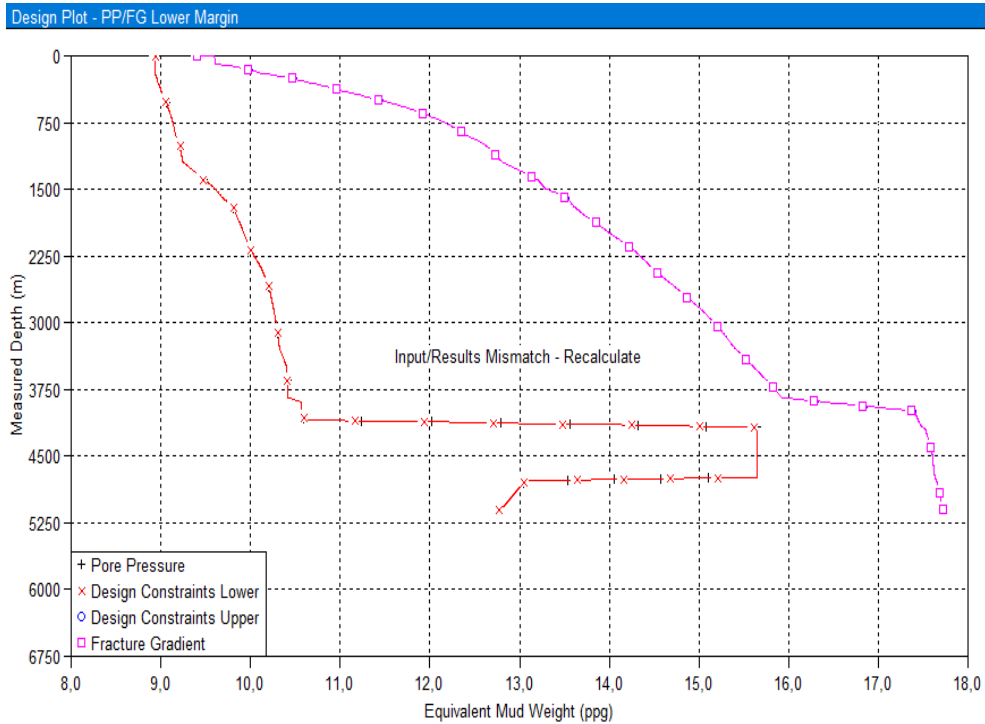
Figura 4.31. Gradientes de fractura en Casing Seat

Fracture Gradient			
	Vertical Depth (m)	Fracture Pressure/EMW	
		(psi)	(ppg)
1	0.00	0.00	9.41
2	100.00	163.79	9.61
3	200.00	344.62	10.11
4	300.00	542.49	10.61
5	400.00	750.59	11.01
6	500.00	972.32	11.41
7	600.00	1203.60	11.77
8	900.00	1903.57	12.41
9	1000.00	2149.16	12.61
10	1200.00	2619.90	12.81
11	1300.00	2882.53	13.01
12	1400.00	3151.99	13.21
13	1500.00	3397.58	13.29
14	1600.00	3689.54	13.53
15	1700.00	3943.31	13.61
16	1800.00	4212.08	13.73
17	2000.00	4775.53	14.01
18	2200.00	5358.07	14.29
19	2400.00	5926.98	14.49
20	2500.00	6225.07	14.61
21	2600.00	6527.25	14.73
22	3000.00	7756.41	15.17
23	3300.00	8667.03	15.41
24	3500.00	9311.61	15.61
25	3850.00	10452.75	15.93

Fuente: Elaboración propia, 2024

Ventana Operativa según los datos de entrada de gradiente de poro y gradiente de fractura

Figura 4.32. Ventana operativa de CasingSeat

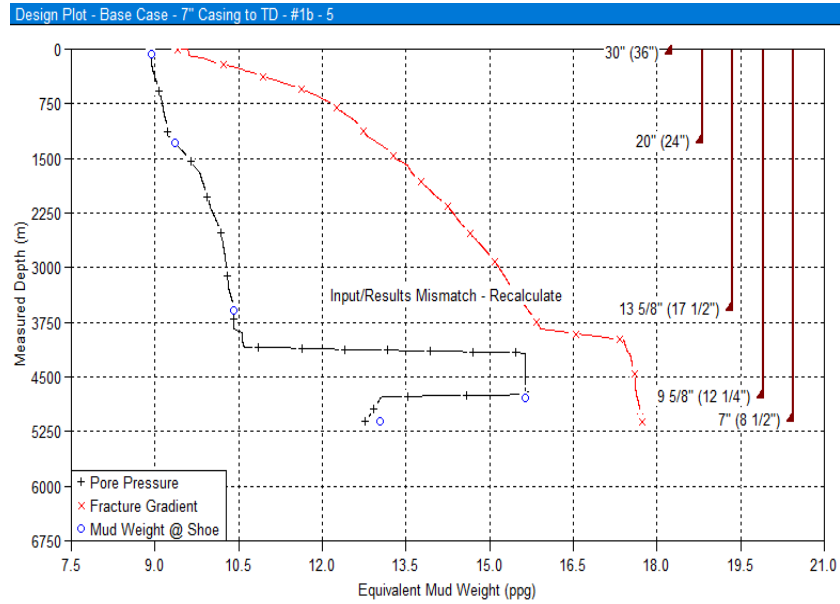


Fuente: Elaboración propia, 2024

4.3.1.2.1 Resultados de CasingSeat

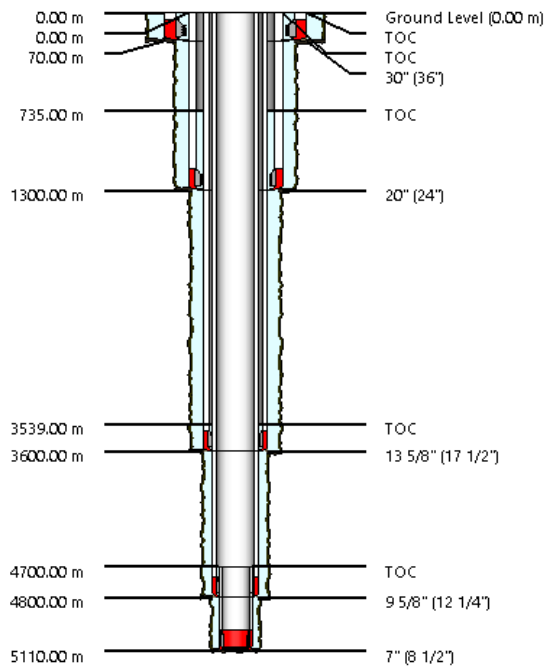
- Profundidad de asentamiento de cañerías

Figura 4.33. Profundidad de asentamiento de cañerías de revestimiento mediante CasingSeat



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.34. Esquema del pozo



Fuente: Elaboración propia, 2024

4.3.2.2. Simulación por StressCheck

El paquete StressCheck ayuda a la selección de cañerías de revestimiento mediante el análisis de tensión axial y triaxial por las cargas de colapso, reventamiento y esfuerzos. El software LANDMARK se compone también del paquete StressCheck el cual está integrado con el paquete CasingSeat, lo que facilita la selección de cañerías.

- Esquema de cañerías

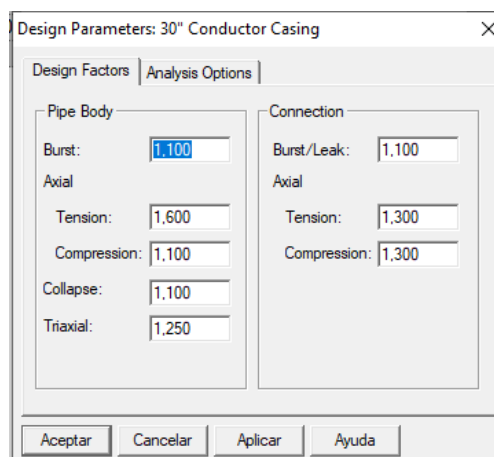
Figura 4.35. Esquema de cañerías de entrada de StressCheck

Casing and Tubing Scheme								
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	30"	Conductor	Casing	36,000	0,00	70,00	0,00	8,94
2	20"	Surface	Casing	24,000	0,00	1300,00	0,00	9,37
3	13 5/8"	Intermediate	Casing	17,500	0,00	3600,00	735,00	10,41
4	9 5/8"	Intermediate	Casing	12,250	0,00	4800,00	3539,00	15,65
5	7"	Production	Liner	8,500	4700,00	5110,00	4700,00	13,05

Fuente: Elaboración propia, 2024

- Parámetros de factores de diseño según la tabla 4.12 para todas las cañerías

Figura 4.36. Parámetros de diseño de StressCheck



Fuente: Elaboración propia, 2024

4.3.2.3. Resultados de StressCheck

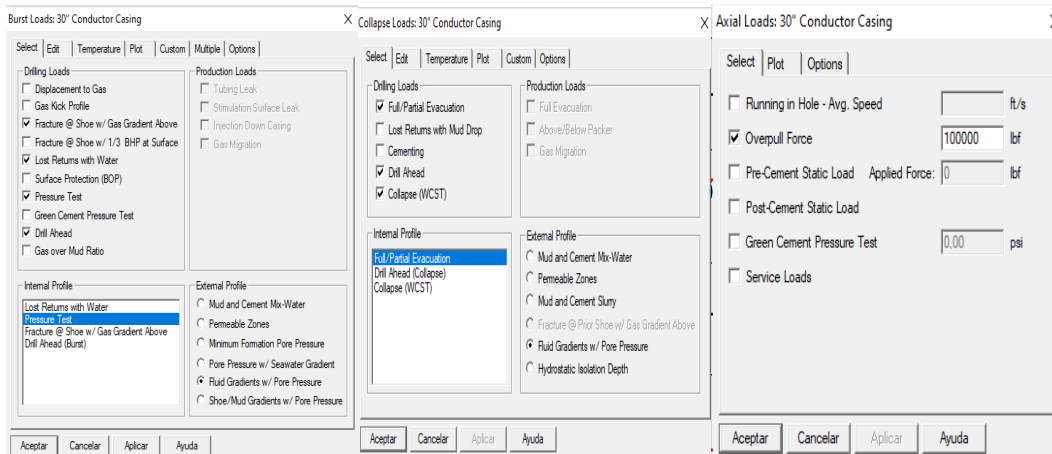
Se seleccionaron las cañerías de la tabla 4.40 para cada tramo y se simularon utilizando el paquete de StressCheck. Las figuras de diseño por reventamiento, Colapso y tensión están el

Anexo J. Se mostrará a continuación, los resultados de cada cañería por el método triaxial del inciso 2.3.4.4 en el cual se representará los esfuerzos mediante la elipse de Von Misses.

- CAÑO GUÍA

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión

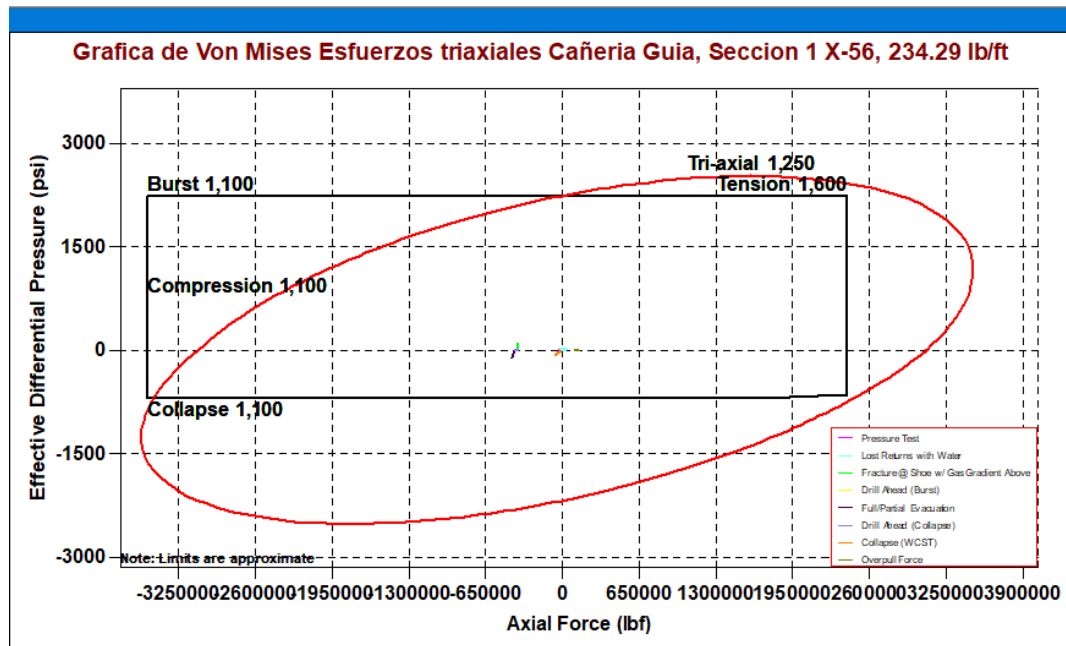
Figura 4.37. Datos de cargas para la cañería guía



Fuente: Elaboración propia, 2024

Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

Figura 4.38. Esfuerzos triaxiales - Von Mises Cañería Guía, Sección 1 X-56, 234.29 lb/ft

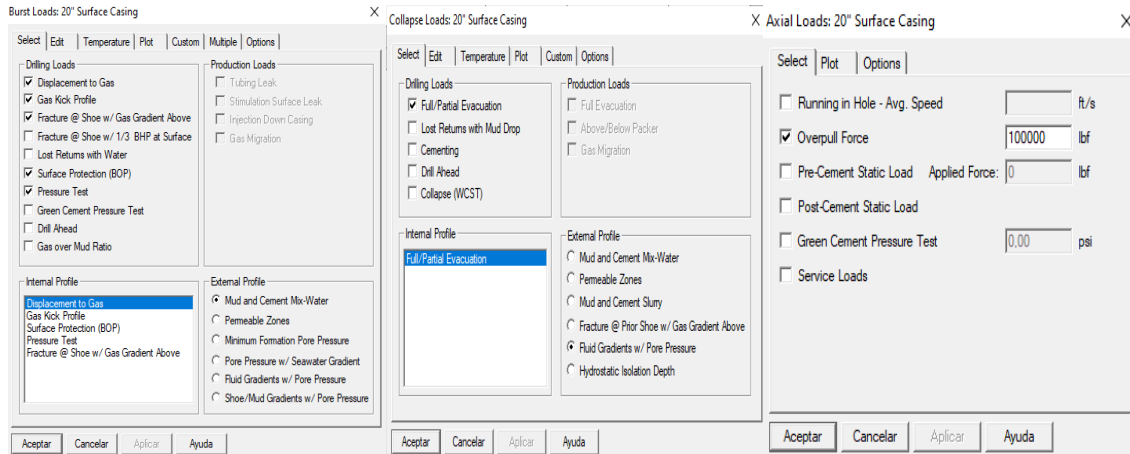


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA SUPERFICIAL

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

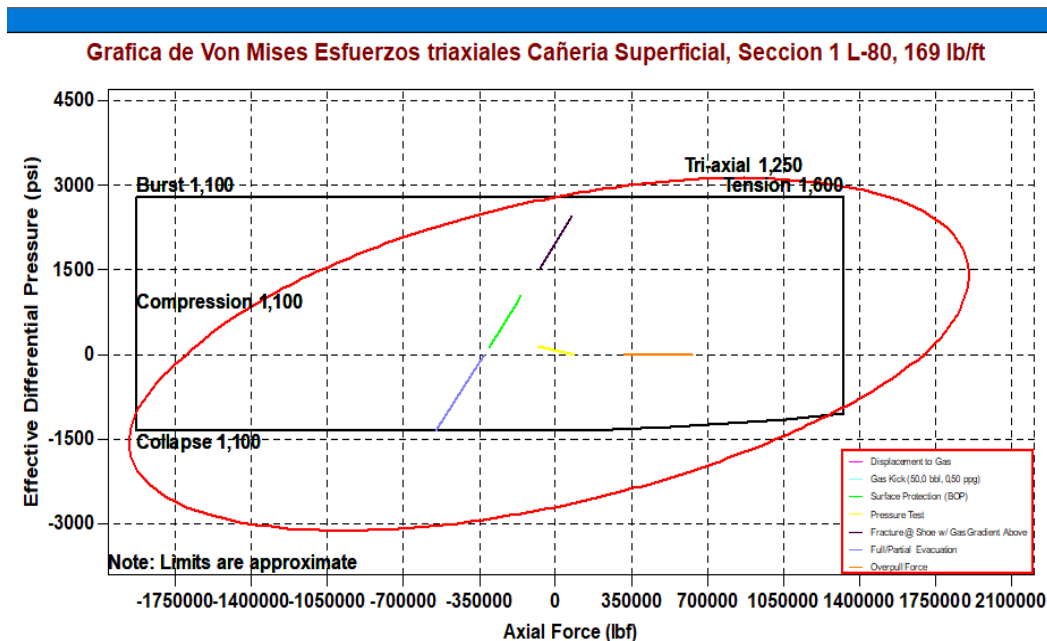
Figura 4.39. Datos de cargas para la cañería Superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

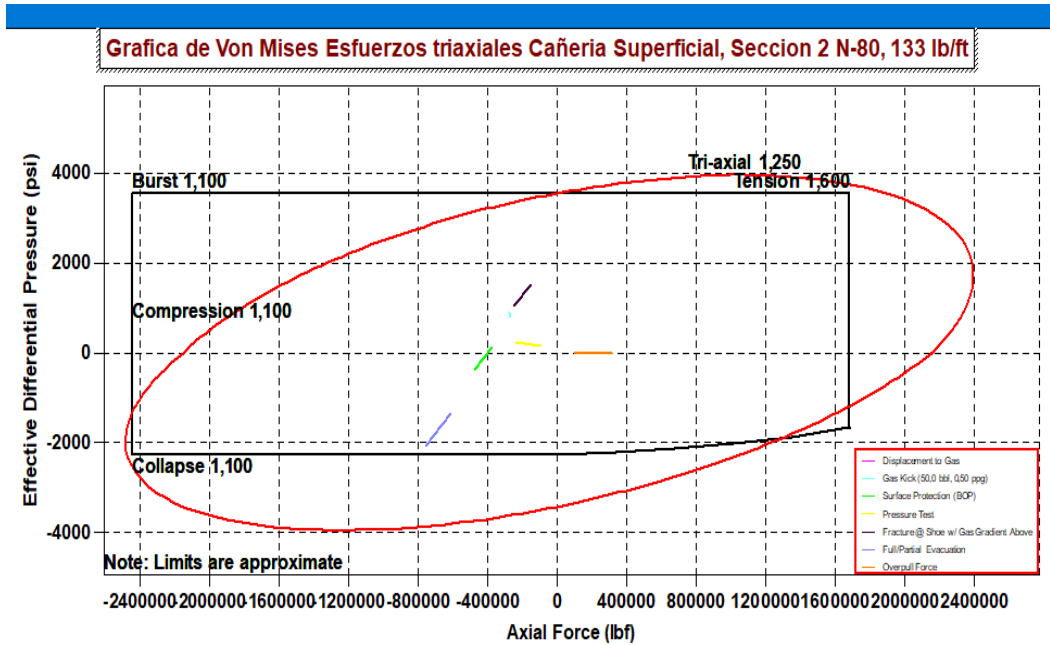
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante el elipse de Von Mises

Figura 4.40. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Superficial, Sección 1 L-80, 169 lb/ft



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.41. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Superficial, Seccion 2 N-80, 133 lb/ft

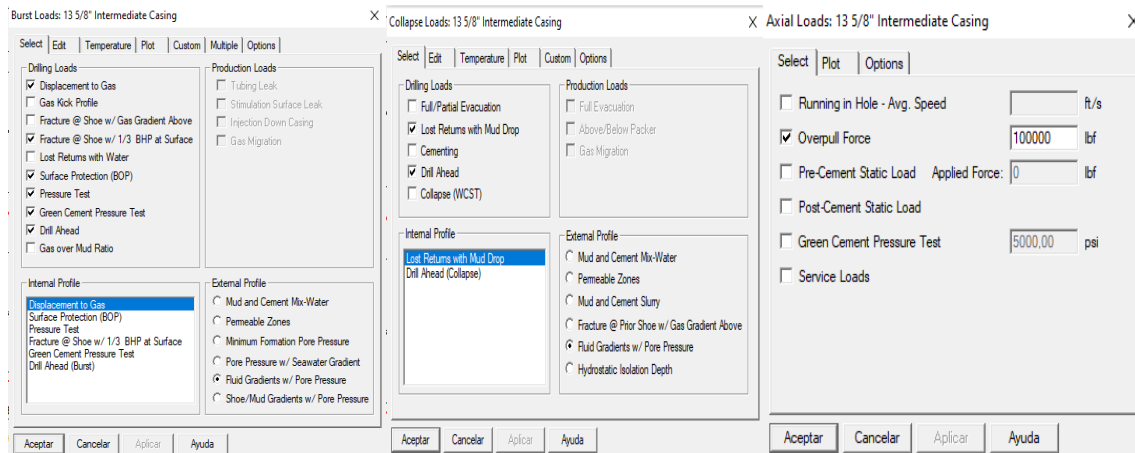


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA INTERMEDIA

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

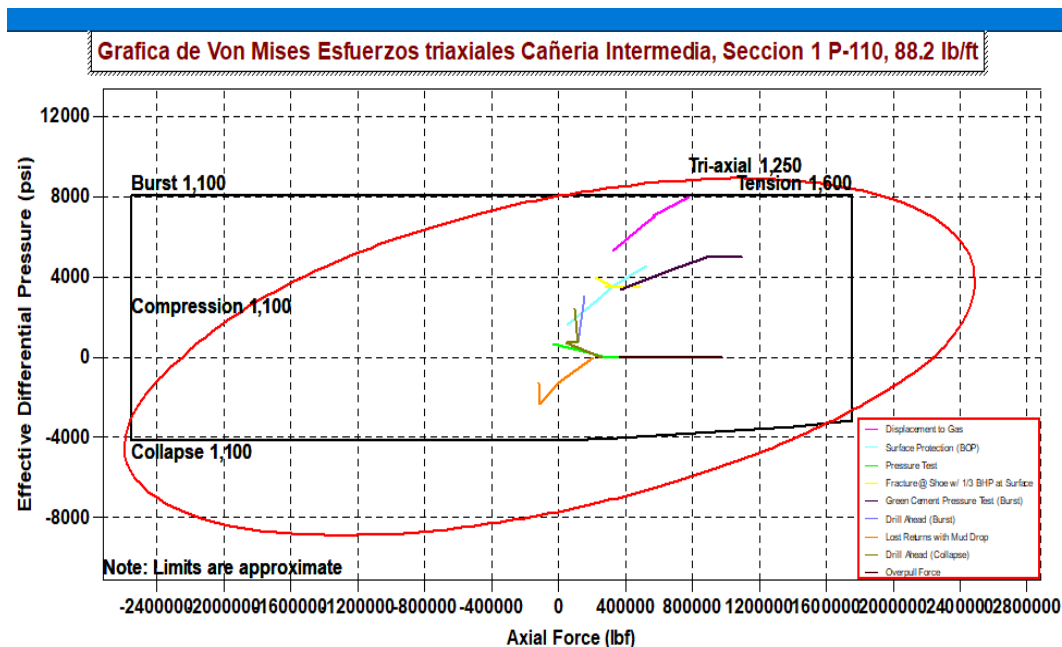
Figura 4.42. Datos de cargas para la cañería Superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

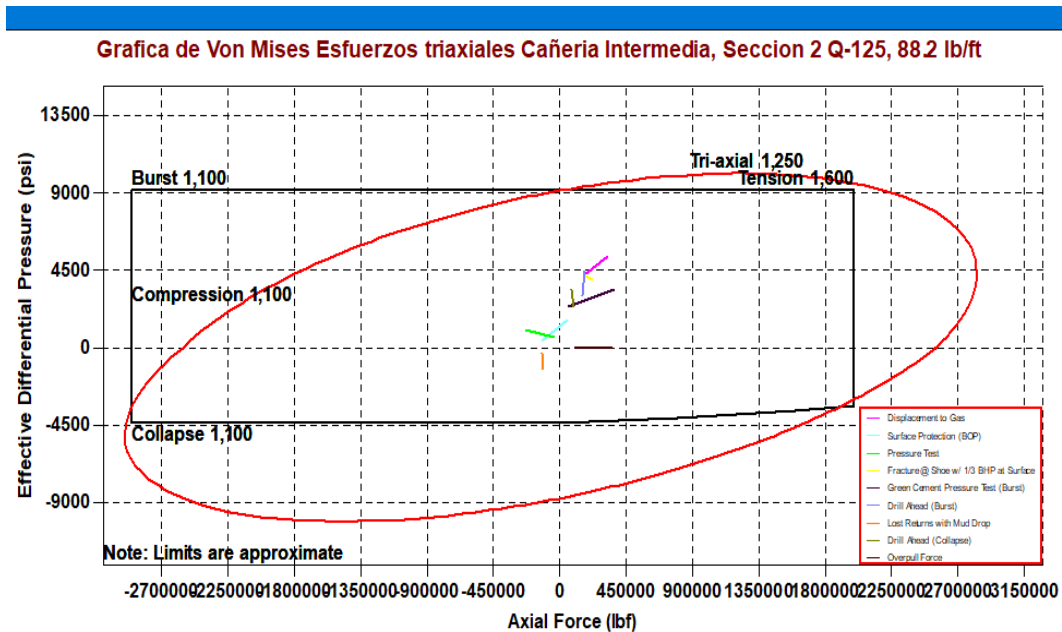
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

Figura 4.43. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Intermedia, Sección 1 P-110, 88.2 lb/ft



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.44. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Intermedia, Sección 2 Q-125, 88.2 lb/ft

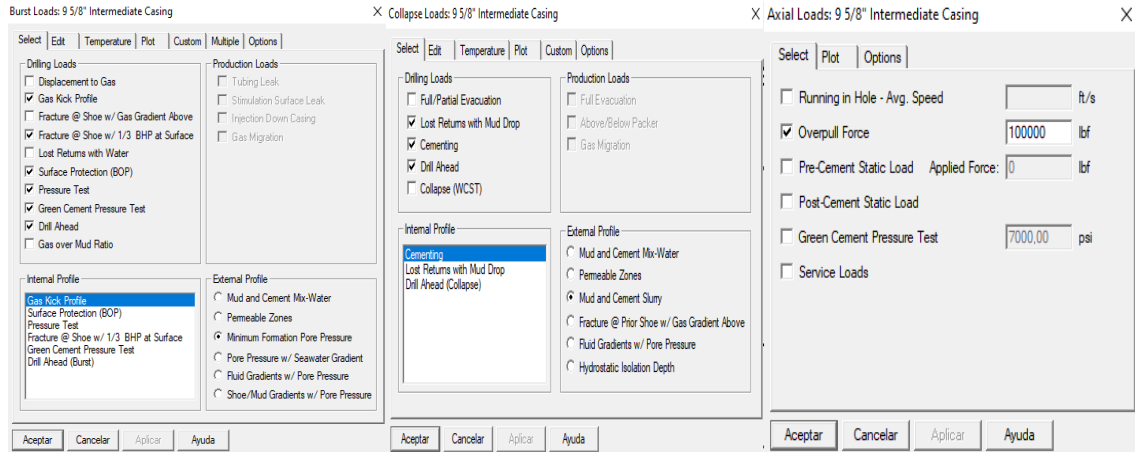


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA DE PRODUCCIÓN

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

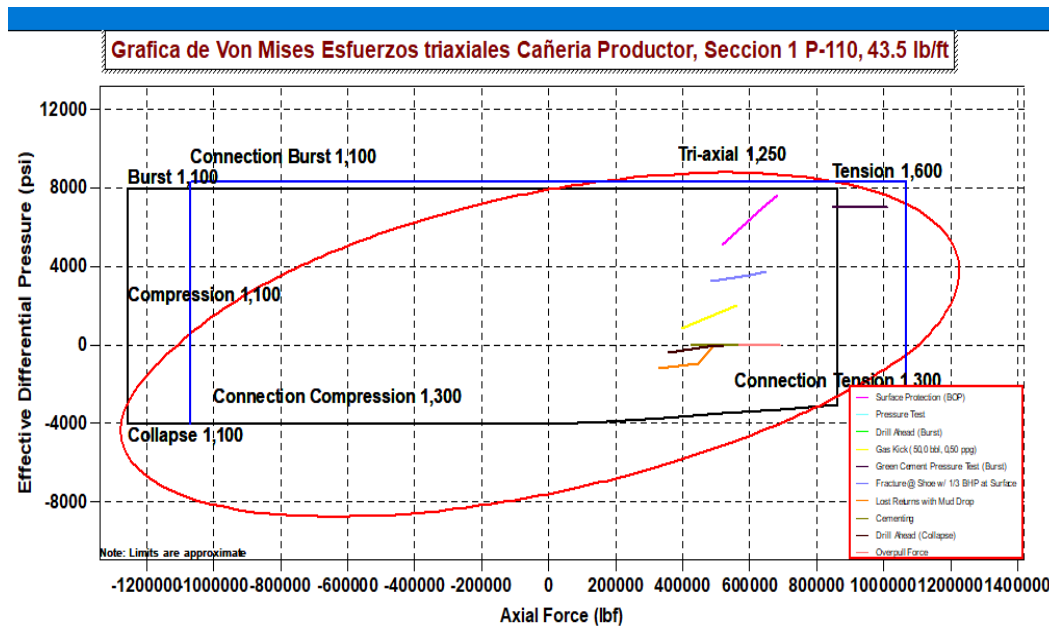
Figura 4.45. Datos de cargas para la cañería productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

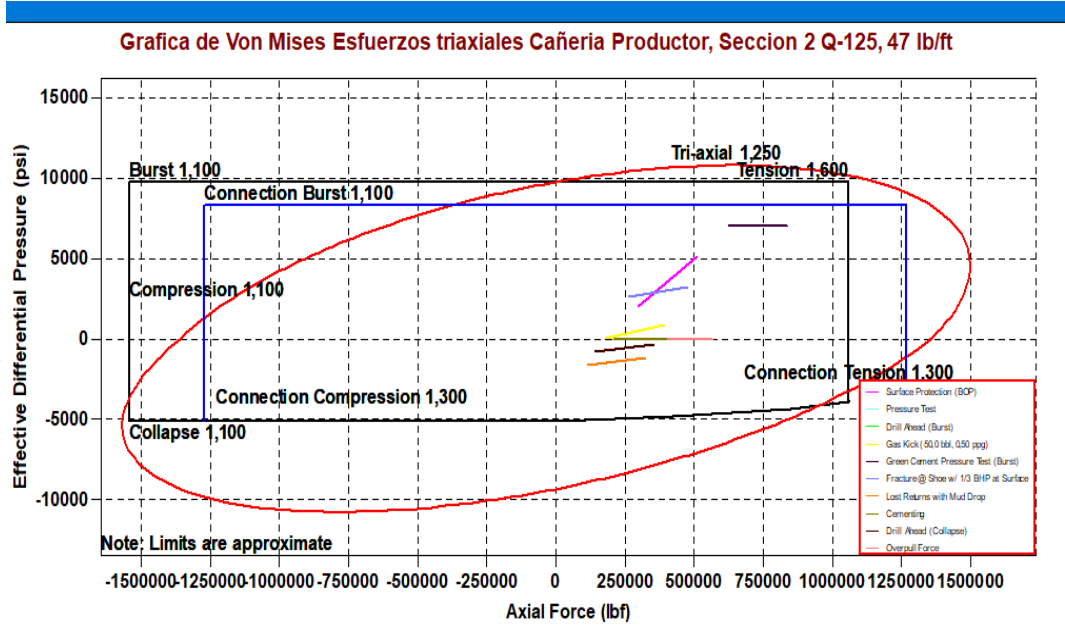
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

Figura 4.46. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 1 P-110, 43.5 lb/ft



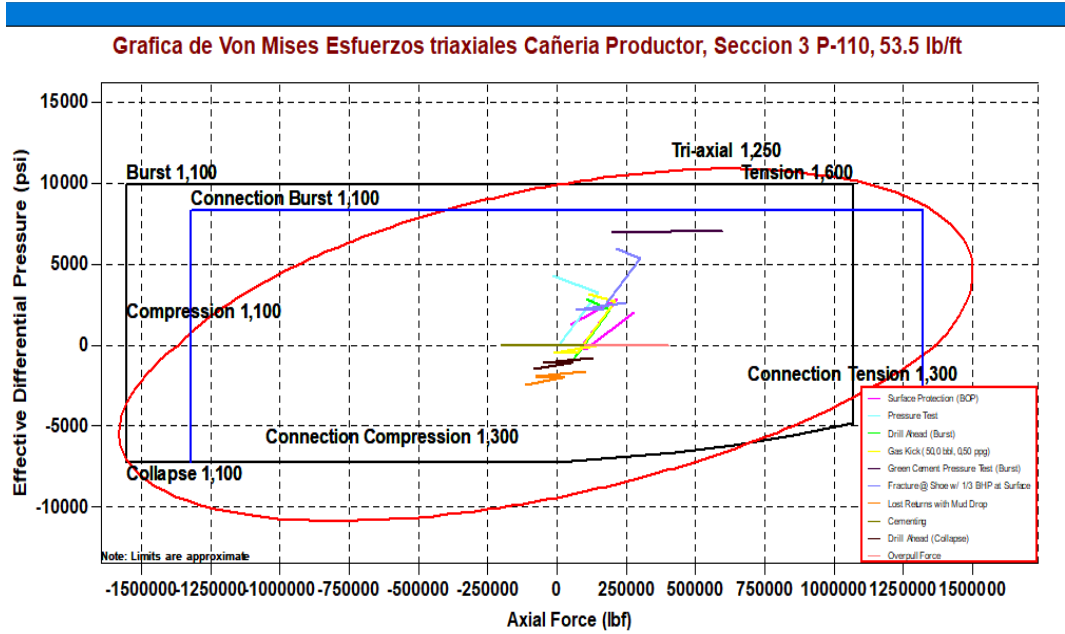
Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.47. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 2 Q-125, 47 lb/ft



Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.48. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 3 P-110, 53.5 lb/ft

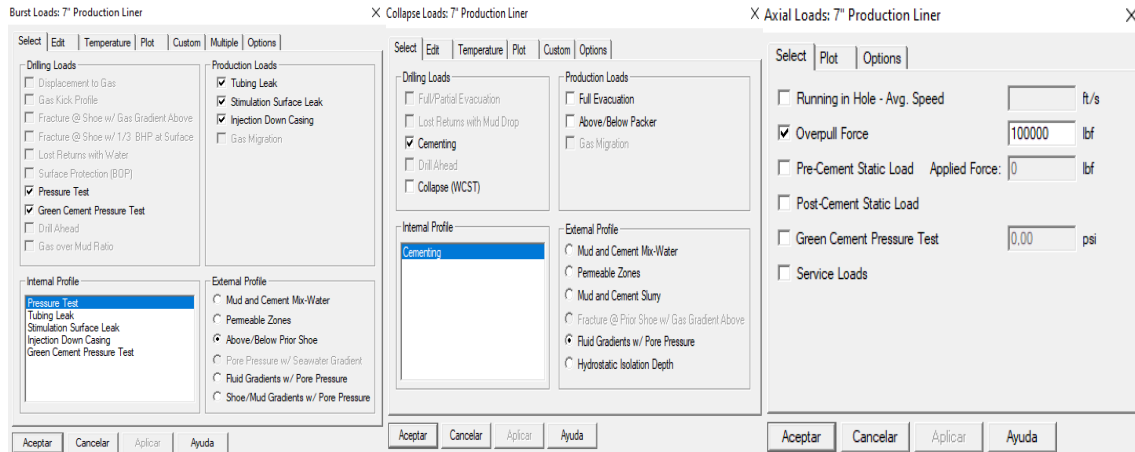


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERIA DE PRODUCCIÓN-LINER

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

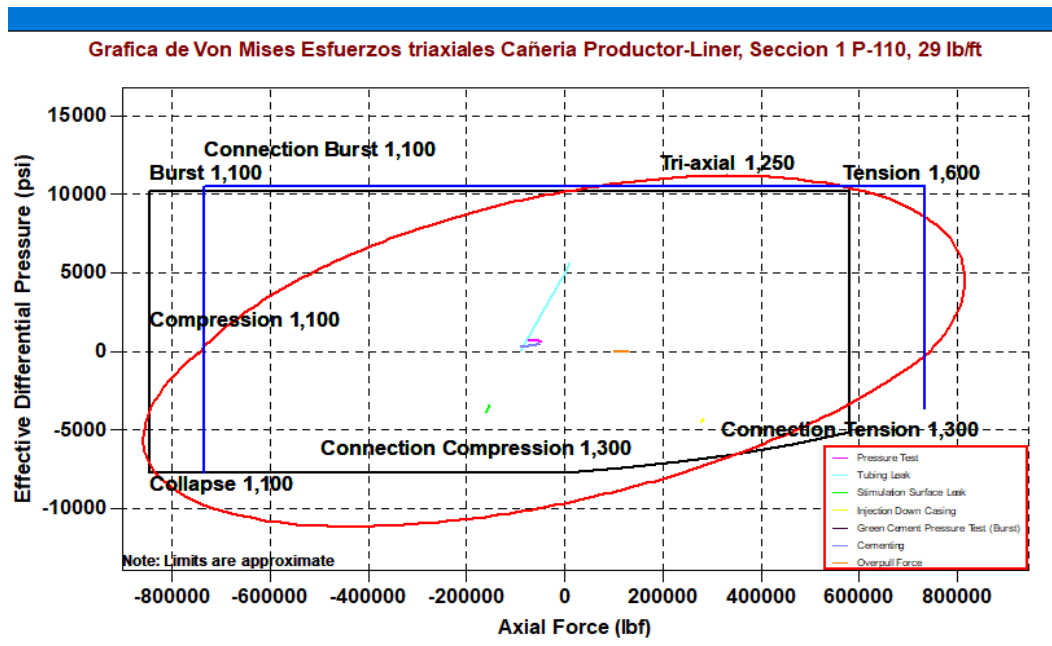
Figura 4.49. Datos de cargas para la cañería productor-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

Figura 4.50. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción-liner, Sección 1 P-110, 29 lb/ft



Fuente: Elaboración propia, 2024

De los gráficos anteriores de las elipses de Von Mises se concluye que las cañerías soportaran los esfuerzos a los que estará sometidos.

4.4. DISEÑO DE PROGRAMAS DE TRÉPANOS Y DE CEMENTACIÓN

4.4.1. Diseño del programa de trépanos

El programa de trépanos se definirá según la geometría de pozo establecido anteriormente en la figura 4.13. también, según en la secuencia estratigráfica propuesta para el pozo JGR-X2 en la tabla 4.8 considerando los niveles estructurales y los distintos tipos de litologías que los conforman. También se tomará en cuenta el criterio de trabajo basado en los registros de trépanos de otros pozos en el Subandino Sur..

Tabla 4.41. Diámetro drift para cada cañería de revestimiento

<i>Tramo de perforación</i>	<i>Diámetro nominal de cañería [in]</i>	<i>Grado</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Drift[in]</i>	<i>Diámetro de trépano[in]</i>
Guía	30	X-56	234,29	28,021	24
Superficial	20	L-80	169	18,188	17 1/2
	20	N-80	133	18,543	
Intermedio	13 5/8	Q-125	88,2	12,25	12 1/4
	13 5/8	Q-125	88,2	12,25	
Productor	9 5/8	Q-125	47	8,525	8,5
	9 5/8	P-110	43,5	8,599	
	9 5/8	P-110	53,5	*8.5	
Productor-liner	7	P-110	29	6,059	-

Fuente: Elaboración propia, 2024

En la tabla 4.41 se definen el tamaño drift de cada cañería de revestimiento designada para el pozo. Así también, se verifica que el tamaño del trépano no sea mayor al tamaño drift. En la cañería 9 5/8, P-110, 53.5 lb/ft se usará un drift alternativo para el tipo de cañería que se muestra en el Anexo B.

4.4.1.1. Diseño de trépanos a utilizar para cada tramo del pozo.

La selección de los tipos de trépanos de perforación, se realizará mediante el análisis indicado en el capítulo dos. Asimismo, se trabajará con la guía y catalogo “Drill bit classifier”, y otros catálogos de distintas empresas de suministro de trépanos adjuntado en el Anexo C.

4.4.1.1.1. Tramo conductor

Algunos datos del tramo conductor no son establecidos ciertamente de forma práctica, sino analíticos, además en este proyecto se consideró que la planchada incluye el tramo en conductor.

4.4.1.1.2. Tramo superficial.

Para el tramo superficial se trabajará con formaciones con baja cargas litostaticas por lo que trabajará con un trépano para formaciones con dureza blanda a mediana como se muestra en la tabla 4.42 donde se encuentran sus características principales.

Tabla 4.42. Trépano seleccionado para el tramo superficial

Código IADC	115
API pin	7 5/8
Tamaño del trépano	24 in
Marca	Backer Hughes
Modelo	GTX G-1
Velocidad de operación	135-30 [rpm]
Peso de operación (WOB)	1400-3900 [lb/in]
Peso aproximado	1245 lb
Tipo	Tricono
Estructura de corte	Dientes de acero

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.4.1.1.3. Tramo intermedio.

Para el tramo intermedio se designará un trépano tricono con insertos de carburo para formaciones de dureza blanda a media tal como se muestra en la tabla 4.43 donde se encuentran sus características principales.

Tabla 4.43. Trépano seleccionado para el tramo intermedio

Código IADC	515
API pin	7 5/8
Tamaño del trépano	17 1/2 in
Marca	Backer Hughes
Modelo	GTX-20
Velocidad de operación	115-25 [rpm]
Peso de operación (WOB)	1700-4700 [lb/in]
Peso aproximado	1245 lb
Tipo	Tricono
Estructura de corte	Insertos de tungsteno

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.4.1.1.4. Tramo productor.

En la tabla 4.44 se detalla las características del trépano que se designó para este tramo, tomando en cuenta que las formaciones a perforar estarían sometido a cargas litostaticas. Se eligió un trépano adecuado para formaciones de dureza media, además de que se tratara de un trépano tipo PDC con larga duración en el pozo, con el fin de reducir el número de viajes necesarios para cambiar el trépano.

Tabla 4.44. Trépano seleccionado para el tramo productor

Código IADC	M223
API pin	6 5/8 in
Tamaño del trépano	12 1/4 in
Marca	Smith
Modelo	MI619
Velocidad de operación	60-400 [rpm]
Peso de operación (WOB)	400-3000 [lb/in]
Tipo	PDC
Estructura de corte	Diamantes sintéticos

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.4.1.1.5. Tramo productor - liner.

Similarmente se designará con trépanos de tipo PDC para formaciones de dureza medio a duro por ser las formaciones objetivo del devónico a atravesar. Al igual que en el tramo productor,

se utilizarán trépanos de larga duración para minimizar el número de viajes necesarios para cambiar el trépano.

Tabla 4.45. Trépano seleccionado para el tramo productor-liner

Código IADC	M433
API pin	6 5/8 in
Tamaño del trépano	8 1/2 in
Marca	Smith
Modelo	MI913
Velocidad de operación	60 -400[rpm]
Peso de operación (WOB)	500-4000 [lb/in]
Tipo	PDC
Estructura de corte	Diamantes sintéticos

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.4.1.2. Registro de trépanos

El programa de trépanos para los diferentes tramos se muestra en la tabla 4.46 y su elaboración se ha designado tomando en cuenta registros de trépanos en pozos del Subandino sur para establecer fundamentalmente el tipo de trépano óptimo para las formaciones a atravesarse y los avances estimados en base a promedio de velocidad de penetración en el pozo. La litología de las formaciones indicadas se describe en la tabla 4.8.

Tabla 4.46. Registro de trépanos

Nro	Diámetro [in]	IADC	Modelo	Profundidad de entrada [m]	Avance [m]	Formación
1	24	515	GTX G-1	70	180	Cangapi
2	24	515	GTX G-1	250	180	San Telmo
3	24	515	GTX G-1	430	180	San Telmo
4	24	515	GTX G-1	610	180	Escarpment
5	24	515	GTX G-1	790	180	Tarija
6	24	515	GTX G-1	970	180	San Telmo
7	24	515	GTX G-1	1150	150	Escarpment
8	24	515	GTX G-1	1300	180	Tarija
9	17 1/2	515	GTX-20	1480	220	Itacuami
10	17 1/2	515	GTX-20	1700	220	Tupambi
11	17 1/2	515	GTX-20	1920	220	Devonico tardio
12	17 1/2	515	GTX-20	2140	200	Devonico tardio

<i>Nro</i>	<i>Diámetro [in]</i>	<i>IADC</i>	<i>Modelo</i>	<i>Profundidad de entrada [m]</i>	<i>Avance [m]</i>	<i>Formación</i>
13	17 1/2	515	GTX-20	2340	200	Devonico tardio
14	17 1/2	515	GTX-20	2540	200	Devonico tardio
15	17 1/2	515	GTX-20	2740	250	Vitagua
16	17 1/2	515	GTX-20	2990	200	Cangapi
17	17 1/2	515	GTX-20	3190	200	San Telmo
18	17 1/2	515	GTX-20	3390	210	Escarpment
19	17 1/2	515	GTX-20	3600	200	Tarija
20	12 1/4	M223	MI619	3800	220	Tupambi
21	12 1/4	M223	MI619	4020	210	Iquiri
22	12 1/4	M223	MI619	4230	220	Iquiri
23	12 1/4	M223	MI619	4450	200	Los monos
24	12 1/4	M223	MI619	4650	150	Los monos
25	12 1/4	M223	MI619	4800	80	Huamampampa
26	8 1/2	M433	MI913	4880	80	Huamampampa
27	8 1/2	M433	MI913	4960	80	Huamampampa
28	8 1/2	M433	MI913	5040	70	Icla
29	8 1/2	M433	MI913	5110	-	Icla

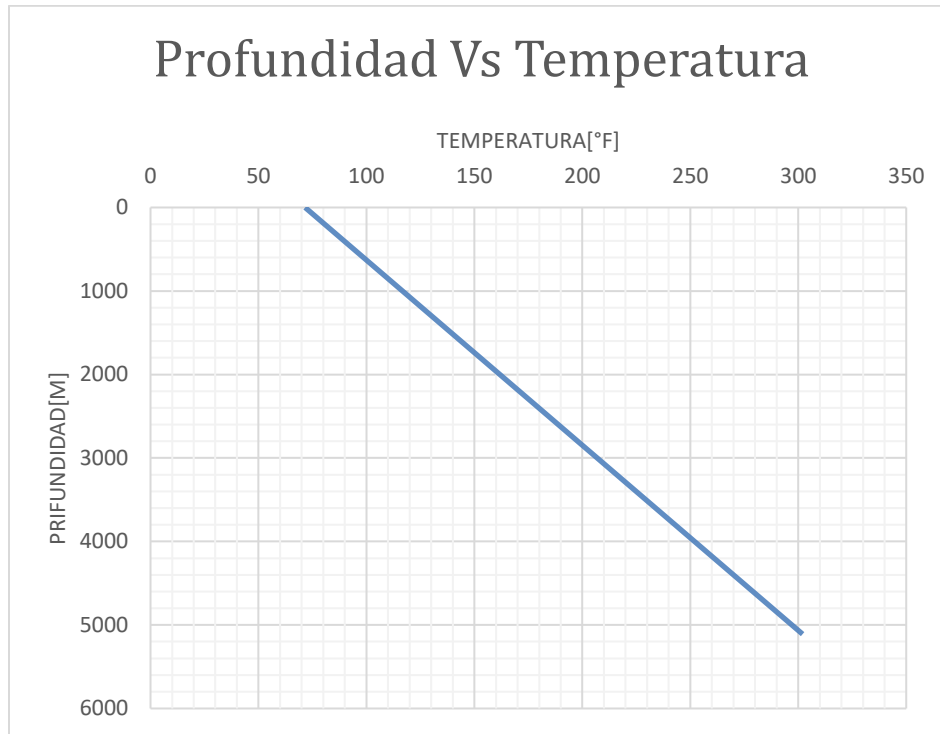
Fuente: Elaboración propia, 2024

4.4.2. Diseño del programa de cementación

A continuación, se detallan las consideraciones más importantes para la cementación de los diferentes tramos programados con especial énfasis en las cañerías intermedio y producción que brindan condiciones críticas dada la profundidad de cada tubería.

