

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 entrampadas 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 óptima 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. <i>Presión de fractura</i> | 15 |
| 2.2.3. <i>Métodos de predicción de la presión de fractura</i> | 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. <i>DISEÑO DEL PROGRAMA DE CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO</i> | 17 |
| 2.3.1. <i>Tipos de Cañerías</i> | 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. <i>Profundidad de asentamiento de las cañerías de revestimiento</i> | 21 |
| 2.3.3. <i>Diseño de la geometría de pozo</i> | 24 |
| 2.3.4. <i>Esfuerzos principales que soportan las cañerías de revestimiento</i> | 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. <i>Tensión axial en el arreglo de cañerías de revestimiento</i> | 29 |
| 2.3.6. <i>Características de las cañerías de revestimiento</i> | 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. Pérdida de presión en superficie | 83 |
| 2.8.6. Optimización hidráulica..... | 84 |
| 2.8.6.1. <i>Análisis gráfico 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 (Azerbaiyán), 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 YPF 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

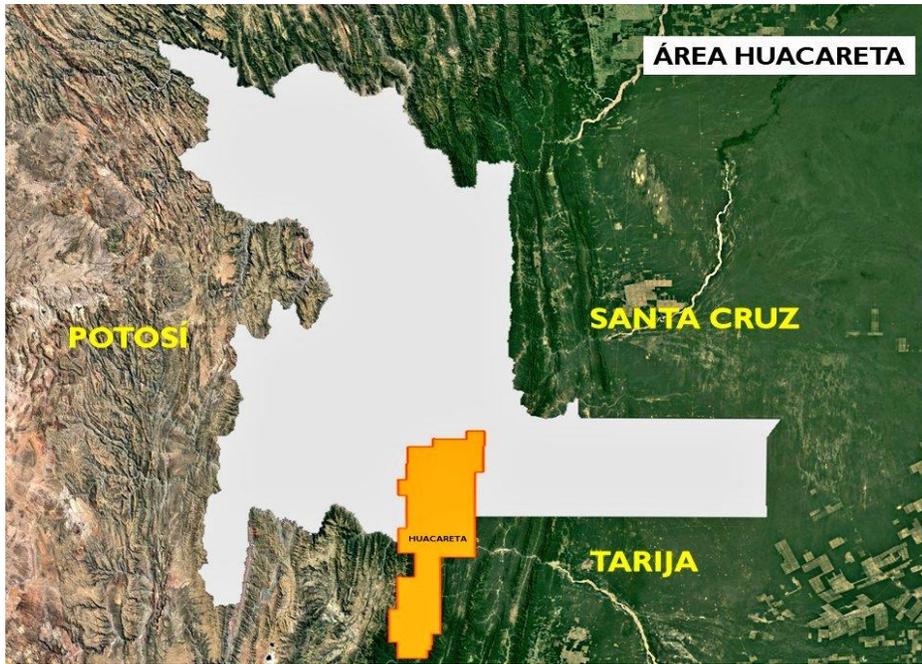
1.7.1. Alcance temático

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)

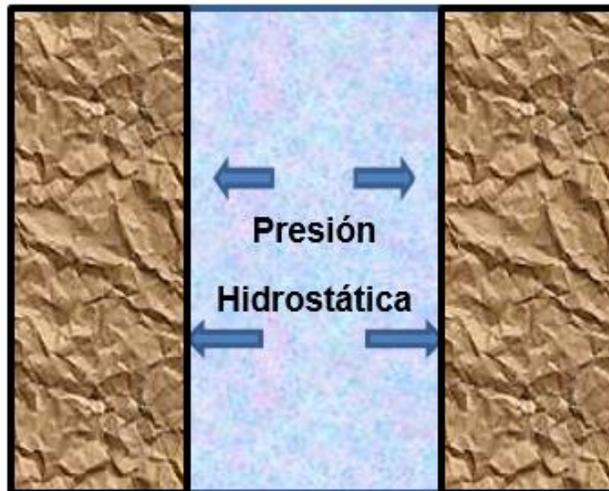
2.1.4.Presiones dentro de una perforación de pozo

Dentro de una perforación de un pozo hidrocarbúfero 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 líquido 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.

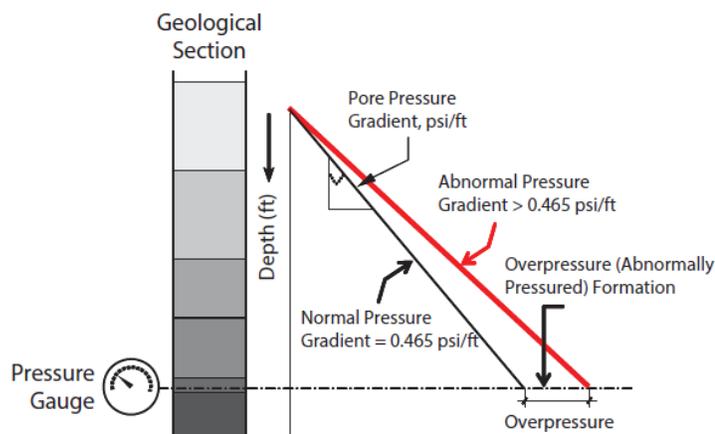
- Presión de formación Anormal:

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

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

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

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

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

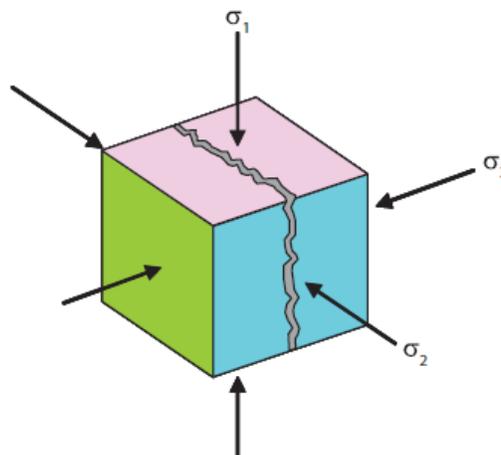
La ecuación representa la relación normal de