Las temperaturas de fondo estáticas se han basado en los gradientes promedio para el área, tal como se muestra en la figura 4.29. Los diámetros de los agujeros se han determinado de manera similar, y las densidades de la lechada se han establecido considerando los gradientes de fractura de las formaciones a cementar, de forma que no se excedan estos valores durante las presiones máximas de fondo durante el desplazamiento.

Figura 4.51. Gradientes geotérmicas de estructuras del Prospecto Jaguar



Fuente: Elaboración propia, 2024

Los valores de caudal se han fijado para un máximo desplazamiento a flujo turbulento y para lograr tiempos de contacto dentro de los rangos óptimos para los volúmenes de lechada requeridos.

4.4.2.1. Diseño de cementación requerida para cada tramo del pozo.

Para calcular el volumen de cemento se deben realizar cálculos del volumen, número de sacos, etc., teniendo en cuenta que el pozo corresponde a un pozo vertical con 5 tramos cementables.

En base al capítulo dos se empleará cemento clase A para los primeros tramos del pozo de ahí se empleará cemento clase G. Adicional a esto, el cemento clase G es el más utilizado en la industria petrolera de ahí la denominación de cemento petrolero, debido a sus excelentes resultados en su aplicación, algunas virtudes de este cemento son:

- Resistencias a altas temperaturas
- Resistencia a presiones de fractura elevadas.

- Rápido fragüe del cemento, esto implica mayor seguridad en operaciones de perforación.

Para las propiedades físicas de cada cemento, densidad, porcentaje de agua y aditivos revisar el Anexo D.

4.4.2.1.1. Cementación caño conductor 30”

El tramo guía se cementará hasta superficie con lechada preparada con cemento API clase A y retardada con 2% de cloruro de calcio. Los datos del pozo se resumirán en la tabla 4.47:

Tabla 4.47. Datos para la cementación del tramo guía

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	370	in
<i>Profundidad de pozo</i>	75	m
<i>Zapato flotador</i>	70	m
<i>Cemento</i>	Clase A	0m
<i>Exceso</i>	20	%
<i>Diámetro interno</i>	30	in
<i>Diámetro externo</i>	28,5	in

Fuente: Elaboración propia, 2024

Con los datos mencionados, se procede a realizar tabla de equilibrio de mása para la preparación de un saco de cemento:

Tabla 4.48. Balance de masa para el cemento del tramo guía

<i>Material</i>	<i>Porcentaje %</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase A	100	110	3,14	4,21
Agua	46	50,6	1	6,07
CaCl ₂	2	2,2	2,2	0,12
Sumatoria:		162,8		10,4

Fuente: Elaboración propia, 2024

$$\text{Rend}_c = 10.4 \frac{\text{gal}}{\text{Saco}} * \frac{1\text{Bbl}}{42\text{gal}}$$

$$\text{Rend}_c = 0.25 \frac{\text{Bbl}}{\text{Saco}}$$

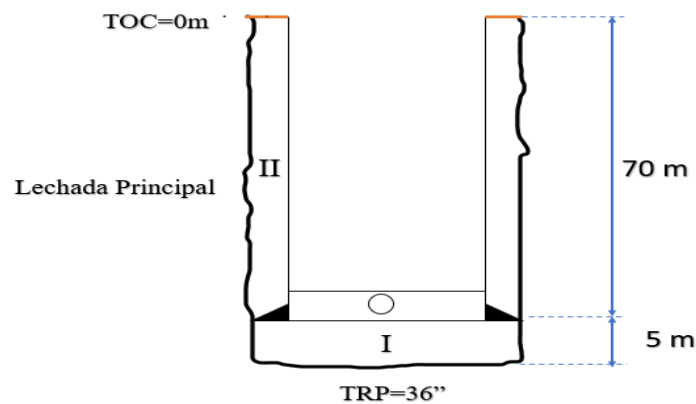
$$\text{Rend}_{\text{H}_2\text{O}} = 6.07 \frac{\text{gal}}{\text{Saco}}$$

$$\text{Rend}_{\text{Ca}_2\text{Cl}} = 2.2 \frac{\text{lb}}{\text{saco}}$$

$$\rho_c = \frac{162.4}{10.4} = 15.62 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

Posteriormente se calcula el volumen de cemento que se correrá en el pozo trabajando con los datos de la cañería de la tabla 4.40:

Figura 4.52. Esquema de cementación del tramo guía



Fuente: Elaboración propia, 2024

$$V_I = \frac{36^2}{314} * 5$$

$$V_I = 20.64[\text{bbl}]$$

$$V_{II} = \frac{36^2 - 30^2}{314} * 70$$

$$V_{II} = 88.28[\text{Bbl}]$$

Para este tramo se tomará un exceso del 100% como factor de seguridad:

$$V_{I=V_I} * \text{exceso} = 20.64 * 2$$

$$V_I = 41.27[\text{Bbl}]$$

$$V_{II=V_{II}} * \text{exceso} = 88.28 * 2$$

$$V_{II} = 176.56[\text{Bbl}]$$

$$V_{\text{cemento}} = V_I + V_{II}$$

$$V_{\text{cemento}} = 217.83[\text{Bbl}]$$

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada de cemento:**

$$217.83 \cancel{\text{Bbl}_c} * \frac{1 \cancel{\text{Saco}_c}}{0.25 \cancel{\text{Bbl}_c}} = 871.32 \cong 872 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada de cemento:**

$$872 \cancel{\text{Saco}_c} * \frac{6.067 \cancel{\text{gal}}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \cancel{\text{Saco}_c}} * \frac{1 \cancel{\text{Bbl}}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \cancel{\text{gal}}_{\text{H}_2\text{O}}} = 126 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de cloruro de calcio para la lechada de cemento:**

$$872 \cancel{\text{Saco}_c} * \frac{6.07 \cancel{\text{lb}}_{\text{CaCl}_2}}{1 \cancel{\text{Saco}_c}} * \frac{1 \cancel{\text{Saco}}_{\text{CaCl}_2}}{55.1 \cancel{\text{lb}}_{\text{CaCl}_2}} = 96.04 \cong 96 \text{Saco}_{\text{CaCl}_2}$$

- **Cálculo del volumen de lodo de desplazamiento:**

Para el desplazamiento de cemento, se calculará el volumen de lodo que se tendrá que bombear dentro de la cañería:

$$V_{\text{Lodo}} = \frac{28.5^2}{314} * 70$$

$$V_{\text{Lodo}} = 181.1[\text{Bbl}]$$

4.4.2.1.2. *Cementación cañería superficial 20"*

Para realizar los volúmenes de la lechada principal para el tramo superficial, se deben tomar en cuenta los siguientes datos: cementación hasta superficie con cemento clase A, y que, debido a la longitud del tramo se procederá a cementar en dos tipos de lechadas: lechada de relleno y lechada principal. En la formulación del cemento clase A se deberá incluir un retardador de temperatura

moderada para poder lograr un tiempo de bombeabilidad optimo, reductor de filtrado y dispersante para lograr un caudal crítico. Se trabajará con los siguientes datos:

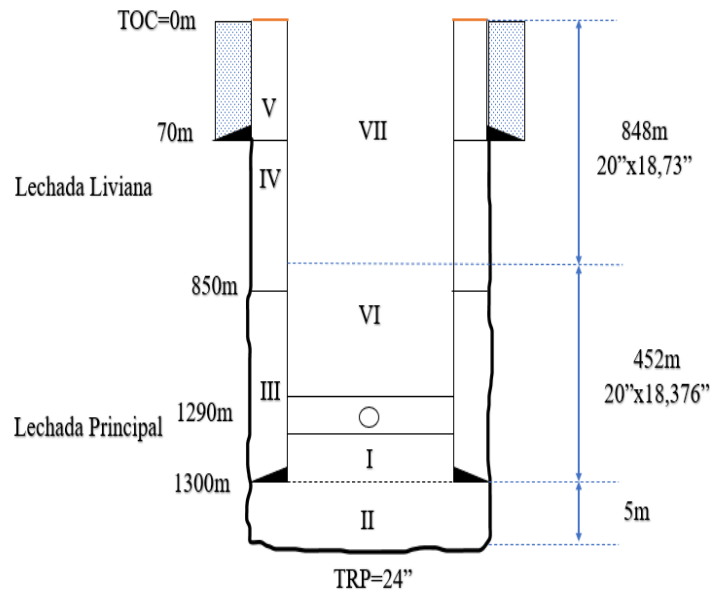
Tabla 4.49. Datos para la cementación del tramo superficial

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería 1</i>	20"x18,376" L80	452m
<i>Cañería 2</i>	20"x18,73" N80	848m
<i>Profundidad de pozo</i>	1305	m
<i>Collar flotador</i>	1290	m
<i>Lechada Principal</i>	Clase A	850m
<i>Lechada Liviana</i>	Clase A	0m
<i>Exceso</i>	20	%
<i>TOC</i>	0	m
<i>bentonita Lechada liviana</i>	4	%
<i>Bentonita</i>	50	lb/sx
<i>Cemento clase A</i>	94	lb/sx

Fuente: Elaboración propia, 2024

Calculamos los volúmenes de cemento dentro del pozo:

Figura 4.53. Esquema de cementación del tramo superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

Los volúmenes calculados se representan en la tabla 4.50:

Tabla 4.50. Volúmenes de cementación tramo superficial

	<i>Volumen [Bbl]</i>
I	10,75
II	9,17
III	252,23
IV	437,20
V	91,90
VI	486,08
VII	947,42

Fuente: Elaboración propia, 2024

LECHADA PRINCIPAL

- **El volumen para la lechada principal:**

$$V_{LP} = V_I + V_{II} + V_{III} = 272.15[Bbl]$$

$$V_{LP} = V_{LP} * \text{Exceso} = 272.15 * 1.2$$

$$V_{LP} = 326.58[Bbl]$$

- **Equilibrio de masas para preparar un saco de cemento:**

Tabla 4.51. Balance de masa para la lechada principal del tramo superficial

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase A	100	94	3,14	3,59
Agua	48,1	45,21	1	5,43
Sumatoria:		139,21		9,02
<i>Densidad</i>	15,43	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,2148	Bbl/saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	5,43	galH2O/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada principal:**

$$326.58 \cancel{Bbl}_c * \frac{1 \text{Saco}_c}{0.2148 \cancel{Bbl}_c} = 1520.39 \cong 1521 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada principal de cemento:**

$$1521 \cancel{\text{Saco}_c} * \frac{5.43 \cancel{\text{gal}}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \cancel{\text{Saco}_c}} * \frac{1 \text{Bbl}}{42 \cancel{\text{gal}}_{\text{H}_2\text{O}}} = 196.64 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

LECHADA LIVIANA

- El volumen para la lechada liviana:

$$V_{LL} = V_{IV} + V_V = 529.1[\text{Bbl}]$$

$$V_{LL} = V_{LL} * \text{Exceso} = 529.1 * 1.2$$

$$V_{LL} = 634.92[\text{Bbl}]$$

- **Equilibrio de masas para preparar un saco de cemento:**

Para la preparación de la lechada liviana se deberá agregar un 4% de bentonita a la lechada y para poder realizar una óptima preparación de la lechada se deberá recalcular la cantidad de agua con la siguiente ecuación:

$$\%H_2O_{\text{nuevo}} = \%H_2O + 5.3 * \%Bentonita \quad (4.4)$$

Con la ecuación (4.4) calculamos la nueva cantidad de agua:

$$\%H_2O_{\text{Nuevo}} = 46 + 5.3 * 4$$

$$\%H_2O_{\text{Nuevo}} = 67.2\%$$

Tabla 4.52. Balance de mása para la lechada liviana del tramo superficial

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase A	100	94	3,14	3,56
Agua	67,2	63,17	1	7,58
Bentonita	4	3,76	2,6	0,17
Sumatoria:		162,8		11,31
<i>Densidad</i>	14,22	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,2693	Bbl/saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	7,58	galH2O/Saco cemento		
<i>Rendimiento bentonita</i>	3,76	lb/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada liviana:**

$$634.92 \text{Bbl}_c * \frac{1 \text{Saco}_c}{0.2693 \text{Bbl}_c} = 2357.6 \cong 2358 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada liviana de cemento:**

$$2358 \text{Saco}_c * \frac{7.58 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \text{Saco}_c} * \frac{1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 425.56 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de baritina para la lechada liviana de cemento:**

$$2358 \text{Saco}_c * \frac{3.76 \text{lb}_{\text{Bentonita}}}{1 \text{Saco}_c} * \frac{1 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}}{25 \text{lb}_{\text{Bentonita}}} = 177.3 \cong 174 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}$$

- **Cálculo del volumen de lodo de desplazamiento:**

Para el desplazamiento de cemento, se calculará el volumen de lodo que se tendrá que bombear dentro de la cañería:

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{VI}} + V_{\text{VII}} = 1433.5 [\text{Bbl}]$$

4.4.2.1.3. Cementación cañería intermedio 13 5/8”

Dada la longitud de la cañería, será necesario cementar con dos tipos de lechadas hasta cierta profundidad para garantizar la integridad del pozo. La lechada liviana estará expuesta a temperaturas moderadas, por lo que se preparará con cemento clase G y un retardador de temperatura moderada. Esto permitirá lograr un tiempo de bombeabilidad óptimo, reducir el filtrado y la dispersión, y obtener un flujo turbulento. Además, se utilizará un 6% de baritina en su preparación..

Para la segunda lechada, se reducirá el retardador para optimizar el tiempo de bombeabilidad. Se trabajará con los siguientes datos:

Tabla 4.53. Datos para la cementación del tramo intermedio

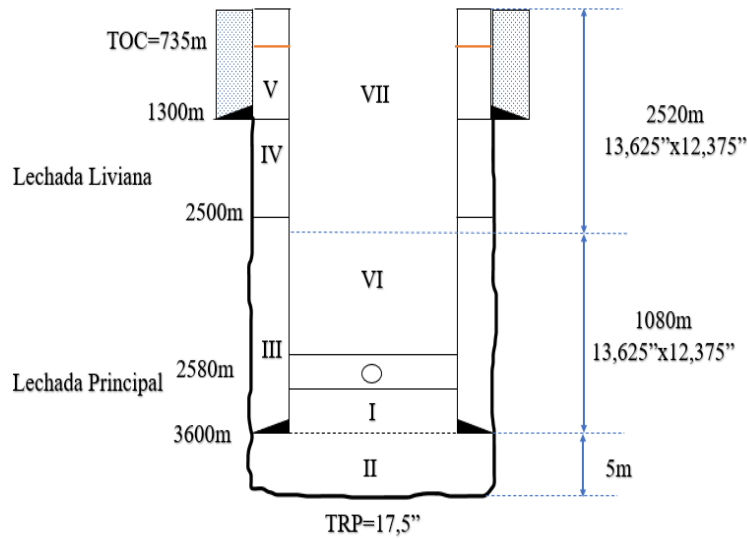
Datos de pozo		
Cañería 1	13,625"x12,375" Q-125	1080m
Cañería 2	13,625"x12,375" P-110	2520m
Profundidad de pozo	3605	m
Collar flotador	2580	m
Lechada Principal	Clase G	2500m
Lechada Liviana	Clase G	735m
Exceso lechada pesada	30	%
Exceso lechada liviana	20	%

Datos de pozo		
TOC	735	m
bentonita Lechada liviana	6	%
Bentonita	50	lb/sx
Cemento clase G	110	lb/sx

Fuente: Elaboración propia, 2024

Calculamos los volúmenes de cemento dentro del pozo:

Figura 4.54. Esquema de cementación del tramo intermedio



Fuente: Elaboración propia, 2024

Los volúmenes calculados se representan en la tabla 4.54:

Tabla 4.54. Volúmenes de cementación tramo intermedio

	Volumen [Bbl]
I	9,75
II	4,88
III	422,52
IV	460,93
V	273,57
VI	516,97
VII	1229,03

Fuente: Elaboración propia, 2024

LECHADA PRINCIPAL

- **El volumen para la lechada principal:**

$$V_{LP} = V_I + V_{II} + V_{III} = 437.15[\text{Bbl}]$$

$$V_{LP} = V_{LP} = *Exceso = 437.15 * 1.3$$

$$V_{LP} = 568.30[\text{Bbl}]$$

- **Equilibrio de masas para preparar un saco de cemento:**

Tabla 4.55. Balance de masa para la lechada principal del tramo intermedio

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase G	100	110	3,15	4,19
Agua	44	48,4	1	5,81
Sumatoria:		158,4		10
<i>Densidad</i>	15,84	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,2380	Bbl/Saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	5,81	galH ₂ O/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada principal:**

$$568.3\text{Bbl}_c * \frac{1\text{Saco}_c}{0.2148\text{Bbl}_c} = 2387.82 \cong 2388\text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada principal de cemento:**

$$2388\text{Saco}_c * \frac{5.81\text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1\text{Saco}_c} * \frac{1\text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42\text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 330.34\text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

LECHADA LIVIANA

- El volumen para la lechada liviana:

$$V_{LL} = V_{IV} + V_V = 734.5[\text{Bbl}]$$

$$V_{LL} = V_{LL} = *Exceso = 437.15 * 1.2$$

$$V_{LL} = 881.4[\text{Bbl}]$$

- **Equilibrio de masas para preparar un saco de cemento:**

Con la ecuación (4.4) se calcula la nueva cantidad de agua:

$$\%H_2O_{\text{Nuevo}} = 44 + 5.3 * 6$$

$$\%H_2O_{\text{Nuevo}} = 75.8\%$$

Tabla 4.56. Balance de masa para la lechada liviana del tramo intermedio

Material	Porcentaje	Mása[lb]	GE	Volumen[gal]
Cemento clase G	100	110	3,15	4,19
Agua	75,8	83,38	1	10
Bentonita	6	6,6	2,6	0,3
Sumatoria:		199,98		14,49
Densidad	13,8	lb/gal		
Rendimiento cemento	0,345	Bbl/Saco cemento		
Rendimiento de agua	10	galH ₂ O/Saco cemento		
Rendimiento bentonita	6,6	lb/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada liviana:**

$$881.4 \text{ Bbl}_c * \frac{1 \text{ Saco}_c}{0.2693 \text{ Bbl}_c} = 2554.78 \cong 2555 \text{ Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada liviana de cemento:**

Se calcula la cantidad de agua utilizar:

$$2555 \text{ Saco}_c * \frac{10 \text{ gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \text{ Saco}_c} * \frac{1 \text{ Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \text{ gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 608.33 \text{ Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de baritina para la lechada liviana de cemento:**

$$2555 \text{ Saco}_c * \frac{6.6 \text{ lb}_{\text{Bentonita}}}{1 \text{ Saco}_c} * \frac{1 \text{ Saco}_{\text{Bentonita}}}{100 \text{ lb}_{\text{Bentonita}}} = 168.63 \cong 169 \text{ Saco}_{\text{Bentonita}}$$

- **Cálculo del volumen de lodo de desplazamiento:**

Para el desplazamiento de cemento, se calculará el volumen de lodo que se tendrá que bombear dentro de la cañería:

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{VI}} + V_{\text{VII}} = 1746 [\text{Bbl}]$$

4.4.2.1.4. Cementación de la cañería de producción 9 5/8"

La cementación de este tramo del pozo será la más complicada debida al caso de la longitud de la cañería a correrse dentro del pozo. Se circularán dos tipos de lechadas: La lechada liviana se correrá con retardadores alta temperatura para poder tener un tiempo de bombeabilidad optima; mientras que la lechada pesada debido al efecto de la temperatura superior a 240°F se optará por

añadir a la formulación del cemento 30% de polvo de Silice para evitar la retrogradación del cemento y así asegurar la integridad del pozo. Los datos del tramo productor son:

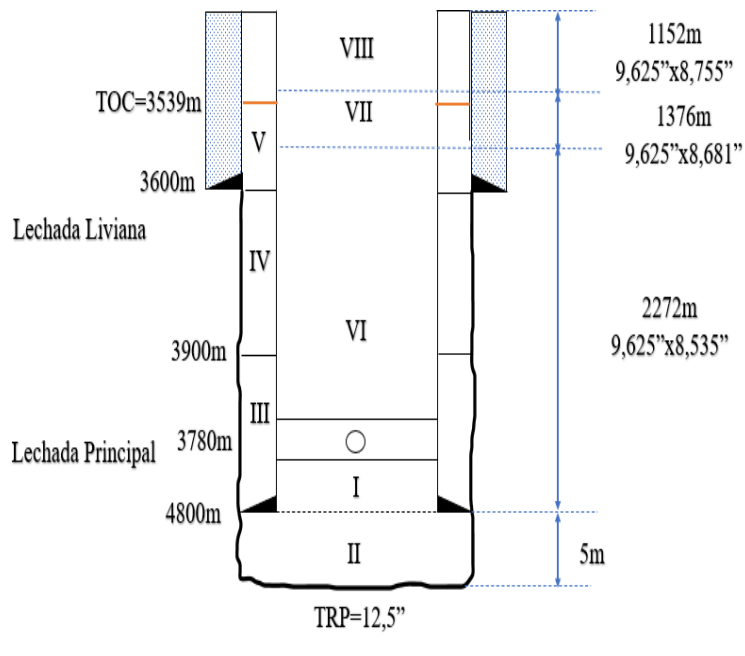
Tabla 4.57. Datos para la cementación del tramo productor

Datos de pozo		
Cañería 1	9,625"x8,535" P-110 (53,5lb/ft)	2272m
Cañería 2	9,625"x8,755" P-110 (43,5lb/ft)	1152m
Cañería 3	9,625"x8,681" Q-125 (47lb/ft)	1376m
Profundidad de pozo	4805	m
Collar flotador	4780	m
Lechada Principal	Clase G	3900m
Lechada Liviana	Clase G	3539m
Exceso lechada pesada	25	%
Exceso lechada liviana	10	%
TOC	3539	m
bentonita Lechada liviana	7	%
Bentonita	50	lb/sx
Silice	35	%
Cemento clase G	110	lb/sx

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se calculan los volúmenes de cemento dentro del pozo:

Figura 4.55. Esquema de cementación del tramo productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

Los volúmenes calculados se representan en la tabla 4.58:

Tabla 4.58. Volúmenes de cementación tramo productor

	<i>Volumen [Bbl]</i>
I	4,64
II	2,49
III	182,32
IV	60,77
V	11,75
VI	522,45
VII	330,24
VIII	281,21

Fuente: Elaboración propia, 2024

LECHADA PRINCIPAL

- **El volumen para la lechada principal:**

$$V_{LP} = V_I + V_{II} + V_{III} = 189.45[\text{Bbl}]$$

$$V_{LP} = V_{LP} \cdot \text{Exceso} = 189.45 \cdot 1.25$$

$$V_{LP} = 236.81[\text{Bbl}]$$

- **Equilibrio de masas para preparar un saco de cemento:**

Tabla 4.59. Balance de masa para la lechada principal del tramo productor

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase G	100	110	3,15	4,19
Agua	44	48,4	1	5,81
Silice	30	33	2,65	1,49
Sumatoria:		191,4		11,49
<i>Densidad</i>	16,66	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,2736	Bbl/saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	5,81	galH2O/Saco cemento		
<i>Rendimiento silice</i>	33	lb/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada principal:**

$$236.81 \text{Bbl}_c * \frac{1 \text{Saco}_c}{0.2736 \text{Bbl}_c} = 865.5 \cong 866 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada principal de cemento:**

$$866 \text{Saco}_c * \frac{5.81 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \text{Saco}_c} * \frac{1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 119.8 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de polvo de Silice para la lechada principal de cemento:**

$$866 \text{Saco}_c * \frac{33 \text{lb}_{\text{Silice}}}{1 \text{Saco}_c} = 28578 \text{lb}_{\text{Silice}}$$

LECHADA LIVIANA

- **El volumen para la lechada liviana:**

$$V_{LL} = V_{IV} + V_V = 72.52 [\text{Bbl}]$$

$$V_{LL} = V_{LL} * \text{Exceso} = 72.52 * 1.1$$

$$V_{LL} = 79.77 [\text{Bbl}]$$

- **Equilibrio de másas para preparar un saco de cemento:**

Con la ecuación (4.4) se calcula la nueva cantidad de agua:

$$\% \text{H}_2\text{O}_{\text{Nuevo}} = 44 + 5.3 * 7$$

$$\% \text{H}_2\text{O}_{\text{Nuevo}} = 81.1\%$$

Tabla 4.60. Balance de masa para la lechada liviana del tramo productor

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase G	100	110	3,15	4,19
Agua	81,1	89,21	1	10,71
Bentonita	7	7,7	2,6	0,36
Sumatoria:		206,91		15,26
<i>Densidad</i>	13,8	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,345	Bbl/saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	10	galH2O/Saco cemento		
<i>Rendimiento bentonita</i>	6,6	lb/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada liviana:**

$$79.77 \text{Bbl}_c * \frac{1 \text{Saco}_c}{0.3633 \text{Bbl}_c} = 219.57 \cong 220 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada liviana de cemento:**

$$220 \text{Saco}_c * \frac{10.71 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \text{Saco}_c} * \frac{1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 56.1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de baritina para la lechada liviana de cemento:**

$$220 \text{Saco}_c * \frac{7.7 \text{lb}_{\text{Bentonita}}}{1 \text{Saco}_c} * \frac{1 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}}{100 \text{lb}_{\text{Bentonita}}} = 16.94 \cong 17 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}$$

- **Cálculo del volumen de lodo de desplazamiento:**

Para el desplazamiento de cemento, se calculará el volumen de lodo que se tendrá que bombear dentro de la cañería:

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{VI}} + V_{\text{VII}} + V_{\text{VIII}} = 1133.9 [\text{Bbl}]$$

4.4.2.1.5. *Cementación de la cañería productor-liner 7"*

La formulación del cemento estará compuesta por cemento clase G, un retardador para alta temperatura que permitirá un tiempo de bombeabilidad adecuado, un dispersante para asegurar un caudal crítico, y un 35% de polvo de sílice para prevenir la retrogradación del cemento debido a la temperatura de las formaciones de interés. Dado que se trata de un tramo de cañería corto, solo se preparará una lechada para la cementación. Los datos del tramo son:

Tabla 4.61. Datos para la cementación del tramo de productor-liner

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	7"x6,184" P110	5110m
<i>Profundidad de pozo</i>	5115	m
<i>Collar flotador</i>	5110	m
<i>Lechada</i>	Clase G	3900m
<i>Exceso</i>	25	%
<i>TOC</i>	4700	m
<i>Silice</i>	35	%
<i>Cemento clase G</i>	110	lb/sx

Fuente: Elaboración propia, 2024

Con los datos mencionados se procede a realizar tabla de equilibrio de masa para preparar un saco de cemento:

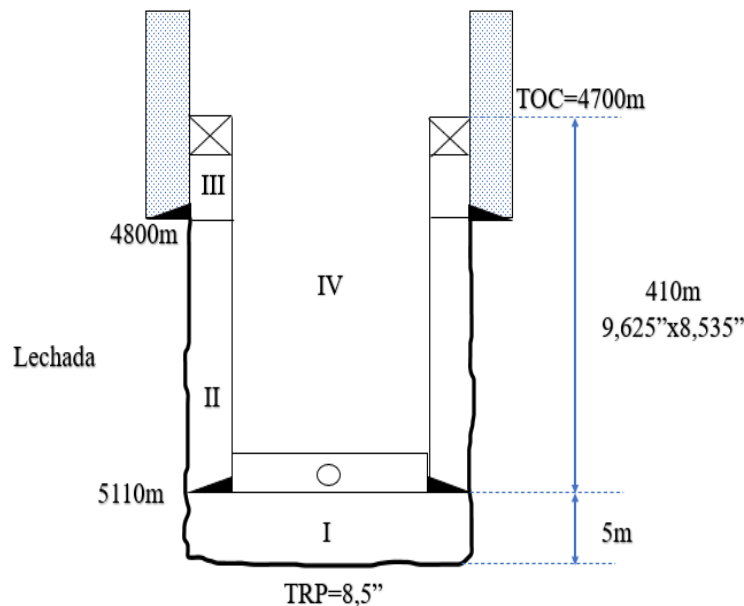
Tabla 4.62. Balance de masa para el cemento del tramo de productor-liner

<i>Material</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mása[lb]</i>	<i>GE</i>	<i>Volumen[gal]</i>
Cemento clase G	100	110	3,15	4,19
Agua	44	48,4	1	5,81
Silice	35	38,5	2,65	1,74
Sumatoria:		196,9		11,74
<i>Densidad</i>	16,77	lb/gal		
<i>Rendimiento cemento</i>	0,2795	Bbl/saco cemento		
<i>Rendimiento de agua</i>	5,81	galH2O/Saco cemento		
<i>Rendimiento silice</i>	38,5	lb/Saco cemento		

Fuente: Elaboración propia, 2024

Posteriormente se determina el volumen de cemento que se correrá en el pozo trabajando con los datos de la cañería de la tabla 4.40:

Figura 4.56. Esquema de cementación del tramo productor-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

Los volúmenes del tramo serán:

Tabla 4.63. Esquema de cementación del tramo de productor-liner

	<i>Volumen[Bbl]</i>
I	1,15
II	22,95
III	7,59
IV	49,93

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **El volumen para la lechada liviana:**

$$V_C = V_I + V_{II} + V_{III} = 31.69[\text{Bbl}]$$

$$V_C = V_{LL} = *Exceso = 31.69 * 1.25$$

$$V_C = 39.61[\text{Bbl}]$$

- **Cálculo de la cantidad de sacos de cemento para la lechada de cemento:**

$$31.61\text{Bbl}_c * \frac{1\text{Saco}_c}{0.2795\text{Bbl}_c} = 141.72 \cong 142\text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada de cemento:**

$$142\text{Saco}_c * \frac{5.81\text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1\text{Saco}_c} * \frac{1\text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42\text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 19.64\text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de polvo de Silice para la lechada principal de cemento:**

$$142\text{Saco}_c * \frac{38.5\text{lb}_{\text{Silice}}}{1\text{Saco}_c} = 5467 \text{lb}_{\text{Silice}}$$

- **Cálculo del volumen de lodo de desplazamiento:**

Para el desplazamiento de cemento, se calculará el volumen de lodo que se tendrá que bombear dentro de la cañería:

$$V_{\text{Lodo}} = V_{IV} = 49.93$$

4.4.2.2. Registro de la cantidad de cemento

Se puede resumir el análisis anterior para registrar las cantidades de cemento, agua y otros insumos para la cementación del pozo en la tabla 4.64:

Tabla 4.64. Registro de preparación de cemento

CAÑERÍA	CEMENTO PREPARADO	
TRAMO GUIA	Lechada Principal	
	Sacos de cemento A	872
	Volumen H2O [Bbl]	126
	Sacos de CaCl2	96
TRAMO SUPERFICIAL	Lechada Principal	
	Sacos de cemento A	1521
	Volumen H2O [Bbl]	196,64
	Lechada Liviana	
	Sacos de cemento A	2358
	Volumen H2O [Bbl]	425,56
	Sacos de bentonita	174
TRAMO INTERMEDIO	Lechada Principal	
	Sacos de cemento G	2406
	Volumen H2O [Bbl]	328,25
	Lechada Liviana	
	Sacos de cemento G	2555
	Volumen H2O [Bbl]	608,33
	Sacos de bentonita	168,63
TRAMO PRODUCTOR	Lechada Principal	
	Sacos de cemento G	866
	Volumen H2O [Bbl]	119,8
	Silice [lb]	28578
	Lechada Liviana	
	Sacos de cemento G	220
	Volumen H2O [Bbl]	51,1
	Sacos de bentonita	17
TRAMO PRODUCTOR-LINER	Lechada Principal	
	Sacos de cemento G	142
	Volumen H2O[Bbl]	19,64
	Silice[lb]	5467
TOTAL		
Cemento	Cantidad [Sacos]	
Cemento API clase A	4751	
Cemento API clase G	6189	

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.5. DISEÑO DEL PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACIÓN

4.5.1. Diseño de la sarta de perforación para cada tramo del pozo

Para transmitir la potencia de torque y movimiento al trepano que perforará las rocas hasta el objetivo establecido, es necesario diseñar la cantidad de herramientas tubulares que se utilizará tal que no provoquen fallas en el arreglo. Para ello nos guiaremos de los conceptos establecidos en el capítulo dos. Para el diseño de la sarta, nos apoyaremos en el parámetro de verticalidad del pozo que se ha propuesto para el pozo JGR-X2. Así para cada herramienta tubular a emplearse en el diseño de la sarta de perforación, tomaremos las propiedades de las mismas en el anexo E.

4.5.1.1. Sarta de perforación para el tramo guía

Para el diseño de este tramo se empleará el arreglo tipo 1 establecido en el inciso 2.6.4. Los datos a emplearse en el diseño de la sarta de perforación son:

Tabla 4.65. Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo guía

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	30	in
<i>Profundidad de pozo</i>	75	m
<i>Densidad de lodo</i>	9,2	lpg
<i>Trepano</i>	36	in
<i>Cople cañería</i>	31	in
<i>WOB</i>	40000	lb
<i>Angulo de inclinación</i>	0	°
<i>MOP</i>	100000	lb
<i>Factor de flotación</i>	0,8595	

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Diseño de Portamechas (Drill Collar):**

Se estima el diámetro de portamechas (Drill Collar) a utilizar aplicando la ecuación (2.22):

$$\phi_{DC} = 2 * 31 - 36$$

$$\phi_{DC} = 26[\text{in}]$$

Con el dato anterior se escoge un tamaño de portamechas no mayor a 26 pulgadas. De tablas de i-handbook establecidas en el anexo E. Se elegirá el portamechas con los siguientes datos:

<i>Drill Collar</i>		
<i>OD [in]</i>	<i>ID [in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>
11	2,5	307

A continuación, se procederá a calcular el número de portamechas a utilizar con la ecuación (2.21):

$$L_{dc} = \frac{1.15 * 40000}{307 * 0.8595 * \cos 0^\circ}$$

$$L_{dc} = 174.33[\text{ft}]$$

Se tomará una longitud de 30 pies para cada pieza de portamechas, y con esta información se determinará el número de piezas de portamechas necesarias y su longitud total:

$$N_{dc} = 174.33\text{ft} * \frac{1\text{DC}}{30\text{ft}}$$

$$N_{dc} = 5.81 \cong 6[\text{DC}]$$

$$L_{dc} = 6\text{DC} * \frac{30\text{ft}}{1\text{DC}}$$

$$L_{dc} = 180[\text{ft}]$$

- **Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe):**

Para el diseño de la tubería de perforación se tomará como de la clase premium de grado S-135 con una longitud de 30 pies por pieza de tubería. Los datos de la tubería de perforación son:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP[lbf]</i>
5,731	5,153	28,31	II	S-135	666535

Como el arreglo de fondo tiene configuración tipo 1, la longitud de la tubería se puede calcular mediante la diferencia de la longitud del pozo y de la longitud de las portamechas.

$$L_{dp} = 75 * 3.281 - 180$$

$$L_{dp} = 66.08[\text{ft}] = 20.13[\text{m}]$$

Se determina el número de piezas de tubería de perforación:

$$N_{dp} = 66.08\text{ft} * \frac{1\text{DP}}{30\text{ft}}$$

$$N_{dp} = 1.62 \cong 2[\text{DP}]$$

El análisis axial se omite debido a la poca profundidad del tramo guía.

4.5.1.2. Sarta de perforación para el tramo superficial

El arreglo para el arreglo de la sarta de perforación se asignará una configuración Tipo 2 según el inciso 2.4.6. Para el diseño de la sarta de perforación para este tramo se utilizará los siguientes datos:

Tabla 4.66. Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo superficial

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	20	in
<i>Profundidad de pozo</i>	1305	m
<i>Densidad de lodo</i>	10	lpg
<i>Trepano</i>	24	in
<i>Cople cañería</i>	21	in
<i>WOB</i>	72000	lb
<i>Angulo de inclinación</i>	0	°
<i>MOP</i>	100000	lb
<i>Factor de flotación</i>	0,8473	

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Diseño de Portamechas (Drill Collar):**

Estimamos el diámetro de portamechas a utilizar aplicando la ecuación (2.22):

$$\phi_{DC} = 2 * 21 - 24$$

$$\phi_{DC} = 18[\text{in}]$$

Con la información anterior, se puede seleccionar un tamaño de portamechas que no exceda las 18 pulgadas. De tablas se escoge:

<i>Drill Collar</i>		
<i>OD [in]</i>	<i>ID [in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>
9,5	3	214,41

Se procede a calcular el número de portamechas a utilizar con la ecuación (2.21):

$$L_{dc} = \frac{1.15 * 72000}{214.41 * 0.8473 * \cos 0^\circ}$$

$$L_{dc} = 455.77[\text{ft}]$$

Se considerará una longitud de 30 pies para cada pieza de portamechas. Con esta medida, se determinará el número total de piezas de portamechas necesarias y su longitud total:

$$N_{dc} = 455.77\text{ft} * \frac{1\text{DC}}{30\text{ft}}$$

$$N_{dc} = 15.19 \cong 16[\text{DC}]$$

$$L_{dc} = 16\text{DC} * \frac{30\text{ft}}{1\text{DC}}$$

$$L_{dc} = 480[\text{ft}] \cong 146.3[\text{m}]$$

- **Diseño de la tubería pesada (HWDP)**

Como el peso sobre el trepano (WOB) solo tomara valores proporcionados de los portamechas, la asignación de la tubería pesada se aplicara para designar la integridad del arreglo de fondo, más concretamente en el valor de SMR. Los datos de la tubería pesada se tomarán del anexo E:

<i>Heavy Drill Pipe</i>				
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Conexión</i>
5,875	4	55,62	II	XT-57

Se determina el valor SMR según la ecuación (2.20), donde se debe cumplir que $SMR \leq 5.5$:

$$SMR = \frac{\pi * (9.5^4 - 3^4)}{64 * 9.5} \div \frac{\pi * (5.875^4 - 4^4)}{64 * 5.875}$$

$$SMR = 5.33$$

Se tomará una cantidad de seis piezas de tubería pesada como valor de diseño, ya que no excede el límite establecido en la tabla 2.7 para pozos con ángulos de desviación menores de diez grados. A continuación, se calculará la longitud total de la tubería pesada.

$$L_{hwdp} = 6\text{HWDP} * \frac{30\text{ft}}{1\text{HWDP}}$$

$$L_{hwdp} = 180[\text{ft}] = 54.86[\text{m}]$$

- **Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe):**

Para el diseño de la tubería de perforación se seleccionará tubería de clase premium de grado S-135. Los datos de la tubería de perforación son:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP[lbf]</i>
5,731	5,153	28,31	II	S-135	666535

Se calcula la longitud real necesaria de tubería de perforación en el pozo mediante la diferencia entre la profundidad total del pozo y la longitud de la tubería pesada y los portamechas.

$$L_{dp} = 1305 * 3.281 - 480 - 180$$

$$L_{dp \text{ real}} = 3621.71[\text{ft}] = 1103.84[\text{m}]$$

Para asegurar que la cantidad de tubería real no falle antes de alcanzar el punto de cedencia (YP), se emplea la ecuación (2.18):

$$L_{dp} = \frac{0.9 * 666535 - 100000}{28.31 * 0.8413} - \frac{214.41}{28.31} * 480 - \frac{55.62}{28.31} * 180$$

$$L_{dp \text{ calc}} = 16850.64[\text{ft}]$$

Entonces como $L_{dp \text{ calc}} \geq L_{dp \text{ real}}$ se concluye, que la tubería de perforación no entrara en falla. Se determina el número de piezas de tubería de perforación de la longitud real de tubería de perforación:

$$N_{dp} = 3621.71 \cancel{\text{ft}} * \frac{1 \text{ DP}}{30 \cancel{\text{ft}}}$$

$$N_{dp} = 120.7 \cong 121[\text{DP}]$$

- **Análisis de tensión axial para la sarta de perforación**

Finalmente, se determina la tensión axial de la sarta según el inciso 2.6.3 y se verifica que no haya falla al compararla con el punto de cedencia de la tubería de perforación. Esta tubería es la que tiene mayor probabilidad de fallar, ya que soportará la carga de los elementos tubulares de fondo.

Los elementos diseñados y su longitud expresan en la tabla 4.67:

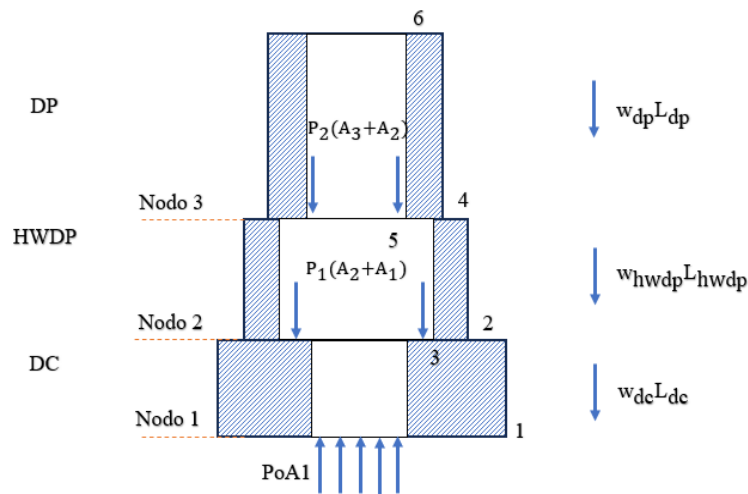
Tabla 4.67. Elementos tubulares para el tramo superficial

Profundidad	ft	m
Trp	4281,71	1305
DC	3801,71	1159
HWDP	3621,71	1104
DP	0,00	0

Fuente: Elaboración propia, 2024

Y la estructura de la sarta de perforación puede mostrarse en la figura 4.35:

Figura 4.57. Análisis axial de la sarta de perforación



Fuente: Elaboración propia, 2024

Con los datos de la tabla 4.67 y la figura 4.35 se puede calcular áreas, presiones y fuerzas en que existirá en los nodos según las ecuaciones (2.23) y (2.24):

$$A_1 = \frac{\pi}{4} * (9.5^2 - 3^2) = 63.82[\text{in}^2]$$

$$A_2 = \frac{\pi}{4} * (5.875^2 - 4^2) = 14.54[\text{in}^2]$$

$$A_3 = \frac{\pi}{4} * (5.731^2 - 5.153^2) = 4.94[\text{in}^2]$$

$$P_0 = 0.052 * 10 * 4281.71 = 2226[\text{PSI}]$$

$$P_1 = 0.052 * 10 * 3801.71 = 1977[\text{PSI}]$$

$$P_2 = 0.052 * 10 * 3621.71 = 1883[\text{PSI}]$$

FUERZA EN FONDO DE CADA SECCIÓN:

$$1 = -P_0 A_1 = -142080[\text{lb}]$$

$$3 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + P_1 (A_1 + A_2) = 115737[\text{lb}]$$

$$5 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + P_1 (A_1 + A_2) + w_{hwdp} L_{hwdp} + P_2 (A_3 + A_2)$$

$$5 = 162441[\text{lb}]$$

FUERZA EN EL TOPE DE CADA SECCIÓN:

$$2 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} = -39163[\text{lb}]$$

$$4 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + w_{hwdp} L_{hwdp} + P_1 (A_1 + A_2) = 125749[\text{lb}]$$

$$6 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + w_{hwdp} L_{hwdp} + P_1 (A_1 + A_2) + w_{dp} L_{dp} + P_2 (A_3 + A_2)$$

$$6 = 264971[\text{lb}]$$

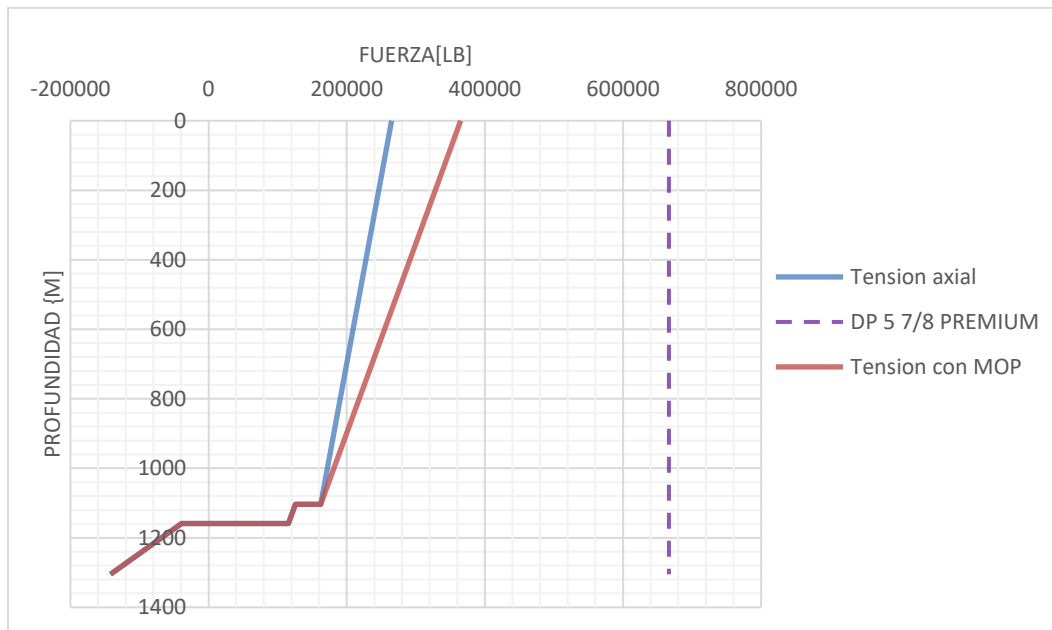
Colocando estos datos en una tabla y aplicando la fuerza de malacate MOP a la sección 6 en el tope de la tubería de perforación, se puede graficar las fuerzas y comparar con el punto de cendencia de la tubería de perforación. De esta manera determinamos si el arreglo de sarta de perforación soportara la fuerza axial, mas en concreto la parte de la tubería de perforación soportara dicha carga.

Tabla 4.68. Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo superficial

<i>Profundidad[m]</i>	<i>Fuerza[lb]</i>	<i>Fuerza con MOP</i>
0	264971	364971
1104	162441	162441
1104	125749	125749
1159	115737	115737
1159	-39163	-39163
1305	-142080	-142080

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.58. Fuerza Axial en la sarta de perforación del tramo superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.58 se determina que la tubería de perforación soportará la carga de tensión axial sin presentar fallas, por lo que no será necesario combinar tuberías de perforación.

4.5.1.3. Sarta de perforación para el tramo intermedio

El arreglo utilizado para la sarta de perforación se asignará una configuración Tipo 2 según el inciso 2.4.6. Para el diseño de la sarta de perforación para este tramo se utilizará los siguientes datos:

Tabla 4.69. Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo intermedio

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	13 5/8	in
<i>Profundidad de pozo</i>	3605	m
<i>Densidad de lodo</i>	11,2	lpg
<i>Trepano</i>	17,5	in
<i>Cople cañería</i>	14,441	in
<i>WOB</i>	52500	lb
<i>Angulo de inclinación</i>	0	°
<i>MOP</i>	100000	lb
<i>Factor de flotación</i>	0,829	

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Diseño de Portamechas (Drill Collar):**

Se estima el diámetro de portamechas a utilizar aplicando la ecuación (2.22):

$$\phi_{DC} = 2 * 14.441 - 17.5$$

$$\phi_{DC} = 11.382[\text{in}]$$

Con el dato anterior, se puede seleccionar un tamaño de portamechas más adecuado para el tramo intermedio. De acuerdo con las tablas, se elige:

<i>Drill Collar</i>		
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>
9,5	3	214,41

Ahora se procede a calcular el número de portamechas a utilizar con la ecuación (2.21):

$$L_{dc} = \frac{1.15 * 52500}{241.41 * 0.829 * \cos 0^\circ}$$

$$L_{dc} = 339.67[\text{ft}]$$

Se determina el número de piezas y longitud real:

$$N_{dc} = 339.67 \text{ft} * \frac{1DC}{30\text{ft}}$$

$$N_{dc} = 11.3 \cong 12[DC]$$

$$L_{dc} = 12DC * \frac{30\text{ft}}{1DC}$$

$$L_{dc} = 360[\text{ft}] \cong 109.72[\text{m}]$$

- **Diseño de la tubería pesada (HWDP)**

Al igual que en el tramo superficial, el peso sobre el trépano (WOB) se basará únicamente en los portamechas. La tubería pesada se utilizará para asegurar la integridad del valor de SMR. Los datos correspondientes a la tubería pesada se obtendrán del Anexo E:

<i>Heavy Drill Pipe</i>				
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Conexión</i>
5,875	4	55,62	II	XT-57

Se determina el valor SMR según la ecuación (2.20), donde se debe cumplir que $SMR \leq 5.5$:

$$SMR = \frac{\pi * (9.5^4 - 3^4)}{64 * 9.5} \cdot \frac{64 * 5.875}{\pi * (5.875^4 - 4^4)}$$

$$SMR = 5.33$$

Se tomará una cantidad de seis piezas de tubería pesada como valor de diseño. Se calculará la longitud de la tubería pesada.:

$$L_{\text{hwdp}} = 6 \text{HWDP} * \frac{30\text{ft}}{1\text{HWDP}}$$

$$L_{\text{hwdp}} = 180[\text{ft}] = 54.86[\text{m}]$$

- **Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe):**

Para el diseño de la tubería de perforación se tomará la tubería como de la clase premium de grado S-135. Los datos de la tubería de perforación son:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP</i>
4,855	4,276	24,56	II	S-135	560763

Se calculará la longitud real necesaria de tubería de perforación para el pozo mediante la diferencia entre la profundidad del pozo y la longitud de la tubería pesada y portamechas.

$$L_{\text{dp}} = 3605 * 3.281 - 360 - 180$$

$$L_{\text{dp real}} = 11288.01[\text{ft}] = 3440.42[\text{m}]$$

Se verificará que la cantidad de tubería real no falle antes de que la tubería alcance el punto de cedencia (YP), utilizando para ello la ecuación. (2.18):

$$L_{\text{dp}} = \frac{0.9 * 560763 - 100000}{24.56 * 0.829} - \frac{214.41}{24.56} * 360 - \frac{55.62}{24.56} * 180$$

$$L_{\text{dp calc}} = 16325.87[\text{ft}]$$

Entonces como $L_{\text{dp calc}} \geq L_{\text{dp real}}$ se concluye que la tubería de perforación no entrará en falla. Se calculará el número de piezas de tubería de perforación de la longitud real.

$$N_{dp} = 11288.0 \text{ ft} * \frac{1DP}{30 \text{ ft}}$$

$$N_{dp} = 376.21 \cong 377[DP]$$

- **Análisis de tensión axial para la sarta de perforación**

La tensión axial de la sarta se define según el inciso 2.6.3, y se verifica que no ocurra falla al compararla con el punto de cedencia de la tubería de perforación. Los elementos diseñados y su profundidad se expresan en la tabla 4.70:

Tabla 4.70. Elementos tubulares para el tramo intermedio

<i>Profundidad</i>	<i>ft</i>	<i>m</i>
<i>Trp</i>	11828,01	3605
<i>DC</i>	11468,01	3495
<i>HWDP</i>	11288,01	3440
<i>DP</i>	0,00	0

Fuente: Elaboración propia, 2024

Utilizando el análisis mostrado en la figura 4.35, se pueden calcular las fuerzas que actúan en la sarta de perforación tanto en el fondo de cada sección como en el tope de cada sección, y luego registrar estos datos en la tabla. 4.71:

Tabla 4.71. Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo intermedio

<i>Nodo</i>	<i>Área</i>	<i>Presión</i>	$P*(A_{i+1}+A_i)$	L_i*wi	<i>Fuerza en fondo de sección</i>	<i>Fuerza en tope de sección</i>
1	63,81	6889	439588	77188	-439588	-362401
2	14,54	6679	523335	10012	160935	170946
3	4,15	6574	122900	277233	293846	571079

Fuente: Elaboración propia, 2024

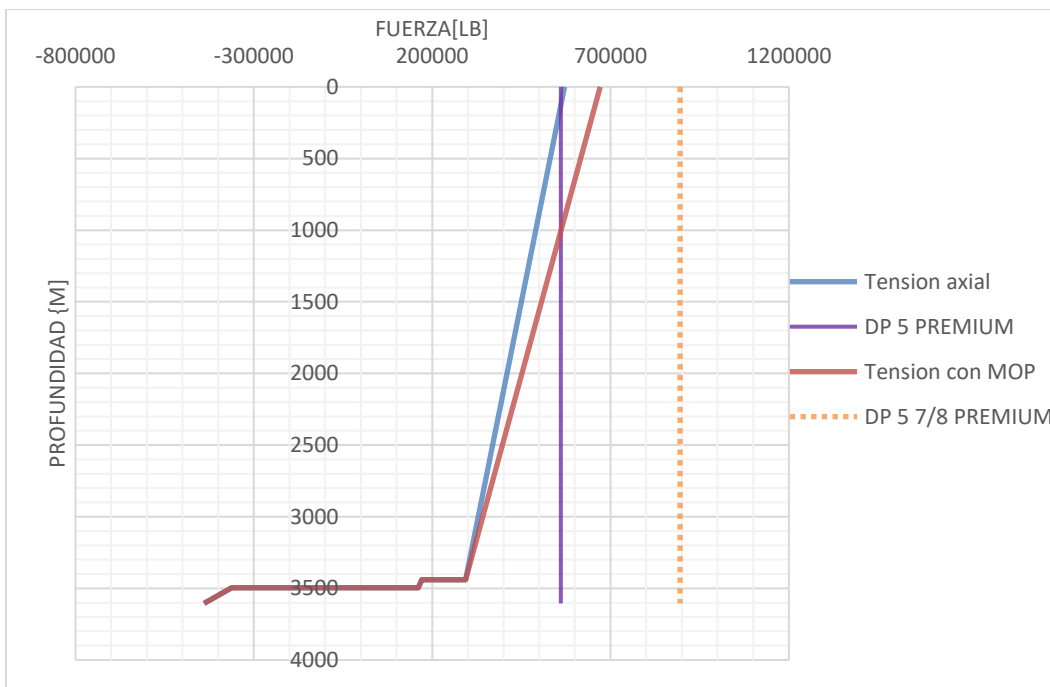
Al ingresar estos datos en una tabla y aplicar la fuerza de malacate (MOP), se graficarán y se compararán con el punto de cedencia de la tubería de perforación.

Tabla 4.72. Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo intermedio

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza[lb]</i>	<i>Fuerza FS</i>
0	571079	671079
3440	293846	293846
3440	170946	170946
3495	160935	160935
3495	-362401	-362401
3605	-439588	-439588

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.59. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la figura 4.59, se determina que la tubería de perforación de 5 7/8” pulgadas no soportará la tensión con la fuerza de malacate (MOP), por lo que será necesario combinarla con tubería de perforación de 5 7/8” pulgadas de 28,7 lb/ft.

Las características de la tubería 5 7/8” de 28,7 lb/ft serán:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP</i>
5,675	4,875	34,52	II	S-135	894882

El diseño final del drill pipe será:

Tabla 4.73. Drill pipe para el tramo intermedio

<i>Drill Pipe</i>	<i>m</i>	<i>ft</i>	<i>Nro piezas</i>
<i>Ldp 5"</i>	2384,42	7823,28	261
<i>Ldp 5 7/8"</i>	1056	3464,74	116

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se determina que la tensión soportada por la tubería de 5 7/8 pulgadas no supera su punto de cedencia, de acuerdo con la ecuación. (2.19):

$$T_{DP} = 100000 + (214.41 * 360 + 55.62 * 180 + 24.56 * 7823.28) * 0.829 * 1.3$$

$$T_{DP} = 578555[\text{lb}]$$

$$T_{DP} < Y_p$$

Como la tensión soportada es menor al punto de cedencia de la tubería 5 7/8 se afirma que el arreglo de tubería de perforación soportara la fuerza axial.

4.5.1.4. Sarta de perforación para el tramo productor

Para asegurar la verticalidad del pozo, se asignará una configuración Tipo 3 a la sarta de perforación de acuerdo con el inciso 2.4.6. En el diseño de la sarta de perforación para este tramo, se utilizarán los siguientes datos:

Tabla 4.74. Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo productor

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cañería</i>	9 5/8	in
<i>Profundidad de pozo</i>	4805	m
<i>Densidad de lodo</i>	16	lpg
<i>Trepano</i>	12,25	in
<i>Cople cañería</i>	10,625	in
<i>WOB</i>	30625	lb
<i>Angulo de inclinación</i>	0	°
<i>MOP</i>	100000	lb
<i>Factor de flotación</i>	0,7557	
<i>WOB DC</i>	80	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Diseño de Portamechas (Drill Collar):**

Se estima el diámetro de portamechas a utilizar aplicando la ecuación (2.22):

$$\phi_{DC} = 2 * 10.625 - 12.25$$

$$\phi_{DC} = 9[\text{in}]$$

Con la información previa, se puede seleccionar el tamaño de portamechas más adecuado para el tramo productor, eligiéndolo a partir de las tablas.:

<i>Drill Collar</i>		
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>
8	2,813	148,01

Para calcular la longitud de portamechas se debe de tomar en cuenta que el tipo de arreglo de sarta de perforación tipo 3 donde el peso sobre el trepante (WOB) será entregado en un 80% por los portamechas y el otro 20% será proporcionado por la tubería pesada (HWDP).

Se calcula la longitud de portamechas sin la condición:

$$L_{dc} = \frac{1.15 * 30625}{148.01 * 0.7557 * \cos 0^\circ}$$

$$L_{dc} = 314.87[\text{ft}]$$

Se calcula la longitud de la portamechas al 80%

$$L_{dc} = 314.87\text{ft} * 0.8$$

$$L_{dc} = 251.9[\text{ft}]$$

Se calcula el número de piezas y longitud real:

$$N_{dc} = 251.9\text{ft} * \frac{1DC}{30\text{ft}}$$

$$N_{dc} = 8.4 \cong 9[DC]$$

$$L_{dc} = 9DC * \frac{30\text{ft}}{1DC}$$

$$L_{dc} = 270[\text{ft}] \cong 82.29[\text{m}]$$

- **Diseño de la tubería pesada (HWDP)**

La tubería pesada se utilizará para proporcionar el 20% de WOB, por lo que su longitud estará en función del peso que debe proporcionar Los datos correspondientes a la tubería pesada se obtendrán del Anexo E.

<i>Heavy Drill Pipe</i>				
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Conexión</i>
5,875	4	55,62	II	XT-57

Calculando el valor SMR según la ecuación (2.20), donde se debe cumplir que $SMR \leq 5.5$:

$$SMR = \frac{\pi * (8^4 - 2.813^4)}{64 * 8} \cdot \frac{\pi * (5.875^4 - 4^4)}{64 * 5.875}$$

$$SMR = 3.17$$

Se aplica la condición del 20% de WOB sobre la tubería pesada para determinar la longitud y número de piezas. Calculando la longitud de la portamechas al 20%

$$L_{dc} = 314.87ft * 0.2$$

$$L_{dc} = 62.974[ft]$$

$$WOB_{hwdp} = 62.974ft * \frac{148.01lb}{1ft}$$

$$WOB_{hwdp} = 9320.78[lb]$$

Se calcula la longitud y número de piezas con los datos de la tubería pesada

$$WOB_{hwdp} = 9320.78[lb]$$

$$L_{hwdp} = 9320.78lb * \frac{1ft}{55.62lb} = 167.58[ft]$$

$$N_{hwdp} = 167.58ft * \frac{1HWDP}{30ft} = 5.59 \cong 6[HWDP]$$

$$L_{hwdp} = 6HWDP * \frac{30ft}{1HWDP} = 180[ft] = 54.86[m]$$

- **Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe):**

Para el diseño de la tubería de perforación se tomará la tubería como de la clase premium de grado S-135. Los datos de la tubería de perforación son:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP</i>
4,855	4,276	24,56	II	S-135	560763

Se calcula la longitud real de tubería de perforación necesaria para el pozo, de manera similar a los otros tramos..

$$L_{dp} = 4805 * 3.281 - 180 - 270$$

$$L_{dp\ real} = 15315.21[ft] = 4667.85[m]$$

Para verificar que la cantidad de tubería real no entre en falla antes que la tubería alcance el punto de cedencia (YP) y falle, para ello se utiliza la ecuación (2.18):

$$L_{dp} = \frac{0.9 * 560763 - 100000}{24.56 * 0.829} - \frac{148.01}{24.56} * 270 - \frac{55.62}{24.56} * 180$$

$$L_{dp\ calc} = 19770.44[ft]$$

Entonces como $L_{dp\ calc} \geq L_{dp\ real}$ se determina que la tubería de perforación no entrara en falla. Se determina el número de piezas de tubería de perforación de la longitud real:

$$N_{dp} = 11288.0 \cancel{ft} * \frac{1DP}{30 \cancel{ft}}$$

$$N_{dp} = 510.5 \cong 511[DP]$$

- **Análisis de tensión axial para la sarta de perforación**

Para asegurar que no haya falla en la tubería de perforación, se evalúa la tensión axial en la sarta de perforación. Los elementos diseñados y su profundidad se expresan en la tabla 4.75:

Tabla 4.75. Elementos tubulares para el tramo productor

Profundidad	ft	m
Trp	15765,21	4805
DC	15495,21	4723
HWDP	15315,21	4668
DP	0,00	0

Fuente: Elaboración propia, 2024

Mediante el análisis de la figura 4.35, se calculan las fuerzas que actúan en la sarta de perforación tanto en el fondo como en el tope de cada sección, y se registran en la tabla 4.76.

Tabla 4.76. Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo productor

<i>Nodo</i>	<i>Área</i>	<i>Presión</i>	$P*(A_{i+1}+A_i)$	L_i*wi	<i>Fuerza en fondo de sección</i>	<i>Fuerza en tope de sección</i>
1	44,05	13117	577788	39963	-577788	-537826
2	14,54	12892	755343	10012	217517	227529
3	4,15	12742	238153	376141	465681	841823

Fuente: Elaboración propia, 2024

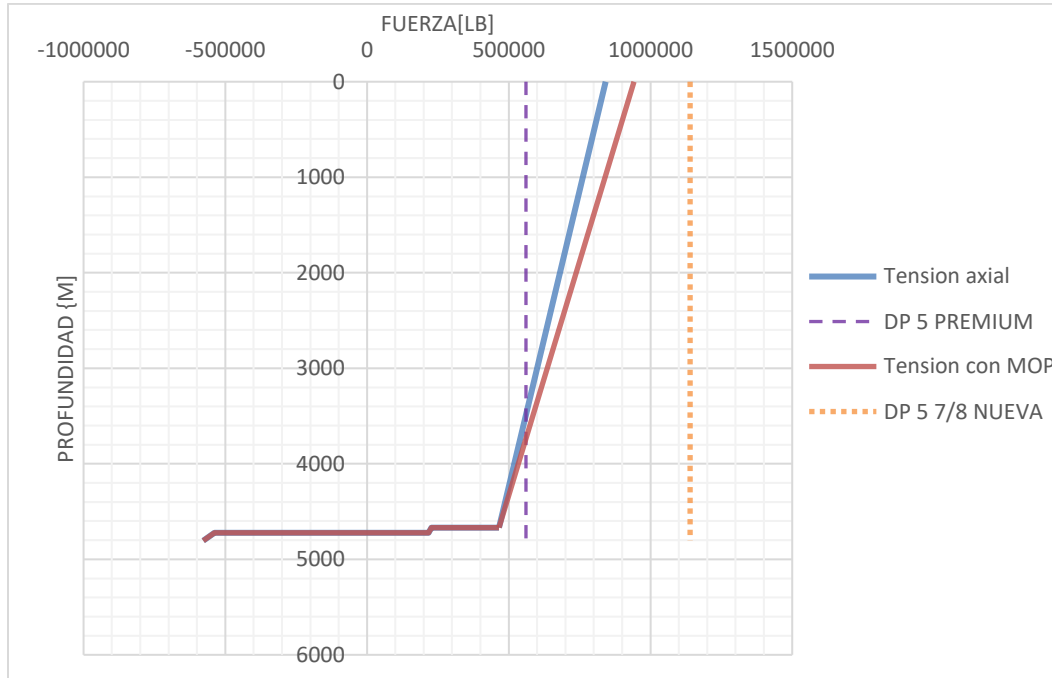
Los datos de profundidad y fuerza axial serán:

Tabla 4.77. Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo productor

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza[lb]</i>	<i>Fuerza con MOP</i>
0	841823	941823
4668	465681	465681
4668	227529	227529
4723	217517	217517
4723	-537826	-537826
4805	-577788	-577788

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.60. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la figura 4.60, la tubería de perforación de 5” no podrá soportar la tensión con MOP. Por lo tanto, se optará por combinarla con una nueva tubería de perforación de 5 7/8” de 28,7 lb/ft. Las características de la tubería de 5 7/8” serán las siguientes:

Drill Pipe [NUEVA]					
OD[in]	ID[in]	Peso[lb/ft]	Rango	Grado	YP
5,875	4,875	34,52	II	S-135	1139808

El diseño final del drill pipe será:

Tabla 4.78. Drill pipe para el tramo intermedio

Drill Pipe	m	ft	Nro piezas
Ldp 5”	891,85	2926,16	98
Ldp 5 7/8”	3776	12389,06	413

Fuente: Elaboración propia, 2024

Y se determina la tensión soportada por la tubería 5 7/8 no sobrepasa su punto de cedencia con la ecuación (2.19):

$$T_{DP} = 100000 + (148.01 * 270 + 55.62 * 180 + 24.56 * 2926.16) * 0.7557 * 1.3$$

$$T_{DP} = 798313[\text{lb}]$$

$$T_{DP} < Y_p$$

Dado que la tensión soportada es inferior al punto de cedencia de la nueva tubería de 5 7/8”, se concluye que el arreglo de tubería de perforación resistirá la fuerza axial.

4.5.1.5. Sarta de perforación para el tramo productor-liner

Para mantener la verticalidad del pozo, se asignará una configuración Tipo 3 al arreglo de la sarta de perforación, conforme al inciso 2.4.6. En el diseño de la sarta de perforación para este tramo, se emplearán los siguientes datos:

Tabla 4.79. Datos para el diseño de la sarta de perforación del tramo productor-liner

Datos de pozo		
Cañería	7	in
Profundidad de pozo	5115	m
Densidad de lodo	13,6	lpg
Trepano	8,5	in

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Cople cañeria</i>	7,875	in
<i>WOB</i>	25500	lb
<i>Angulo de inclinación</i>	0	°
<i>MOP</i>	100000	lb
<i>Factor de flotación</i>	0,7924	
<i>WOB DC</i>	50	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Diseño de Portamechas (Drill Collar):**

Se estima el diámetro de portamechas a utilizar aplicando la ecuación (2.22):

$$\phi_{DC} = 2 * 7.875 - 8.5$$

$$\phi_{DC} = 7.25[\text{in}]$$

Con base en los cálculos realizados, se selecciona el tamaño adecuado de acuerdo con las tablas.:

<i>Drill Collar</i>		
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>
6,5	2,813	90,61

Como la configuración escogida fue la de tipo 3 el peso sobre el trepano (WOB) será entregado en un 50% por los portamechas y el otro 50% será proporcionado por la tubería pesada (HWDP).

Se calculó la longitud del portamechas sin tener en cuenta la condición establecida:

$$L_{dc} = \frac{1.15 * 25500}{90.61 * 0.7924 * \cos 0^\circ}$$

$$L_{dc} = 408.43[\text{ft}]$$

Se calculó la longitud del portamechas con un ajuste del 50%

$$L_{dc} = 408.43\text{ft} * 0.5$$

$$L_{dc} = 204.21[\text{ft}]$$

Se determina número de piezas y longitud real:

$$N_{dc} = 204.21 \text{ft} * \frac{1DC}{30\text{ft}}$$

$$N_{dc} = 6.8 \cong 7[DC]$$

$$L_{dc} = 7DC * \frac{30\text{ft}}{1DC}$$

$$L_{dc} = 210[\text{ft}] \cong 64[\text{m}]$$

- **Diseño de la tubería pesada (HWDP)**

La tubería pesada se utilizará para suministrar el 50% del WOB, por lo que su longitud dependerá del peso requerido. Los datos específicos sobre la tubería pesada se encuentran en el Anexo E.

<i>Heavy Drill Pipe</i>				
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Conexión</i>
5	3	49,77	II	NC-50

Se determina el valor SMR según la ecuación (2.20), donde se debe cumplir que $SMR \leq 5.5$:

$$SMR = \frac{\pi * (6.5^4 - 2.813^4)}{64 * 6.5} \div \frac{\pi * (5^4 - 3^4)}{64 * 5}$$

$$SMR = 2.44$$

Aplicamos la condición del 50% de WOB sobre la tubería pesada para determinar la longitud y número de piezas. Además, se la longitud de la portamechas al 80% y el peso que representan para la tubería pesada.

$$L_{dc} = 408.43\text{ft} * 0.5$$

$$L_{dc} = 204.215[\text{ft}]$$

$$WOB_{hwdp} = 204.215\text{ft} * \frac{90.61\text{lb}}{1\text{ft}}$$

$$WOB_{hwdp} = 18503.92[\text{lb}]$$

Se calcula la longitud y número de piezas con los datos de la tubería pesada

$$WOB_{\text{hwdp}} = 18503.92[\text{lb}]$$

$$L_{\text{hwdp}} = 18503.92\text{lb} * \frac{1\text{ft}}{49.77\text{lb}} = 371.79[\text{ft}]$$

$$N_{\text{hwdp}} = 371.79\text{ft} * \frac{1\text{HWDP}}{30\text{ft}} = 12.39 \cong 13[\text{HWDP}]$$

$$L_{\text{hwdp}} = 13\text{HWDP} * \frac{30\text{ft}}{1\text{HWDP}} = 390[\text{ft}] = 118.87[\text{m}]$$

- **Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe):**

Para el diseño de la tubería de perforación se tomará la tubería como de la clase premium de grado S-135. Los datos de la tubería de perforación son:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP</i>
4,855	4,276	24,56	II	S-135	560763

Se calculó la longitud exacta de tubería de perforación requerida para el pozo, siguiendo el mismo criterio utilizado en los tramos anteriores.

$$L_{\text{dp}} = 5115 * 3.281 - 210 - 390$$

$$L_{\text{dp real}} = 16182.32[\text{ft}] = 1932.13[\text{m}]$$

Con el objetivo de confirmar que la tubería real no sufra fallas antes de llegar al punto de cedencia (YP), se utilizó la ecuación (2.18) correspondiente para realizar esta verificación.

$$L_{\text{dp}} = \frac{0.9 * 560763 - 100000}{24.56 * 0.829} - \frac{90.61}{24.56} * 210 - \frac{49.77}{24.56} * 390$$

$$L_{\text{dp calc}} = 19230.23[\text{ft}]$$

Entonces como $L_{\text{dp calc}} \geq L_{\text{dp real}}$, se determina que la tubería de perforación no entrara en falla. Calculamos el número de piezas de tubería de perforación de la longitud real:

$$N_{\text{dp}} = 16182.32\text{ft} * \frac{1\text{DP}}{30\text{ft}}$$

$$N_{\text{dp}} = 539.4 \cong 540[\text{DP}]$$

- **Análisis de tensión axial para la sarta de perforación**

Para asegurar que no haya fallas en la tubería de perforación, se revisó la tensión axial en la sarta de perforación. Los elementos diseñados y su profundidad están detallados en la Tabla 4.80.

Tabla 4.80. Elementos tubulares para el tramo productor-liner

<i>Profundidad</i>	<i>Ft</i>	<i>m</i>
<i>Trp</i>	15765,21	4805
<i>DC</i>	15495,21	4723
<i>HWDP</i>	15315,21	4668
<i>DP</i>	0,00	0

Fuente: Elaboración propia, 2024

Con el análisis a la figura 4.35 calculamos las fuerzas que actúan en la sarta de perforación en el fondo de cada sección y el tope de cada sección y colocarlas en la tabla 4.81:

Tabla 4.81. Fuerza axial en las secciones de la sarta de perforación del tramo productor-liner

<i>Nodo</i>	<i>Área</i>	<i>Presión</i>	$P*(A_{i+1}+A_i)$	L_i*wi	<i>Fuerza en fondo de sección</i>	<i>Fuerza en tope de sección</i>
1	26,97	11868	320092	19028	-320092	-301064
2	12,57	11720	463406	19410	162342	181753
3	4,15	11444	191346	397438	373099	770536

Fuente: Elaboración propia, 2024

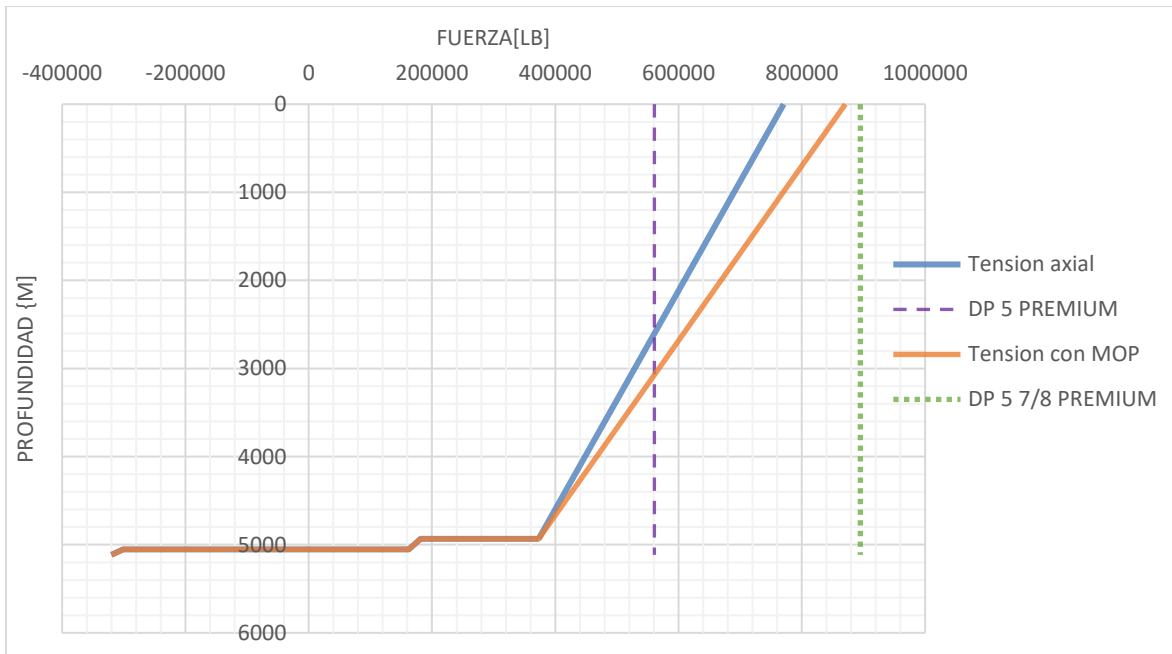
Los datos de profundidad y fuerza axial serán:

Tabla 4.82. Fuerzas en la sarta de perforación para el tramo productor-liner

<i>Profundidad</i>	<i>Fuerza[lb]</i>	<i>Fuerza con MOP</i>
0	770536	870536
4932	373099	373099
4932	181753	181753
5051	162342	162342
5051	-301064	-301064
5115	-320092	-320092

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.61. Fuerza Axial sarta de perforación de sarta de perforación tramo productor-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.61 vemos que la tubería de perforación 5" no soportará la tensión con MOP, debido a esto se procederá a realizar una combinación con tubería de perforación 5 7/8". Las características de la tubería 5 7/8" serán:

<i>Drill Pipe [PREMIUM]</i>					
<i>OD[in]</i>	<i>ID[in]</i>	<i>Peso[lb/ft]</i>	<i>Rango</i>	<i>Grado</i>	<i>YP</i>
5,675	4,875	34,52	II	S-135	894882

El diseño final del drill pipe será:

Tabla 4.83. Drill pipe para el tramo productor-liner

<i>Drill Pipe</i>	<i>M</i>	<i>ft</i>	<i>Nro piezas</i>
<i>Ldp 5"</i>	1872,13	6142,46	205
<i>Ldp 5 7/8"</i>	3060	10039,86	335

Fuente: Elaboración propia, 2024

Y determinamos la tensión soportada por la tubería 5 7/8" no sobrepasa su punto de cedencia con la ecuación (2.19):

$$T_{DP} = 100000 + (90.61 * 210 + 49.77 * 390 + 24.56 * 6142.46) * 0.7557 * 1.3$$

$$T_{DP} = 786670[\text{lb}]$$

$$T_{DP} < Y_p$$

Como la tensión soportada es menor que el punto de cedencia de la tubería de 5 7/8", podemos afirmar que el sistema de tubería de perforación resistirá adecuadamente la fuerza axial..

4.5.2. Material tubular para el programa de sarta de perforación

Se puede resumir en una tabla los materiales tubulares diseñados para cada tramo de perforación. Los datos de cada material tubular se encuentran en el Anexo E.

Tabla 4.84. Material tubular para el programa de sarta de perforación.

	<i>Tipo de arreglo</i>	<i>Herramienta tubular</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Número de piezas</i>
TRAMO GUÍA	Tipo 1	<i>Drill pipe 5,875"x5,153-28,31 lb/ft" PREMIUM; S-135</i>	20,14	3
		<i>Drill Collar 11"x2,5"</i>	54,86	6
TRAMO SUPERFICIAL	<i>Tipo de arreglo</i>	<i>Herramienta tubular</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Número de piezas</i>
	Tipo 2	<i>Drill pipe 5,875"x5,153-28,31 lb/ft" PREMIUM; S-135</i>	1103,84	121
		<i>Drill Collar 9,5"x3"</i>	146,30	16
		<i>Heavy Drill Pipe 5,875"x4"</i>	54,86	6
TRAMO INTERMEDIO	<i>Tipo de arreglo</i>	<i>Herramienta tubular</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Número de piezas</i>
	Tipo 2	<i>Drill pipe 5"x4,276" PREMIUM; S-135</i>	2384,42	261
		<i>Drill pipe 5,875"x4,875-28,7 lb/ft" PREMIUM S-135</i>	1056,00	116
		<i>Drill Collar 9,5"x3"</i>	109,72	12
		<i>Heavy Drill Pipe 5,875"x4"</i>	54,86	6
TRAMO PRODUCTOR	<i>Tipo de arreglo</i>	<i>Herramienta tubular</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Número de piezas</i>
	Tipo 3	<i>Drill pipe 5"x4,276" PREMIUM; S-135</i>	891,85	98
		<i>Drill pipe 5,875"x4,875-28,7 lb/ft" NUEVO S-135</i>	3776,00	413
		<i>Drill Collar 8"x2,813"</i>	82,29	9
		<i>Heavy Drill Pipe 5,875"x4"</i>	54,86	6
TRAMO PRODUCTOR-LINER	<i>Tipo de arreglo</i>	<i>Herramienta tubular</i>	<i>Longitud[m]</i>	<i>Número de piezas</i>
	Tipo 3	<i>Drill pipe 5"x4,276" PREMIUM ;S-135</i>	1872,13	205
		<i>Drill pipe 5,875"x4,875-28,37 lb/ft" PREMIUM; S-135</i>	3060,00	335
		<i>Drill Collar 6,5"x2,813"</i>	64,00	7
		<i>Heavy Drill Pipe 5"x3"</i>	118,87	13

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.5.3. Configuración del ensamblaje de fondo de pozo por tramos.

Para la configuración del arreglo de fondo de pozo se tomará en cuenta el análisis teórico mencionado en inciso 2.6.5 mediante el cual para mantener la verticabilidad del pozo se elegirá el arreglo empacado quedando la configuración de fondo de pozo para cada tramo de la siguiente manera:

Tabla 4.85. Arreglo de fondo de pozo para cada tramo de perforación

<i>Arreglo de fondo de pozo [BHA]</i>	
TRAMO GUIA	TRP 36"+BITSUB+STB 36"+6DC 11"+XO+DP 5 7/8"
TRAMO SUPERFICIAL	TRP 24"+BITSUB+STB23 3/4"+MWD+DC 9 1/2"+ STB23 3/4"+DC 9 1/2"+STB23 3/4"+14DC 9 1/2"+XO+6HWDP 5 7/8"+DP5 7/8"
TRAMO INTERMEDIO	TRP 17 1/2"+BITSUB+STB 17 3/8"+MWD+DC 9 1/2"+ STB 17 3/8"+DC 9 1/2"+STB 17 3/8"+10DC 9 1/2"+XO+6HWDP 5 7/8"+261DP5 7/8"+DP5"
TRAMO PRODUCTOR	TRP 12 1/4"+BITSUB+STB 12"+STB 12"+MWD+DC 8"+ STB 12"+DC 8"+STB 12"+7DC 8"+XO+6HWDP 5 7/8"+98DP5 7/8"+DP5 "
TRAMO PRODUCTOR-LINER	TRP 8 1/2"+BITSUB+STB 8 1/4"+STB 8 1/4"+STB 8 1/4"+MWD+DC 1/2"+ STB 8 1/4"+DC 6 1/2"+STB 8 1/4"+5DC 9 1/2"+XO+13HWDP 5 7/8"+205DP5 7/8"+DP5"

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6. DISEÑO DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRAULICA DE PERFORACIÓN

4.6.1. Diseño del programa de fluidos de perforación

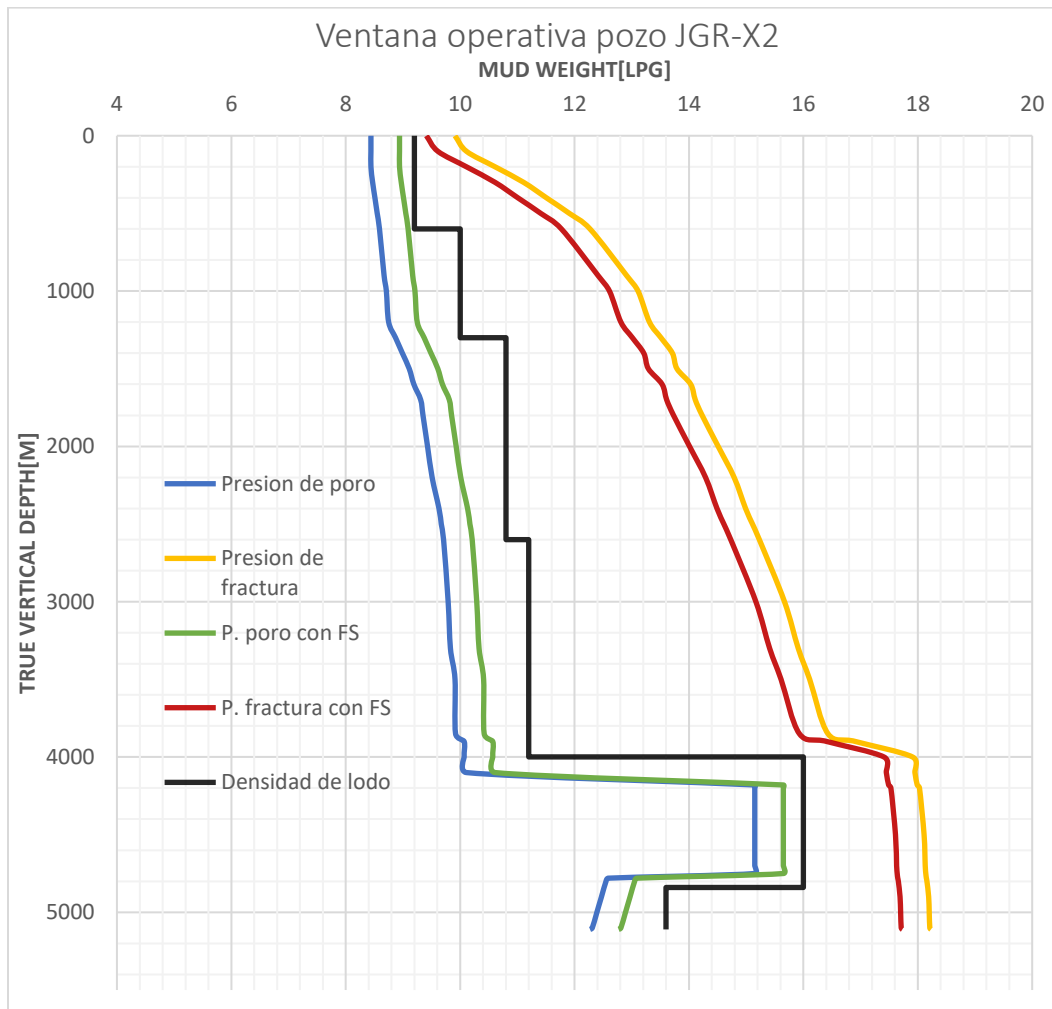
Para el diseño del programa de fluidos de perforación se trabajará con los criterios teóricos vistos en el capítulo dos. Para el diseño del programa de fluidos se toma al mismo tiempo una revisión de los fluidos inyectados en otros pozos en el área del Subandino sur y adecuarlos al caso del pozo propuesto JGR-X2 de la manera más optima.

4.6.1.1. Densidad de los fluidos de perforación

Para poder trabajar en el diseño de los fluidos de perforación a utilizarse, primeramente, se definirá las densidades de los fluidos a circular por el pozo, dicho fluido deberá cumplir con proporcionar control primario del pozo controlando la presión de formación, pero al mismo tiempo

deberá tener un peso tal que no fracture la formación y provoque una pérdida de circulación. Para definir la densidad de cada fluido se utilizará con la ventana operativa del pozo propuesto en la figura 4.14 donde se graficará la densidad del fluido de perforación tal que cumpla las condiciones mencionadas.

Figura 4.62. Densidad de fluidos de perforación propuesto



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.40 se establece las densidades en una tabla donde se muestren las profundidades y las densidades propuestas.

Tabla 4.86. Datos de densidad según la profundidad del pozo

Profundidad[m]	Densidad de lodo [lpg]
0	9,2
100	9,2
200	9,2
300	9,2
400	9,2
500	9,2
600	9,2
600	10
900	10
1000	10
1200	10
1300	10
1300	10,8
1400	10,8
1500	10,8
1600	10,8
1700	10,8
1800	10,8
2000	10,8
2200	10,8
2400	10,8
2500	10,8
2600	10,8
2600	11,2
3000	11,2
3300	11,2
3500	11,2
3850	11,2
3900	11,2
4000	11,2
4000	16
4100	16
4180	16
4200	16
4500	16
4700	16
4750	16
4780	16
4800	16
4840	16
4840	13,6
4900	13,6
5000	13,6
5100	13,6
5110	13,6

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.2. *Diseño de fluido de perforación de cada tramo del pozo*

Para diseñar el tipo de fluido de perforación y las propiedades a tener en cuenta, se realizara con los datos de pozo y las condiciones que debe cumplir el lodo de perforación. En base a estas consideraciones se propone la siguiente selección del fluido de perforación por tramos. Los requerimientos de densidad se han relacionado con la presión hidrostática necesaria para contener los fluidos de formación y controlar los derrumbes en zonas problemáticas. Los parámetros reológicos están diseñados para facilitar una limpieza eficiente del agujero a las velocidades de flujo propuestas en el diseño hidráulico. Los valores de pH se han ajustado para mantener la estabilidad de los sistemas y evitar la floculación. El filtrado se recomienda que disminuya al profundizar el pozo para minimizar la interacción con las arcillas de la formación y para minimizar los daños a los niveles de interés. Las propiedades y formulación de los fluidos propuestos se encuentran detallados en el anexo F.

4.6.1.2.1. *Fluido de perforación para el tramo guía*

- **Volumen del Fluido de Perforación:**

Para la formulación del tipo de fluido de perforación se determina primeramente, el volumen de fluido de perforación que circulara en el pozo con los elementos diseñados previamente en el programa de cañerías, programa de trépanos y programa de sarta de perforación. Los datos para los volúmenes del tramo guía son:

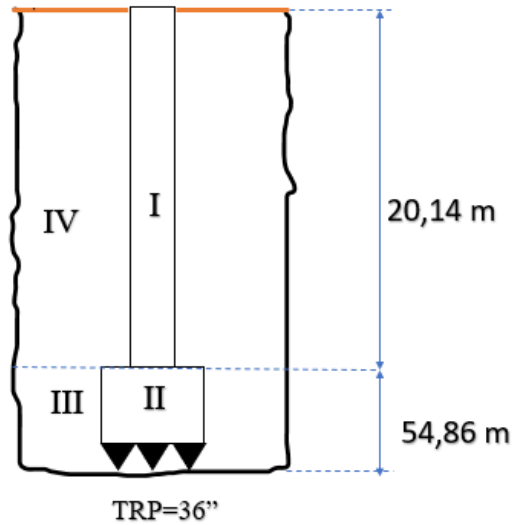
Tabla 4.87. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo guía

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Profundidad de pozo</i>	75	m
<i>Drill pipe 5,875"x5,153"</i>	20,14	m
<i>Drill Collar 11"x2,5"</i>	54,86	m
<i>Exceso</i>	10	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

De la tabla 4.87 se puede graficar el esquema del pozo para calcular el volumen de lodo a circular por este tramo.

Figura 4.63. Esquema de volúmenes del tramo guía



Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los volúmenes de cada sección en una tabla:

Tabla 4.88. Volúmenes de fluido de fluido en el tramo guía

<i>Volumen I</i>	1,7	bbbl
<i>Volumen II</i>	1,09	bbbl
<i>Volumen III</i>	205,29	bbbl
<i>Volumen IV</i>	80,91	bbbl
<i>Volumen Total</i>	288,99	bbbl

Fuente: Elaboración propia, 2024

Aplicando el exceso recomendado:

$$\text{Vol} = 288.99 * 1.1$$

$$\text{Vol} = 317.89[\text{bbbl}]$$

- **Tipo de fluido de perforación**

Para la formulación del fluido de perforación se escogerá un sistema base agua, y al tratarse del tramo somero se optará por trabajar con el sistema DRILPLEX. El perfil reológico y las propiedades tixotrópicas del fluido DRILPLEX lo hacen ideal para la perforación de los tramos superficiales, donde los problemas que suelen presentarse son la limpieza del pozo y las pérdidas de circulación.

El fluido propuesto está especialmente diseñado para tener gran capacidad de arrastre y suspensión de los recortes generados, además de evitar las pérdidas de circulación, pues el debido a sus características descritas las zonas potenciales de pérdida de circulación son selladas por el fluido una vez que el mismo las ha rellenado. Las propiedades de este fluido se detallan en la tabla 4.42:

Tabla 4.89. Propiedades del fluido del tramo guía

Densidad	Lpg	9-9,2
Viscosidad Plástica	Cp	12-20
Punto cedente	lbf/100ft ²	25-40
Geles	lbf/100ft ³	15-30/20-45
Lect (R3/R6)		15-30/15-50
Filtrado HPHT	cc/30min	N/A
MBT	Ppb	<15
Solidos perforados	%vol	<5
pH		9-10

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.2.2. Fluido de perforación para el tramo superficial

- **Volumen del Fluido de Perforación:**

Los datos para los volúmenes del tramo intermedio son:

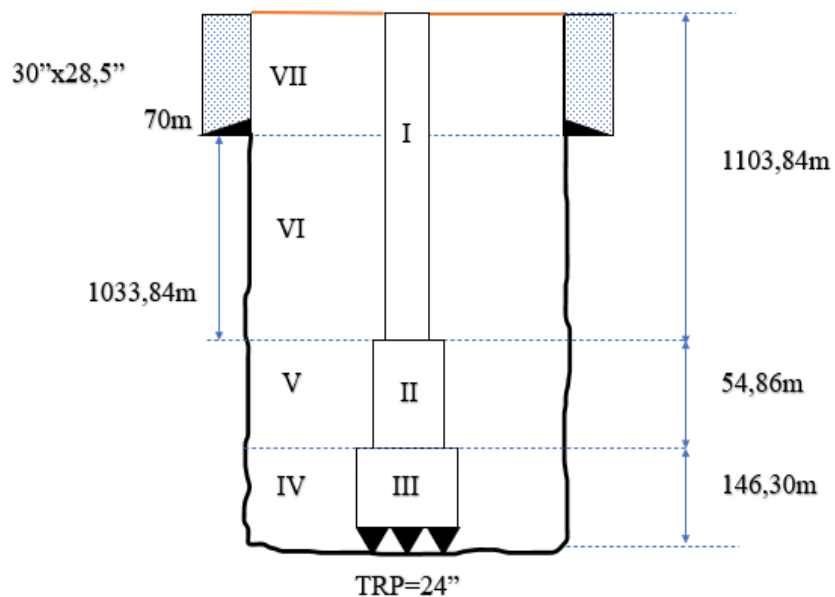
Tabla 4.90. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo superficial

Datos de pozo		
Profundidad de pozo	1305	m
Cañería	30"x28,5"	70m
Drill pipe 5,875"x5,153"	1103,84	m
Drill Collar 9,5"x3"	146,3	m
Heavy Drill Pipe 5,875"x4"	54,86	m
Exceso	15	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

A partir de la Tabla 4.90, se puede graficar el esquema del pozo para calcular el volumen de lodo que debe circular por este tramo.

Figura 4.64. Esquema de volúmenes del tramo superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los volúmenes de cada sección en una tabla:

Tabla 4.91. Volúmenes de fluido de fluido en el tramo superficial

<i>Volumen I</i>	93,35	bbbl
<i>Volumen II</i>	2,8	bbbl
<i>Volumen III</i>	4,19	bbbl
<i>Volumen IV</i>	226,32	bbbl
<i>Volumen V</i>	94,6	bbbl
<i>Volumen VI</i>	1782,93	bbbl
<i>Volumen VII</i>	173,38	bbbl
<i>Volumen Total</i>	2377,57	bbbl

Fuente: Elaboración propia, 2024

Aplicando el exceso recomendado:

$$\text{Vol} = 2377.57 * 1.15$$

$$\text{Vol} = 2734.04[\text{bbbl}]$$

- **Tipo de fluido de perforación**

Para este tramo se escogerá el sistema un sistema base agua, y se elegirá trabajar con el sistema DRILPLEX como mencionamos anteriormente, tiene propiedades reológicas y

tixotrópicas que son ideales para atravesar el tramo con consumos mínimos de lodo, pues ha sido diseñado especialmente para atravesar zonas con pérdida de circulación e inconsolidadas. Las propiedades de este fluido se detallan en la tabla 4.92:

Tabla 4.92. Propiedades del fluido del tramo superficial

Densidad	Lpg	9,2-10
Viscosidad Plástica	Cp	10-20
Punto cedente	lbf/100ft ²	25-35
Geles	lbf/100ft ³	15-30/20-45
Lect (R3/R6)		12-35/15-40
Filtrado HPHT	cc/30min	<14
MBT	Ppb	<15
Sólidos perforados	%vol	<5
pH		9-10,5

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.2.3. Fluido de perforación para el tramo intermedio

- **Volumen del Fluido de Perforación:**

Los datos para los volúmenes del tramo intermedio son:

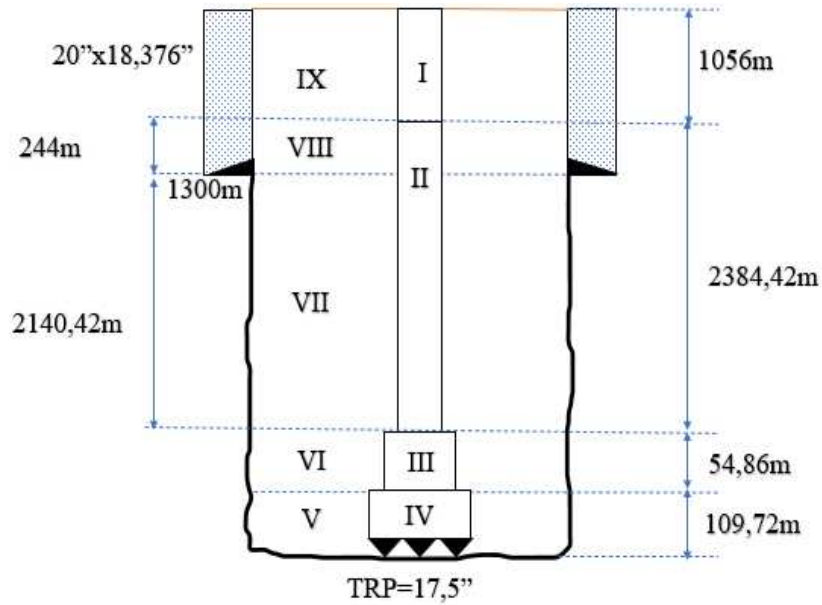
Tabla 4.93. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo intermedio

Datos de pozo		
Profundidad de pozo	1305	m
Cañería	20"x18,376"	1300m
Drill pipe 5"x4,276"	2384,42	m
Drill pipe 5,875"x4,875" PREMIUM	1056	m
Drill Collar 9,5"x3"	109,72	m
Heavy Drill Pipe 5,875"x4"	54,86	m
Exceso	25	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

Con base de la tabla 4.31 es posible elaborar el esquema del pozo para estimar el volumen de lodo necesario para circular en este tramo..

Figura 4.65. Esquema de volúmenes del tramo intermedio



Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los volúmenes de cada sección en una tabla:

Tabla 4.94. Volúmenes de fluido de fluido en el tramo intermedio

<i>Volumen I</i>	79,92	bbbl
<i>Volumen II</i>	138,84	bbbl
<i>Volumen III</i>	2,8	bbbl
<i>Volumen IV</i>	3,14	bbbl
<i>Volumen V</i>	75,48	bbbl
<i>Volumen VI</i>	47,48	bbbl
<i>Volumen VII</i>	1917,18	bbbl
<i>Volumen VIII</i>	242,97	bbbl
<i>Volumen IX</i>	1019,55	bbbl
<i>Volumen Total</i>	3527,36	bbbl

Fuente: Elaboración propia, 2024

Aplicando el exceso recomendado:

$$\text{Vol} = 3527.26 * 1.25$$

$$\text{Vol} = 4409.2[\text{bbbl}]$$

- **Tipo de fluido de perforación**

Para este tramo se escogerá el sistema un sistema base agua, pero se optará por el sistema polimérico inhibido en este caso se optó por usar el sistema POLY-PLUS. Los sistemas POLY-

PLUS están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de lutitas y control de viscosidad en lodos base agua aumentando el ROP y mayor eficacia en el control de solidos. Las propiedades de este fluido se detallan en la tabla 4.95:

Tabla 4.95. Propiedades del fluido del tramo intermedio

<i>Densidad</i>	Lpg	10,8-11,2
<i>Viscosidad Plástica</i>	Cp	20 - 30
<i>Punto cedente</i>	lbf/100ft ²	20-35
<i>Geles</i>	lbf/100ft ³	15-20/16-30
<i>Lect (R3/R6)</i>		16-35/15-25
<i>Filtrado HPHT</i>	cc/30min	<12
<i>MBT</i>	Ppb	<10
<i>Solidos perforados</i>	%vol	<5
<i>pH</i>		10-10,5

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.2.4. Fluido de perforación para el tramo productor

- **Volumen del Fluido de Perforación:**

Los datos para los volúmenes del tramo productor son:

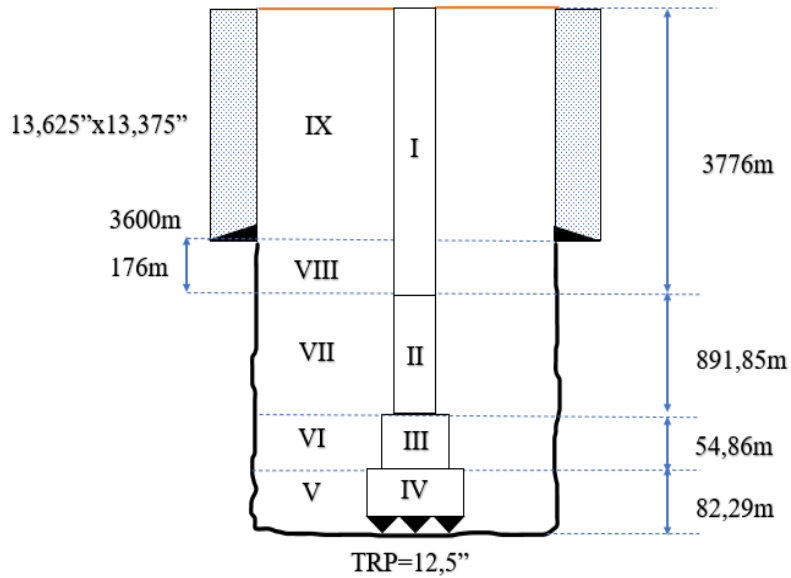
Tabla 4.96. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Profundidad de pozo</i>	4805	m
<i>Cañería</i>	13,625"x13,375"	3600m
<i>Drill pipe 5"x4,276"</i>	891,85	m
<i>Drill pipe 5,875"x4,875" NUEVO</i>	3776	m
<i>Drill Collar 8"x2,813"</i>	82,29	m
<i>Heavy Drill Pipe 5,875"x4"</i>	54,86	m
<i>Exceso</i>	20	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

A partir de la Tabla 4.96, se graficó el esquema del pozo y se calculó el volumen de lodo necesario para circular por este tramo.

Figura 4.66. Esquema de volúmenes del tramo productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los volúmenes de cada sección en una tabla:

Tabla 4.97. Volúmenes de fluido de fluido en el tramo productor

<i>Volumen I</i>	67,5	bbbl
<i>Volumen II</i>	374,56	bbbl
<i>Volumen III</i>	2,8	bbbl
<i>Volumen IV</i>	2,07	bbbl
<i>Volumen V</i>	22,55	bbbl
<i>Volumen VI</i>	20,19	bbbl
<i>Volumen VII</i>	355,21	bbbl
<i>Volumen VIII</i>	64,77	bbbl
<i>Volumen IX</i>	1360,03	bbbl
<i>Volumen Total</i>	2269,68	bbbl

Fuente: Elaboración propia, 2024

Aplicando el exceso recomendado:

$$\text{Vol} = 226968 * 1.2$$

$$\text{Vol} = 2723.62[\text{bbbl}]$$

- **Tipo de fluido de perforación**

Para este tramo se escogerá el sistema un sistema base agua, pero debido a que el mismo empezará a atravesar formaciones del devónico en especial la formación Los Monos, en sistema empleado para la perforación de este tramo será el de la tecnología Drill In detallada en el inciso 2.4.7. Se escogió el sistema Baradril-N el cual es un fluido tipo Drill In. Los fluidos Drill In están diseñados para que esencialmente no sean dañinos a la formación productora, provean un nivel superior de limpieza del pozo, se presten para fácil limpieza y sean efectivos en relación al costo. El sistema BARADRIL-N provee composiciones de fluidos de perforación, terminación y reparación solubles en ácidos. El sistema BARADRIL-N está diseñado para perforación no perjudicial cuando la pérdida de fluido y estabilidad de la formación son de primordial importancia. Las permeabilidades de retorno son excelentes con el sistema BARADRIL-N y le revoque de lodo se quita fácilmente mediante tratamiento con ácido clorhídrico. Las propiedades de este fluido se detallan en la tabla 4.98:

Tabla 4.98. Propiedades del fluido del tramo productor

<i>Densidad</i>	lpg	11,2-16
<i>Viscosidad Plástica</i>	cp	20-35
<i>Punto cedente</i>	lbf/100ft ²	25-40
<i>Geles</i>	lbf/100ft ³	10-15/15-30
<i>Lect (R3/R6)</i>		10-15/10-18
<i>Filtrado HPHT</i>	cc/30min	<10
<i>MBT</i>	ppb	<4
<i>Solidos perforados</i>	%vol	<5
<i>pH</i>		9-10,5

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.2.5. *Fluido de perforación para el tramo productor-liner*

- **Volumen del Fluido de Perforación:**

Los datos para los volúmenes del tramo productor son:

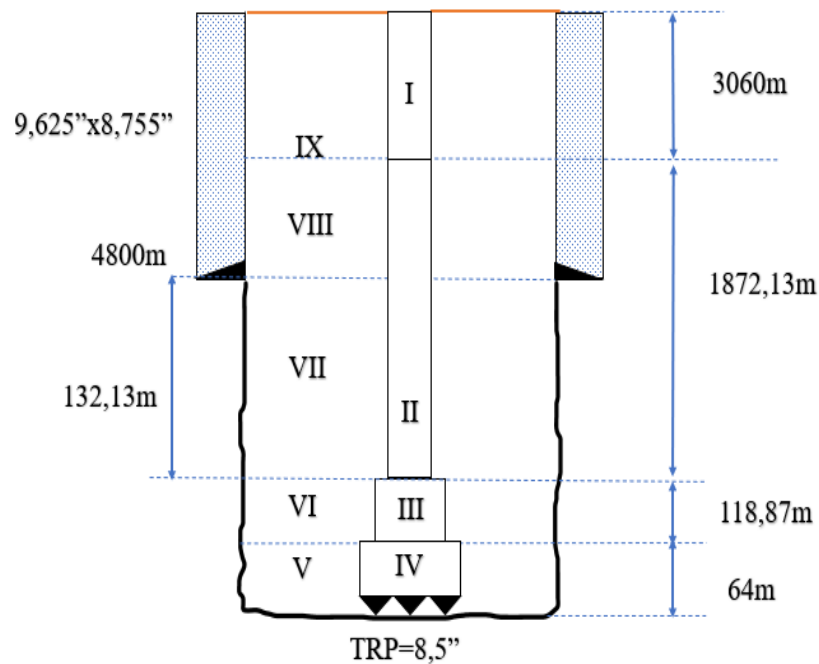
Tabla 4.99. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor-liner

<i>Datos de pozo</i>		
<i>Profundidad de pozo</i>	5115	m
<i>Cañería</i>	9,625"x8,755"	4800m
<i>Drill pipe 5"x4,276"</i>	1872,13	m
<i>Drill pipe 5,875"x4,875" PREMIUM</i>	3060	m
<i>Drill Collar 6,5"x2,813"</i>	64	m
<i>Heavy Drill Pipe 5"x3"</i>	118,87	m
<i>Exceso</i>	20	%

Fuente: Elaboración propia, 2024

De la tabla 4.99 se graficará el esquema del pozo. También, se determinara el volumen de lodo a circular por este tramo.

Figura 4.67. Esquema de volúmenes del tramo productor-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los volúmenes de cada sección en una tabla:

Tabla 4.100. Volúmenes de fluido de fluido en el tramo productor-liner

<i>Volumen I</i>	231,6	bbbl
<i>Volumen II</i>	109,01	bbbl
<i>Volumen III</i>	3,41	bbbl
<i>Volumen IV</i>	1,61	bbbl
<i>Volumen V</i>	6,11	bbbl
<i>Volumen VI</i>	17,89	bbbl
<i>Volumen VII</i>	19,88	bbbl
<i>Volumen VIII</i>	286,21	bbbl
<i>Volumen IX</i>	410,6	bbbl
<i>Volumen Total</i>	1086,32	bbbl

Fuente: Elaboración propia, 2024

Aplicando el exceso recomendado:

$$\text{Vol} = 1086.32 * 1.2$$

$$\text{Vol} = 1303.58[\text{bbbl}]$$

- **Tipo de fluido de perforación**

Para este tramo se escogerá el sistema un sistema base agua, Pero al atravesar la zona de interés se deberá tener cuidado con la formación productora, al igual que el tramo anterior se trabajará con el sistema Baradril-N. Estos fluidos tienen a su cargo la amplia gama de problemas que se encuentran en operaciones de perforación, terminación y reparación. Estos sistemas están diseñados para proporcionar el más bajo posible índice de filtración, a fin de minimizar o evitar daños a la formación. Las propiedades de este fluido se detallan en la tabla 4.101:

Tabla 4.101. Propiedades del fluido del tramo productor-liner

<i>Densidad</i>	lpg	16-13,6
<i>Viscosidad Plástica</i>	cp	20-35
<i>Punto cedente</i>	lbf/100ft ²	25-40
<i>Geles</i>	lbf/100ft ³	10-15/16/30
<i>Lect (R3/R6)</i>		10-15/12-20
<i>Filtrado HPHT</i>	cc/30min	<10
<i>MBT</i>	ppb	<2
<i>Solidos perforados</i>	%vol	<5
<i>pH</i>		9-10,5

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.1.3. Registro del programa de fluidos de perforación

Para la planificación de los tipos de fluidos de perforación en el pozo propuesto en este estudio, y que puede aplicarse a cualquier pozo profundo en la zona del bloque Huacareta, se resumieron los datos diseñados para cada tramo de perforación en la Tabla 4.102.

Tabla 4.102. Resumen del programa de perforación

GEOMETRIA DEL POZO JGR-X2						
Diámetro del agujero	plg	36"	24"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"
TVD/MD	m	±70	±1300	±3600	±4800	±5110
FLUIDOS DE PERFORACIÓN PLANIFICADO						
Base		Agua	Agua	Agua	Agua	Agua
Tipo de fluido		Tixotropico	Tixotropico	Polimero-Inhibido	Drill In	Drill In
Sistema de fluido		Drilplex	Drilplex	Poly-plus	Baradril-n	Baradril-n
Volumen a preparar	bbl	317,89	2734,04	4409,2	2723,62	1303,58
PRINCIPALES PROPIEADES DE FLUIDO DE PERFORACIÓN RECOMENDADO						
Densidad	lpg	9-9,2	9,2-10	10,8-11,2	11,2-16	16-13,6
Viscosidad Plástica	cp	12-20	10-22	20 - 30	20-35	20-35
Punto cedente	lbf/100ft ²	25-40	25-35	20-35	25-40	25-40
Geles	lbf/100ft ³	15-30/20-45	15-30/20-45	15-20/16-30	10-15/15-30	10-15/16/30
Lect (R3/R6)		15-30/15-50	12-35/15-40	16-35/15-25	10-15/10-18	10-15/12-20
Filtrado HPHT	cc/30min	N/A	<14	<12	<10	<10
MBT	ppb	<15	<15	<10	<4	<2
Solidos perforado	%vol	<5	<5	<5	<5	<5
pH		9-10	9-10,5	10-10,5	9-10,5	9-10,5

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.2. Diseño del programa de hidráulica de perforación

La hidráulica de perforación tiene por finalidad ayudar a optimizar la rata de perforación y la circulación dentro de pozo. Para realizar el programa hidráulico se analizará los datos reológicos

de los fluidos de perforación de cada tramo tal como se muestra en la tabla 4.102, la geometría del pozo, la configuración de arreglo de sarta de perforación y el criterio visto en el capítulo dos.

Para la consideración potencia de superficie se considerará el uso de bombas triplex cuyos datos se encuentran en el Anexo G. Asimismo se trabajará con los algoritmos de selección de boquillas planteados en el capítulo dos y en el Anexo H.

4.6.2.1. *Hidráulica para el tramo guía*

Dado que a que el tramo guía es somero su análisis hidráulico no es tomado en cuenta en este proyecto.

4.6.2.2. *Hidráulica para el tramo superficial*

Se empleará los datos de la geometría de la figura 4.42 con los siguientes datos para a potencia en superficie:

Tabla 4.103. Datos de entrada del tramo superficial

<i>Máximo potencia de entrada</i>		1600	HP	
<i>Máxima presión de bombeo</i>		3500	PSI	
<i>Eficiencia de la bomba</i>		0,9		
<i>Máxima velocidad anular</i>		50,45	ft/min	
<i>Caudal</i>		600	GPM	
<i>Profundidad[ft]</i>	<i>Densidad [LPG]</i>	<i>PV[cp]</i>	<i>YP[lbf/100ft²]</i>	<i>Caída de presión en superficie</i>
1000	9,2	13	22	Tipo IV
2000	9,2	13	22	E 4,2*10 ⁻⁵
3000	10	22	27	
4284,986	10	22	27	

Fuente: Elaboración propia, 2024

Como el fluido de perforación utilizado en este tramo se trata de base agua, para su análisis hidráulico se tomará el modelo reológico Bingham. Se empleará las ecuaciones (2.27) a (2.51) el cual es el algoritmo para calcular las caídas de presión en el pozo. En la tabla 4.104 se colocará los datos calculados para las caídas de presión en el interior del pozo durante la perforación del tramo superficial.

Tabla 4.104. Tabla hidráulica para el tramo superficial

Sección	L[ft]	v[ft/s]	NH	Eoc	NR	NRe	flujo	f	$\Delta P[PSI]$
DP	340	7,69	1179826,1	0,7772	26031,0	16203,3	Flujo turbulento	0,00607	8,45
	1340	7,69	1179826,1	0,7772	26031,0	16203,3	Flujo turbulento	0,00607	33,31
	2340	7,69	549556,8	0,8265	16719,5	4448,9	Flujo turbulento	0,00676	70,45
	3624,99	7,69	549556,8	0,7198	16719,5	12384,4	Flujo turbulento	0,00676	109,13
HWDP	180	12,77	1179826,1	0,7772	33534,4	16203,1	Flujo turbulento	0,00572	14,96
	180	12,77	1179826,1	0,7772	33534,4	16203,1	Flujo turbulento	0,00572	14,96
	180	12,77	549556,8	0,7198	21538,9	12384,4	Flujo turbulento	0,00636	18,06
	180	12,77	549556,8	0,7198	21538,9	12384,4	Flujo turbulento	0,00636	18,06
DC	480	22,69	399889,7	0,6924	44712,6	11071,4	Flujo turbulento	0,00536	157,38
	480	22,69	399889,7	0,6924	44712,6	11071,4	Flujo turbulento	0,00536	157,38
	480	22,69	186266,5	0,6180	28718,6	8462,4	Flujo turbulento	0,00593	189,46
	480	22,69	186266,5	0,6180	28718,6	8462,4	Flujo turbulento	0,00593	189,46
EA1	480	0,42	6219518,5	0,8546	3266,3	22429,4	Flujo laminar	-	3,65
	480	0,42	6219518,5	0,8545	3266,3	22432,5	Flujo laminar	-	3,65
	480	0,42	2897019,1	0,8153	2097,9	17420,9	Flujo laminar	-	4,49
	480	0,42	2897019,1	0,8153	2097,9	17420,9	Flujo laminar	-	4,49
EA2	180	0,38	9717997,6	0,8737	3662,6	26005,7	Flujo laminar	-	1,10
	180	0,38	9717997,6	0,8737	3662,6	26005,7	Flujo laminar	-	1,10
	180	0,38	4526592,4	0,8393	2352,5	20191,2	Flujo laminar	-	1,35
	180	0,38	4526592,4	0,8393	2352,5	20191,2	Flujo laminar	-	1,35
EA3	110,33	0,38	9717997,6	0,8737	3662,6	26005,7	Flujo laminar	-	0,67
	1110,33	0,38	9717997,6	0,8737	3662,6	26005,7	Flujo laminar	-	6,76
	2110,33	0,38	9717997,6	0,8737	3662,6	26005,7	Flujo laminar	-	12,84
	3395,32	0,38	4526592,4	0,8393	2352,5	20191,2	Flujo laminar	-	25,38
EA4	229,67	0,26	15142512,2	0,8904	3183,1	30136,9	Flujo laminar	-	1,12
	229,67	0,26	15142512,2	0,8904	3183,1	30136,9	Flujo laminar	-	1,12
	229,67	0,26	7053302,8	0,8602	2044,5	23388,0	Flujo laminar	-	1,37
	229,67	0,26	7053302,8	0,8602	2044,5	23388,0	Flujo laminar	-	1,37

Fuente: Elaboración propia, 2024

Colocando los datos de cada caída de presión en la tabla 4.105 y utilizando la ecuación (2.26) se suma a la caída de presión superficial que se calcula con la ecuación (2.63). Luego, procedemos a calcula la caída de presión parasitaria del pozo en el tramo superficial:

Tabla 4.105. Caídas de presión en el tramo superficial

<i>Profundidad[ft]</i>	ΔP_{dp} [PSI]	ΔP_{hwdp} [PSI]	ΔP_{dc} [PSI]	ΔP_{EA1} [PSI]	ΔP_{EA2} [PSI]	ΔP_{EA3} [PSI]	ΔP_{EA4} [PSI]	ΔP_{superf} [PSI]	$\Delta P_{parasit}$ [PSI]
1000	8,45	14,96	157,38	3,65	1,10	0,67	1,12	29,87	217,19
2000	33,31	14,96	157,38	3,65	1,10	6,76	1,12	29,87	248,14
3000	70,45	18,06	189,46	4,49	1,35	12,84	1,37	35,47	333,49
4284,986	109,13	18,06	189,46	4,49	1,35	25,38	1,37	35,47	384,71

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Optimización hidráulica para el tramo superficial**

Para la optimización hidráulica para este tramo se elegirá la optimización de potencia hidráulica debido a que este tramo es recomendable aumentar la rata de perforación con el mayor caudal posible. Se realizara el análisis grafico para la optimización de las variables de presión y caudal óptimos como se vio en el inciso 2.8.6.1. Se deterinará los intervalos de presión y caudal:

Intervalo I: Se emplea la ecuación (2.43) para hallar el caudal máximo cuando la presión de bombeo es mínima.

$$Q_{\max} = \frac{1714 * 1600 * 0.9}{3500}$$

$$Q_{\max} = 705.19 \left[\frac{\text{gal}}{\text{min}} \right]$$

Intervalo II: Se usará la ecuación (2.45) con una pendiente $m= 1.75$ para determinar la presión cuando usamos el criterio de potencia hidráulica cuando el valor del caudal varia del máximo a mínimo valor:

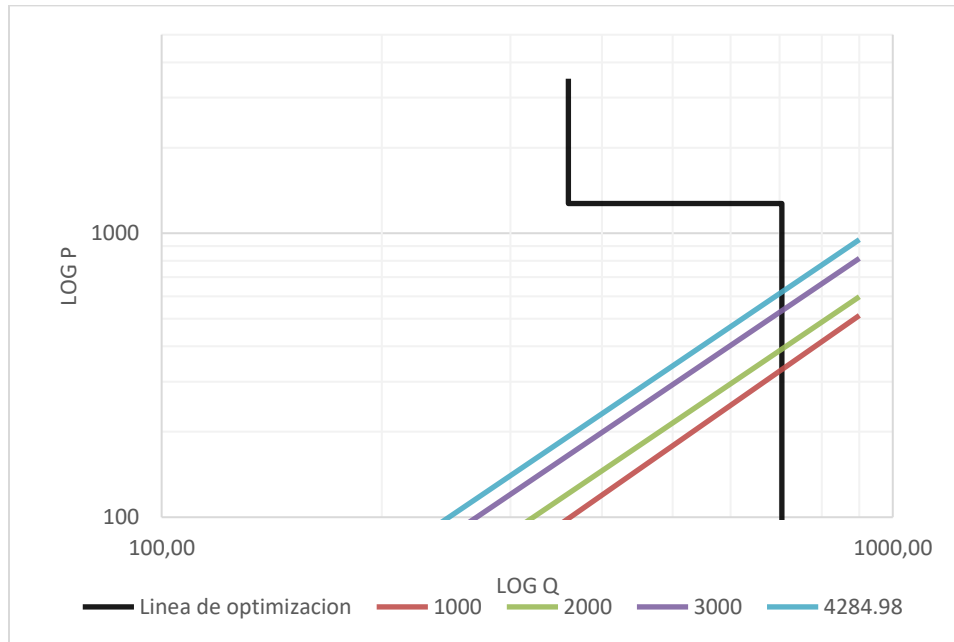
$$P_{HP} = \frac{1}{1 + 1.75} * 3500$$

$$P_{HP} = 1272.73[\text{PSI}]$$

Intervalo III: Para este intervalo se utilizará la presión máxima de la bomba de 3500PSI y el caudal mínimo que es capaz de proporcionar la bomba de 323 galones por minuto establecida en las características del tipo de bomba triplex en el Anexo G.

Utilizando los valores de cada intervalo se procede a graficar la línea de optimización junto con cada valor de presión parasitaria de la tabla 4.105 con la pendiente $m=1.75$ para determinar en cual tramo interceptara.

Figura 4.68. Grafica de optimización hidráulica para el tramo superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.46 se determina que todas las caídas de presión parasitarias interceptan en el tramo I con lo que se procede a determinar los caudales y presiones optimas de cada profundidad programada.

- **Hidráulica del trepano**

Para trabajar con la hidráulica del trepano se calcula la caída de presión en el trepano con la ecuación (2.49). El área optima de boquilla se calcula con la ecuación (2.50). Se procede a colocar los datos calculados de la hidráulica de trepano con las ecuaciones (2.66) y (2.72) y por último determinando el tamaño de boquillas a utilizarse para optimizar la potencia a aplicarse en el trepano con la figura 2.41 al tratarse de un trepano tricono.

Tabla 4.106. Hidráulica del trepano para el tramo superficial

<i>Profundidad [ft]</i>	<i>Qopt [GPM]</i>	<i>Popt [PSI]</i>	<i>Ptrepano [PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt [in^2]</i>	<i>Boquillas 1/32"</i>
1000	705,19	340,82	3159,18	1299,78	2082,08	0,3652	12-12-13
2000	705,19	396,76	3103,24	1276,76	2063,56	0,3685	12-12-14
3000	705,19	541,42	2958,58	1217,24	2100,67	0,3934	13-13-13
4284,99	705,19	630,28	2869,72	1180,68	2068,88	0,3995	13-13-13

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.2.3. *Hidráulica para el tramo intermedio*

Para el análisis hidráulico de este tramo igualmente se tomará en cuenta un fluido de perforación base agua por lo que se aplicará el algoritmo para el modelo reológico Bingham para calcular las caídas de presión dentro del pozo. Se tomarán los siguientes datos para este tramo:

Tabla 4.107. Datos de entrada del tramo intermedio

<i>Máximo potencia de entrada</i>		1600		HP
<i>Máxima presión de bombeo</i>		3500		PSI
<i>Eficiencia de la bomba</i>		0,9		
<i>Máxima velocidad anular</i>		50,45		ft/min
<i>Caudal</i>		600		GPM
<i>Profundidad[ft]</i>	<i>Densidad [LPG]</i>	<i>PV[cp]</i>	<i>YP[lbf/100ft^2]</i>	<i>Caída de presión en superficie</i>
5000	10,8	23	28	Tipo IV
6000	10,8	23	28	E 4,2*10 ⁻⁵
7000	10,8	23	28	
8000	10,8	23	28	
9000	10,8	23	28	
10000	11,2	27	30	
11828,01	11,2	27	30	

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se procederá a dividir el análisis hidráulico en dos partes para tener mejor seguimiento de la hidráulica.

PRIMER PARTE

Se bajará el arreglo de fondo con la tubería de perforación de 5 pulgadas tal como se muestra en el esquema de la figura 4.43. La tabla 4.407 muestra los resultados de los cálculos hidráulicos del algoritmo.

Tabla 4.108. Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo intermedio

Sección	L[ft]	v[ft/s]	NH	Eoc	NR	NRC	flujo	f	$\Delta P[PSI]$
DP2	4460	13,40	387771,1	0,6897	24977,3	10952,1	Flujo turbulento	0,00613	481,09
	5460	13,40	387771,1	0,6897	24977,3	10952,1	Flujo turbulento	0,00613	588,95
	6460	13,40	387771,1	0,6897	24977,3	10952,1	Flujo turbulento	0,00613	696,82
	7460	13,40	387771,1	0,6897	24977,3	10952,1	Flujo turbulento	0,00613	804,69
HWDP	180	15,32	339328,2	0,6775	26700,8	10448,9	Flujo turbulento	0,00604	26,68
	180	15,32	339328,2	0,6775	26700,8	10448,9	Flujo turbulento	0,00604	26,68
	180	15,32	339328,2	0,6775	26700,8	10448,9	Flujo turbulento	0,00604	26,68
	180	15,32	339328,2	0,6775	26700,8	10448,9	Flujo turbulento	0,00604	26,68
DC	360	27,23	190872,1	0,6206	35601,0	8535,1	Flujo turbulento	0,00564	210,18
	360	27,23	190872,1	0,6206	35601,0	8535,1	Flujo turbulento	0,00564	210,18
	360	27,23	190872,1	0,6206	35601,0	8535,1	Flujo turbulento	0,00564	210,18
	360	27,23	190872,1	0,6206	35601,0	8535,1	Flujo turbulento	0,00564	210,18
EA1	360	1,13	903655,8	0,7367	3226,8	11879,5	Flujo laminar	-	6,45
	360	1,13	903655,8	0,7367	3226,8	11879,5	Flujo laminar	-	6,45
	360	1,13	903655,8	0,7367	3226,8	11879,5	Flujo laminar	-	6,45
	360	1,13	903655,8	0,7367	3226,8	11879,5	Flujo laminar	-	6,45
EA2	180	0,90	2817085,2	0,8137	3727,2	17260,6	Flujo laminar	-	2,20
	180	0,90	2817085,2	0,8137	3727,2	17260,6	Flujo laminar	-	2,20
	180	0,90	2817085,2	0,8137	3727,2	17260,6	Flujo laminar	-	2,20
	180	0,90	2817085,2	0,8137	3727,2	17260,6	Flujo laminar	-	2,20
EA3	194,7	0,87	2206190,9	0,7991	3872,1	15923,3	Flujo laminar	-	2,21
	1194,7	0,87	2206190,9	0,7991	3872,1	15923,3	Flujo laminar	-	13,53
	2194,7	0,87	2206190,9	0,7991	3872,1	15923,3	Flujo laminar	-	24,86
	3194,7	0,87	2206190,9	0,7991	3872,1	15923,3	Flujo laminar	-	36,19
EA4	4265,3	0,78	2526245,7	0,8073	3727,0	16650,8	Flujo laminar	-	45,07
	4265,3	0,78	2526245,7	0,8073	3727,0	16650,8	Flujo laminar	-	45,07
	4265,3	0,78	2526245,7	0,8073	3727,0	16650,8	Flujo laminar	-	45,07
	4265,3	0,78	2526245,7	0,8073	3727,0	16650,8	Flujo laminar	-	45,07

Fuente: Elaboración propia, 2024

Seguidamente se colocará los resultados de caída de presión y las sumamos para hallar la caída de presión parasitaria del pozo.

Tabla 4.109. Caídas de presión en la primera parte del tramo intermedio

<i>Profundidad[ft]</i>	ΔP_{dp} [PSI]	ΔP_{hwdp} [PSI]	ΔP_{dc} [PSI]	ΔP_{EA1} [PSI]	ΔP_{EA2} [PSI]	ΔP_{EA3} [PSI]	ΔP_{EA4} [PSI]	ΔP_{superf} [PSI]	$\Delta P_{parasit}$ [PSI]
5000	481,09	26,68	210,18	6,45	2,20	2,21	45,07	52,85	826,71
6000	588,95	26,68	210,18	6,45	2,20	13,53	45,07	52,85	945,90
7000	696,82	26,68	210,18	6,45	2,20	24,86	45,07	52,85	1065,10
8000	804,69	26,68	210,18	6,45	2,20	36,19	45,07	52,85	1184,29

Fuente: Elaboración propia, 2024

SEGUNDA PARTE

En esta sección se procederá a correr junto al arreglo inicial, la tubería de perforación de 5 7/8 pulgadas. Con dicho arreglo el cual se representa en la figura 4.43 se procede a realizar el análisis hidráulico.

Tabla 4.110. Tabla hidráulica de la segunda parte para el tramo intermedio

<i>Seccion</i>	<i>L[ft]</i>	<i>v[ft/s]</i>	<i>NH</i>	<i>Eoc</i>	<i>NR</i>	<i>NRc</i>	<i>flujo</i>	<i>f</i>	<i>AP[PSI]</i>
DP1	636,72	10,313	504021,7	0,7126	21908,3	12012,6	Flujo turbulento	0,00633	36,80
	1636,72	10,313	406382,4	0,6939	19353,9	11134,5	Flujo turbulento	0,00652	101,13
	3464,73	10,313	406382,4	0,6939	19353,9	11134,5	Flujo turbulento	0,00652	214,07
DP2	7823,28	13,405	387771,1	0,6897	24977,3	10952,0	Flujo turbulento	0,00613	843,87
	7823,28	13,405	312651,9	0,6723	22065,0	9979,5	Flujo turbulento	0,00632	901,68
	7823,28	13,405	312651,9	0,6723	22065,0	9979,5	Flujo turbulento	0,00632	901,68
HWDP	180	15,319	188074,3	0,6190	26700,8	8491,0	Flujo turbulento	0,00604	26,68
	180	15,319	199449,6	0,6279	23587,5	8520,2	Flujo turbulento	0,00622	28,50
	180	15,319	199449,6	0,6279	23587,5	8520,2	Flujo turbulento	0,00622	28,50
DC	360	27,233	105791,8	0,5550	35601,0	6949,3	Flujo turbulento	0,00564	210,18
	360	27,233	112190,4	0,5649	31450,0	6970,4	Flujo turbulento	0,00581	224,33
	360	27,233	112190,4	0,5649	31450,0	6970,4	Flujo turbulento	0,00581	224,33
EA1	360	1,135	903655,8	0,7367	3226,8	11879,5	Flujo laminar	-	6,45
	360	1,135	728599,2	0,7215	2850,5	10878,6	Flujo laminar	-	6,92
	360	1,135	728599,2	0,7215	2850,5	10878,6	Flujo laminar	-	6,92
EA2	180	0,902	2817085,2	0,8137	3727,2	17260,6	Flujo laminar	-	2,20
	180	0,902	2271358,1	0,8025	3292,6	15794,5	Flujo laminar	-	2,20
	180	0,902	2271358,1	0,8025	3292,6	15794,5	Flujo laminar	-	2,20
EA3	4194,7	0,871	2206190,9	0,7991	3872,1	15923,3	Flujo laminar	-	47,52
	5194,7	0,871	1778806,6	0,7871	3420,6	14572,5	Flujo laminar	-	63,12
	7022,71	0,871	1778806,6	0,7871	3420,6	14572,5	Flujo laminar	-	85,33
EA4	3628,58	0,784	2526245,7	0,8073	3727,0	16650,8	Flujo laminar	-	31,37
	2628,58	0,784	2036860,2	0,7957	3292,5	15237,3	Flujo laminar	-	26,66

Seccion	L[ft]	v[ft/s]	NH	Eoc	NR	NRc	flujo	f	ΔP [PSI]
	800,57	0,784	2036860,2	0,7957	3292,5	15237,3	Flujo laminar	-	8,12
EA5	636,72	0,808	2206543,9	0,7991	3592,5	15924,1	Flujo laminar	-	5,89
	1636,72	0,808	1779091,2	0,7854	3173,7	14834,0	Flujo laminar	-	17,77
	3464,73	0,808	1779091,2	0,7854	3173,7	14834,0	Flujo laminar	-	37,62

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se colocará los datos de caída de presión con la caída de presión superficial para hallar la caída de presión parasitaria según la ecuación (2.26)

Tabla 4.111. Caídas de presión en la segunda parte del tramo intermedio

Profundidad [ft]	ΔP_{dp1} [PSI]	ΔP_{dp2} [PSI]	ΔP_{hwdp} [PSI]	ΔP_{dc} [PSI]	ΔP_{EA1} [PSI]	ΔP_{EA2} [PSI]	ΔP_{EA3} [PSI]	ΔP_{EA4} [PSI]	ΔP_{EA5} [PSI]	ΔP_{supe} rf [PSI]	$\Delta P_{parasit}$ [PSI]
9000	36,80	843,87	26,68	210,18	6,45	2,20	47,52	31,37	5,89	52,85	1263,80
10000	101,13	901,68	28,50	224,33	6,92	2,20	63,12	26,66	17,77	56,18	1428,47
11828,01	214,07	901,68	28,50	224,33	6,92	2,20	85,33	8,12	37,62	56,18	1564,94

Fuente: Elaboración propia, 2024

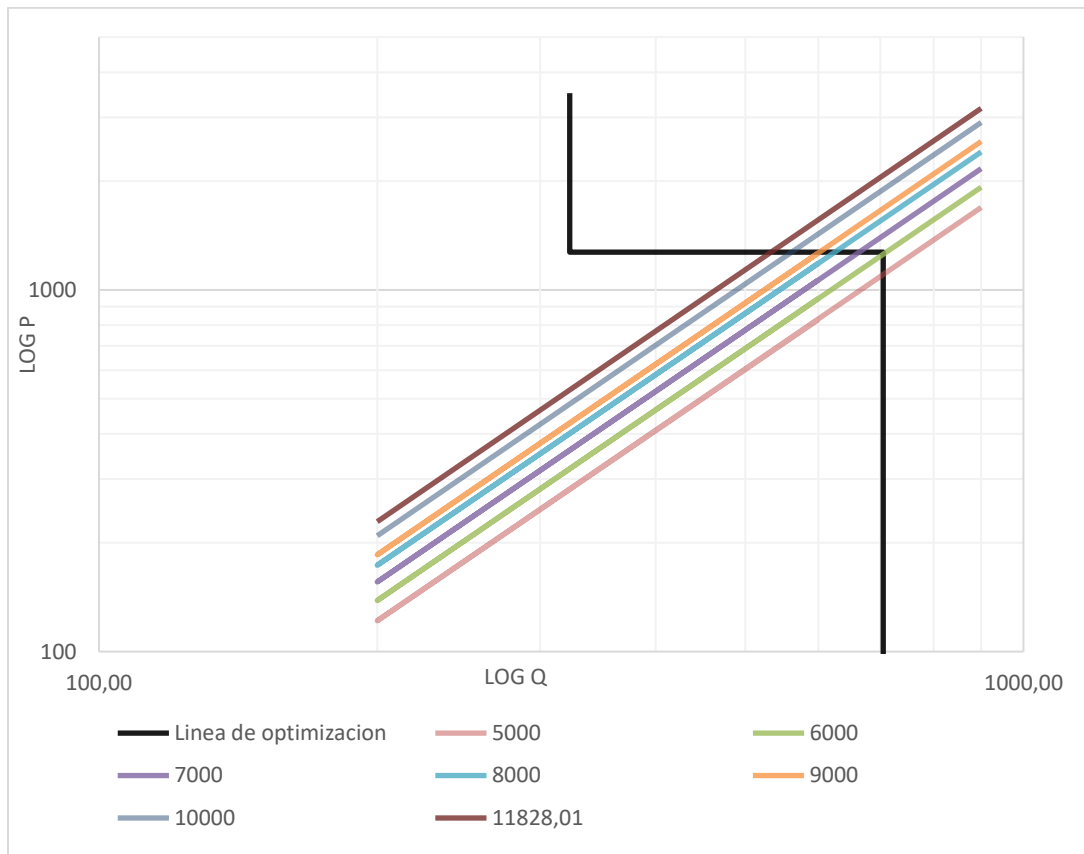
- **Optimización hidráulica para el tramo intermedio**

Se elegirá la optimización de potencia hidráulica para la optimización de este de la hidráulica del trepano en este tramo. Aplicando el análisis del tramo superficial, podemos dibujar la línea de optimización diferenciando tres tramos donde se colocará presiones y caudales máximos y mínimos.

P[PSI]	Q[GPM]	Intervalo
3500	323,00	Intervalo III
1272,73	323,00	Intervalo II
1272,73	705,19	Intervalo I

Se graficará los valores de cada intervalo y se graficará así mismo se graficará las presiones parasitarias de las tablas 4.108 y 4.110 con la pendiente $m= 1.75$ para ver donde las mismas interceptaran en la línea de optimización.

Figura 4.69. Grafica de optimización hidráulica para el tramo intermedio



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.47 se determina que las caídas de presión parasitarias para las profundidades de 7000, 8000, 9000 y 11828.01 pies interceptan en el intervalo II. Mientras que en la profundidad de 6000 y 5000 pies intercepta en el intervalo I.

- **Hidráulica del trepano**

Se procede a colocar los datos calculados de la hidráulica de trepano determinando el tamaño de boquillas a utilizarse para optimizar la potencia a aplicarse en el trepano con la figura 2.41.

Tabla 4.112. Hidráulica del trepano para el tramo intermedio

<i>Profundidad [ft]</i>	<i>Qopt [GPM]</i>	<i>Popt [PSI]</i>	<i>Ptrepano [PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt [in^2]</i>	<i>Boquillas 1/32"</i>
5000	705,19	340,82	3159,18	1299,78	2255,87	0,3957	13-13-13
6000	705,19	396,76	3103,24	1276,76	2235,81	0,3992	13-13-13
7000	705,19	541,42	2958,58	1217,24	2183,08	0,4089	13-13-13
8000	625,17	1272,73	2227,27	812,38	1679,22	0,4178	13-13-14
9000	601,56	1272,73	2227,27	781,70	1615,80	0,4020	13-13-13
10000	561,41	1272,73	2227,27	729,53	1535,63	0,3820	12-13-13
11828,01	533,32	1272,73	2227,27	693,03	1458,79	0,3629	12-12-13

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.2.4. Hidráulica para el tramo productor

Para el análisis hidráulico de este tramo, se considerará igualmente un fluido de perforación a base de agua. Sin embargo, debido a la profundidad y a la necesidad de mantener el pozo en calibre y utilizar un fluido del tipo Drill-In, se empleará un modelo reológico de ley de potencia para calcular las caídas de presión dentro del pozo. Los siguientes datos se utilizarán para este tramo.

Tabla 4.113. Datos de entrada del tramo productor

<i>Máximo potencia de entrada</i>		1600		HP		
<i>Máxima presión de bombeo</i>		3500		PSI		
<i>Eficiencia de la bomba</i>		0,9				
<i>Maxima velocidad anular</i>		114,85		ft/min		
<i>Caudal</i>		500		GPM		
<i>Profundidad[ft]</i>	<i>Densidad [LPG]</i>	<i>PV [cp]</i>	<i>YP[lbf/100ft^2]</i>	0300	0600	<i>Caída de presión en superficie</i>
12500	11,2	25	30	55	80	Tipo IV
13500	11,2	25	30	55	80	E 4,2*10^-5
14500	16	30	40	70	100	
15000	16	30	40	70	100	
15765,205	16	30	40	70	100	

Fuente: Elaboración propia, 2024

El análisis hidráulico se dividirá en dos partes para facilitar un mejor seguimiento de la hidráulica.

PRIMER PARTE

Se bajará el arreglo de fondo con la combinación de tuberías de perforación. La tabla 4.114 muestra los resultados de los cálculos hidráulicos del algoritmo utilizando las ecuaciones (2.52) a (2.62) para el modelo reológico de ley de potencia vista en el inciso 2.8.4.

Tabla 4.114. Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo productor

<i>Seccion</i>	<i>L[ft]</i>	<i>v[ft/s]</i>	<i>n</i>	<i>K</i>	<i>NR</i>	<i>Flujo</i>	<i>f</i>	<i>ΔP[PSI]</i>
DP1	9123,84	8,59	0,540	965,37	4297,6	Flujo turbulento	0,00674	404,71
	10123,84	8,59	0,540	965,37	4297,6	Flujo turbulento	0,00674	449,07
	11123,84	8,59	0,514	1444,76	4665,0	Flujo turbulento	0,00636	664,65
	11623,84	8,59	0,514	1444,76	4665,0	Flujo turbulento	0,00636	694,53
DP2	2926,16	11,17	0,540	965,37	5870,7	Flujo turbulento	0,00608	225,29
	2926,16	11,17	0,540	965,37	5870,7	Flujo turbulento	0,00608	225,29
	2926,16	11,17	0,514	1444,76	6438,1	Flujo turbulento	0,00571	302,42
	2926,16	11,17	0,514	1444,76	6438,1	Flujo turbulento	0,00571	302,42
HWDP	180	12,77	0,540	965,37	6880,8	Flujo turbulento	0,00577	18,38
	180	12,77	0,540	965,37	6880,8	Flujo turbulento	0,00577	18,38
	180	12,77	0,514	1444,76	7585,1	Flujo turbulento	0,00542	24,63
	180	12,77	0,514	1444,76	7585,1	Flujo turbulento	0,00542	24,63
DC	270	25,81	0,540	965,37	15900,1	Flujo turbulento	0,00447	124,11
	270	25,81	0,540	965,37	15900,1	Flujo turbulento	0,00447	124,11
	270	25,81	0,514	1444,76	18015,2	Flujo turbulento	0,00416	164,99
	270	25,81	0,514	1444,76	18015,2	Flujo turbulento	0,00416	164,99
EA1	270	2,37	0,540	965,37	58,1	Flujo laminar	-	5,91
	270	2,37	0,540	965,37	58,1	Flujo laminar	-	5,91
	270	2,37	0,514	1444,76	61,8	Flujo laminar	-	7,87
	270	2,37	0,514	1444,76	61,8	Flujo laminar	-	7,87
EA2	180	1,35	0,540	965,37	31,8	Flujo laminar	-	1,56
	180	1,35	0,540	965,37	31,8	Flujo laminar	-	1,56
	180	1,35	0,514	1444,76	33,0	Flujo laminar	-	2,13
	180	1,35	0,514	1444,76	33,0	Flujo laminar	-	2,13
EA3	238,4	1,27	0,540	965,37	31,2	Flujo laminar	-	1,64
	1238,4	1,27	0,540	965,37	31,2	Flujo laminar	-	8,50
	2238,4	1,27	0,514	1444,76	32,2	Flujo laminar	-	21,09
	2738,4	1,27	0,514	1444,76	32,2	Flujo laminar	-	25,81
EA4	2687,76	1,59	0,540	965,37	43,8	Flujo laminar	-	20,31
	1687,76	1,59	0,540	965,37	43,8	Flujo laminar	-	12,75
	687,76	1,59	0,514	1444,76	45,4	Flujo laminar	-	7,09
	187,76	1,59	0,514	1444,76	45,4	Flujo laminar	-	1,94

Seccion	L[ft]	v[ft/s]	n	K	NR	Flujo	f	ΔP [PSI]
EA5	9123,84	1,72	0,540	965,37	45,8	Flujo laminar	-	87,32
	10123,84	1,72	0,540	965,37	45,8	Flujo laminar	-	96,89
	11123,84	1,72	0,514	1444,76	47,7	Flujo laminar	-	144,55
	11623,84	1,72	0,514	1444,76	47,7	Flujo laminar	-	151,05

Fuente: Elaboración propia, 2024

Seguidamente se colocará los resultados de caída de presión dentro de pozo y la caída de presión superficial luego las sumamos para hallar la caída de presión parasitaria del pozo.

Tabla 4.115. Caídas de presión en la primera parte del tramo productor

Profundidad[ft]	ΔP_{dp1} [PSI]	ΔP_{dp2} [PSI]	ΔP_{hwdp} [PSI]	ΔP_{dc} [PSI]	ΔP_{EA1} [PSI]	ΔP_{EA2} [PSI]	ΔP_{EA3} [PSI]	ΔP_{EA4} [PSI]	ΔP_{EA5} [PSI]	ΔP_{super} f[PSI]	$\Delta P_{parasitaria}$ [PSI]
12500	404,71	225,29	18,38	124,11	5,91	1,56	1,64	20,31	87,32	39,84	929,07
13500	449,07	225,29	18,38	124,11	5,91	1,56	8,50	12,75	96,89	39,84	982,31
14500	664,65	302,42	24,63	164,99	7,87	2,13	21,09	7,09	144,55	54,97	1394,40
15000	694,53	302,42	24,63	164,99	7,87	2,13	25,81	1,94	151,05	54,97	1430,32

Fuente: Elaboración propia, 2024

SEGUNDA PARTE

En esta sección se procederá a correr el arreglo combinado pero el pozo tendrá la configuración de la figura 4.44. Con dicho arreglo se procede a realizar el análisis hidráulico.

Tabla 4.116. Tabla hidráulica de la segunda parte para el tramo productor

Sección	L[ft]	v[ft/s]	n	K	NR	Flujo	f	ΔP [PSI]
DP1	12389,56	8,59	0,514	1444,76	4665,0	Flujo turbulento	0,00636	740,28
DP2	2926,16	11,17	0,514	1444,76	6438,1	Flujo turbulento	0,00571	302,42
HWDP	180	12,77	0,514	1444,76	7585,1	Flujo turbulento	0,00542	24,63
DC	270	25,81	0,514	1444,76	18015,2	Flujo turbulento	0,00416	164,99
EA1	270	2,37	0,514	1444,76	618,1	Flujo laminar	-	7,87
EA2	180	1,77	0,514	1444,76	491,5	Flujo laminar	-	2,44
EA3	2926,16	1,44	0,514	1444,76	387,6	Flujo laminar	-	28,46
EA4	577,44	1,77	0,514	1444,76	491,5	Flujo laminar	-	7,83
EA5	11811,6	1,72	0,514	1444,76	477,5	Flujo laminar	-	153,49

Fuente: Elaboración propia, 2024

Igual que la primera parte calculamos la presión parasitaria del pozo en el tramo productor.

Tabla 4.117. Caídas de presión en la segunda parte del tramo productor

<i>Profundidad [ft]</i>	<i>ΔPdp1 [PSI]</i>	<i>ΔPdp2 [PSI]</i>	<i>ΔPhwdp [PSI]</i>	<i>ΔPdc [PSI]</i>	<i>ΔPEA1 [PSI]</i>	<i>ΔPEA2 [PSI]</i>	<i>ΔPEA3 [PSI]</i>	<i>ΔPEA4 [PSI]</i>	<i>ΔPEA5 [PSI]</i>	<i>ΔPsuperf [PSI]</i>	<i>ΔPparasit [PSI]</i>
15765,20	740,28	302,42	24,63	164,99	7,87	2,44	28,46	7,83	153,49	54,97	1487,38

Fuente: Elaboración propia, 2024

- **Optimización hidráulica para el tramo productor**

Intervalo I: Se emplea la ecuación (2.43) para hallar el caudal máximo cuando la presión de bombeo es mínima.

$$Q_{\max} = \frac{1714 * 1600 * 0.9}{3500}$$

$$Q_{\max} = 705.19 \left[\frac{\text{gal}}{\text{min}} \right]$$

Intervalo II: Se usará la ecuación (2.46) con una pendiente $m= 1.75$ para determinar la presión cuando usamos el criterio de fuerza de impacto cuando el valor del caudal varía del máximo a mínimo valor:

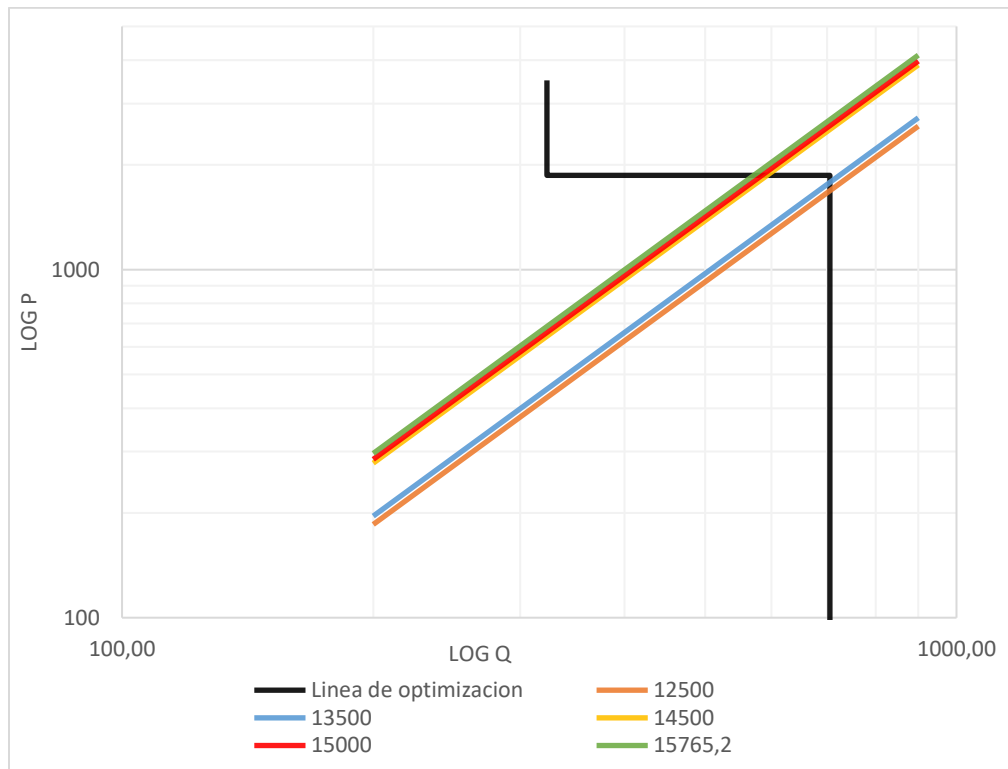
$$P_{\text{HP}} = \frac{2}{2 + 1.75} * 3500$$

$$P_{\text{HP}} = 1866.67[\text{PSI}]$$

Intervalo III: Para este intervalo se utilizará la presión máxima de la bomba de 3500PSI y el caudal mínimo que es capaz de proporcionar la bomba de 323 galones por minuto.

Se graficará los valores de cada intervalo y se graficará así mismo se graficará las presiones parasitarias de las tablas 4.115 y 4.117 con la pendiente $m= 1.75$.

Figura 4.70. Grafica de optimización hidráulica para el tramo productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.48 se aprecia que las líneas de caídas de presión parasitarias de las profundidades 12500 y 13500 pies interceptaran en el intervalo III. Por otro lado, las líneas de caída de presión a 14500, 15000 y 15765 pies interceptan en el intervalo II. Con el punto de intercepción se ubicará las presiones y caudales óptimos en cada tramo.

- **Hidráulica del trepado**

Se procede a colocar los datos calculados de la hidráulica de trepado determinando el tamaño de boquillas a utilizarse para optimizar la potencia a aplicarse en el trepado. Como en este tramo se usará un trepado PDC se utilizará la figura 2.42 para determinar las boquillas a utilizar.

Tabla 4.118. Hidráulica del trepano para el tramo productor

<i>Profundidad [ft]</i>	<i>Qopt [GPM]</i>	<i>Popt [PSI]</i>	<i>Ptrepano [PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt [in^2]</i>	<i>Boquillas /32"</i>
12500	705,19	1688,63	1811,37	745,25	1739,51	0,5321	9*8"
13500	705,19	1784,58	1715,42	705,77	1692,82	0,5468	9*8"
14500	592,39	1866,67	1633,33	564,51	1658,50	0,5626	9*9"
15000	583,88	1866,67	1633,33	556,40	1634,67	0,5546	9*9"
15765,205	570,96	1866,67	1633,33	544,09	1598,50	0,5423	9*8"

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.2.5. Hidráulica para el tramo productor-liner

Al igual que el tramo productor se usará un fluido del tipo Drill-In para no dañar la formación Huamampampa, por lo que se aplicará un modelo reológico de ley de potencia para calcular las caídas de presión dentro del pozo. Se tomarán los siguientes datos para este tramo:

Tabla 4.119. Datos de entrada del tramo productor-liner

<i>Máximo potencia de entrada</i>		1600				HP	
<i>Máxima presión de bombeo</i>		4500				PSI	
<i>Eficiencia de la bomba</i>		0,9					
<i>Máxima velocidad anular</i>		246,07				ft/min	
<i>Caudal</i>		400				GPM	
<i>Profundidad[ft]</i>	<i>Densidad [LPG]</i>	<i>PV [cp]</i>	<i>YP[lbf/100ft^2]</i>	0300	0600	<i>Caída de presión en superficie</i>	
16000	16	30	40	70	100	Tipo IV	
16782,32	13,6	20	17	37	57	E	$4,2 \cdot 10^{-5}$

Fuente: Elaboración propia, 2024

Se usará el algoritmo del modelo reológico de ley de potencia para poder calcular las caídas de presión dentro del pozo, según la figura 4.45 y se lo colocará en la tabla 4.120.

Tabla 4.120. Tabla hidráulica de la primera parte para el tramo productor-liner

<i>Seccion</i>	<i>L[ft]</i>	<i>v[ft/s]</i>	<i>n</i>	<i>K</i>	<i>NR</i>	<i>Flujo</i>	<i>f</i>	<i>ΔP[PSI]</i>
DP1	9212,62	6,88	0,514	1444,76	3348,67	Flujo turbulento	0,00714	395,39
	10039,86	6,88	0,623	387,46	6354,85	Flujo turbulento	0,00650	333,43
DP2	6142,46	8,94	0,514	1444,76	4621,4	Flujo turbulento	0,00638	453,87
	6142,46	8,94	0,623	387,46	8402,8	Flujo turbulento	0,00596	360,54
HWDP	390	18,16	0,514	1444,76	11040,2	Flujo turbulento	0,00481	127,93
	390	18,16	0,623	387,46	17880,8	Flujo turbulento	0,00479	108,20

Seccion	L[ft]	v[ft/s]	n	K	NR	Flujo	f	ΔP [PSI]
DC	210	20,65	0,514	1444,76	12931,8	Flujo turbulento	0,00459	90,58
	210	20,65	0,623	387,46	20509,0	Flujo turbulento	0,00461	77,40
EA1	210	5,45	0,514	1444,76	1441,3	Flujo laminar	-	29,40
	210	5,45	0,623	387,46	2448,7	Flujo turbulento	0,00893	17,92
EA2	41,21	3,46	0,514	1444,76	978,7	Flujo laminar	-	1,96
	390	3,46	0,623	387,46	1856,6	Flujo laminar	-	8,61
EA3	392,31	3,42	0,514	1444,76	965,6	Flujo laminar	-	18,24
	433,52	3,46	0,623	387,46	1856,6	Flujo laminar	-	9,57
EA4	6142,46	3,42	0,514	1444,76	965,6	Flujo laminar	-	285,51
	5708,94	3,42	0,623	387,46	1836,2	Flujo laminar	-	123,00
EA5	9212,62	4,26	0,514	1444,76	1159,69	Flujo laminar	-	738,27
	10039,86	4,26	0,623	387,46	2087,22	Flujo laminar	-	394,04

Fuente: Elaboración propia, 2024

Seguidamente se colocará los resultados de caída de presión y las sumamos con la caída de presión en superficie para hallar la caída de presión parasitaria del pozo.

Tabla 4.121. Caídas de presión en la primera parte del tramo productor-liner

Profundi dad[ft]	ΔP_{dp1} [PSI]	ΔP_{dp2} [PSI]	ΔP_{hwdp} [PSI]	ΔP_{dc} [PSI]	ΔP_{EA1} [PSI]	ΔP_{EA2} [PSI]	ΔP_{EA3} [PSI]	ΔP_{EA4} [PSI]	ΔP_{EA5} [PSI]	ΔP_{super} f[PSI]	ΔP_{para} sitari a[PSI]
16000	395,39	453,87	127,93	90,58	29,40	1,96	18,24	285,51	738,27	36,79	2177,92
16782,31	333,43	360,54	108,20	77,40	17,92	8,61	9,57	123,00	394,04	29,78	1462,48

Fuente: Elaboración propia, 2024

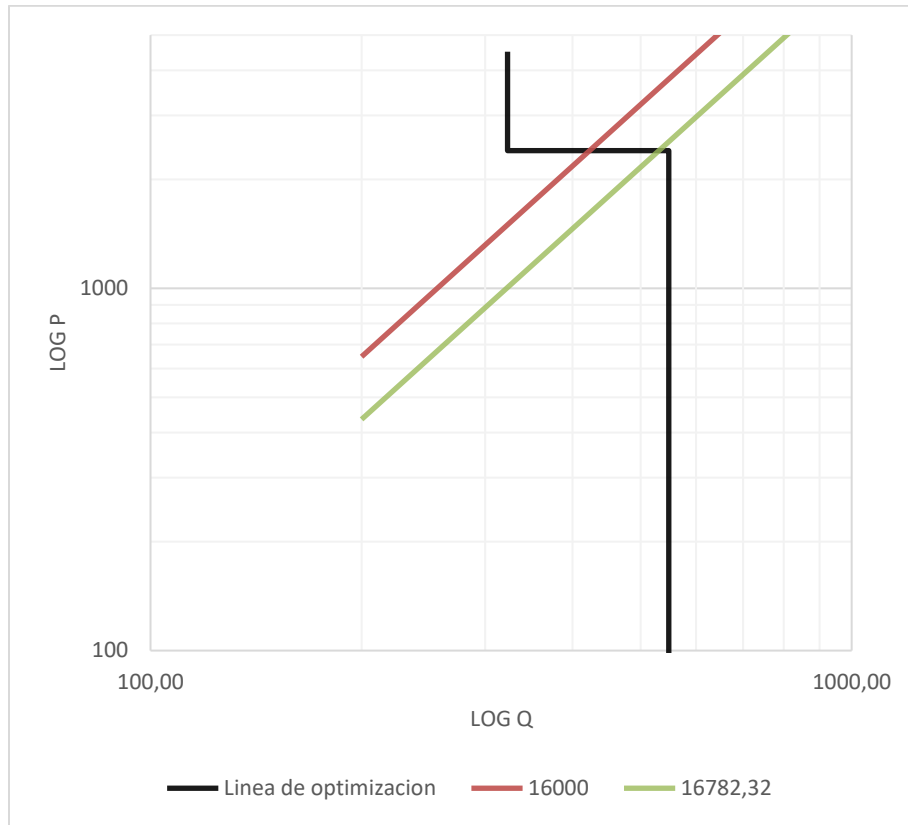
- **Optimización hidráulica para el tramo intermedio**

Se utilizará el mismo criterio del tramo productor para poder determinar los tramos para la línea de optimización hidráulica.

P[PSI]	Q[GPM]	Intervalo
4500	323,00	Intervalo III
2400,00	323,00	Intervalo II
2400,00	548,48	Intervalo I

Con estos datos se grafica la línea de optimización y además, se grafica las caídas de presión parasitarias con pendiente m igual a 1.75

Figura 4.71. Grafica de optimización hidráulica para el tramo productor-liner



Fuente: Elaboración propia, 2024

De la figura 4.49 se determina que las líneas de caída de presión parasitaria interceptan en el intervalo II. De esta intercepción se toma datos de presión y caudal óptimos.

- **Hidráulica del trepano**

Se procede a colocar los datos calculados de la hidráulica de trepano determinando el tamaño de boquillas a utilizarse para optimizar la potencia a aplicarse en el trepano. Como en este tramo se usará un trepano PDC se utilizará la figura 2.42 para determinar las boquillas a utilizar.

Tabla 4.122. Hidráulica del trepano para el tramo productor-liner

<i>Profundiad [ft]</i>	<i>Qopt [GPM]</i>	<i>Popt [PSI]</i>	<i>Ptrepano [PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt [in^2]</i>	<i>Boquillas /32"</i>
16000	422,79	2400,00	2100,00	518,00	1342,16	0,3541	6*8"
16782,32	530,86	2400,00	2100,00	650,41	1553,71	0,4100	6*9"

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.6.2.6. Registro de hidráulica de trepano

De los cálculos anteriores se colocará los valores de la hidráulica optimizada para el trepano de cada tramo de perforación con el fin de hacer seguimiento de los valores de la hidráulica mientras se realice la perforación del pozo.

Tabla 4.123. Registro de valores hidráulicos optimizados

REGISTRO DE HIDRAULICA DE TREPANO								
	<i>Profundiad [ft]</i>	<i>Qopt [GPM]</i>	<i>Popt [PSI]</i>	<i>Ptrepano [PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF [lb]</i>	<i>Area opt[in^2]</i>	<i>Boquillas 1/32"</i>
TRAMO SUPERFICIAL	1000	705,19	340,82	3159,18	1299,78	2082,08	0,3652	12-12-13
	2000	705,19	396,76	3103,24	1276,76	2063,56	0,3685	12-12-14
	3000	705,19	541,42	2958,58	1217,24	2100,67	0,3934	13-13-13
	4284,986	705,19	630,28	2869,72	1180,68	2068,88	0,3995	13-13-13
TRAMO INTERMEDIO	<i>Profundiad [ft]</i>	<i>Qopt[GM]</i>	<i>Popt[PSI]</i>	<i>Ptrepano[PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt[in^2]</i>	<i>Boquillas 1/32"</i>
	5000	705,19	340,82	3159,18	1299,78	2255,87	0,3957	13-13-13
	6000	705,19	396,76	3103,24	1276,76	2235,81	0,3992	13-13-13
	7000	705,19	541,42	2958,58	1217,24	2183,08	0,4089	13-13-13
	8000	625,17	1272,73	2227,27	812,38	1679,22	0,4178	13-13-14
	9000	601,56	1272,73	2227,27	781,70	1615,80	0,4020	13-13-13
	10000	561,41	1272,73	2227,27	729,53	1535,63	0,3820	12-13-13
	11828,01	533,32	1272,73	2227,27	693,03	1458,79	0,3629	12-12-13
TRAMO PRODUCTOR	<i>Profundiad [ft]</i>	<i>Qopt[GM]</i>	<i>Popt[PSI]</i>	<i>Ptrepano[PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt[in^2]</i>	<i>Boquillas /32"</i>
	12500	705,19	1688,63	1811,37	745,25	1739,51	0,5321	9*8"
	13500	705,19	1784,58	1715,42	705,77	1692,82	0,5468	9*8"
	14500	592,39	1866,67	1633,33	564,51	1658,50	0,5626	9*9"
	15000	583,88	1866,67	1633,33	556,40	1634,67	0,5546	9*9"
	15765,205	570,96	1866,67	1633,33	544,09	1598,50	0,5423	9*8"
TRAMO PRODUCTOR-LINER	<i>Profundiad [ft]</i>	<i>Qopt[GM]</i>	<i>Popt[PSI]</i>	<i>Ptrepano[PSI]</i>	<i>HHP trepano[HP]</i>	<i>JF[lb]</i>	<i>Area opt[in^2]</i>	<i>Boquillas /32"</i>
	16000	422,79	2400	2100	518,00	1342,16	0,3541	6*8"
	16782,315	530,86	2400	2100	650,41	1553,71	0,4100	6*9"

Fuente: Elaboración propia, 2024

4.7. DISEÑO DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN DE DESCONTROLES (BOP)

Debido a las presiones de los fluidos contenidos dentro de los espacios porales de las formaciones, se debe de contar con un equipo superficial para controlar que estos fluidos no invadan el pozo ni circulen a superficie tal como se indicó en el inciso 2.9 en el capítulo dos.

A continuación, se detallan las configuraciones de los cabezales de pozo para cada uno de los tramos de perforación en base a las presiones de formación estimadas.

4.7.1. Selección del sistema de preventor de descontrol

4.7.1.1. Sistema de preventor de preventores para el tramo guía

Debido a que en este tramo no se espera un amago de descontrol y debido a ser el primer tramo a perforar, no se aplica un sistema de preventor ni cabezal, en su lugar se arma un sistema sifón.

4.7.1.1. Sistema de preventor de preventores para el tramo superficial y tramo intermedio

Para la selección de 24” y la cañería superficial se utilizará un diverter de 29 ½” como equipo de control de pozo

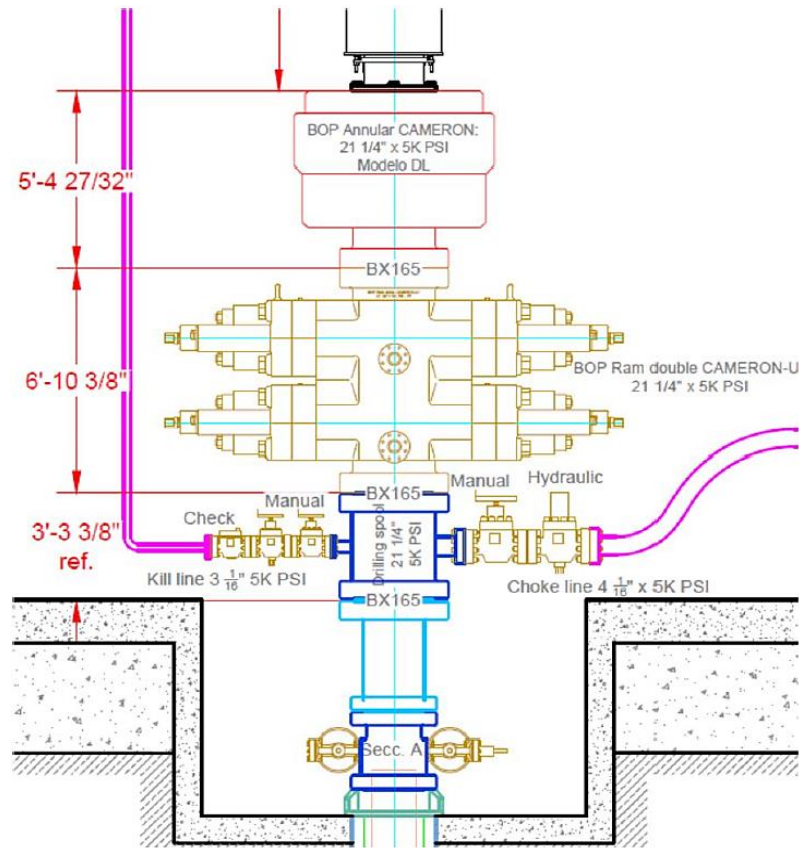
Se instalará la sección A del cabezal de pozo una vez que la cañería de 20” este cementada y se instalará el equipo de preventor de descontrol de 5000 PSI. Se instalará la sección B del cabezal de pozo una vez que la cañería de 13 5/8” este cementada y se seguirá utilizando el equipo 21 ¼” BOP.

Tabla 4.124. Equipo 21 ¼” BOP

<i>Tipo</i>	<i>Rango de presión [PSI]</i>	<i>Frecuencia de prueba</i>
Preventor anular	5000	14 – 21 días
RAM 1: RAM fijo	5000	14 – 21 días
RAM 2: RAM ciego	5000	14 – 21 días

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.72. Equipo 21 - 1/4" BOP



Fuente: Programa de perforación JGR-X6, 2018

4.7.1.2. Sistema de preventor de preventores para el tramo productor y tramo productor-liner

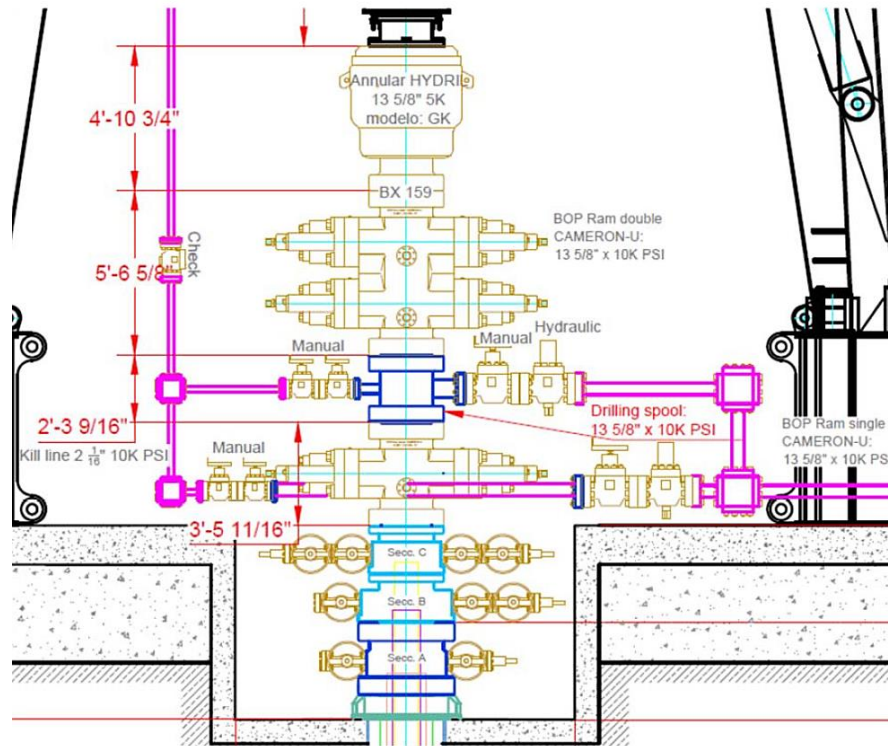
La sección B del cabezal fue instalada con la cañería 13 5/8". La cañería de producción será asentada en el colgador de la cañería en la sección C. Se instalará el equipo de preventor de descontrol de 10000 PSI.

Tabla 4.125. Equipo 21 1/4" BOP

<i>Tipo</i>	<i>Rango de presión [PSI]</i>	<i>Frecuencia de prueba</i>
Preventor anular	10000	14 – 21 días
RAM 1: RAM variable	10000	14 – 21 días
RAM 2: RAM ciego	10000	14 – 21 días
RAM 3: RAM fijo	10000	14 – 21 días

Fuente: Elaboración propia, 2024

Figura 4.73. Equipo 13 - 5/8" BOP Draft Stack up



Fuente: Programa de perforación JGR-X6, 2018

4.8. ESTIMACION DEL TIEMPO DE PERFORACIÓN

Para establecer el tiempo de perforación para la perforación del pozo propuesto, se ha recurrido a la información de perforación de otros pozos en el Subandino sur. Se ha desarrollado un resumen de las tareas a realizarse en la etapa de perforación para establecer con mayor certeza el tiempo de perforación.

Tabla 4.126. Resumen de tareas para la perforación del pozo JGR-X2

Nro	Descripción de la tarea	Tiempo[días]
1	Perforar el tramo 36" hasta 70m	6
2	Bajar y cementar cañería 30"	9
3	Perforar hasta tramo 24" hasta 1300m	77
4	Correr registros eléctricos tramo 24"	79
5	Correr y cementar cañería 20"	84
6	Instalar cabezal A y BOPs	86
7	Perforar tramo 17 1/2" hasta 3600m	174
8	Correr registros eléctricos tramo 17 1/2"	185
9	Bajar y cementar cañería 13 5/8"	190

<i>Nro</i>	<i>Descripción de la tarea</i>	<i>Tiempo[días]</i>
10	Instalar sección B y probar BOPs	191
11	Perforar tramo 12 1/4" hasta 4800 m	236
12	Correr registros eléctricos tramo 12 1/4"	239
13	Bajar y cementar cañería 9 5/8"	247
14	Instalar sección C y probar BOPs	248
15	Perforar tramo 8 1/2" hasta 4950 m	271
16	Correr registros eléctricos tramo 8 1/2"	280
17	Realizar prueba de formación DST Huamampampa	301
18	Perforar tramo 8 1/2" hasta 5110 m	314
19	Correr registros eléctricos tramo 8 1/2"	323
20	Bajar y cementar Liner 7"	330
21	Prueba de boca Liner 7"	335

Fuente: Elaboración propia, 2024

Posteriormente se presenta una gráfica mostrando el tiempo contra la profundidad perforada según la tabla de tareas.

Figura 4.74. Tiempo estimado de perforación



Fuente: Elaboración propia, 2024

CAPÍTULO V: ESTIMACIÓN DE COSTOS

En el capítulo cuatro se realizó el diseño y designación de las diferentes etapas de perforación del pozo propuesto. En el presente capítulo se analizará el financiamiento requerido para la construcción del pozo. Se analizará el requerimiento de equipos, suministros y personal requerido para el proyecto.

5.1. COSTO DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE HUACARETA

Según el historial de pozos perforados en el bloque Huacareta, el pozo más reciente que fue perforado en el área fue el pozo Jaguar-X6. En la tabla 5.1 se puede apreciar el rango de precio que fue establecido para dicho pozo.

Tabla 5.1. Presupuesto del pozo Jaguar-X6

PROYECTO	COMPONENTE	SUB-COMPONENTE	PIP	PIP	PIP	TOTAL COST JGR-X6
			2017 Modif APPROVED	2018 APPROVED	2019 PREPARED	
			Sin IVA - USD	Sin IVA - USD	Sin IVA - USD	Sin IVA - USD
Pozo JAGUAR X6	Medio Ambiente y Social	Licencia Ambiental	314,132	250,063	62,521	626,716
		Servidumbre	698,500	38,778	0	737,278
		Compensaciones a la Comunidad	62,700	757,826	103,730	924,256
		Gerenciamento & Administración	386,862	264,240	110,000	761,103
	Obras Civiles	Ingeniería	1,839,764	0	0	1,839,764
		Construcción	7,524,470	3,903,073	277,184	11,704,727
		Gerenciamento & Administración	2,565,129	151,192	0	2,716,321
	Perforación	Ingeniería	3,741,364	1,343,364	0	5,084,728
		Equipo	0	20,422,810	1,372,039	21,794,849
		Materiales	23,054	6,712,939	0	6,735,993
		Servicios	4,111,334	24,730,117	2,872,983	31,714,434
		Soporte y Logística	1,537,921	1,471,539	0	3,009,460
		Gerenciamento & Administración	3,061,475	2,283,296	346,901	5,691,672
	Terminación/Completación	Ingeniería	0	0	607,290	607,290
		Equipo	0	953,204	790,169	1,743,373
		Materiales	0	2,048,015	0	2,048,015
		Servicios	0	4,309,620	3,763,293	8,072,913
		Soporte y Logística	0	181,673	180,373	362,046
		Gerenciamento & Administración	0	307,791	2,520,163	2,827,954
	TOTALES			25,866,706	70,329,541	13,206,654

Fuente: Programa de perforación del pozo JGR-X6

Revisando los costos de inversión finales rondan los 109.4 MM\$us que cubren todos los gastos dicho pozo. Revisando los costos por concepto de perforación del pozo de la tabla 5.2:

Tabla 5.2. Costos de perforación del pozo JGR-X6

<i>COSTO DE PERFORACION DEL POZO JGR-X6</i>	
Trépanos	1.515.540
Colgador liners	748.987
Cabezales de pozo	1.325.381
Supervisión	8.223.894
Control de solidos	763.585
Perforación direccional	7.463.530
Manufactura y reparaciones	407.160
Servicio de cementación	2.410.025
Servicio de fluidos de perforación	3.602.046
Servicio de bajada de tubulares	1.113.925
Servicios de cabezales de pozo y BOP	62.258
Servicios de inspección y prueba	264.252
Servicio de gestión de residuos	1.543.559
Servicio de perfilaje de hoyo abierto y entubado	1.074.450
Registro de lodos (Mud logging)	1.195.841
<i>Total de servicios de perforacion</i>	<i>31.714.433</i>

Fuente: Programa de perforación del pozo JGR-X6

El presente proyecto, tratara de reducir los costos de inversión mediante el diseño optimizado de cada etapa de perforación que se desarrolló en el capítulo cuatro.

5.2. ANALISIS DE COSTOS DEL PROYECTO

En esta etapa se calcula el costo total del proyecto considerando el costo unitario de cada elemento necesario, como los equipos de perforación, herramientas, materiales, fluidos de perforación, cementos y personal, con base en la estimación previa. Se revisará las principales inversiones que requiere el proyecto de perforación propuesto en este proyecto. Se trabajará con los resultados obtenidos en el capítulo cuatro.

5.2.1. Costo de alquiler del equipo de perforación

El equipo de perforación es la plataforma principal del proyecto de perforación. Este equipo de perforación es alquilado de acuerdo al tiempo establecido en el programa de perforación. El contrato debe de incluir los principales sistemas que son: Izaje, rotación, circulación, Sistema de potencia, control de pozo y herramientas tubulares. La cantidad de herramientas tubulares mínima que deberá suministrar se encuentra en la tabla 4.84. De manera similar, el equipo de

control de pozo deberá ser el designado en el inciso 4.9. Para este criterio se basó en las especificaciones técnicas para alquiler de equipo de perforación de YPFB adjuntada en el Anexo J. El costo de alquiler de los equipos de perforación para el pozo se detalla en la tabla; estos precios fueron obtenidos mediante la banda de precios establecida por la ANH mismo que se adjuntó en el Anexo K

Tabla 5.3. Costo de alquiler de equipo de perforación

<i>EQUIPO</i>	<i>COMPONENTES</i>		<i>CANTIDAD</i>	<i>TIEMPO [días]</i>	<i>COSTO UNITARIO [\$us/día]</i>
Alquiler de equipo de perforación de 3.000 HP	Superficial	Sistema de izaje	1	335	36.814,66
		Sistema de rotación			
		Sistema de circulación			
		Sistema de potencia			
		Sistema de control de pozo			
	Subsuperficial	Tubería de perforación			
		Tubería pesada			
		Drill collar			
		Estabilizador			
		Crossover			
COSTO DE ALQUILER DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN					12.332.911,10

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

Se deberá tomar en cuenta también las operaciones de movilización y desmovilización del equipo de perforación

Tabla 5.4. Costo de movilización y desmovilización del equipo de perforación

<i>DESCRIPCION</i>	<i>UNIDAD DE MEDIDA</i>	<i>PRECIO UNITARIO [BS]</i>	<i>PRECIO TOTAL [\$us]</i>
Suma fija por movilización	Global	6.264.000,0	909.143,69
Suma fija por desmovilización	Global	1,392.000,0	202.031.93

Fuente: Elaboración propia en base a datos recopilados

5.2.2. Costo de Cañerías de revestimiento.

Las cañerías de revestimiento toman parte de los suministros más costosos en el proyecto de perforación, por ese motivo se realizó un diseño óptimo con el fin de asegurar el pozo y al mismo tiempo consumir el menor monto económico. Para este motivo se diseñó diferentes arreglos de cañerías para cada tramo de perforación del pozo las mismas que se puede ver en la tabla 4.40 y que se analiza su costo en base a banda de precios establecidas por la ANH en el Anexo H.

Tabla 5.5. Costo de los materiales de perforación por tramo

<i>ITEM</i>	<i>BANDA DE PRECIOS</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>LONGITUD [M]</i>	<i>COSTO TOTAL [\$us]</i>
Cañería 30" X-56, 234.29 lb/ft	2.096,38	\$us/m	75	157.228,50
Cañería 20" L-80, 169 lb/ft	1.157,81	\$us/m	452	523.330,12
Cañería 20" N-80, 133 lb/ft	752,34	\$us/m	848	637.984,32
Cañería 13 5/8" P-110, 88.2 lb/ft	271,60	\$us/m	2520	684.432,00
Cañería 13 5/8" Q-125, 88.2 lb/ft	280,60	\$us/m	1080	303.048,00
Cañería 9 5/8" P-110, 43.5 lb/ft	152,29	\$us/m	1152	175.438,08
Cañería 9 5/8" Q-125, 47 lb/ft	168,32	\$us/m	1376	231.608,32
Cañería 9 5/8" P-110, 53.5 lb/ft	297,78	\$us/m	2272	676.556,16
Cañería 7" P-110, 29 lb/ft	101,53	\$us/m	410	41.627,30
COSTO DE COMPRA DE CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO				3.431.252,80

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

5.2.3. Costo de trépanos

Los trépanos son la herramienta de corte de las formaciones a atravesar y por tanto una de las herramientas más importantes en el programa de perforación. En el programa de trépanos se detalló el tipo y modelo de trépanos a emplear. La cantidad de los trépanos se detalla en la tabla 4.46. Según datos de recolectados en el Anexo L.

Tabla 5.6. Costo de trépanos

<i>ITEM</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>UNIDAD DE MEDIDA</i>	<i>PRECIO UNITARIO[Bs]</i>	<i>PRECIO TOTAL[Bs]</i>	<i>PRECIO TOTAL[\$us]</i>
Trepano tricono 24", dientes de acero IADC 115	8 trépanos	Trepano	386.775,00	3.094.200,00	449.085,63
Trepano tricono 17 1/2", dientes de inserto IADC 515	11 trépanos	Trepano	146.738,00	1.614.118,00	234.269,67
Trepano PDC 12 1/4", cuerpo de matrix, de 4 a 6 aletas, cortadores 16mm IADC M223	1080 m	\$us/m	243,00	262.440,00	38.089,99
Trepano PDC 8 1/2", cuerpo de matrix, 7 aletas, cortadores 13mm IADC M433	300 m	\$us/m	452,00	135.600,00	19.680,70
COSTO DE COMPRA Y ALQUILER DE TREPANOS					741.125,98

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

5.2.4. Costo de material de cementación

El costo de cementación se basará en la cantidad de materiales para preparar la lechada de cementación estimado en la tabla 4.64 del programa de cementación y los precios se estimará de la banda de precios del Anexo K.

Tabla 5.7. Costo de material de cementación

<i>ITEM</i>	<i>BANDA DE PRECIOS</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>COSTO TOTAL [\$us]</i>
Cloruro de calcio	35,5	\$us/saco	96 Sacos	3.408,00
Cemento clase A	17,02	\$us/saco	4751 Sacos	80.862,02
Cemento clase G	32,62	\$us/saco	6189 Sacos	201.885,18
Bentonita	0,19	\$us/libra	35963 libras	6.832,97
Polvo de Silica	0,89	\$us/libra	34045 libras	30.300,05
COSTO DE MATERIAL DE CEMENTACION				323.288,22

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

5.2.5. Costo de los aditivos para los fluidos de perforación

Se calculará el costo de los fluidos de perforación basándose en los costos de un pozo perforado en el Subandino Sur con formulaciones similares a las descritas en el Anexo M. Los costos del programa de fluidos de perforación estarán determinados por los materiales utilizados y el servicio técnico proporcionado para la preparación de los fluidos para cada tramo del pozo.

Tabla 5.8. Costo de los aditivos para los fluidos de perforación

<i>ITEM</i>	<i>COSTO [\$us]</i>
Fluidos de perforación	2.245.000,00
Servicios Técnico	764.460,00
COSTO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	3.009.460,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

5.2.6. Costo del personal para el proyecto

El proyecto de perforación que se está ofreciendo, debe de contar con personal de operación y gabinete. El proyecto contempla 2 turnos de trabajo: turno diurno y turno nocturno. El personal de pozo trabajara un régimen 14/7, es decir trabajara 14 días y descansara otros 7 días. El salario del personal se basó en la banda de precios de la ANH en el Anexo K.

Tabla 5.9. Salario del personal operativo del pozo

<i>PERSONAL OPERATIVO</i>	<i>Nº PERSONAL REQUERIDO</i>	<i>PERIODO (Días)</i>	<i>SALARIO (\$us/día)</i>	<i>TOTAL (\$us)</i>
Company man	3	335	1.050,00	1.055.250,00
Tool Pusher	3	335	480,00	482.400,00
Perforador	3	335	300,00	301.500,00
Encuellador	3	335	150,00	150.750,00
Cuadrilla	12	335	130,00	522.600,00
Químico de lodos	3	335	250,00	251.250,00
Ayudante químico	3	335	127,30	127.936,50
Químico de cementos	1	33	200,00	6.600,00

<i>PERSONAL OPERATIVO</i>	<i>Nº PERSONAL REQUERIDO</i>	<i>PERIODO (Días)</i>	<i>SALARIO (\$us/día)</i>	<i>TOTAL (\$us)</i>
Ayudante de químico de cementos	1	33	120,00	3.960,00
Operador de registros	1	34	250,00	8.500,00
Ayudante de registros	1	34	135,00	4.590,00
Soldador	3	335	150,00	150.750,00
Ingeniero mecánico	3	335	150,00	150.750,00
Ingeniero eléctrico	3	335	200,00	201.000,00
Supervisor de HSE	2	335	19,07	12.776,90
Medico de equipo	3	335	200,00	201.000,00
COSTO TOTAL DEL PERSONAL DE PERFORACIÓN				3.631.613,40

Fuente: Elaboración propia en base a datos recolectados

5.3. COSTO TOTAL DEL PROYECTO

El costo total del proyecto se tomará en cuenta realizando la suma de todos los costos proyectados anteriormente. Además, se considerará un costo adicional para imprevisto del 15% para poder mitigar cualquier problema que se pueda presentar durante la perforación del pozo. Los problemas más comunes que se puede presentar en un pozo vertical profundo incluyen problemas de: ojo de llave, mala limpieza del agujero, aprisionamiento de herramienta, derrumbes e inestabilidad del pozo, amagos de descontrol y por último desviación del pozo.

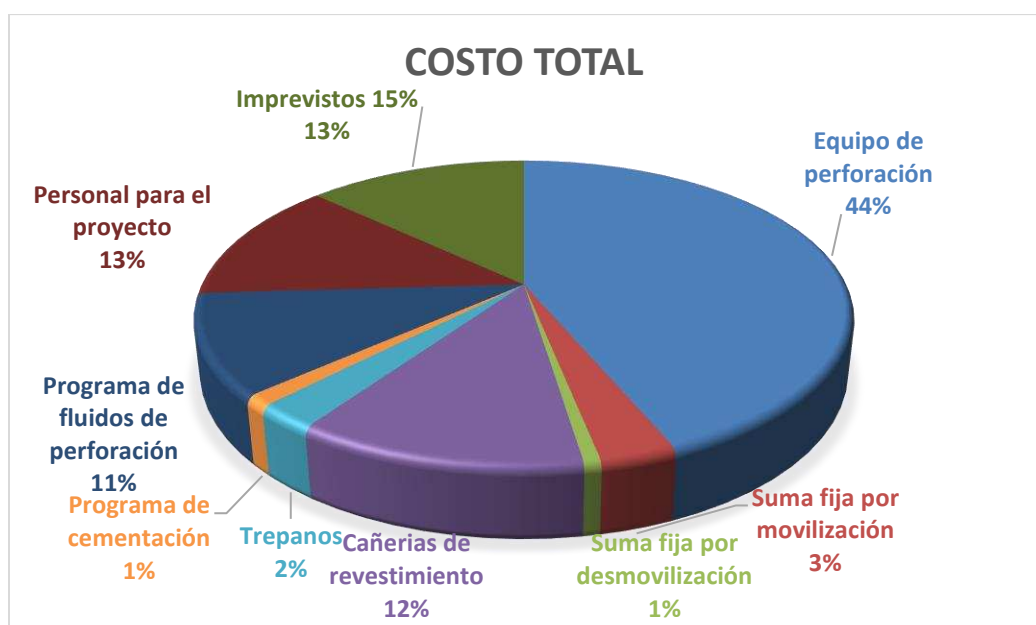
Tabla 5.10. Costo total del proyecto

<i>SUBTOTALES</i>	<i>COSTO TOTAL (\$us)</i>	<i>COSTO TOTAL (Bs)</i>
Equipo de perforación	12.332.911,10	84.973.757,48
Suma fija por movilización	909.143,69	6.264.000,02
Suma fija por desmovilización	202.031,93	1,392.000,0
Cañerías de revestimiento	3.431.252,80	23.641.331,79
Trepanos	741.125,98	5.106.358,00
Programa de cementación	323.288,22	2.227.455,84
Programa de fluidos de perforación	3.009.460,00	20.735.179,40
Personal para el proyecto	3.631.613,40	25.021.816,33
Costo Subtotal (\$us)	24.580.827,12	169.361.898,86
Imprevistos 15%	3.687.124,07	25.404.284,83
Costo total (\$us/Bs)	28.267.951,19	194.766.183,69

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto del proyecto es 28.2 MM \$us, el proyecto contempla programas básicos de perforación siendo el factor determinante la cantidad de días proyectados a ser trabajados. El empleo de técnicas de perforación modernas y la experiencia del personal de perforación es de vital importancia para cumplir con el tiempo establecido e incluso ser reducido.

Figura 5.1. Costo total del proyecto



Fuente: Elaboración propia, 2024

Si se compara con el precio de perforación del pozo Jaguar-X6 mostrado en la tabla 5.1 podemos ver una gran diferencia de costos, viendo en favor del diseño propuesto para el pozo propuesto Jaguar-X2, siendo así factible para poder realizarse en un futuro.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Se logro realizar satisfactoriamente el programa de perforación de pozos profundos en el bloque Huacareta hasta alcanzar el nivel objetivo que son las arenas de alta presión de Huamampampa para su futura implementación.

Se logro ubicar el lugar adecuado para un nuevo pozo propuesto, por tanto, se trabajó en base a los trabajos sísmicos 2D y 3D que realizaron YPFB junto con la empresa Shell Bolivia en el bloque Huacareta donde se determinó a existencia de una estructura anticlinal con presencia de la formación Huamampampa. Además, con la ayuda de la aplicación Google Earth Pro se estudió la mejor localización del nuevo pozo Jaguar-X2 (JGR-X2) que perforará en una mejor posición el anticlinal Honduras para atravesar la formación Huamampampa.

Con la ubicación del pozo JGR-X2 se realizó la descripción de estratigráfica y sus profundidades para el mismo mediante la columna estratigráfica típica de la zona donde se detalló la existencia de San Simón la cual evidenciaba la presencia de las formaciones de edades devónicas profundas. Por otra parte, se trabajó con los datos de la ventana operativa del pozo JGR-X6 con un análisis de incertidumbre de presión de las formaciones en el Subandino sur realizadas a partir del análisis del campo San Alberto para poder elaborar satisfactoriamente una ventana operativa para el pozo propuesto JGR-X2.

Con la elaboración de la ventana operativa para el nuevo pozo propuesto se pudo determinar la geometría del pozo y con el mismo las profundidades de asentamiento optimas de las cañerías de revestimiento por el método analítico. Para la fase de cálculos se trabajó con el análisis de tensión por cargas para evitar las fallas de las cañerías. Los factores de seguridad aplicados en el diseño fueron seleccionados en función a los recomendados en bibliografía especializada en diseño de cañerías de revestimiento. El diseño más adecuado de las cañerías de revestimiento para cada tramo de perforación se estableció mediante cálculos precisos que consideraron las cargas de reventamiento, colapso y tensión. Esto permitió garantizar que las cañerías resistieran sin fallas, optimizando el costo.

Para la verificación de las cañerías propuestas se realizó una simulación mediante software, en este caso se trabajó con el software Landmark, específicamente con los paquetes CasingSeat y StressCheck. A través de la simulación del pozo se verificó de manera eficaz las cañerías seleccionadas analíticamente, analizando las cañerías mediante las gráficas de elipse de Von Mises, comprobando de esta manera que los esfuerzos a los que estarían sujetos las mismas permanezcan dentro de la gráfica de elipse, asegurando que las cañerías no presenten fallas durante la operación de perforación en cada etapa del pozo. No obstante, se pudo concluir que, a pesar de que el software mostró que las cañerías seleccionadas son adecuadas para el diseño del pozo, los resultados obtenidos señalan que sería posible considerar el uso de cañerías de otros grados, pero las mismas no son recomendables debido que podrían estar sobredimensionadas o por otro lado, no se podría garantizar que soporten las cargas en situaciones extremas, como se consideró en el diseño analítico.

Una vez establecida la geometría del pozo y el diseño de las cañerías de revestimiento, se pudo determinar el tamaño adecuado de los trépanos para utilizar en el pozo. En cuanto a la selección de los trépanos, se basó en el uso de catálogos y la sección Drill Bit Classifier de la revista World Oil. Pero para la selección correcta del tamaño de los trépanos, se debió verificar el tamaño drift de las cañerías de revestimiento para prevenir daños en las cañerías al momento de ingresar los trépanos dentro de las cañerías.

Se seleccionó el tipo de trepano a utilizar en cada tramo según las especificaciones que se vio en el capitulo dos. De acuerdo con los registros de pozos perforados en el Subandino sur, se decidió emplear trépanos tipo tricónicos para los tramos superficiales del pozo y trépanos PDC para la perforación de los tramos más profundos. Por otra parte, se recopilaron datos sobre las condiciones de uso de los trépanos, incluyendo el WOB, la velocidad de rotación y el tipo de conexión. Por último, en base a datos de pozos perforados se realizó el registro del tipo de trepano, cantidad y profundidad a avanzar, programadas para el pozo.

Con respecto a el programa de cementación, se definió exitosamente en base al perfil de temperaturas del pozo, geometría del mismo y cañerías a cementar en cada tramo. El programa de cementación se desarrolló con los datos de las cañerías de revestimiento y la geometría de pozo en cada tramo. Como resultado, se determinó la cantidad de cemento y materiales requeridos para la cementación de cada tramo del pozo. Se debió prestar atención al diseño de la cementación, en

particular en las zonas donde se evidenciará una alta temperatura ya que esta afectaría al cemento por el fenómeno de retrogradación.

A fin de asegurar el pozo en las zonas donde existe retrogradación del cemento, se trabajó con el uso de polvo de Silica en el diseño de la cementación para asegurar la integridad del pozo y asegurar la tasa de bombeabilidad del pozo.

El programa de sarta de perforación se desarrolló de manera de utilizar los elementos tubulares más óptimos para cada tramo de perforación. Para el diseño del programa de sarta de perforación, se trabajó con los datos recolectados de los otros pozos y con la información WOB de los trépanos seleccionados. En otro aspecto, el diseño por tensión axial de los elementos tubulares afectó al criterio de selección de tuberías de perforación de modo que las mismas reflejan una gran carga axial para las tuberías. Esta consideración garantiza un mayor margen de seguridad y reduce el riesgo de fallas en la sarta de perforación.

Para la selección del arreglo de fondo de pozo, se optó por un arreglo empacado para asegurar la verticalidad del pozo y prevenir desviaciones de su trayectoria. Este tipo de arreglo, que incorpora un mayor número de estabilizadores, es recomendable para evitar el pandeo del sistema de sarta de perforación.

La cantidad de herramientas tubulares deberá ser proporcionado por la empresa que alquile el equipo de perforación, por lo cual el diseño de la sarta de perforación deberá ser tomado en cuenta al momento escoger la empresa de alquiler.

El programa de fluidos de perforación se formuló aplicando conceptos teóricos y se diseñó para garantizar su seguridad. Para ello, se utilizaron sistemas basados en fluidos de perforación a base de agua, siguiendo las guías de API y Baroid. Estos sistemas se adaptaron a partir de los fluidos de perforación utilizados en pozos perforados en el Subandino Sur.

Los sistemas comerciales Driplex, que son tixotrópicos, se emplearon en tramos someros para aumentar la tasa de penetración. Para los tramos profundos, se recomendó el uso del sistema a base de polímero Poly-plus, por su comportamiento favorable en formaciones y temperaturas elevadas en pozos profundos. Finalmente, para los tramos finales de perforación, se optó por el sistema Baradril-N. Este sistema es ideal para zonas productoras, ya que ofrece todas las ventajas de un fluido de perforación convencional, con la particularidad de que el revoque actúa como un

elemento puente que puede ser eliminado con ácido durante las operaciones de terminación, evitando así el daño a las formaciones productoras.

Los datos reológicos recomendados para cada tramo se determinaron mediante el análisis de las propiedades de los fluidos de perforación seleccionados, así como de los datos provenientes de otros pozos. Este análisis permitió obtener los valores reológicos necesarios en cada tramo del pozo.

Se realizó un análisis detallado de la hidráulica de perforación para seleccionar el tamaño óptimo de las boquillas de los trépanos, garantizando una caída de presión adecuada. Para cada tramo del pozo, se calcularon las caídas de presión parasitarias con el objetivo de optimizar la hidráulica, ya sea mediante potencia hidráulica o fuerza de impacto.

Se empleó el método gráfico para la optimización hidráulica, que consistió en trazar intervalos de optimización y graficar rectas de las caídas de presión parasitarias de cada tramo. Se elaboró las rectas con una pendiente entre presión y caudal de $m = 1.75$, luego se verificó en qué intervalo interceptaba esta recta para determinar los valores óptimos de caídas de presión parasitaria y caudal.

Con estos valores optimizados, se estableció la caída de presión óptimo en los trépanos y se calculó la hidráulica en los mismos. Posterior, se seleccionaron los tamaños de boquillas más adecuados para cada tramo de perforación. En los tramos iniciales, se aplicó la optimización por potencia hidráulica para mejorar la tasa de penetración en las formaciones, mientras que en los tramos finales se utilizó la optimización de la fuerza de impacto para aumentar la eficacia del fluido de perforación y alcanzar el calibre de hoyo deseado del pozo.

Se seleccionó un sistema de prevención de descontrol (BOP) para garantizar la integridad del pozo durante los tramos de perforación. Los sistemas elegidos son los más utilizados en pozos con características similares a las del pozo propuesto.

En el análisis de costos del proyecto, se detallan los costos de cada programa propuesto y se comparan con los del proyecto de perforación del pozo Jaguar-X6. Esta comparación revela que el costo de nuestro proyecto es menor, lo que lo hace más asequible para su futura aplicación.

6.2. RECOMENDACIONES

Debido al historial de productividad de los pozos en la región, se recomienda la exploración profunda del bloque Huacareta a través de la perforación más pozos para poder determinar el potencial hidrocarburífero de la región.

Al presenciarse una falla geológica en este caso la falla de San Simón el cual provoca que formaciones devónicas se presenten a grandes profundidades nos incentiva a la programación de pozos de alta profundidad y alta temperatura para llegar a los niveles objetivos en el bloque Huacareta.

Se recomienda un mayor estudio geológico del bloque Huacareta para poder determinar con más precisión los topes y bases de las formaciones según la secuencia estratigráfica y de esta forma desarrollar con mayor detalle el programa de perforación

El diseño de las cañerías de revestimiento es una de las etapas más importantes en el diseño de un programa de perforación, debido que estos ocupan una parte importante del costo de un pozo, por tanto, el diseño efectivo, óptimo y a menor costo posible debe ser un punto de especial cuidado.

La selección de trépanos debe basarse en la profundidad del pozo, la dureza de las formaciones debido a las cargas litostáticas y el historial de perforación de otros pozos. Para los primeros tramos de perforación, se recomienda utilizar trépanos tipo tricónicos con dientes de acero e insertos de tungsteno. Estos trépanos son ideales para formaciones de dureza suave a mediana, ya que ayudan a incrementar la tasa de perforación.

Para los tramos finales, que son los de mayor profundidad, se aconseja emplear trépanos de larga duración, como los trépanos tipo PDC o de diamante. Entre estos, los trépanos PDC son particularmente recomendables debido a su estructura de corte, siendo más adecuados para atravesar formaciones devónicas y mantener una perforación eficiente

Con la finalidad de programar la cementación de las cañerías de revestimiento, la lechadas deberán de ser formuladas con cementos acordes a las condiciones de pozo y que sean resistentes

tanto a la presión así también como a la temperatura. Se deberá de tomar en cuenta los aditivos necesarios para poder garantizar la bombeabilidad de la lechada.

Debido a la naturaleza de un pozo de alta temperatura, se debe de prevenir la retrodegradación del cemento mediante la aplicación de polvo de Silica como aditivo especial para solucionar este problema. En el caso del diseño del programa de cementación de este proyecto se proyecta a la utilización de lechadas con cemento del tipo G con retardadores y aditivos estabilizadores así también incluir un 30 a 35 % de polvo de Silica. Por otra parte, a las dificultades de las cementaciones secundarias se deben ser indispensables realizar las cementaciones primarias correctamente.

Para la perforación de pozos profundos, el arreglo de herramientas debe considerar la geometría del pozo y, en función de esta, diseñar la sarta de perforación adecuada para atravesar las formaciones. Entre los criterios de diseño, se recomienda prestar atención a la tensión axial generada por los fluidos de perforación en la sarta, ya que estos pueden imponer una carga adicional que podría causar fallas en las herramientas tubulares.

En cuanto al aprovisionamiento de estas herramientas, deben ser suministradas por la empresa que alquile el equipo de perforación. Por lo tanto, el contrato de alquiler debe especificar la cantidad mínima de herramientas tubulares necesarias, detallando si estas deben ser nuevas o de calidad premium.

Para el programa de fluidos de perforación se recomienda revisar las variables reológicas y mantener las mismas al mínimo para mantener el pozo en condiciones de control y circulación.

La preparación de cada sistema de fluido de perforación a emplearse en los tramos del pozo deberá de prepararse siempre con un exceso para poder reaccionar a tiempo en caso de pérdidas de circulación en formaciones críticas, debido a que la pérdida de circulación puede llevar a un posible amago de descontrol. Se recomienda siempre mantener el pozo lleno de fluido de perforación

Durante la perforación del pozo, es esencial revisar constantemente las variables hidráulicas para garantizar una circulación y limpieza adecuadas del pozo. Para lograr una

optimización máxima de las condiciones hidráulicas, se recomienda adherirse a los parámetros diseñados y utilizar las boquillas seleccionadas.

Los criterios de optimización para cada tramo de perforación pueden estar a disposición del perforador. Aunque los valores óptimos suelen ser similares, su aplicación dependerá de la experiencia del perforador.

Además, el equipo de control de descontrol debe ser sometido a pruebas frecuentes, tal como se especifica en el programa, para asegurar que esté en condiciones óptimas en caso de un posible incidente de descontrol.

A los estudiantes y profesionales que realicen el estudio de este proyecto para aumentar su conocimientos en ingeniería de perforación, se recomienda realizar el estudio de este trabajo junto el proyecto de grado : “Perforación de pozos profundos” del ingeniero José Luis Murillo Bernardis para profundizar en los conceptos teóricos.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022). Resolucion administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN N°0444/2022. ANH.

API 10A. (2002). Especificaciones para cementos y materiales para cementacion de pozos. American of Petroleum Engineers.

API RP 7G. (2000). Recommended practice for drill stem design and operations limits. American Petroleum Institute.

Baker Huges. (1998). Drill bit catalog. Hughes Chirstensen.

Baker Huges. (1995). Drilling engineering workbook. Texas: INTEQ.

Baker Huges. (1999). Sistema de graduacion de desgaste de IADC para trepanos. Hughes Christensen.

Baker Huges. (2006). Drilling fluids reference manual.

Byrom Ted. (2007). Casign and liners for drilling and completion. Texas: Gulf publishing company.

Cuevas , B. F. (2016). Apuntes de perforación petrolera I. La Paz.

Devereux, S. (1998). Practical well planning and drilling manual. Oklahoma: PennWell.

Drilling manual. (16 de Febrero de 2024). Heavy Weight Drill Pipe Guide In Oil & Gas.

Recuperado el 27 de Abril de 2024, de DrillingManual:

<https://www.drillingmanual.com/heavy-weight-drill-pipe/>

- G. Speight, J. (2010). Formulas and calculations for drilling operations. Scribener.
- Guarachi Laura, F. (2010). Guia de fluidos de perforación y laboratorio. La Paz: UMSA.
- Halliburton. (2000). Red book. Halliburton.
- Hawker Dave. (2002). Hidraulica del fluido de perforación. Canada: DATALOG.
- Heriott Watt Institute. (2005). Drilling Engineering. U.K.
- J. ADAMS, N. (1985). Drilling engineering a complete well planning approach. Oklahoma: PennWell.
- J. J., A., & G., R. (2007). Drilling engineering. Tulsa: PennWell.
- J. P., N. (1996). Drilling. Paris: Editions TECHNIP.
- M. Hossain, & A. Al-Mejed. (2015). Fundamentals is sustainable drillinf engineering. Scrivener publishing.
- M. S. Bizanti. (Julio de 1990). Pressure loss simulator improves nozzle selection. Texas: Petroleum engineer international.
- MC AGMM & GEMR. (2002). ABC de las cementaciones y estimulaciones en México. México.
- Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). Fundamentals of drilling engineering (Vol. SPE Texbook seriel Vol. 12). Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Murillo Bernardis, J. L. (1989). Perforación de pozos profundos. La Paz.
- PEMEX. (2002). Reologia, hidraulica y mechas de perforación. México.

PEMEX. (2003). Manual para el I.T.P. y coordinador de perforación y mantenimiento de pozo. México.

PETROBRAS. (2008). Programa de perforación pozo SAL-15. Santa Cruz.

REPSOL E&P. (2013). Programa de perforación pozo Margarita-8. Santa Cruz.

REPSOL E&P. (2015). Programa de fluidos de perforación HCY-X2. Santa Cruz.

S. Rahman, & G. Chiligrma. (1995). Casing design theory and practice. Elsevier.

Shell Bolivia. (2017). Comité seguimiento y control Shell Bolivia-YPFB bloque Huacareta. Shell International.

Shell Bolivia. (2018). Programa de perforación de pozo Jaguar-X6. Santa Cruz: Shell International.

Shell Bolivia. (2018). Propuesta geológica pozo Jaguar-X6. Santa Cruz: Shell International.

SMITH BITS. (2018). Product catalog. Schlumberger.

T. Bourgoyne, A., & K. Millhelm, K. (1986). Applied drilling engineering. Texas: Society of Petroleum Engineers.

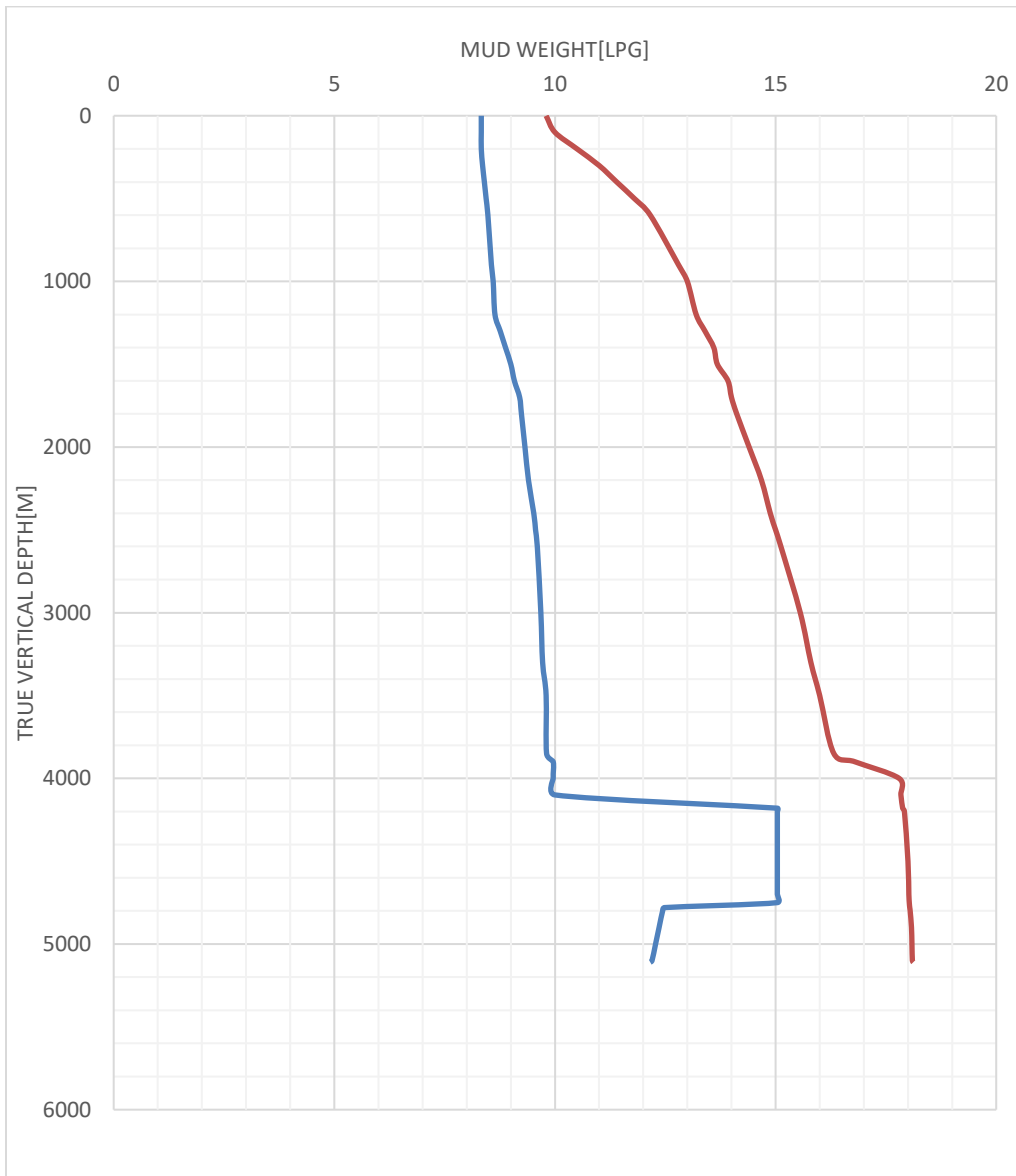
Workstring international. (14 de Enero de 2020). Drill pipe. Recuperado el 28 de Abril de 2024, de Workstring international: <https://workstringsinternational.com/spec-sheets/drill-pipe/>

World Oil. (2017). 2017 Drill bit classifier. WorildOil.

ANEXOS

ANEXO A. Tabla y grafica de ventana operativa del pozo Jaguar-X6

POZO JGR-X6		
Profundidad[m]	Presion de poro[lpg]	Presion de fractura[lpg]
0	8,33	9,8
100	8,33	10
200	8,33	10,5
300	8,36	11
400	8,4	11,4
500	8,44	11,8
600	8,48	12,16
900	8,56	12,8
1000	8,6	13
1200	8,64	13,2
1300	8,76	13,4
1400	8,88	13,6
1500	9	13,68
1600	9,08	13,92
1700	9,2	14
1800	9,24	14,12
2000	9,32	14,4
2200	9,4	14,68
2400	9,52	14,88
2500	9,56	15
2600	9,6	15,12
3000	9,68	15,56
3300	9,72	15,8
3500	9,8	16
3850	9,81	16,32
3900	9,96	16,8
4000	9,96	17,8
4100	10	17,84
4180	15,04	17,88
4200	15,04	17,92
4500	15,04	18
4700	15,04	18,02
4750	15,04	18,03
4780	12,48	18,04
4800	12,44	18,05
4900	12,36	18,08
5000	12,28	18,09
5100	12,2	18,1
5110	12,16	18,12



ANEXO B. Cañerías a usarse en el diseño del pozo JGR-X2 en el bloque Huacareta según el software eRedbook de la compañía Halliburton y catálogos de otras empresas.

Cañería superficial de 20 pulgadas

Dimensions and Strengths																
Casing Coil Tubing Drill Pipe Tubing User Defined																
Size O.D. (in.)	Grade	Wt. Per Ft. w/Cplg. (lbs.)	Inside Dia. (in.)	Threaded & Coupled		Extreme Line		Collapse Resistance	Internal Yield Pressure (PSI)				Body Yield Stgh. (1000) lbs.	Joint Strength (1,000 lbs.)		
				Drift Dia. (in.)	O.D. of Cplg. (in.)	Drift Dia. (in.)	O.D. Cplg. (in.)		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Butrs. Thread		Threaded & Cplg. Joint		Ext. Line Joint
									Short	Long		Short	Long	Butrs. Thread		
20	J-55	94,000	19.124...	18.9...	21,000	-	-	520	2.110	2.110	2.110	2.110	1.480	784	907	1.402
20	K-55	1.065,000	19,000	18.8...	21,000	-	-	770	2.410	2.410	2.410	-	1.685	960	1.113	1.683
20	K-55	133,000	1.873,...	18.5...	21,000	-	-	1.500	3.060	3.060	3.060	-	2.125	1.253	1.453	2.123
20	K-55	169,000	18.376...	18.1...	-	-	-	2.500	3.910	3.230	3.430	3.380	2.692	1.402	1.732	2.689
20	K-55	94,000	19.124...	18.9...	21,000	-	-	520	2.110	2.110	2.110	-	1.480	824	955	1.479
20	L-80	133,000	1.873,...	18.5...	-	-	-	1.600	4.450	4.450	4.450	4.450	-	-	-	-
20	L-80	169,000	18.376...	18.1...	-	-	-	3.020	5.680	4.690	4.990	4.920	3.916	2.202	2.549	3.610
20	N-80	1.065,000	19,000	18.8...	-	-	-	770	3.500	3.500	3.500	3.500	2.450	1.307	1.514	2.281
20	N-80	133,000	1.873,...	18.5...	-	-	-	1.600	4.450	4.450	4.450	4.450	3.091	1.707	1.976	2.877
20	N-80	169,000	18.376...	18.1...	-	-	-	3.020	5.680	4.690	4.990	4.920	-	-	-	-

Size O.D. (in.) : 22 - 5 item(s)

Non-API tube Custom tube

HALLIBURTON eRedBook

Cañería intermedia de 13 3/8 pulgadas

Dimensions and Strengths																
Casing Coil Tubing Drill Pipe Tubing User Defined																
Size O.D. (in.)	Grade	Wt. Per Ft. w/Cplg. (lbs.)	Inside Dia. (in.)	Threaded & Coupled		Extreme Line		Collapse Resistance	Internal Yield Pressure (PSI)				Body Yield Stgh. (1000) lbs.	Joint Strength (1,000 lbs.)		
				Drift Dia. (in.)	O.D. of Cplg. (in.)	Drift Dia. (in.)	O.D. Cplg. (in.)		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Butrs. Thread		Threaded & Cplg. Joint		Ext. Line Joint
									Short	Long		Short	Long	Butrs. Thread		
13 3/8	N-80	98,000	11.937...	11.7...	-	-	-	5.910	-	6.680	-	6.530	2.287	1.498	-	2.400
13 3/8	P-110	68,000	12.415...	12.2...	-	-	-	2.340	6.910	6.910	-	6.910	2.139	1.297	-	2.079
13 3/8	P-110	72,000	12.347...	12.1...	14.37...	-	-	2.890	7.400	7.400	-	7.400	2.596	1.402	-	2.433
13 3/8	P-110	807,000	12.215...	12.0...	-	-	-	4.000	8.350	-	-	8.350	2.565	-	-	2.493
13 3/8	P-110	86,000	12.125...	11.9...	-	-	-	4.780	9.000	-	-	8.980	2.754	-	-	2.677
13 3/8	Q-125	72,000	12.347...	12.1...	-	-	-	2.880	8.410	8.410	-	8.410	2.596	1.577	-	2.463
13 3/8	Q-125	807,000	12.215...	12.0...	-	-	-	4.140	9.490	-	-	9.490	2.914	-	-	2.765
13 3/8	Q-125	86,000	12.125...	11.9...	-	-	-	5.030	10.220	-	-	10.200	3.129	-	-	2.969
13 3/8	S-95	68,000	12.415...	12.2...	-	-	-	2.910	5.970	5.970	-	5.970	1.847	1.125	-	1.812
13 3/8	S-95	72,000	12.347...	12.1...	-	-	-	3.470	6.390	6.390	-	6.390	1.973	1.215	-	1.935
13 3/8	S-95	807,000	12.215...	12.0...	-	-	-	4.990	7.210	-	-	7.210	2.215	-	-	2.173

Non-API tube Custom tube

HALLIBURTON eRedBook

Cañería de producción de 9 5/8 pulgadas

Dimensions and Strengths																	
Casing		Coil Tubing	Drill Pipe	Tubing	User Defined												
Size O.D. (in.)	Grade	Wt. Per Ft. w/Cplg. (lbs.)	Inside Dia. (in.)	Threaded & Coupled		Extreme Line		Collapse Resistance	Plain End or Ext. Line	Internal Yield Pressure (PSI)			Body Yield Stgh. (1000 lbs.)	Joint Strength (1,000 lbs.)			
				Drift Dia. (in.)	O.D. of Cplg. (in.)	Drift Dia. (in.)	O.D. Cplg. (in.)			Round Thread	Butts. Thread	Threaded & Cplg. Joint		Ext. Line Joint			
										Short	Long		Short	Long	Butts. Thread		
9 5/8	N-80	435,000	8.755...	8.59...	10.62...	8.59...	101,000	3.810	6.330	-	6.330	6.330	1.005	-	825	1.074	-
9 5/8	N-80	47,000	8.681...	8.52...	10.62...	8.52...	101,000	4.760	6.870	-	6.870	6.870	1.086	-	905	1.161	-
9 5/8	N-80	535,000	8.535...	8.37...	10.62...	8.37...	101,000	6.620	7.930	-	7.930	7.930	1.244	-	1,062	1,329	-
9 5/8	N-80	584,000	8.435...	8.27...	-	-	-	7.890	8.650	-	8.650	8.650	1.350	-	1,167	1,443	-
9 5/8	P-110	435,000	8.755...	8.59...	10.62...	8.59...	101,000	4.420	8.700	-	8.700	8.700	1.381	-	1,106	1,388	-
9 5/8	P-110	47,000	8.681...	8.52...	10.62...	8.52...	101,000	5.300	9.440	-	9.440	9.440	1.493	-	1,213	1,500	-
9 5/8	P-110	535,000	8.535...	8.37...	10.62...	8.37...	101,000	7.950	10.900	-	10.900	10.900	1.710	-	1,422	1,718	-
9 5/8	P-110	584,000	8.435...	8.27...	-	-	-	9.760	11.900	-	11.900	11.900	1.857	-	1,564	1,865	-
9 5/8	Q-125	435,000	8.755...	8.59...	-	-	-	4.620	9.890	-	9.890	9.890	1.570	-	1,240	1,527	-
9 5/8	Q-125	47,000	8.681...	8.52...	-	-	-	5.640	10.730	-	10.730	10.730	1.697	-	1,361	1,650	-
9 5/8	Q-125	535,000	8.535...	8.37...	-	-	-	8.440	12.390	-	12.390	12.390	1.943	-	1,595	1,890	-

Cañería de producción de 9 5/8 (53,5 lb/ft) pulgadas con Drift alternativo 8,5 pulgadas de catálogos VAM BOOK

TECHNICAL TABLE
OD 8-5/8" - 9-5/8"

PIPE				CONNECTION PROPERTIES					CONNECTION PERFORMANCES						
Size (OD)	Nominal Weight	Wall Thickness		Drift	Design	Inside Diameter	Outside Diameter	Make-up Loss	Tensile Efficiency	Structural Compression Efficiency	Compression Efficiency With Sensitivity	Joint Yield Strength			
		in	mm									in	in	in	% Pipe Body
8-5/8 219.07	58.70	0.687	17,45	7.126	Regular	7.198	8.955	6.544	80.6	80.6	56.4	1,105	1,312	1,519	1,726
	63.50	0.750	19,05	7.000	Regular	7.072	8.982	6.916	81.2	81.2	56.8	1,205	1,431	1,657	1,883
9-5/8 244.47	43.50	0.435	11,05	8.599	Regular	8.673	9.748	5.180	69.4	69.4	48.6	697	828	959	1,090
	47.00	0.472	11,99	8.525	KA	8.599	9.777	5.488	71.9	71.9	50.3	780	927	1,073	1,219
	47.00	0.472	11,99	8.525	Regular	8.599	9.777	5.488	71.9	71.9	50.3	780	927	1,073	1,219
	53.50	0.545	13,84	8.500 A	KA	8.558	9.855	6.040	74.6	74.6	52.2	927	1,101	1,275	1,449
	53.50	0.545	13,84	8.500 A	Regular	8.558	9.855	6.040	74.6	74.6	52.2	927	1,101	1,275	1,449
	58.40	0.595	15,11	8.375 A	KA	8.434	9.882	6.136	76.8	76.8	53.8	1,037	1,231	1,426	1,620
	58.40	0.595	15,11	8.375 A	Regular	8.434	9.882	6.136	76.8	76.8	53.8	1,037	1,231	1,426	1,620
59.40	0.609	15,47	8.251	KA	8.325	9.894	6.378	77.4	77.4	54.2	1,068	1,268	1,469	1,669	

Drift values: A = Alternate Drift, S = Special Drift
For other grades, derivative and special products, and options (SC, SB, CLEANWELL®), please check out the Connection Datasheets on VAM® Services website at www.vamservices.com

Cañería liner de 7 pulgadas

Dimensions and Strengths																
Casing Coil Tubing Drill Pipe Tubing User Defined																
Size O.D. (in.)	Grade	Wt. Per Ft. w/Cplg. (lbs.)	Inside Dia. (in.)	Threaded & Coupled		Extreme Line		Collapse Resistance	Plain End or Ext. Line	Internal Yield Pressure (PSI)			Body Yield Stgh. (1000) lbs.	Joint Strength (1,000 lbs.)		
				Drift Dia. (in.)	O.D. of Cplg. (in.)	Drift Dia. (in.)	O.D. Cplg. (in.)			Round Thread	Butrs. Thread	Short		Long	Butrs. Thread	Ext. Line Joint
7 N-80		29,000	6.184	6.05	7.656	6.05	739,000	7.020	8.160	-	8.160	8.160	676	-	597	746
7 N-80		32,000	6.094	5.96	7.656	5.96	739,000	8.610	9.060	-	9.060	8.460	745	-	672	823
7 N-80		35,000	6.004	5.87	7.656	5.87	753,000	10.180	9.960	-	9.240	8.460	814	-	746	876
7 N-80		38,000	592,000	5.79	7.656	5.79	753,000	11.390	10.800	-	9.240	8.460	877	-	814	876
7 P-110		26,000	6.276	6.15	7.656	6.15	753,000	6.210	9.950	-	9.950	9.950	830	-	693	853
7 P-110		29,000	6.184	6.05	7.656	6.05	753,000	8.530	11.220	-	11.220	11.220	929	-	797	955
7 P-110		32,000	6.094	5.96	7.656	5.96	753,000	10.780	12.460	-	12.460	11.640	1.025	-	897	1.053
7 P-110		35,000	6.004	5.87	7.656	5.87	753,000	13.020	13.700	-	12.700	11.640	1.119	-	996	1.096
7 P-110		38,000	592,000	5.79	7.656	5.79	753,000	15.140	14.850	-	12.700	11.640	1.205	-	1.087	1.096
7 P-110		41,000	582,000	5.69	-	-	-	16.990	16.230	-	12.700	11.640	1.307	-	1.111	1.096
7 Q-125		29,000	6.184	6.05	-	-	-	9.100	12.750	-	12.750	12.750	1.056	-	885	1.045

Non-API tube
Custom tube

HALLIBURTON
RedBook

Cañería guía de 30 pulgadas de catálogos de oil and NOV & Varcoway

X-56 Pipe Body Capacities

Nominal O.D.	P.E. Weight		Wall Thickness		Inside Diameter		Tensile Yield Capacity		Bending Yield Capacity		Internal Yield Pressure		Collapse Pressure		
	in	mm	lb/ft	N/m	in	mm	in	mm	klps	MN	kip-ft	kN.m	psi	MPa	psi
16	406.4	72.80	1062	0.438	11.1	15.12	384.0	1199	5.33	378	512	2680	18.5	1020	7.0
16	406.4	82.77	1208	0.500	12.7	15.00	381.0	1363	6.06	427	579	3060	21.1	1450	10.0
16	406.4	102.63	1498	0.625	15.9	14.75	374.7	1691	7.52	521	706	3830	26.4	2320	16.0
18-5/8	473.1	84.51	1233	0.438	11.1	17.76	451.1	1392	6.19	516	700	2290	15.8	630	4.3
18-5/8	473.1	96.79	1412	0.500	12.7	17.63	447.8	1594	7.09	586	794	2630	18.1	960	6.6
18-5/8	473.1	120.15	1753	0.625	15.9	17.38	441.5	1979	8.80	718	973	3290	22.7	1700	11.7
20	508.0	91.51	1335	0.438	11.1	19.12	485.6	1507	6.70	601	815	2150	14.8	520	3.6
20	508.0	104.13	1520	0.500	12.7	19.00	482.6	1715	7.63	680	922	2450	16.9	770	5.3
20	508.0	129.33	1887	0.625	15.9	18.75	476.3	2130	9.47	834	1131	3060	21.1	1450	10.0
20	508.0	154.19	2250	0.750	19.1	18.50	469.9	2540	11.30	982	1331	3680	25.4	2140	14.8
20	508.0	166.40	2428	0.812	20.6	18.38	466.9	2741	12.19	1053	1428	3980	27.4	2500	17.2
20	508.0	178.72	2608	0.875	22.2	18.25	463.6	2944	13.09	1124	1524	4280	29.5	3020	20.8
20	508.0	202.92	2961	1.000	25.4	18.00	457.2	3342	14.87	1260	1708	4900	33.8	4070	28.1
22	558.8	142.68	2082	0.625	15.9	20.75	527.1	2350	10.45	1018	1380	2780	19.2	1130	7.8
22	558.8	170.21	2484	0.750	19.1	20.50	520.7	2804	12.47	1200	1627	3340	23.0	1770	12.2
22	558.8	224.28	3273	1.000	25.4	20.00	508.0	3695	16.44	1546	2096	4450	30.7	3330	23.0
24	609.6	125.49	1831	0.500	12.7	23.00	584.2	2067	9.19	991	1344	2040	14.1	440	3.0
24	609.6	156.03	2277	0.625	15.9	22.75	577.9	2570	11.43	1220	1654	2550	17.6	870	6.0
24	609.6	186.23	2718	0.750	19.1	22.50	571.5	3068	13.65	1441	1954	3060	21.1	1450	10.0
24	609.6	201.09	2934	0.812	20.6	22.38	568.5	3312	14.73	1548	2099	3310	22.8	1730	11.9
24	609.6	216.10	3153	0.875	22.2	22.25	565.2	3560	15.83	1655	2244	3570	24.6	2020	13.9
24	609.6	245.64	3585	1.000	25.4	22.00	558.8	4045	17.99	1861	2523	4080	28.1	2670	18.4
26	660.4	136.17	1987	0.500	12.7	25.00	635.0	2243	9.98	1169	1585	1890	13.0	350	2.4
26	660.4	169.38	2472	0.625	15.9	24.75	628.7	2790	12.41	1440	1952	2360	16.3	690	4.8
26	660.4	202.25	2951	0.750	19.1	24.50	622.3	3331	14.82	1703	2309	2820	19.4	1170	8.1
26	660.4	267.00	3896	1.000	25.4	24.00	609.6	4398	19.56	2206	2991	3770	26.0	2250	15.5
26	660.4	298.87	4361	1.125	28.6	23.75	603.3	4923	21.90	2446	3316	4240	29.2	2950	20.3
26	660.4	330.41	4822	1.250	31.8	23.50	596.9	5443	24.21	2679	3632	4710	32.5	3750	25.9
27	685.8	141.51	2065	0.500	12.7	26.00	660.4	2331	10.37	1264	1714	1820	12.5	310	2.1
27	685.8	176.05	2569	0.625	15.9	25.75	654.1	2900	12.90	1557	2111	2270	15.7	610	4.2
27	685.8	210.26	3068	0.750	19.1	25.50	647.7	3464	15.41	1843	2499	2720	18.8	1060	7.3
27	685.8	277.68	4052	1.000	25.4	25.00	635.0	4574	20.35	2389	3239	3630	25.0	2090	14.4
27	685.8	310.89	4537	1.125	28.6	24.75	628.7	5121	22.78	2651	3594	4080	28.1	2680	18.5
27	685.8	343.76	5016	1.250	31.8	24.50	622.3	5663	25.18	2904	3937	4540	31.3	3460	23.9
28	711.2	182.73	2666	0.625	15.9	26.75	679.5	3010	13.39	1679	2276	2190	15.1	550	3.8
28	711.2	218.27	3185	0.750	19.1	26.50	673.1	3596	16.00	1988	2695	2630	18.1	950	6.6
28	711.2	288.36	4208	1.000	25.4	26.00	660.4	4750	21.13	2580	3498	3500	24.1	1940	13.4
28	711.2	322.90	4712	1.125	28.6	25.75	654.1	5319	23.66	2863	3882	3940	27.2	2440	16.8
28	711.2	357.11	5211	1.250	31.8	25.50	647.7	5883	26.17	3139	4256	4380	30.2	3180	21.9
28	711.2	424.53	6195	1.500	38.1	25.00	635.0	6993	31.10	3666	4970	5250	36.2	4670	32.2
30	762.0	157.53	2299	0.500	12.7	29.00	736.6	2595	11.54	1569	2127	1630	11.2	230	1.6
30	762.0	198.08	2861	0.625	15.9	28.75	730.3	3230	14.37	1936	2625	2040	14.1	440	3.0
30	762.0	234.29	3419	0.750	19.1	28.50	723.9	3859	17.16	2295	3112	2450	16.9	770	5.3
30	762.0	309.72	4520	1.000	25.4	28.00	711.2	5102	22.69	2983	4044	3270	22.5	1680	11.6
30	762.0	346.93	5063	1.125	28.6	27.75	704.9	5715	25.42	3314	4493	3680	25.4	2140	14.8
30	762.0	383.81	5601	1.250	31.8	27.50	698.5	6322	28.12	3636	4930	4080	28.1	2680	18.5
30	762.0	456.57	6662	1.500	38.1	27.00	685.8	7521	33.45	4254	5768	4900	33.8	4060	28.0
36	914.4	373.80	5455	1.000	25.4	34.00	863.6	6158	27.39	4369	5923	2720	18.8	1060	7.3
36	914.4	373.80	5455	1.000	25.4	34.00	863.6	6158	27.39	4369	5923	2720	18.8	1060	7.3
36	914.4	552.69	8065	1.500	38.1	33.00	838.2	9104	40.49	6283	8518	4080	28.1	2690	18.5
36	914.4	640.13	9341	1.750	44.5	32.50	825.5	10545	46.90	7177	9731	4760	32.8	3860	26.6
36	914.4	726.24	10598	2.000	50.8	32.00	812.8	11963	53.21	8031	10888	5440	37.5	5020	34.6

ANEXO C. Catalogo para la selección de trépano en función de la revista World Oil - Drill Bit Classier y catálogos de Backer Huges y Smith bits.

Trépano para el tramo superficial

Manufacturer, BR name/model number	IADC code	Size range, in.	Recommended WOB, lb/in. diameter	Recommended rotary speed, rpm	Special features/usage
Soft and Soft Sticky Steel tooth roller cone bits					
Baker Hughes					
R1	111	16, 24, 28	1,400-3,900	135-30	CS
RC111	111	12¼, 13½, 14¾, 17½, 19, 21, 20, 22, 23, 26, 28, 30	1,400-3,900	135-30	CS
GTX-1	114	12¼, 13½, 13¾, 13¾, 14¾, 16, 17, 22	1,400-3,900	135-30	CS
GTX-G1	115	17½, 18¼, 18½, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 30	1,400-3,900	135-30	CGS
GX-1V	115	14¾	1,600-3,900	135-70	CSW
MX-1	115	14¾, 16, 17	1,700-3,500	350-80	BCMS
MXL-1	115	17	1400-3500	350-80	BCMS
MXL-1V	115	14¾	1400-3500	350-80	BCMS
RC115	115	17½, 26	1400-3900	135-30	CS
VG-1	115	17½, 23, 24, 26	1400-3900	135-30	BCGSW
VM-1	115	16, 16½, 17½, 18¾	1700-3500	350-80	BCGMSW
GT-1	117	7½, 7¾, 8¼, 8¾, 8¾, 9¼, 10¾, 10¾, 11, 12.25	1900-5100	215-80	S
GT-G1	117	8¾	1900-5100	215-80	S
GX-1V	117	4.96, 11¾	1900-5100	215-80	SW
MX-1	117	5¾, 6, 6¼, 6¼, 6.5, 6¾, 8½, 8¾, 9¾, 9¾, 10¾, 13¾	2100-5000	350-80	BMS

ROCK BIT SIZES & TYPES

Steel Tooth Bits												
in.	mm	API PIN	DR/R	ATJ	GT	GTX	ATMGT	MAXGT	STR	MX	LB.	KG.
3¼	95.2	2¾	DR5								10	4.5
3½	98.4	2¾	DR5								10	4.5
4½	104.8	2¾	DR5						STR-1		11	5.0
4¾	117.5	2¾	DR5						STR-1		16	7.3
4¾	120.6	2¾	DR5	ATJ-4					STR-1		16	7.3
5½	149.2	3½		ATJ-4					STR-1		29	13.2
6	152.4	3½		ATJ-4	GT-1				STR-1		30	13.6
6½	155.6	3½	R7	ATJ-4	GT-1				STR-1		30	13.6
6¾	158.7	3½			GT-1				STR-1		30	13.6
6¾	165.1	3½			GT-1				STR-1		31	14.1
6¾	171.4	3½			GT-1				STR-1		45	20.4
7½	200	4½		ATJ-G4	GT-1 GT-G1H					MX-1	73	33.1
8½	212.7	4½				GTX-G3					86	39.0
8½	215.9	4½	R7	ATJ-G8	GT-1 GT-G1	GTX-G3				MX-1	86	39.0
8¾	222.2	4½		ATJ-G4	GT-1 GT-G1					MX-1	90	40.8
9½	241.3	6½			GT-1		ATM-GT3				130	58.9
9¾	250.8	6½			GT-1 GT-G1					MX-1	137	62.1
10¾	269.9	6½			GT-1						159	72.1
11	279.4	6½	R1		GT-1						165	74.8
12¼	311.1	6½	R1 R7	ATJ-G8	GT-1 GT-G1	GTX-1 GTX-G1 GTX-G3		MAX-GT1 MAX-GT3		MX-1	211	95.7
13½	342.9	6½	R1			GTX-1					231	104.8
13¾	349.3	6½	R1			GTX-1					269	122.0
14½	368.3	7½				GTX-1					296	134.0
14¾	374.6	7½	R1			GTX-1 GTX-G1 GTX-G3		MAX-GT1			305	138.3
16	406.4	7½				GTX-1 GTX-G1		MAX-GT1 MAX-GT3			485	220.0
17½	444.5	7½	R1			GTX-1 GTX-G1 GTX-3		MAX-GT1 MAX-GT3			568	257.6
20	508.0	7½	R1								685	310.7
22	558.8	7½	R1			GTX-G1					1133	514.0
23	584.2	7½	R1								1155	524.0
24	609.6	7½	R1			GTX-G1					1245	564.7
26	660.4	7½	R1 R3			GTX-G1					1280	580.6

Trépano para el tramo intermedio

Insert roller cone bits						
Baker Hughes						
GTX-20	515	17½, 24	1,700-4,700	115-25	Cx	
GTX-22	515	20, 21	1,700-4,700	115-25	Cx	
MX-20	515	16, 16½	1,800-4,500	345-80	BMx	
MX-22	515	19, 19.291	2,100-5,300	200-80	BMx	
VG-20G	515	17½	1,800-4,700	115-60	BGWx	
VG-20H	515	17½	1,800-4,700	115-60	BGWx	
VG-22	515	22, 23	1,700-4,700	115-25	BGWx	
VM-20G	515	17½, 18¼, 18½	2,100-4,500	345-80	BGMWx	
GT-20H	517	12¼	2,500-6,000	185-80	Gx	
GX-20	517	7¼, 8¼, 8¾, 9¼, 12¼	2,500-6,000	185-80	x	
GX-20G	517	12¼	2,500-6,000	185-80	Gx	
GX-20H	517	12¼	2,500-6,000	185-80	x	
GX-20HM	517	12¼	2,500-6,000	185-80	Wx	
GX-20M	517	7¼, 8¼, 8¾	2,500-6,000	185-80	Wx	
GX-22	517	7¼, 8¼	2,500-6,000	185-80	x	
GX-22S	517	8¼	2,500-6,000	185-80	x	

8¼ 222.2	4½	ATJ-09C, ATJ-33S, ATJ-33, ATJ-33C ATJ-35, ATJ-35C, ATJ-44, ATJ-44A ATJ-44C, ATJ-FF4, ATJ-55, ATJ55A ATJ-55R, ATJ-55RG, ATJ-66 ATJ-77, ATJ-88, ATJ-99				GT-00, GT-03 GT-09, GT-09C GT-18, GT-20 GT-20C, GT-30			H-03 H-09 H-09C H-18 H-20 H-28	MX-20	HR-40C HR-50	90/ 40.8
9½ 241.3	6½	ATJ-44C				GT-30				MX-20		137/ 62.1
9¾ 250.8	6½	ATJ-35, ATJ-44, ATJ-44C ATJ-55R, ATJ-55RG, ATJ-66 ATJ-77, ATJ-88, ATJ-99				GT-03, GT-09 GT-18, GT-20				MX-09, MX-20 MX-30		140/ 63.5
10¾ 269.9	6¾	ATJ-33A, ATJ-44, ATJ-44A										158/ 71.7
11 279.4	6¾	ATJ-33A, ATJ-44A ATJ-55A				GT-28C						170/ 77.1
12 304.8										MX-28, MX35C		207/ 93.8
12¼ 311.1	6¾	G44 ATJ-33C, ATJ-44, ATJ-44A ATJ-44C, ATJ-55, ATJ-55R, ATJ-77	X33C X44C	MAX-44C		GT-00, GT-03 GT-09C, GT-09C GT-18, GT-20 GT-20C, GT28 GT-28C	MAXGT-00, MAXGT-03 MAXGT-09, MAXGT-18		H-03 H-09 H-30	MX-03 MX-09, MX-09CG MX-18, MX-20 MX-20G, MX-28 MX-30G		224/ 101.6
14½ 368.3	7½						MAXGT-09					314/ 142.24
14¾ 374.6	7½						MAXGT-09, MAXGT-18			MX-03*, MX-09*		346/ 156.0
16 406.4	7½			MAX-55		GTX-03 GTX-09 GTX-20C	MAXGT-00, MAXGT-03 MAXGT-09, MAXGT-18 MAXGT-20CG			MX-05*, MX-09*		485/ 220
17½ 444.5	7½			MAX-44C, MAX-55		GTX-03 GTX-09 GTX-20 GTX-40C	MAXGT-00, MAXGT-03 MAXGT-09, MAXGT-18 MAXGT-20			MX-03*, MX-09*		569/ 258.1
22 558.8	7½					GTX-03 GTX-09						1195/ 542
23 584.2	7½					GTX-20G						1199/ 542
24 609.6	7½					GTX-00 GTX-03 GTX-20						1375/ 624
26 660.4	7½					GTX-03 GTX-20						1477/ 670

Trépano para el tramo productor

Type	Size Availability, in	Length, ft	API Spec
MD716	M223	8%, 8½, 9½, 10%, 11½, 12, 12¼, 14%, 14½, 16, 16½, 17½	500-4,000
MDSI619	M223	12¼, 14%	400-3,000
MDSI716	M223	8%, 8½, 8¾, 8¾, 8¾, 9½, 9¾, 10¼, 10¾, 12¼, 14%, 16, 16½	500-4,000
Mi616	M223	7%, 8%, 12¼, 17	400-3,000
M716	M223	6, 7%, 8½, 9%, 12, 12¼	500-4,000
MSI619	M223	7%, 8½, 8¾, 9¼, 12¼	400-3,000
M716	M323	6, 8 ½, 9 7/8, 11, 12, 14 ¾	500-4,000
MDI616	M323	6, 6¾, 7%, 8%, 8½, 8¾, 9½, 9¾, 10½, 10¾, 11%, 12¼, 13½, 14½, 14¾	500-4,000

Fixed Cutter Bits

Standard PDC Matrix and Steel Bits

The workhorse of the oilfield, delivering premium performance with superior durability.

Features such as cutter types, cutter layout, and blade geometry are continuously being evaluated and improved to deliver value and drive down drilling costs. Certification with IDEAS® integrated drillbit design platform ensures these bits offer optimum performance.

Standard PDC nomenclature

M i 6 16



Type	Size Availability, in	Type	Size Availability, in
M413	6%	SE19	8%, 12%, 17%
M416	6¼, 6¾, 6¾, 7%, 7%	S716	14%
M419	6¼, 6¾, 7%	S719	12¼
M513	6¾, 6¾, 7¾, 8¾	SE16	16, 17½, 26
M516	6¾, 6¾, 12%	SE19	26
M519	6¾, 6¾, 12%	SM19	6%
M613	6¾, 7¾, 8¾	SE19	8¾, 12%
M616	7%, 8%, 12%	SE13	16
M619	7%, 8%, 12%	SE16	12%
M713	6¼	SE19	10%
M716	7½, 8¾, 12, 12¾, 14%	SE19	21, 24
M811	6	MM13	7%
M813	6¼, 6¾, 10¼, 12%	SM16	6, 7%
M816	12%, 17%	MM19	6%
M819	7¾, 12%	MS25	7%
M916	12%, 14, 16	MS11	4½
M919	16	MS13	4¾, 4¾, 6¾, 6¾, 7%
M1016	12%	MS16	5¾, 6¾, 11¼, 12¾, 16
SE16	6%	MS19	6, 8¾, 12%
S427	6, 12%	MS26	3¾, 3¾, 4½, 4½, 4¾
SE16	6¾, 12%	MS13	6, 6¾, 11¼, 12%
SE19	6¾, 10¾, 12¾, 13¾, 14¾, 16, 17, 17%	MS16	6¾, 9¾, 12%
SE22	12%	MS19	7¾, 17%
SE13	16	MP11	5%
SE16	6¾, 12%, 17%	MP13	6¾, 6¾, 6¾, 12%
		MP16	6, 6¾, 12%
		MS25	6, 6¼, 6¾
		MS13	6, 7¼, 9, 12%
		MS16	16
		MS26	4¾, 5¼, 6, 6¾
		MS19	6¾
		MS23	6¾, 8¾



SK 16 M616MS16

www.slb.com/pdc

Trépano para el tramo productor-liner

Model	Matrix	Size	Length	Weight	Type
M916	M423	16	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI816	M432	8%, 8½, 8¾, 9%, 9½, 12¼, 13½, 16, 17, 17½	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
M913	M433	7½, 8%, 8½, 8¾, 8%, 11%, 12¼	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI613	M433	6, 6½, 6¾, 6½, 6%, 6¾, 7¼, 8½, 8¾, 12¼	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI616	M433	6, 6½, 6¾, 7¼, 8½, 8¾, 9½, 9%, 10%, 11, 12¼, 13½, 13¾, 16	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI713	M433	6, 6½, 6¾, 6¾, 7¼, 8½, 8¾, 9%, 12¼	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI716	M433	7½, 7¾, 8½, 8¾, 9%, 12, 12¼, 16, 17½	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW
MSI813	M433	6½, 6¾, 8½, 8¾, 9%, 12¼	500-4,000	60-400	GHM-NRstUmVW

World Oil® / SEPTEMBER 2014 D-135

Fixed Cutter Bits

Standard PDC Matrix and Steel Bits

The workhorse of the oilfield, delivering premium performance with superior durability.

Features such as cutter types, cutter layout, and blade geometry are continuously being evaluated and improved to deliver value and drive down drilling costs. Certification with IDEAS® integrated drillbit design platform ensures these bits offer optimum performance.

Standard PDC nomenclature

M i 6 16



Type	Size Availability, in	Type	Size Availability, in
MM13	5½	SB10	8½, 12½, 17½
MM16	6½, 6¾, 6¾, 7¼, 7¾	SB16	14¾
MM19	6¾, 6¾, 6¾	SB19	12¾
MS13	5¾, 6¾, 7¾, 8¾	SB16	16, 17½, 26
MS16	5¾, 6¾, 12¾	SB19	26
MS19	6¾, 6¾, 12¾	SB19	8½
MS13	5¾, 7¾, 8¾	SB13	8½, 12¾
MS16	7¾, 6¾, 12¾	SB13	16
MS19	12¾, 17	SB16	12¾
MS713	6¾	SB19	13¾
MS716	7¾, 6¾, 12, 12¾, 14¾	SB19	23, 24
MS11	6	MS13	7¾
MS13	6¾, 6¾, 11¾, 17¾	MS16	6, 7¾
MS16	12¾, 13¾	MS19	8½
MS19	7¾, 12¾	MS20	3¾
MS16	12¾, 14, 16	MS11	4¾
MS19	16	MS13	4¾, 4¾, 6¾, 6¾, 7¾
MS16	12¾	MS16	5¾, 6¾, 11¾, 12¾, 16
SA16	6¾	MS19	6, 6¾, 12¾
SA22	6, 12¾	MS20	3¾, 3¾, 4¾, 4¾, 4¾
SB16	6¾, 12¾	MS13	6, 6¾, 11¾, 12¾
SB19	8½, 10¾, 12¾, 13¾, 14¾, 16, 17, 17¾	MS16	6¾, 6¾, 12¾
SB22	12¾	MS19	7¾, 12¾
SB13	16	MS11	6¾
SB16	6¾, 10¾, 17¾	MS13	6¾, 6¾, 6¾, 12¾
		MS16	6, 6¾, 12¾
		MS20	4¾, 5¾, 6, 6¾
		MS16	8½
		MS19	8½
		MS20	4¾, 5¾, 6, 6¾
		MS16	8½
		MS20	8½, 9¾



ANEXO D. Porcentaje de agua y propiedades físicas de cada clase de cemento según norma API 10A

Well cement Class				A	B	C	D	E	F	G	H
Mix water, % mass fraction of cement (Table 5)				46	46	56	38	38	38	44	38
Fineness tests (alternative methods) (clause 6)											
Turbidimeter (specified surface, minimum m ² /kg)				150	160	220	NR	NR	NR	NR	NR
Air permeability (specified surface, minimum m ² /kg)				280	280	400	NR	NR	NR	NR	NR
Free fluid content, maximum % (clause 8)				NR	NR	NR	NR	NR	NR	5,9	5,9
Compressive strength test (8-h curing time) (clause 9)	Schedule number, (Table 6)	Final curing temp. °C (°F)	Final curing pressure MPa (psi)	Minimum compressive strength MPa (psi)							
	NA	38 (100)	atm.	1,7 (250)	1,4 (200)	2,1 (300)	NR	NR	NR	2,1 (300)	2,1 (300)
	NA	60 (140)	atm.	NR	NR	NR	NR	NR	NR	10,3 (1 500)	10,3 (1 500)
	6S	110 (230)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	3,4 (500)	NR	NR	NR	NR
	8S	143 (290)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	NR	3,4 (500)	NR	NR	NR
	9S	160 (320)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	NR	NR	3,4 (500)	NR	NR
Compressive strength test (24-h curing time) (clause 9)	Schedule number, (Table 6)	Final curing temp. °C (°F)	Final curing pressure MPa (psi)	Minimum compressive strength MPa (psi)							
	NA	38 (100)	Atm.	12,4 (1 800)	10,3 (1 500)	13,8 (2 000)	NR	NR	NR	NR	NR
	4S	77 (170)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	6,9 (1 000)	6,9 (1 000)	NR	NR	NR
	6S	110 (230)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	13,8 (2 000)	NR	6,9 (1 000)	NR	NR
	8S	143 (290)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	NR	13,8 (2 000)	NR	NR	NR
	9S	160 (320)	20,7 (3 000)	NR	NR	NR	NR	NR	6,9 (1 000)	NR	NR

TABLA 2.8.- Propiedades Físicas de Varios Tipos de Cemento

Propiedades de las clases de Cemento API							
	Clase A	Clase C	Clases G y H	Clases D y E			
Gravedad Específica (aproximada)	3.14	3.14	3.15	3.16			
Área de superficie (rango), cm ² /g	1 500 a 1 900	2 000 a 2 800	1 400 a 1 700	1 200 a 1 600			
Peso por saco, lbm	94	94	94	94			
Volumen de masa, Ft/saco	1	1	1	1			
Volumen Absoluto, gal/saco	3.6	3.6	3.58	3.57			
Propiedades de Lechada Pura							
	Portland	Alto Endurecimiento Temprano	Clase G API	Clase H API	Retardado		
Agua, gal/saco (API)	5.19	6.32	4.97	4.29	4.29		
Peso de la Lechada, lbm/gal	15.6	14.8	15.8	16.5	16.5		
Volumen de la lechada gal/saco	1.18	1.33	1.14	1.05	1.05		
Temperatura (°F)	Presión (psi)	Típica Dureza Compresiva (psi) a 24 horas					
60	0	615	780	440	325	*	
80	0	1 470	1 870	1 185	1 065	*	
95	800	2 085	2 015	2 540	2 110	+	
110	1 600	2 925	2 705	2 915	2 525	*	
140	3 000	5 050	3 560	4 200	3 160	3 045	
170	3 000	5 920	3 710	4 830	4 485	4 150	
200	3 000	*	*	5 110	4 575	4 775	
Típica Dureza Compresiva (psi) a 72 horas							
60	0	2 870	2 535	-	-	*	
80	0	4 130	3 935	-	-	*	
95	800	4 670	4 105	-	-	x	
110	1 600	5 840	4 780	-	-	+	
140	3 000	6 550	4 960	-	7 125	4 000	
170	3 000	6 210	4 460	5 685	7 310	5 425	
200	3 000	+	+	7 360	9 900	5 920	
Profundidad (ft)	Temperatura (°F)		Tiempo de Espesamiento a alta Presión (horas:minutos)				
	Estática	Circulante					
2 000	110	91	4:00+	4:00+	3:00+	3:57	*
4 000	140	103	3:26	3:10	2:30	3:20	4:00+
6 000	170	113	2:25	2:06	2:10	1:57	4:00+
8 000	200	125	1:40+	1:37+	1:44	1:40	4:00+

*Generalmente no recomendado a esta temperatura

ANEXO E. Material tubular para diseño de sarta de perforación de la aplicación i-handbook y la página web Workstring International


Portamechas (Drill Collar) de la aplicación i-handbook de la compañía Schlumberger

Collar OD in	Weight lbm/ft					
	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250
2.875	19.0	18.0	18.0			
3.000	21.0	20.0	18.0			
3.125	22.0	22.0	20.0			
3.250	26.0	24.0	22.0			
3.500	30.0	29.0	27.0			
3.750	35.0	33.0	32.0			
4.000	40.0	39.0	37.0	35.0	32.0	29.0
4.125	43.0	41.0	39.0	37.0	35.0	32.0
4.250	46.0	44.0	42.0	40.0	38.0	35.0
4.500	51.0	50.0	48.0	46.0	43.0	41.0
4.750			54.0	52.0	50.0	47.0
5.000			61.0	59.0	56.0	53.0
5.125			68.0	65.0	63.0	60.0
5.500			75.0	73.0	70.0	67.0
5.750			82.0	80.0	78.0	75.0
6.000			90.0	88.0	85.0	83.0
6.125			98.0	96.0	94.0	91.0
6.500			107.0	105.0	102.0	99.0
6.750			116.0	114.0	111.0	108.0
7.000			125.0	123.0	120.0	117.0
7.125			134.0	132.0	130.0	127.0
7.500			144.0	142.0	139.0	137.0
7.750			154.0	152.0	150.0	147.0
8.000			165.0	163.0	160.0	157.0
8.125			176.0	174.0	171.0	168.0
8.500			187.0	185.0	182.0	179.0
9.000			210.0	208.0	206.0	203.0
9.500			234.0	232.0	230.0	227.0
9.750			248.0	245.0	243.0	240.0
10.000			261.0	259.0	257.0	254.0
11.000			317.0	315.0	313.0	310.0
12.000			379.0	377.0	374.0	371.0


Collar OD in	Weight lbm/ft					
	2.813	3.000	3.250	3.500	3.750	4.000
2.875						
3.000						
3.125						
3.250						
3.500						
3.750						
4.000						
4.125						
4.250						
4.500						
4.750						
5.000						
5.125						
5.500	60.0					
5.750	67.0	64.0	60.0			
6.000	75.0	72.0	68.0			
6.125	83.0	80.0	76.0	72.0		
6.500	91.0	89.0	85.0	80.0		
6.750	100.0	98.0	93.0	89.0		
7.000	110.0	107.0	103.0	98.0	93.0	84.0
7.125	119.0	116.0	112.0	108.0	103.0	93.0
7.500	129.0	126.0	122.0	117.0	113.0	102.0
7.750	139.0	136.0	132.0	128.0	123.0	112.0
8.000	150.0	147.0	143.0	138.0	133.0	122.0
8.125	160.0	158.0	154.0	149.0	144.0	133.0
8.500	172.0	169.0	165.0	160.0	155.0	150.0
9.000	195.0	192.0	188.0	184.0	179.0	174.0
9.500	220.0	216.0	212.0	209.0	206.0	198.0
9.750	232.0	229.0	225.0	221.0	216.0	211.0
10.000	245.0	243.0	239.0	235.0	230.0	225.0
11.000	302.0	299.0	295.0	291.0	286.0	281.0
12.000	364.0	361.0	357.0	352.0	347.0	342.0

Datos de material tubular de la página web Workstrings International


DC 6.5x2.813 in

 WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>WORKING TOGETHER TO MAKE THE WORLD A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		Drill Collar Performance Sheet		Size: 6.500" x 2.813" Type: Spiral MYS (ksi): 120 Tool Joint: 6.500" x 2.813" NC46 (Drill Collar)	
Drill Collar Body:			Drill Collar Assembly:		
	Nominal 100% RBW				
OD (in):	6.500	Approximate Length (ft):	31.5		
Wall Thickness (in):	1.844	Adjusted Weight (lbs/ft):	90.61		
Nominal ID (in):	2.813	Type of Drill Collar:	Spiral		
Cross Sectional Area of Pipe Body (in ²):	26.968	Fluid Displacement (gal/ft):	1.403		
Cross Sectional Area of OD (in ²):	33.183	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0334		
Cross Sectional Area of ID (in ²):	6.215	Fluid Capacity (gal/ft):	0.323		
Section Modulus (in ³):	26.016	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0077		
Polar Section Modulus (in ³):	52.031	Drit Size (in):	2.688		
Moment of inertia drill collar body (in ⁴):	84.550				
Polar moment of inertia drill collar body (in ⁴):	169.101				
Connection: NC46 (Drill Collar)					
<small>Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>		Tool Joint OD (in):	6.500		
		Tool Joint ID (in):	2.813		
Connection MYS (ksi):		120			
Bending Strength Ratio (BSR):		3.07			
			1.0 FF	1.1 FF	1.15 FF
		Max MUT (ft-lbs):	24,600	27,060	28,290
		Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):	Tensile Limited	Tensile Limited	Tensile Limited
		Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):	1,010,240	1,010,240	1,010,240
		Min MUT (ft-lbs):	22,400	24,640	25,760
		Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):	933,514	933,514	933,514
		Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):	1,019,732	1,019,732	1,019,732
		Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):	38,560	42,416	44,344
		Tool Joint Tensile Strength (lbs):	1,019,732	1,019,732	1,019,732
<small>Note: There is no published pressure testing for this connection.</small>					
<small>*ADJUST makeup torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF. * Reference Page 2</small>					


DC 8x2.813 in

 WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>YOUR BEST CHOICE FOR DRILL COLLAR SUPPLY</small> <small>A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		Drill Collar Performance Sheet		Size: 8.000" x 2.813" Type: Spiral MYS (ksi): 100 Tool Joint: 8.000" x 2.813" 6 5/8" Reg (Drill Collar)	
Drill Collar Body:			Drill Collar Assembly:		
	Nominal 100% RBW				
		OD (in): 8.000		Approximate Length (ft): 31.5	
		Wall Thickness (in): 2.594		Adjusted Weight (lbs/ft): 148.01	
		Nominal ID (in): 2.813		Type of Drill Collar: Spiral	
		Cross Sectional Area of Pipe Body (in ²): 44.051		Fluid Displacement (gal/ft): 2.289	
		Cross Sectional Area of OD (in ²): 50.265		Fluid Displacement (bbls/ft): 0.0545	
		Cross Sectional Area of ID (in ²): 6.215		Fluid Capacity (gal/ft): 0.323	
		Section Modulus (in ³): 49.497		Fluid Capacity (bbls/ft): 0.0077	
		Polar Section Modulus (in ³): 98.994		Drift Size (in): 2.688	
		Moment of inertia drill collar body (in ⁴): 197.988			
		Polar moment of inertia drill collar body (in ⁴): 395.977			
Connection: 6 5/8" Reg (Drill Collar)					
Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.		Tool Joint OD (in): 8.000 Tool Joint ID (in): 2.813 Connection MYS (ksi): 100 Bending Strength Ratio (BSR): 2.60		1.0 FF	1.1 FF
			Max MUT (ft-lbs): 58,600 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 1,003,294	64,460 Tensile Limited 1,003,294	67,390 Tensile Limited 1,003,294
			Min MUT (ft-lbs): 53,300 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,264,057	58,630 Tensile Limited 1,264,057	61,295 Tensile Limited 1,264,057
			Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 78,992 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,687,331	86,891 1,687,331	90,841 1,687,331
Note: There is no published pressure rating for this connection. *ADJUST makeup torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF.* Reference Page 2					


DC 9x3 in

 WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>WORLDWIDE OILFIELD SERVICES COMPANY</small> <small>A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		Drill Collar Performance Sheet		Size: 9.500" x 3.000" Type: Spiral MYS (ksi): 110 Tool Joint: 9.500" x 3.000" 7 5/8" Reg (Drill Collar)	
Drill Collar Body:			Drill Collar Assembly:		
	Nominal 100% RBW		Approximate Length (ft):	31.5	
OD (in):	9.500	Wall Thickness (in):	Adjusted Weight (lbs/ft):	214.41	
Wall Thickness (in):	3.250	Nominal ID (in):	Type of Drill Collar:	Spiral	
Nominal ID (in):	3.000	Cross Sectional Area of Pipe Body (in ²):	Fluid Displacement (gal/ft):	3.314	
Cross Sectional Area of Pipe Body (in ²):	63.814	Cross Sectional Area of OD (in ²):	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0789	
Cross Sectional Area of OD (in ²):	70.882	Cross Sectional Area of ID (in ²):	Fluid Capacity (gal/ft):	0.365	
Cross Sectional Area of ID (in ²):	7.069	Section Modulus (in ³):	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0087	
Section Modulus (in ³):	83.336	Polar Section Modulus (in ³):	Drift Size (in):	2.875	
Polar Section Modulus (in ³):	166.671	Moment of inertia drill collar body (in ⁴):			
Moment of inertia drill collar body (in ⁴):	395.844	Polar moment of inertia drill collar body (in ⁴):			
Polar moment of inertia drill collar body (in ⁴):	791.687				
Connection: 7 5/8" Reg (Drill Collar)					
Maximum MUT is recommended (unless stated, Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.		Tool Joint OD (in): 9.500 Tool Joint ID (in): 3.000 Connection MYS (ksi): 110 Bending Strength Ratio (BSR): 2.82	1.0 FF Max MUT (ft-lbs): 97,500 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 2,183,353 Min MUT (ft-lbs): 88,600 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 2,562,032 Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 148,815 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 2,768,061	1.1 FF Max MUT (ft-lbs): 107,250 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 2,183,353 Min MUT (ft-lbs): 97,460 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 2,562,032 Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 163,697 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 2,768,061	1.15 FF Max MUT (ft-lbs): 112,125 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 2,183,353 Min MUT (ft-lbs): 101,890 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 2,562,032 Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 171,137 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 2,768,061
Note: There is no published pressure rating for this connection. *ADJUST makeup torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF. Reference Page 2					


HWDP 5 x3 in

 Workstrings International <small>YOUR BEST CHOICE IN DOWNHOLE TOOLBAR SERVICE</small> <small>A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		<h2 style="text-align: center;">HWDP Performance Sheet</h2>		Size : 5.000" x 3.000" Style : Conventional Tube Grade : 55 ksi Welded Tool Joint : 6.625" x 3.063" NC50																																					
Asset Number: 91004000010000																																									
Pipe Body: <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td></td> <td style="text-align: right;">Nominal 100% RBW</td> </tr> <tr> <td>OD (In):</td> <td style="text-align: right;">5.000</td> </tr> <tr> <td>Wall Thickness (In):</td> <td style="text-align: right;">1.000</td> </tr> <tr> <td>Nominal ID (In):</td> <td style="text-align: right;">3.000</td> </tr> <tr> <td>Tensile Strength (lbs):</td> <td style="text-align: right;">691,150</td> </tr> <tr> <td>Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td style="text-align: right;">56,496</td> </tr> <tr> <td>Burst Capacity (psi):</td> <td style="text-align: right;">19,250</td> </tr> <tr> <td>Collapse Capacity (psi):</td> <td style="text-align: right;">17,600</td> </tr> </table>				Nominal 100% RBW	OD (In):	5.000	Wall Thickness (In):	1.000	Nominal ID (In):	3.000	Tensile Strength (lbs):	691,150	Torsional Strength (ft-lbs):	56,496	Burst Capacity (psi):	19,250	Collapse Capacity (psi):	17,600	Tubular Assembly: <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td>Adjusted Weight (lbs/ft):</td> <td style="text-align: right;">49.77</td> <td>Fluid Displacement (gal/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.76</td> </tr> <tr> <td>Approximate Length (ft):</td> <td style="text-align: right;">31.0</td> <td>Fluid Displacement (bbls/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.0181</td> </tr> <tr> <td>Box TJ Length (In):</td> <td style="text-align: right;">24</td> <td>Fluid Capacity (gal/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.37</td> </tr> <tr> <td>Pin TJ Length (In):</td> <td style="text-align: right;">24</td> <td>Fluid Capacity (bbls/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.0087</td> </tr> <tr> <td>Drift Size (In):</td> <td style="text-align: right;">2.750</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Adjusted Weight (lbs/ft):	49.77	Fluid Displacement (gal/ft):	0.76	Approximate Length (ft):	31.0	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0181	Box TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (gal/ft):	0.37	Pin TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0087	Drift Size (In):	2.750		
	Nominal 100% RBW																																								
OD (In):	5.000																																								
Wall Thickness (In):	1.000																																								
Nominal ID (In):	3.000																																								
Tensile Strength (lbs):	691,150																																								
Torsional Strength (ft-lbs):	56,496																																								
Burst Capacity (psi):	19,250																																								
Collapse Capacity (psi):	17,600																																								
Adjusted Weight (lbs/ft):	49.77	Fluid Displacement (gal/ft):	0.76																																						
Approximate Length (ft):	31.0	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0181																																						
Box TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (gal/ft):	0.37																																						
Pin TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0087																																						
Drift Size (In):	2.750																																								
<small>Notes: Body properties are calculated based on uniform OD and wall thickness. Burst capacity for Nominal (100% RBW) based on 87.5% RBW per API.</small>																																									
Connection: NC50		<u>1.0 FF</u>	<u>1.1 FF</u>	<u>1.15 FF</u>	Elevator Shoulder:																																				
TJ OD (In): 6.625 TJ ID (In): 3.063 MYS (ksi): 120 <small>Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>					Smooth Edge Height (In): N/A Smooth Edge OD (In): N/A SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): N/A Nominal TJ OD (In): 6.625 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 1,411,900 Assumed Elevator Bore (In): 5.250																																				
	Maximum MUT (ft-lbs): 33,600 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 1,175,839 Minimum MUT (ft-lbs): 28,000 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): 1,300,823 Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,380,225	33,600 Tensile Limited 1,175,839 28,000 1,300,823 1,380,225	36,960 Tensile Limited 1,175,839 30,800 1,300,823 1,380,225	38,640 Tensile Limited 1,175,839 32,200 1,300,823 1,380,225																																					
	Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 55,984 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,380,225	55,984 1,380,225	61,582 1,380,225	64,382 1,380,225																																					
<small>ADJUST make-up torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF, but to exceed 1.15 regardless of dope FF. Reference Page 2</small>																																									
<small>Note: Elevator capacity based on assumed elevator bore, no wear factor, and contact stress of 110,100 psi. An increased elevator shoulder OD increases elevator</small>																																									


HWDP 5.875 x4 in

 <p>WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>YERLEMLİ ÇÖZÜMLER VE HİZMETLER</small> A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</p>	<h2 style="margin:0;">HWDP Performance Sheet</h2>	<p>Size : 5.875" x 4.000" Style : Tri-Spiral Tube Grade : 55 ksi Welded Tool Joint : 7.000" x 4.000" XT57 (HWDP)</p>																																																			
<p>Asset Number: 91005700072500</p>																																																					
<p>Pipe Body:</p> <table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td></td> <td style="text-align: right;">Nominal 100% RBW</td> </tr> <tr> <td>OD (In):</td> <td style="text-align: right;">5.875</td> </tr> <tr> <td>Wall Thickness (In):</td> <td style="text-align: right;">0.938</td> </tr> <tr> <td>Nominal ID (In):</td> <td style="text-align: right;">4.000</td> </tr> <tr> <td>Tensile Strength (lbs):</td> <td style="text-align: right;">799,817</td> </tr> <tr> <td>Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td style="text-align: right;">82,669</td> </tr> <tr> <td>Burst Capacity (psi):</td> <td style="text-align: right;">15,359</td> </tr> <tr> <td>Collapse Capacity (psi):</td> <td style="text-align: right;">14,752</td> </tr> </table> <p><small>Notes: Body properties are calculated based on uniform OD and wall thickness. Burst capacity for Nominal (100% RBW) based on 87.5% RBW per API.</small></p>		Nominal 100% RBW	OD (In):	5.875	Wall Thickness (In):	0.938	Nominal ID (In):	4.000	Tensile Strength (lbs):	799,817	Torsional Strength (ft-lbs):	82,669	Burst Capacity (psi):	15,359	Collapse Capacity (psi):	14,752	<p>Tubular Assembly:</p> <table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Adjusted Weight (lbs/ft):</td> <td style="text-align: right;">55.62</td> <td>Fluid Displacement (gal/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.85</td> </tr> <tr> <td>Approximate Length (ft):</td> <td style="text-align: right;">31.0</td> <td>Fluid Displacement (bbls/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.0202</td> </tr> <tr> <td>Box TJ Length (In):</td> <td style="text-align: right;">24</td> <td>Fluid Capacity (gal/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.65</td> </tr> <tr> <td>Pin TJ Length (In):</td> <td style="text-align: right;">24</td> <td>Fluid Capacity (bbls/ft):</td> <td style="text-align: right;">0.0155</td> </tr> <tr> <td>Drift Size (In):</td> <td style="text-align: right;">3.750</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Adjusted Weight (lbs/ft):	55.62	Fluid Displacement (gal/ft):	0.85	Approximate Length (ft):	31.0	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0202	Box TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (gal/ft):	0.65	Pin TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0155	Drift Size (In):	3.750																		
	Nominal 100% RBW																																																				
OD (In):	5.875																																																				
Wall Thickness (In):	0.938																																																				
Nominal ID (In):	4.000																																																				
Tensile Strength (lbs):	799,817																																																				
Torsional Strength (ft-lbs):	82,669																																																				
Burst Capacity (psi):	15,359																																																				
Collapse Capacity (psi):	14,752																																																				
Adjusted Weight (lbs/ft):	55.62	Fluid Displacement (gal/ft):	0.85																																																		
Approximate Length (ft):	31.0	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0202																																																		
Box TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (gal/ft):	0.65																																																		
Pin TJ Length (In):	24	Fluid Capacity (bbls/ft):	0.0155																																																		
Drift Size (In):	3.750																																																				
<p>Connection: XT57 (HWDP)</p> <table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">1.0 FF</td> <td style="text-align: center;">1.1 FF</td> <td style="text-align: center;">1.15 FF</td> </tr> <tr> <td>TJ OD (In):</td> <td colspan="3" style="text-align: center;">7.000</td> </tr> <tr> <td>TJ ID (In):</td> <td colspan="3" style="text-align: center;">4.000</td> </tr> <tr> <td>MYS (ksi):</td> <td colspan="3" style="text-align: center;">120</td> </tr> <tr> <td><small>Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Maximum MUT (ft-lbs):</td> <td style="text-align: center;">59,200</td> <td style="text-align: center;">65,100</td> <td style="text-align: center;">68,100</td> </tr> <tr> <td>Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):</td> <td style="text-align: center;">Tensile Limited</td> <td style="text-align: center;">Tensile Limited</td> <td style="text-align: center;">Tensile Limited</td> </tr> <tr> <td>Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):</td> <td style="text-align: center;">1,206,397</td> <td style="text-align: center;">1,206,397</td> <td style="text-align: center;">1,206,397</td> </tr> <tr> <td>Minimum MUT (ft-lbs):</td> <td style="text-align: center;">49,300</td> <td style="text-align: center;">54,200</td> <td style="text-align: center;">56,700</td> </tr> <tr> <td>Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):</td> <td style="text-align: center;">1,316,218</td> <td style="text-align: center;">1,316,218</td> <td style="text-align: center;">1,316,218</td> </tr> <tr> <td>Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td style="text-align: center;">98,664</td> <td style="text-align: center;">108,530</td> <td style="text-align: center;">113,464</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Tensile Strength (lbs):</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> <td style="text-align: center;">1,394,927</td> </tr> </table> <p><small>XT57 (HWDP) is a trademark of NOV Grant Prideco</small></p> <p style="background-color: yellow;">ADJUST makeup torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF. Reference Page 2</p>		1.0 FF	1.1 FF	1.15 FF	TJ OD (In):	7.000			TJ ID (In):	4.000			MYS (ksi):	120			<small>Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>				Maximum MUT (ft-lbs):	59,200	65,100	68,100	Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):	Tensile Limited	Tensile Limited	Tensile Limited	Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):	1,206,397	1,206,397	1,206,397	Minimum MUT (ft-lbs):	49,300	54,200	56,700	Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):	1,316,218	1,316,218	1,316,218	Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):	1,394,927	1,394,927	1,394,927	Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):	98,664	108,530	113,464	Tool Joint Tensile Strength (lbs):	1,394,927	1,394,927	1,394,927	<p>Elevator Shoulder:</p> <p>Smooth Edge Height (In): N/A Smooth Edge OD (In): N/A SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): N/A</p> <p>Nominal TJ OD (In): 7.000 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 993,000 Assumed Elevator Bore (In): 6.125</p> <p><small>Note: Elevator capacity based on assumed elevator bore, no wear factor, and contact stress of 110,100 psi. An increased elevator shoulder OD increases elevator</small></p>
	1.0 FF	1.1 FF	1.15 FF																																																		
TJ OD (In):	7.000																																																				
TJ ID (In):	4.000																																																				
MYS (ksi):	120																																																				
<small>Maximum MUT is recommended (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>																																																					
Maximum MUT (ft-lbs):	59,200	65,100	68,100																																																		
Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):	Tensile Limited	Tensile Limited	Tensile Limited																																																		
Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):	1,206,397	1,206,397	1,206,397																																																		
Minimum MUT (ft-lbs):	49,300	54,200	56,700																																																		
Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):	1,316,218	1,316,218	1,316,218																																																		
Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):	1,394,927	1,394,927	1,394,927																																																		
Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):	98,664	108,530	113,464																																																		
Tool Joint Tensile Strength (lbs):	1,394,927	1,394,927	1,394,927																																																		


DP 5x4.276 in

 <p>Workstrings International A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</p>		<h3>Drill Pipe Performance Sheet</h3>		Size and Weight: 5.000" 19.50 ppf 0.362" wall IEU Grade: S-135 Range: 2 Tool Joint: 6.625" x 3.000" NC50																																																																					
Asset Number: WS41-49																																																																									
<h4>Pipe Body:</h4> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Nominal 100% RBW</th> <th>95% RBW</th> <th>Ultra Class 90% RBW</th> <th>Premium 80% RBW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OD (in):</td> <td>5.000</td> <td>4.964</td> <td>4.928</td> <td>4.855</td> </tr> <tr> <td>Wall Thickness (in):</td> <td>0.362</td> <td>0.344</td> <td>0.326</td> <td>0.290</td> </tr> <tr> <td>Nominal ID (in):</td> <td>4.276</td> <td>4.276</td> <td>4.276</td> <td>4.276</td> </tr> <tr> <td>Tensile Strength (lbs):</td> <td>712,070</td> <td>673,826</td> <td>635,861</td> <td>560,763</td> </tr> <tr> <td>Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td>74,100</td> <td>70,043</td> <td>66,026</td> <td>58,113</td> </tr> <tr> <td>Burst Capacity (psi):</td> <td>17,105</td> <td>18,571</td> <td>17,593</td> <td>15,638</td> </tr> <tr> <td>Collapse Capacity (psi):</td> <td>15,672</td> <td>14,292</td> <td>12,892</td> <td>10,029</td> </tr> </tbody> </table>					Nominal 100% RBW	95% RBW	Ultra Class 90% RBW	Premium 80% RBW	OD (in):	5.000	4.964	4.928	4.855	Wall Thickness (in):	0.362	0.344	0.326	0.290	Nominal ID (in):	4.276	4.276	4.276	4.276	Tensile Strength (lbs):	712,070	673,826	635,861	560,763	Torsional Strength (ft-lbs):	74,100	70,043	66,026	58,113	Burst Capacity (psi):	17,105	18,571	17,593	15,638	Collapse Capacity (psi):	15,672	14,292	12,892	10,029	<h4>Tubular Assembly:</h4> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Adjusted Weight (lbs/ft):</td> <td>24.56</td> <td>Fluid Displacement (gal/ft):</td> <td>0.38</td> </tr> <tr> <td>Approximate Length (ft):</td> <td>31.5</td> <td>Fluid Displacement (bbls/ft):</td> <td>0.0089</td> </tr> <tr> <td>Box TJ Length (in):</td> <td>12</td> <td>Fluid Capacity w/IPC (gal/ft):</td> <td>0.70</td> </tr> <tr> <td>Pin TJ Length (in):</td> <td>9</td> <td>Fluid Capacity w/IPC (bbls/ft):</td> <td>0.0166</td> </tr> <tr> <td>Upset Type:</td> <td>IEU</td> <td>Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft):</td> <td>0.70</td> </tr> <tr> <td>Max Upset OD (in):</td> <td>5.125</td> <td>Fluid Capacity w/o IPC (bbls/ft):</td> <td>0.0168</td> </tr> <tr> <td>Drift Size (in):</td> <td>2.875</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Adjusted Weight (lbs/ft):	24.56	Fluid Displacement (gal/ft):	0.38	Approximate Length (ft):	31.5	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0089	Box TJ Length (in):	12	Fluid Capacity w/IPC (gal/ft):	0.70	Pin TJ Length (in):	9	Fluid Capacity w/IPC (bbls/ft):	0.0166	Upset Type:	IEU	Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft):	0.70	Max Upset OD (in):	5.125	Fluid Capacity w/o IPC (bbls/ft):	0.0168	Drift Size (in):	2.875		
	Nominal 100% RBW	95% RBW	Ultra Class 90% RBW	Premium 80% RBW																																																																					
OD (in):	5.000	4.964	4.928	4.855																																																																					
Wall Thickness (in):	0.362	0.344	0.326	0.290																																																																					
Nominal ID (in):	4.276	4.276	4.276	4.276																																																																					
Tensile Strength (lbs):	712,070	673,826	635,861	560,763																																																																					
Torsional Strength (ft-lbs):	74,100	70,043	66,026	58,113																																																																					
Burst Capacity (psi):	17,105	18,571	17,593	15,638																																																																					
Collapse Capacity (psi):	15,672	14,292	12,892	10,029																																																																					
Adjusted Weight (lbs/ft):	24.56	Fluid Displacement (gal/ft):	0.38																																																																						
Approximate Length (ft):	31.5	Fluid Displacement (bbls/ft):	0.0089																																																																						
Box TJ Length (in):	12	Fluid Capacity w/IPC (gal/ft):	0.70																																																																						
Pin TJ Length (in):	9	Fluid Capacity w/IPC (bbls/ft):	0.0166																																																																						
Upset Type:	IEU	Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft):	0.70																																																																						
Max Upset OD (in):	5.125	Fluid Capacity w/o IPC (bbls/ft):	0.0168																																																																						
Drift Size (in):	2.875																																																																								
<p>Notes: Body properties are calculated based on uniform OD and wall thickness. Burst capacity for Nominal (100% RBW) based on 87.5% RBW per API.</p>				<p>Note: These are OEM values that may vary with actual values due to mill tolerances, IPC tolerances, OEM rounding, and other factors. Pipe is purchased at a guaranteed 95% RBW. IPC is applied to a nominal thickness of 0.309". Pipe will have an ID of 4.218", which is smaller than pipe purchased at 87.5%.</p>																																																																					
<h4>Connection: NC50</h4> <p>TJ OD (in): 6.625 TJ ID (in): 3.000 MYS (ksi): 120</p> <p><small>Maximum MUT is recommended based on thread compound friction factor (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection assembly. Lower than minimum MUT should never be used.</small></p>		<p>1.0 FF 1.1 FF 1.15 FF</p>		<h4>Elevator Shoulder:</h4> <p>Smooth Edge Height (in): N/A Smooth Edge OD (in): N/A SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): N/A</p> <p>Nominal TJ OD (in): 6.625 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 1,411,900 Assumed Elevator Bore (in): 5.250</p> <p><small>Note: Elevator capacity based on assumed elevator bore, no wear factor, and contact stress of 110, 100 psi. An increased elevator shoulder OD increases elevator capacity without affecting make-up torque.</small></p>																																																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1.0 FF</th> <th>1.1 FF</th> <th>1.15 FF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Maximum MUT (ft-lbs):</td> <td>34,500</td> <td>37,950</td> <td>39,675</td> </tr> <tr> <td>Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):</td> <td>Tensile Limited</td> <td>Tensile Limited</td> <td>Tensile Limited</td> </tr> <tr> <td>Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):</td> <td>1,191,552</td> <td>1,191,552</td> <td>1,191,552</td> </tr> <tr> <td>Minimum MUT (ft-lbs):</td> <td>28,800</td> <td>31,680</td> <td>33,120</td> </tr> <tr> <td>Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):</td> <td>1,352,502</td> <td>1,352,502</td> <td>1,352,502</td> </tr> <tr> <td>Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):</td> <td>1,416,225</td> <td>1,416,225</td> <td>1,416,225</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td>57,534</td> <td>63,287</td> <td>66,164</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Tensile Strength (lbs):</td> <td>1,416,225</td> <td>1,416,225</td> <td>1,416,225</td> </tr> </tbody> </table>			1.0 FF	1.1 FF	1.15 FF	Maximum MUT (ft-lbs):	34,500	37,950	39,675	Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):	Tensile Limited	Tensile Limited	Tensile Limited	Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):	1,191,552	1,191,552	1,191,552	Minimum MUT (ft-lbs):	28,800	31,680	33,120	Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):	1,352,502	1,352,502	1,352,502	Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):	1,416,225	1,416,225	1,416,225	Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):	57,534	63,287	66,164	Tool Joint Tensile Strength (lbs):	1,416,225	1,416,225	1,416,225																																		
	1.0 FF	1.1 FF	1.15 FF																																																																						
Maximum MUT (ft-lbs):	34,500	37,950	39,675																																																																						
Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs):	Tensile Limited	Tensile Limited	Tensile Limited																																																																						
Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs):	1,191,552	1,191,552	1,191,552																																																																						
Minimum MUT (ft-lbs):	28,800	31,680	33,120																																																																						
Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):	1,352,502	1,352,502	1,352,502																																																																						
Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):	1,416,225	1,416,225	1,416,225																																																																						
Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):	57,534	63,287	66,164																																																																						
Tool Joint Tensile Strength (lbs):	1,416,225	1,416,225	1,416,225																																																																						
<p>Note: There is no published pressure rating for this connection.</p> <p>ADJUST make-up torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF. Reference Page 3</p>																																																																									

DP 5.875 x5.153 in

 WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>AN OILFIELD SERVICE COMPANY</small> <small>A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		Drill Pipe Performance Sheet			Size and Weight: 5.875" 23.40 ppl 0.361" wall IEU Grade: S-135 Range: 2 Tool Joint: 7.000" x 4.250" XT57		
Asset Number: WS42-01							
Pipe Body:				Tubular Assembly:			
	Nominal 100% RBW	95% RBW	Ultra Class 90% RBW	Premium 80% RBW	Adjusted Weight (lbs/ft): 28.31	Fluid Displacement (gal/ft): 0.43	
					Approximate Length (ft): 32.2	Fluid Displacement (bbbls/ft): 0.0103	
OD (in):	5.875	5.839	5.803	5.731	Box TJ Length (in): 18	Fluid Capacity w/IPC (gal/ft): 1.03	
Wall Thickness (in):	0.361	0.343	0.325	0.289	Pin TJ Length (in): 12	Fluid Capacity w/IPC (bbbls/ft): 0.0245	
Nominal ID (in):	5.153	5.153	5.153	5.153	Upset Type: IEU	Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft): 1.03	
Tensile Strength (lbs):	844,223	799,367	754,826	666,535	Max Upset OD (in): 6.000	Fluid Capacity w/o IPC (bbbls/ft): 0.0246	
Torsional Strength (ft-lbs):	105,488	99,808	94,173	83,041	Drift Size (in): 4.125		
Burst Capacity (psi):	14,517	15,761	14,932	13,273			
Collapse Capacity (psi):	10,825	9,625	8,410	6,204			
<small>Notes: Body properties are calculated based on uniform OD and wall thickness. Burst capacity for Nominal (100% RBW) based on 67.5% RBW per API.</small>				<small>Notes: These are OEM values that may vary with actual values due to mill tolerances, IPC tolerances, OEM rounding, and other factors. Pipe is purchased at a guaranteed 95% RBW. IPC is applied to a nominal thickness of 0.003". Pipe will have an ID of 5.095", which is smaller than pipe purchased at 67.5%.</small>			
Connection: XT57		1.0 FF		1.1 FF		1.15 FF	
TJ OD (in): 7.000 TJ ID (in): 4.250 MYS (ksi): 120						Elevator Shoulder:	
<small>Maximum MUT is recommended based on thread compound friction factor (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>		Maximum MUT (ft-lbs): 56,500		62,150		Smooth Edge Height (in): 3/32 Smooth Edge OD (in): 7.188 SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): 1,223,100	
Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited		Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 959,500		Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited		Nominal TJ OD (in): 7.000 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 993,000 Assumed Elevator Bore (in): 6.125	
		Minimum MUT (ft-lbs): 47,200		51,920			
Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited		Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,196,200		Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): Tensile Limited			
		Foot Joint Torsional Strength (ft-lbs): 94,200		Foot Joint Torsional Strength (ft-lbs): 103,620			
		Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,200,500		Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,200,500			
<small>XT57 is a trademark of NOV Grant Products.</small>						<small>Notes: Elevator capacity based on assumed elevator bore, no wear factor, and contact stress of 110, 100 psi. An increased elevator shoulder OD increases elevator capacity without affecting make-up torque.</small>	
<small>Note: There is no published pressure rating for this connection.</small>							
<small>*ADJUST makeup torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF. Reference Page 3</small>							

DP 5.875x4.875 in

 WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>AN OILFIELD SERVICES COMPANY</small> <small>A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</small>		Drill Pipe Performance Sheet				Size and Weight: 5.875" 28.70 ppl 0.500" wall IEU Grade: S-135 Range: 2 Tool Joint: 7.000" x 4.250" XT-M57	
Asset Number: WS42-28							
Pipe Body:				Tubular Assembly:			
	Nominal 100% RBW	95% RBW	Ultra Class 90% RBW	Premium 80% RBW	Adjusted Weight (lbs/ft): 34.52	Fluid Displacement (gal/ft): 0.53	
OD (in):	5.875	5.825	5.775	5.675	Approximate Length (ft): 31.8	Fluid Displacement (bbls/ft): 0.0126	
Wall Thickness (in):	0.500	0.475	0.450	0.400	Box TJ Length (in): 15	Fluid Capacity w/IPC (gal/ft): 0.92	
Nominal ID (in):	4.875	4.875	4.875	4.875	Pin TJ Length (in): 10	Fluid Capacity w/IPC (bbls/ft): 0.0220	
Tensile Strength (lbs):	1,139,808	1,077,781	1,016,285	894,882	Upset Type: IEU	Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft): 0.93	
Torsional Strength (ft-lbs):	135,921	128,327	120,825	106,096	Max Upset OD (in): 6.000	Fluid Capacity w/o IPC (bbls/ft): 0.0221	
Burst Capacity (psi):	20,106	21,830	20,681	18,383	Drit Size (in): 4.125		
Collapse Capacity (psi):	21,023	19,719	18,115	14,824			
<small>Notes: Body properties are calculated based on uniform OD and wall thickness. Burst capacity for Nominal (100% RBW) based on 87.5% RBW per API.</small>				<small>Note: These are OEM values that may vary with actual values due to mill tolerances, IPC tolerances, OEM rounding, and other factors. Pipe is purchased at a guaranteed 95% RBW. IPC is applied to a nominal thickness of 0.009". Pipe will have an ID of 4.801", which is smaller than pipe purchased at 87.5%.</small>			
Connection: XT-M57		1.0 FF		1.1 FF		1.15 FF	
TJ OD (in): 7.000 TJ ID (in): 4.250 MYS (ksi): 120						Elevator Shoulder:	
<small>Maximum MUT is recommended based on thread compound friction factor (unless stated). Lower than maximum MUT should only be used when MUT is limited by rig equipment or connection tensile. Lower than minimum MUT should never be used.</small>		Maximum MUT (ft-lbs): 51,500		56,650		Smooth Edge Height (in): N/A Smooth Edge OD (in): N/A SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): N/A	
Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited		Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 991,500		Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited		Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 991,500	
Minimum MUT (ft-lbs): 42,900		47,190		49,335		Nominal TJ OD (in): 7.000 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 993,000 Assumed Elevator Bore (in): 6.125	
Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): 1,163,500		Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,200,500		Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): 1,163,500		Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,200,500	
Internal Pressure Rating (psi): 15,000		Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 85,800		94,380		98,670	
External Pressure Rating (psi): 10,000		Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,200,500		1,200,500		1,200,500	
<small>XT-M57 is a trademark of NOV Grant Products.</small>						<small>Note: Elevator capacity based on assumed elevator bore, no wear factor, and contact stress of 110, 100 psi. An increased elevator shoulder OD increases elevator capacity without affecting make-up torque.</small>	
<small>*ADJUST make-up torque according to thread compound friction factor (FF) greater than 1.0 up to 1.15 FF. Not to exceed 1.15 regardless of dope FF.* Reference Page 3</small>							

ANEXO F. Propiedades y formulaciones para los fluidos de perforación a utilizar

Sistema DRILPLEX del manual API

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,8 - 13
Viscosidad embudo (sec/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)	Valor mínimo, Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	15 - 60
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	10 - 60
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 - 60
pH	10,5 - 11,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,7 - 1,8
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,6 - 1,5
Calcio (mg/l)	<80
Cloruros, agua dulce (mg/l)	100 - 15.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bbl)	10 - 20

*Ver la Figura 2.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
GEL SUPREME	Viscosidad
Soda cáustica	Aumentar el pH y P _f
DRILPLEX	Viscosidad
Almidón (no iónico)	Control de filtrado

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 - 350
GEL SUPREME	8 - 12
DRILPLEX	0,8 - 1,2
Almidón (no iónico)	3 - 8

Sistema POLY-PLUS del manual API

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 - 13
Viscosidad embudo (seg/qt)	32 - 45
Viscosidad plástica (cP)	6 - 10
Punto cedente (lb/100 pies ²)	10 - 20
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	3 - 6
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 - 10
pH	8,5 - 10
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 1
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 0,5
Calcio (mg/l)	<300
Cloruros (mg/l)	0 - 190.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%) ^a	3 - 10
MBT (lb/bbl)	7,5 - 17,5

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
POLY-PLUS	Inhibición y extendedor de gel
Soda cáustica y KOH	pH y P _f
POLYPAC	Control de filtrado
SP-101	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
Carbonato de sodio	Control de la dureza
DUO-VIS	Control de las viscosidades a muy baja velocidad de corte
TACKLE	Reducir los esfuerzos de gel
KCl y NaCl	Inhibición iónica

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	300
M-I GEL	2,5 - 10
Soda cáustica	0,5 - 1
POLY-PLUS	0,5 - 1,5
POLYPAC	0,5 - 2
SP-101	0,5 - 2,5
TACKLE	0,1 - 1
DUO-VIS	0,5 - 1

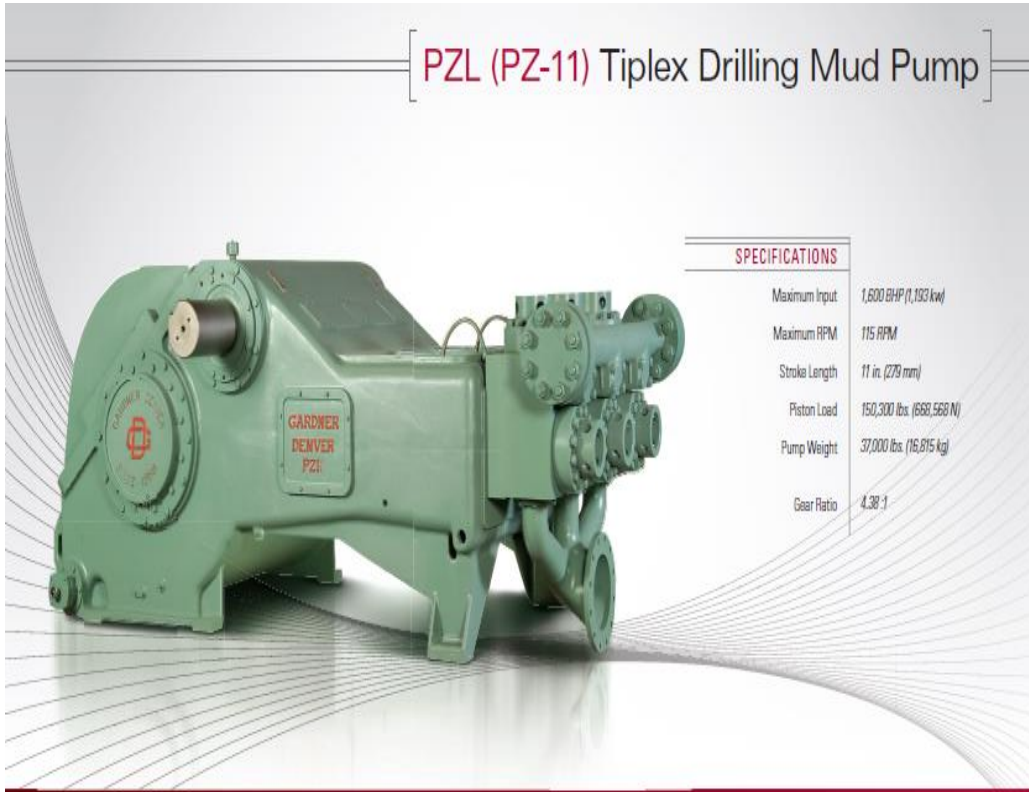
Sistema BARADRIL-N de la guía de fluidos Baraoid

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
N-VIS	Viscosificador	0.25-1 (0.7-3)
N-VIS P PLUS	Viscosificador/Control de filtración	1-5 (3-14)
N-DRIL HT PLUS	Control de filtración	2-10 (6-29)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante/ Agente de puenteo	Según se requiera
BARABUF	Alcalinidad	0.1-3.0 (0.3-9)

Sistemas	Situaciones de fluidos DRIL-N				
	Lutitas reactivas	Zonas agotadas	Perforación horizontal/ Gran ángulo	Minimiza daños a la formación	Lim-pieza
BARADRIL-N	●	●	●	●	●

ANEXO G. Hoja de datos de bomba TRIPLEX

Bomba de lodos TRIPLEX PZ-11



PZL (PZ-11) Tipler Drilling Mud Pump

SPECIFICATIONS

Maximum Input	1,600 BHP (1,193 kw)
Maximum RPM	115 RPM
Stroke Length	11 in. (279 mm)
Piston Load	150,300 lbs. (668,568 N)
Pump Weight	37,000 lbs. (16,815 kg)
Gear Ratio	4.38:1

PISTON CYLINDER		DISPLACEMENT - DRILLING SERVICE				MAXIMUM PSI		PUMP RPM	JACKSHAFT RPM
DIAMETER		PER REVOLUTION		MAXIMUM FLOW RATE		PSI	bar		
inch	mm	gallon	liters	GPM	LPM				
8	203	7.18	27.18	826	3126	2989	206	115	504
7.5	191	6.31	23.89	726	2747	3401	234		
7.25	184	5.90	22.32	678	2567	3639	251		
7	178	5.50	20.81	632	2383	3904	269		
6.5	165	4.74	17.94	545	2064	4527	312		
6.25	158	4.38	16.58	504	1908	4897	338		
6	152	4.04	15.29	465	1758	5000	345		
5.5	140	3.39	12.85	390	1478	5000	345		
5	127	2.80	10.62	323	1212	5000	345		

Ratings shown are for 5,000 PSI Fluid End Cylinder. For 7,500 PSI Fluid End Cylinder, visit www.gardnerdenverpumps.com
 Weight: Complete pump with large steel skid - 41,400 pounds.
 Ratings are based on 90% mechanical efficiency and 100% volumetric efficiency.

**Gardner
Denver**
Pumping Perfected.

ANEXO H. Algoritmos de optimización para el programa de hidráulica de perforación del artículo "Pressure loss simulator improves nozzle selection" de la revista PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL

Selección de las boquillas para el modelo reológico plástico de Bingham

TABLE 1. Bit nozzle selection method (Bingham Plastic Model)	
<p>Step 1. a) Calculate \bar{v} for pipe :</p> $\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2} \quad (B1)$ <p>b) Calculate \bar{v} for annulus :</p> $\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \quad (B2)$	<p>Step 6. a) Solve for f from B13 :</p> $1/\sqrt{f} = 4 \log (NR \cdot f^{0.5}) - 0.395 \quad (B13)$ <p>Then, calculate ΔP for pipe :</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho \bar{v}^2}{25.8 d} \quad (B14)$
<p>Step 2. a) Calculate NH for pipe :</p> $NH = \frac{37,100 \rho (\tau_y) d^2}{(\mu_p)^2} \quad (B3)$ <p>b) Calculate NH for annulus :</p> $NH = \frac{24,700 \rho \tau_y (d_2 - d_1)^2}{(\mu_p)^2} \quad (B4)$	<p>b) Solve for f from B13</p> <p>Then, calculate ΔP for annulus :</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho \bar{v}^2}{21.1(d_2 - d_1)} \quad (B15)$
<p>Step 3. a) Calculate NR for pipe :</p> $NR = \frac{928\rho \bar{v} d}{\mu_p} \quad (B5)$ <p>b) Calculate NR for annulus :</p> $NR = \frac{757\rho \bar{v} (d_2 - d_1)}{\mu_p} \quad (B6)$	<p>Step 7. Calculate ΔP_d :</p> $\Delta P_d = \Delta P_r + \Delta P_{fp} + \Delta P_{dk} + \Delta P_{dka} + \Delta P_{dps} \quad (B16)$ <p>Step 8. Calculate q_{max}, q_{min}, $(\Delta P_d)_{II}$, $(\Delta P_d)_I$:</p> $q_{max} = \frac{1,714 P_{hp} E}{P_{max}} \quad (B17)$ $q_{min} = 2,448 (HZ^2 - ODP^2)(v/60) \quad (B18)$ <p>For maximum bit hydraulic hp $\rightarrow (\Delta P_d)_{II} = (1/1 + m)P_{max}$ (B19)</p> <p>For maximum jet impact force $\rightarrow (\Delta P_d)_I = (2/2 + m)P_{max}$ (B20)</p>
<p>Step 4. a) Solve for NRC from B8 (for pipe) :</p> $16,800 \xi_{oc} = NH (1 - \xi_{oc})^3 \quad (B7)$ $NRC = NH/8\xi_{oc} \left[\left(1 - \frac{4}{3}\xi_{oc}\right) + \frac{1}{3}(\xi_{oc})^4 \right] \quad (B8)$ <p>If $NR < NRC$, flow is laminar, go to step 5a If $NR \geq NRC$, flow is turbulent, go to step 6a</p> <p>b) Solve for NRC from B10 (for annulus) :</p> $22,400 \xi_{oc} = NH(1 - \xi_{oc})^3 \quad (B9)$ $NRC = \left[\sqrt{2/3} NH/8 \xi_{oc} \right] (1 - 3/2\xi_{oc} + 0.5\xi_{oc}^3) \quad (B10)$ <p>If $NR < NRC$, flow is laminar, go to step 5b If $NR \geq NRC$, flow is turbulent, go to step 6b</p>	<p>Step 9. Numerically $(\Delta P_b)_{opt}$, and q_{opt} are obtained from geometry representing the optimum hydraulic path.</p> <p>Then, calculate $(\Delta P_b)_{opt}$:</p> $(\Delta P_b)_{opt} = P_{max} - (\Delta P_d)_{opt} \quad (B21)$ <p>Step 10. Calculate $(HHP)_{opt}$:</p> $(HHP)_{opt} = \frac{(\Delta P_b)_{opt} \cdot q_{opt}}{1,714} \quad (B22)$ <p>Step 11. Calculate $(JF)_{opt}$:</p> $(JF)_{opt} = 0.01823 C_d q_{opt} \sqrt{\rho (\Delta P_b)_{opt}} \quad (B23)$
<p>Step 5. a) Calculate ΔP for pipe :</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1,500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d} \quad (B11)$ <p>b) Calculate ΔP for annulus :</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p \cdot \bar{v}}{1,000 (d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200(d_2 - d_1)} \quad (B12)$	<p>Step 12. Calculate optimum total nozzle area :</p> $(A_t)_{opt} = \sqrt{\frac{8.311 \times 10^{-5} \rho (q_{opt})^2}{(C_d)^2 (\Delta P_b)_{opt}}} \quad (B24)$ <p>Step 13. Calculate optimum nozzle diameter</p> $D = 64 \sqrt{\frac{(A_t)_{opt}}{3\pi}} \quad (B25)$

Selección de las boquillas para el modelo reológico ley de potencia

TABLE 2. Bit nozzle selection method (Power-Law Model)

Step 1 a) Calculate \bar{v} for pipe :

$$\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2} \quad (C1)$$

b) Calculate \bar{v} for annulus :

$$\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \quad (C2)$$

Step 2 a) Calculate n :

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{300}}{\theta_{300}} \quad (C3)$$

b) Calculate k :

$$k = \frac{510\theta_{300}}{511^n} \quad (C4)$$

Step 3 a) Calculate NR for Pipe :

$$NR = \frac{89,100\rho\bar{v}^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0416d}{3 + 1/n} \right]^n \quad (C5)$$

b) Calculate NR for annulus :

$$NR = \frac{10,900\rho\bar{v}^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0208(d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right]^n \quad (C6)$$

Step 4 a) For pipe (when $n \geq 0.6$) :

If $NR < 2,100$, flow is laminar, go to step 5a.

If $NR \geq 2,100$, flow is turbulent, go to step 6a.

b) For annulus (when $n \geq 0.6$) :

If $NR < 2,100$, flow is laminar, go to step 5b.

If $NR \geq 2,100$, flow is turbulent, go to step 6b.

Step 5 a) Calculate ΔP for pipe :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{k\bar{v}^n \left[\frac{2 + 1/n}{0.0416} \right]^n}{144,000 d^{1+n}} \quad (C7)$$

b) Calculate ΔP for annulus :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{k\bar{v}^n \left[\frac{3 + 1/n}{0.0208} \right]^n}{144,000 (d_2 - d_1)^{1+n}} \quad (C8)$$

Step 6 a) Solve for f from C9 (for pipe) :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log (NR \cdot (f)^{1-n/2}) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad (C9)$$

Then, calculate DP for pipe :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^2}{25.8 d} \quad (C10)$$

b) Solve for f from C9 (for annulus) :

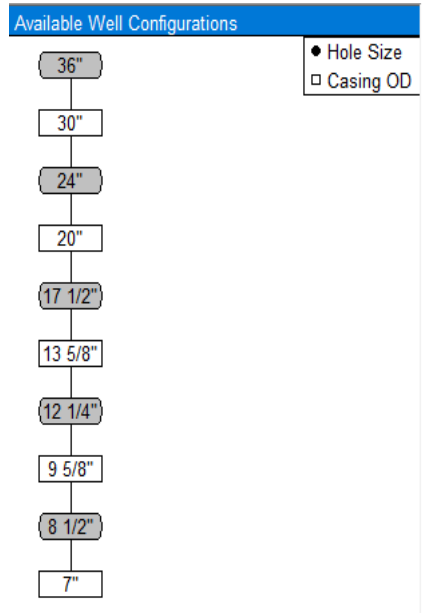
Then, calculate ΔP for annulus :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^2}{21.1 (d_2 - d_1)} \quad (C11)$$

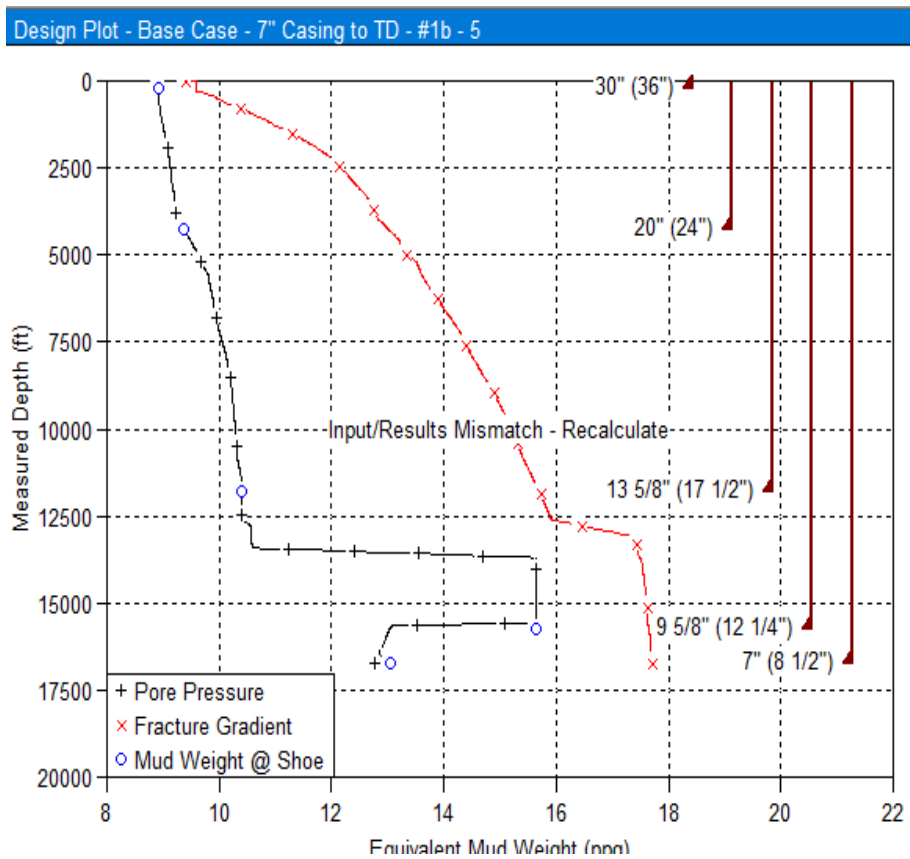
Steps 7 through 13 are same as Bingham Plastic Model which were presented in Table 1.

**ANEXO I. Resultados de la simulación del pozo mediante el software LANDMARK
PAQUETE CASINGSEAT**

Configuración del pozo por el paquete CasingSeat

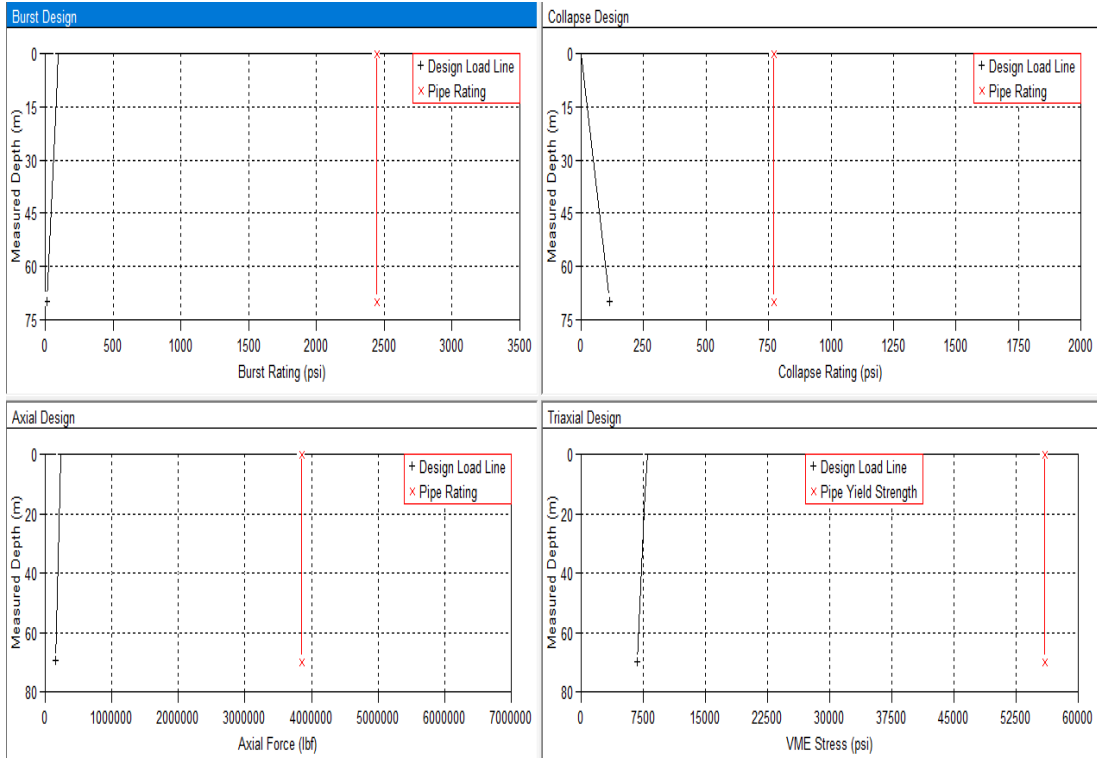


Asentamiento de cañerías

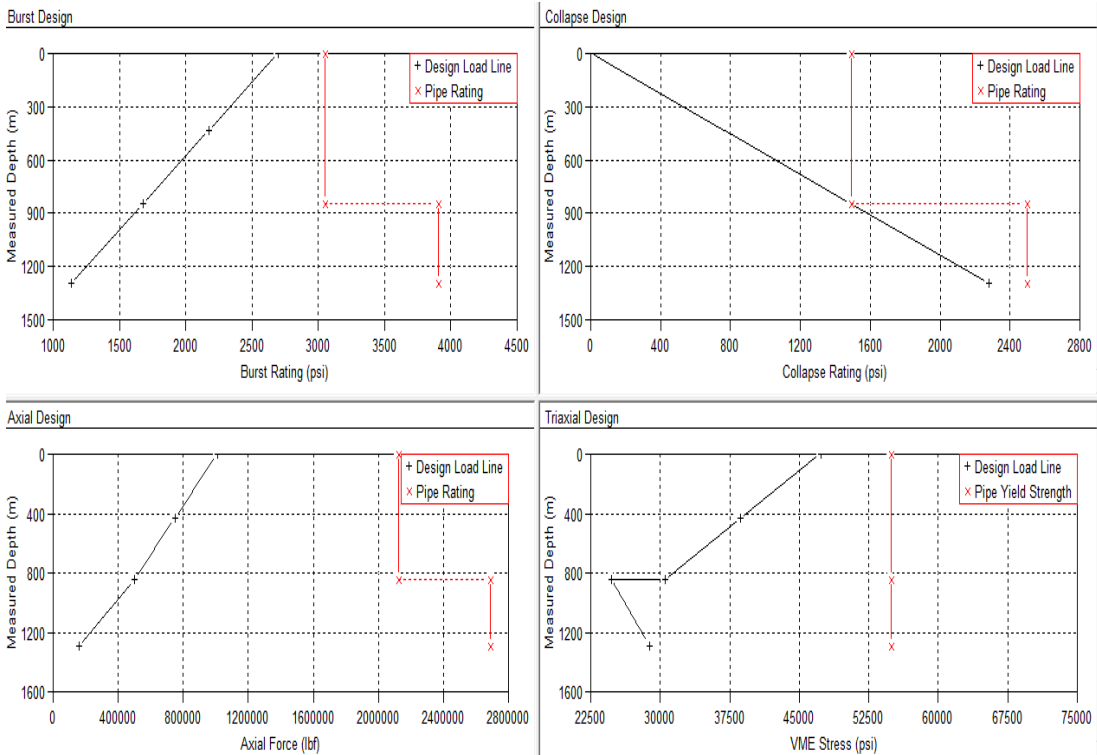


PAQUETE STRESSCHECK

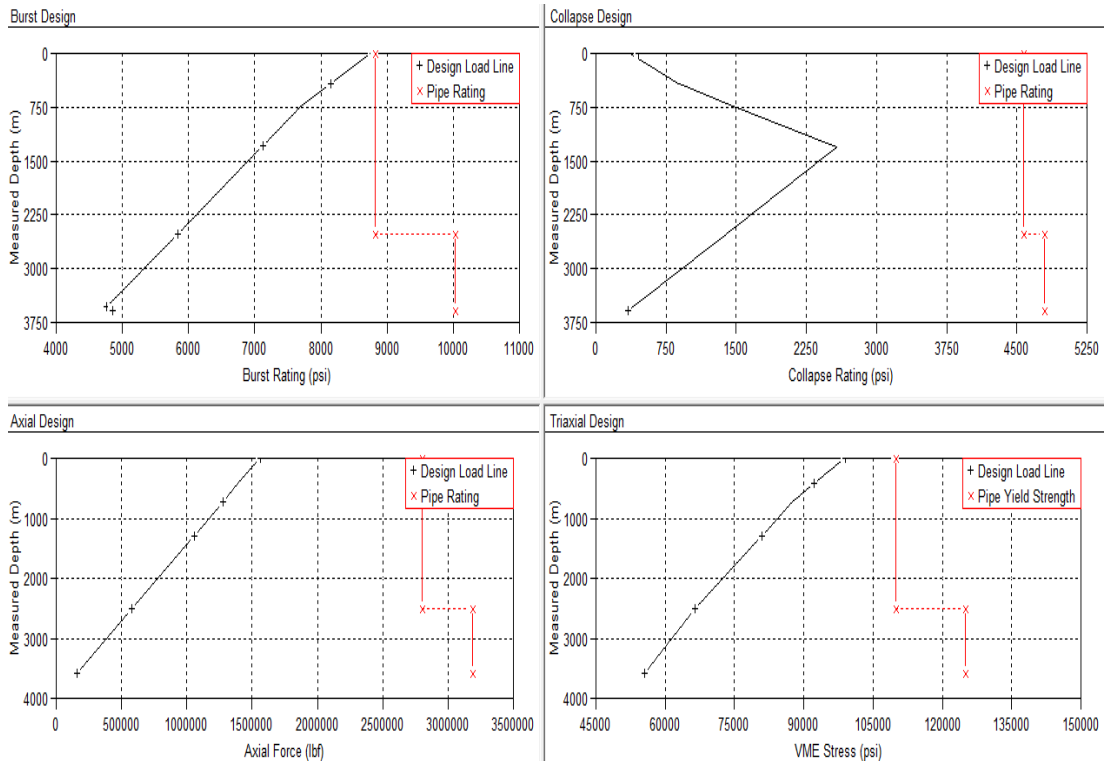
Esfuerzos cañería guía 1 X-56, 234.29 lb/ft



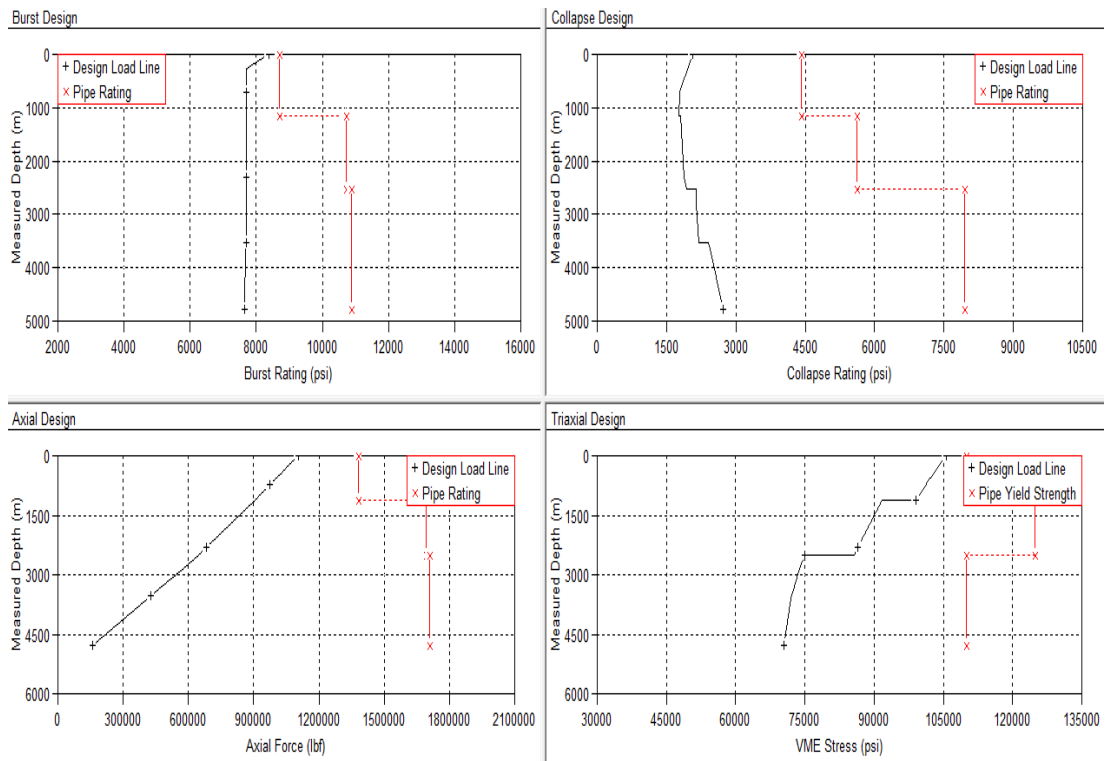
Esfuerzos cañería Superficial, sección 1 L-80, 169 lb/ft, sección 2 N-80, 133 lb/ft



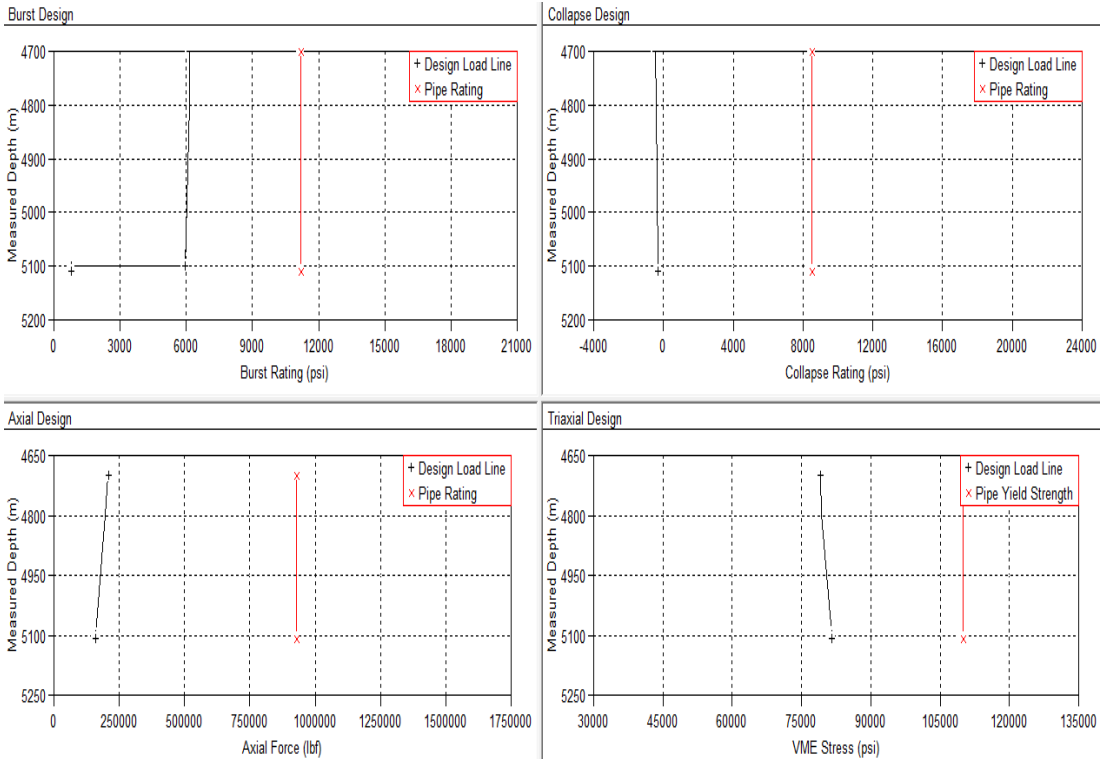
Esfuerzos cañería Intermedia, sección 1 P-110, 88.2 lb/ft, sección 2 Q-125, 88.2 lb/ft



Esfuerzos cañería Productor, sección 1 P-110, 43.5 lb/ft, sección 2 Q-125, 47 lb/ft, sección 3 P-110, 53.5 lb/ft



Esfuerzos cañería Productor-Liner, sección 1 P-110, 29 lb/ft



ANEXO J. Especificaciones técnicas para el alquiler de equipo de perforación de 3000HP

Pliego de especificaciones técnicas

Alquiler Equipo de Perforación 3.000 HP



PLIEGO DE ESPECIFICACIONES TECNICAS (v.3)

SERVICIOS DE ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION DE 3000 HP

Equipo de control de descontrol y equipo de boca de pozo

5.3. BOP's Y Equipos de Boca de Pozo

Conjunto de BOP's

- 29.1/2" x 500psi, Diverter.
- 21 1/2" x 5M, conjunto de BOP's con Ram doble y un anular.
- 13 5/8" x 10M, conjunto de BOP's con Ram simple, Ram doble y un anular. El anular debe tener una capacidad de 5Mpsi.
- Rams para cañería de cementación de 13 3/8", 9 7/8", 9 5/8" y 7"; Rams para tubería de 6 5/8" o 5 7/8" (según corresponda), 5", 3 1/2", 2 7/8" y 2 3/8". Un juego de arietes de diámetro interior variable de 2 3/8" a 5".
- Un carretel de perforación con un punto de salida para línea de matar el pozo y un punto de salida compatible con el tamaño de la línea de estrangulamiento. Para diferentes diámetros de BOP's.
- Un juego de unidad de bombeo para prueba hidráulica y prueba de BOP's.
- Un sistema de manejo de BOP's completo, con patines, plataforma rodante, corredera elevada, carriles para corredera y ruedas manuales incluyendo extensiones para los arietes de tubería.

Manifold de Control

Diámetro mínimo de 4 1/16" x 10M. La línea para matar el pozo debe contar con sistemas múltiples que incluya un mínimo de dos choques de control hidráulico con control remoto y un choque regulable manual. Todos los componentes deben estar clasificados para una presión de trabajo mínima de 10.000 psi. Incluir diagrama del Manifold.

Medidor de control con medidor de presión de tubería, medidor de presión de tubería de recubrimiento, contador de emboladas de la bomba y promedio de emboladas de la bomba. Este Manifold deberá contar con dos ingresos para conectar con el stack de preventores.

Unidad / Sistemas de Cierre

El sistema de cierre incluirá apoyo del 100% para la bomba principal. El sistema de cierre debe tener una capacidad de acumulación de presión de un volumen de aceite hidráulico capaz de cerrar, abrir y cerrar la totalidad del sistema (arietes, anular, válvulas, etc.). Dos estaciones de operación remotas para el sistema de cerrar / abrir.

Separador de Lodo / Gas

Separador de Lodo/Gas en forma cilíndrica montado verticalmente en el patín, con deflectores internos, puntos de ingreso para línea de flujo, puntos de ingreso para todas las líneas del múltiple

Equipo tubular a suministrar el equipo de perforación

portamechas de perforación. Presión mínima de trabajo 10.000 psi.

5.4. Sarta de Perforación

Todas las conexiones tubulares suministrados por el CONTRATISTA deben ser inspeccionados antes de la movilización y se deben presentar a YPFB CHACO los certificados de inspección correspondiente. Indique el total de metros perforados para todos los tubulares propuestos.

- Tubería de Perforación:** Mínimo 3.500 metros de 6 5/8" ó 5 7/8"
 Mínimo 6.000 metros de 5", 19.5 lbs/pie y 25.6 lbs/pie, Grado S-135
 Mínimo 3.500 metros 3 1/2", 13.3 lb/pie, Grado S-135
 Pup joints de 5", 19.5 y 25.6 lb/pie, Grado S-135 en las medidas de 5, 10 y 15 pies
 Pup joints 3 1/2", 13.3 lb/pie, Grade S-135 en las medidas de 5, 10 y 15 pies
- Barras Pesadas:** Mínimo 15 piezas de 6 5/8" o 5 7/8"
 Mínimo 40 piezas de 5", 50 lb/pie
 Mínimo 20 piezas de 3 1/2", 23.2 lb/pie
- Porta Mechas:** Mínimo 6 unidades de 11 1/4" OD espiralado
 Mínimo 24 unidades de 9 1/2" OD espiralado
 Mínimo 24 unidades de 8" OD espiralado
 Mínimo 30 unidades de 6 1/2" OD espiralado
 Mínimo 30 unidades de 4 3/4" OD espiralado
 Mínimo 1 unidad de 9 1/2" Short Drill Collar (10-15 pies)
 Mínimo 1 unidad de 8" Short Drill Collar (10-15 pies)
 Mínimo 1 unidad de 6 1/2" Short Drill Collar (10-15 peis)
 Mínimo 1 unidad de 4 3/4" Short Drill Collar (10-15 pies)

Especifique las conexiones para todos los Portamechas. Todos los Portamechas deben ser espiralados con canal de alivio de esfuerzo.

Bomba de lodo

5.7. Bombas de Lodo

Mínimo tres bombas Triplex de 1.600 HP impulsadas independientemente, incluyendo bombas de alimentación. Debe disponer inventario de camisas (7", 6 1/2", 6", 5 1/2") de acuerdo a lo requerido para bombear en pozo de 26" & 17 1/2" un caudal de 1.000 gpm a 3.500 psi y en pozo de 12 1/4" un caudal de 800 gpm a 4.100 psi.

precio de movilización y desmovilización del pozo BJO-X46D

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO Bs.
1	Suma fija por Movilización	Global	6.264.000,00
2	Precio diario Operativo de Etapa de PERFORACION (con sondeo)	Día	191.400,00
3	Precio diario Operativo de Etapa de PERFORACION (sin sondeo)	Día	181.830,00
4	Precio diario Operativo de Etapa de Terminación (con sondeo)	Día	178.002,00
5	Precio diario Operativo de Etapa de Terminación (sin sondeo)	Día	169.102,00
6	Precio diario Operativo de Etapa de Pruebas de Pozo	Día	169.102,00
7	Suma fija por Desmovilización	Global	1.392.000,00

ANEXO K. Banda de precios establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Banda de precios alquiler equipo de perforación



**ANEXO I – ESPECIALIDAD DE PERFORACIÓN
A. BANDA DE PRECIOS 2023**

N°	SERVICIOS	ESPECIFICACIONES	UNIDAD	BANDA DE PRECIOS	
				MÍNIMO	MÁXIMO
1	ALQUILER EQUIPO DE PULLING (240-350 HP)	TARIFA OPERATIVA (12 HORAS)	US\$ / DÍA	3.909,78	11.818,08
2	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (350 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	4.330,43	12.267,83
3	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (550 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	4.330,43	13.849,87
4	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (700 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	5.189,12	15.271,63
5	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (900 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	7.612,50	17.397,83
6	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (1000 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	9.787,50	21.485,19
7	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (1500 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	9.787,50	23.059,16
8	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (1700-2000 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	10.175,09	27.352,39
9	ALQUILER EQUIPO DE PERFORACIÓN (3000 HP)	TARIFA OPERATIVA	US\$ / DÍA	12.747,24	36.814,86

Banda de precios para cementos y aditivos

2069	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, CEMENTO CLASE "A" POR SACO/50 KG.	US\$/SACO	0,00	17,02
2070	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, CEMENTO CLASE "B" POR SACO/50 KG.	US\$/SACO	0,00	32,62
2071	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, CEMENTO CLASE "H" POR SACO/50 KG.	US\$/SACO	0,00	28,28
2072	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, CEMENTO ULTRAFINO, POR SACO DE 54/LB	US\$/SACO	0,00	239,62
2073	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, CEMENTO MAGNE PLUS, POR LIBRA	US\$/LBS	0,00	2,63
2074	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, MPA-1 (ADITIVO MULTIPROPÓSITO), POR LIBRA	US\$/LBS	0,00	1,81
2075	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE COILED TUBING	PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN, MPA-3 (ADITIVO MULTIPROPÓSITO), POR	US\$/LBS	0,00	1,64
1195	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE BOMBEO	SISTEMAS O PRODUCTOS QUÍMICOS, ADITIVOS ESPECIALES SILICA FLOUR SSA-2, POR LIBRA	US\$/LBS	0,00	0,89
1176	INTERVENCIÓN SIN EQUIPO	SERVICIO DE BOMBEO	SISTEMAS O PRODUCTOS QUÍMICOS, ACELERADORES CLORURO DE CALCIO	US\$/LBS	0,00	2,78

Banda de precios cañerías de revestimiento

N°	SERVICIOS	ESPECIFICACIONES	UNIDAD	BANDA DE PRECIOS	
				MINIMO	MAXIMO
836	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 14" 54,8 LB/PIE, TN-140 PREMIUM DWR-3	US\$/M	432,66	666,20
837	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 14" 66 LB/PIE, TN-140 PREMIUM DWR-3	US\$/M	302,66	786,30
838	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 18 5/8" 114 LB/PIE, N-80, API R-3	US\$/M	140,28	296,90
839	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 72 LB/PIE, Q-125, PREMIUM R-3	US\$/M	168,13	406,62
840	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 72 LB/PIE, TNP-110, PREMIUM HCR-3, SPECIAL DRIFT	US\$/M	63,16	387,60
841	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 68 LB/PIE, TN-140, PREMIUM HC R-3	US\$/M	160,34	329,67
842	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 66 LB/PIE, Q-125, PREMIUM HC R-3	US\$/M	143,22	286,46
843	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 68 LB/PIE, P-110, PREMIUM R-3	US\$/M	142,94	370,34
844	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 61 LB/PIE, J95, API R-3	US\$/M	66,85	173,69
845	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 61 LB/PIE, N-80, API R-3	US\$/M	76,69	163,38
846	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 64,3 LB/PIE, K-55, API R-3	US\$/M	76,12	198,94
847	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 13 3/8" 54,8 LB/PIE, K-55, PREMIUM R-3	US\$/M	84,20	170,18
848	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 11 3/4" 77 LB/PIE, TN-125, PREMIUM HCR-3	US\$/M	322,16	644,37
849	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 11 3/4" 60 LB/PIE, TN-140, PREMIUM HCR-3	US\$/M	188,60	377,20
850	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 10 3/4" 65,7 LB/PIE, TN-140, PREMIUM HCR-3	US\$/M	185,44	390,88
851	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 10 3/4" 65,7 LB/PIE, P-110, PREMIUM R-3	US\$/M	88,66	294,55
852	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 10 3/4" 65,7 LB/PIE, Q-125, PREMIUM R-3	US\$/M	180,70	305,33
853	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 10 3/4" 60,7 LB/PIE, Q-125, PREMIUM R-3	US\$/M	233,64	467,66
854	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 7/8" 62,8 LB/PIE, P-110, PREMIUM R-3	US\$/M	198,74	313,44
855	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 3/4" 59,3 LB/PIE, 13CR-110, PREMIUM R-3	US\$/M	899,01	1.607,25
856	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 3/4" 59,2 LB/PIE, P-110, PREMIUM R-3	US\$/M	176,86	305,68
857	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 5/8" 76,3 LB/PIE, TN-140, PREMIUM, DWR-3/SPECIAL DRIFT	US\$/M	317,15	624,30
858	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 5/8" 63,5 LB/PIE, TN-140, PREMIUM, HCR-3/SPECIAL DRIFT	US\$/M	155,23	324,49
859	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 5/8" 63,5 LB/PIE, TN13CR-125, PREMIUM, R-3/SPECIAL DRIFT	US\$/M	991,14	957,89
860	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 5/8" 63,5 LB/PIE, TN-125, API, HCR-3/SPECIAL DRIFT	US\$/M	218,66	437,16
861	PROVISION DE MATERIAL TUBULAR	CAÑERIA: 9 5/8" 63,5 LB/PIE, P-110, PREMIUM, R-3/SPECIAL DRIFT	US\$/M	71,62	267,79

ANEXO L. Banda de precios de trépanos de operaciones de perforación

Servicio de provisión de trépanos para YRA-X2, YOP-X1

N°	DETALLE DEL SERVICIO	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO (BS)
1	Trépano Tricóno de 24" de dientes, IADC 115, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	386.775,00
2	Trépano Tricóno de 24" de insertos, IADC 415, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	363.338,00
3	Trépano Tricóno de 17 ½" de dientes, IADC 115, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	172.686,00
4	Trépano Tricóno de 17 ½" de insertos, IADC 415, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	238.981,00
5	Trépano Tricóno de 12 ¾" de dientes, IADC 117, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	98.942,00
6	Trépano Tricóno de 12 ¾" de insertos, IADC 447, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	98.942,00
7	Trépano Tricóno de 8 ½" de dientes, IADC 117, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	75.989,00
8	Trépano Tricóno de 8 ½" de insertos, IADC 537, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	75.989,00
9	Trépano Tricóno de 6" de dientes, IADC 117, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	55.761,00
10	Trépano Tricóno de 6" de insertos, IADC 637, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X1 I.E.	Trépano	55.761,00
11	Trépano Tricóno de 24" de dientes, IADC 115, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	386.775,00
12	Trépano Tricóno de 24" de insertos, IADC 415, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	363.338,00
13	Trépano Tricóno de 17 ½" de dientes, IADC 115, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	172.686,00
14	Trépano Tricóno de 17 ½" de insertos, IADC 415, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	238.981,00
15	Trépano Tricóno de 12 ¾" de dientes, IADC 117, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	98.942,00
16	Trépano Tricóno de 12 ¾" de insertos, IADC 447, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	98.942,00
17	Trépano Tricóno de 8 ½" de dientes, IADC 117, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	75.989,00
18	Trépano Tricóno de 8 ½" de insertos, IADC 537, Boquilla Central - Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	75.989,00
19	Trépano Tricóno de 6" de dientes, IADC 117, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	55.761,00
20	Trépano Tricóno de 6" de insertos, IADC 637, Protección TCI en la pierna - Protección de TCI en el Calibre. (Modalidad de venta). TMC-X2 I.E.	Trépano	55.761,00

Servicio de provisión de trépanos para Sopotindi X-1

PAQUETE 2.- SERVICIO DE ALQUILER DE TRÉPANOS PDC E IMPREGNADOS POZO SIP-X1.

SECCIÓN DE 17 1/2"				
N°	DETALLE DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO (Bs)
1	Trépano PDC 17 1/2", Matrix, 7 aletas, Cortadores 16 mm doble hilera.	1	Metro	1.318,00
2	Trépano PDC 17 1/2", Matrix, 8 aletas, Cortadores 16 mm doble hilera.	1	Metro	1.318,00

SECCIÓN DE 12 1/4"				
N°	DETALLE DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO (Bs)
1	Trépano PDC 12 1/4", Matrix, 7 aletas, Cortadores 16 mm doble hilera.	1	Metro	198,00
2	Trépano PDC 12 1/4", Matrix, 6 aletas, Cortadores 16 mm doble hilera	1	Metro	156,00

SECCIÓN DE 8 1/2"				
N°	DETALLE DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO (Bs)
1	Trépano PDC 8 1/2", Matrix, 7 aletas, Cortadores 16 mm doble hilera.	1	Metro	452,00
2	Trépano PDC 8 1/2", Matrix, 7 aletas, Cortadores 13 mm doble hilera.	1	Metro	452,00
3	Trépano Impregnado 8 1/2", Calibre Extendido – Conexión Box, Apto para ser usado con, Turbina.	1	Metro	1.186,00

ANEXO M. Programa de lodos de perforación del pozo HCY-X2

Description	Units Required	Unit Size	Unit Cost (\$)	Total Cost (\$)
Drilling Fluid Materials				
Fresh Water	42,311	bbbl		
BARITE	54,405	50 KG	9.14	497,265.81
CALCIUM CARBONATE COARSE	7,624	40 KG	9.80	74,715.20
CALCIUM CARBONATE COARSE MARB	1,880	40 KG	27.34	51,399.20
CALCIUM CARBONATE FINE	2,115	40 KG	9.80	20,727.00
CALCIUM CARBONATE FINE MARBLE	16,540	40 KG	27.34	452,188.56
CALCIUM CARBONATE MEDIUM	3,467	40 KG	9.80	33,976.60
CALCIUM CARBONATE MEDIUM MARB	1,880	40 KG	27.34	51,399.20
CALCIUM CHLORIDE	5,205	25 KG	35.50	184,777.50
CALOVIS FL	182	25 KG	1,012.00	184,184.00
CAUSTIC SODA	678	25 KG	58.63	39,751.14
CONQOR 202B	4	55 GA	2,167.10	8,668.40
CONQOR 404	47	55 GA	2,388.09	112,240.23
DEFOAM X	63	5 GA	274.51	17,294.13
DIESEL (Base Yacuiba)	1,291,316	1 LT	0.64	826,442.24
DRILPLEX	1,390	25 LB	179.15	249,018.50
ECOTROL RD	812	50 LB	1,100.86	893,898.32
FLOPLEX FLUID LOSS ADDITIVE	2,299	50 LB	158.08	363,425.92
GELPLEX	5,457	25 KG	29.20	159,344.40
G-SEAL HGR FINE	850	50 LB	185.30	157,505.00
LIME	3,757	50 LB	10.00	37,570.00
MAGMA FIBER	120	25 LB	74.60	8,952.00
MEGADRIL	1,500	1 BL		
MEGAMUL	375	55 GA	1,286.61	482,478.75
MICA COARSE	19	25 KG	42.84	813.96
MICA FINE	175	25 KG	42.84	7,497.00
MICA MEDIUM	175	25 KG	42.84	7,497.00
NUT PLUG FINE	91	25 KG	50.50	4,595.50
OM-1200	50	40 LB	41.06	2,053.00
OM-500	100	40 LB	41.06	4,106.00
OM-800	150	40 LB	41.06	6,159.00
SAFE CIDE	338	25 LT	237.88	80,403.44
SODA ASH	686	25 KG	50.98	34,972.28
TACKLE	57	5 GA	152.25	8,678.25
VERSAGEL HT	495	25 KG	357.07	176,749.65
VERSAMOD	40	55 GA	1,752.62	70,104.80
VERSATHIN	38	55 GA	1,542.86	58,628.68
VERSATROL M	1,186	25 KG	125.96	149,388.56
VERSAWET	149	55 GA	1,114.92	166,123.08
VG-SUPREME	552	50 LB	304.09	167,857.68
Estimated Drilling Fluid Materials Cost				\$5,852,849.98
Bulk Backload (est.)				
Corrected Materials Cost				\$5,852,849.98
Engineering Cost				\$764,460.00
Equipment & Screen & Misc. Cost				
Cost per Unit Length (\$/m)				\$1,121.58
Total Estimated Well Cost				\$6,617,309.98

Antonio Leonel Lima Bautista

rockertuco@gmail.com

celular: 60616280

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR

Y DERECHOS CONEXOS



2024-TTES-1354-D-1

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3010/2024

La Paz, 01 de octubre de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **25 de septiembre de 2024**, por **ANTONIO LEONEL LIMA BAUTISTA** con C.I. N° **11069978 LP**, con número de trámite **DA 1711/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado:

"PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES PROFUNDOS EN EL BLOQUE HUACARETA", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los"*



NB/ISO
9001

IBNORCA



afaq
ISO 9001
Quality
AFFOR CERTIFICATION

ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES PROFUNDOS EN EL BLOQUE HUACARETA**" a favor del autor y titular: **ANTONIO LEONEL LIMA BAUTISTA** con C.I. N° **11069978 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudiesen demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



aoDEf5Dc7Ce96J

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urriagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junin, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

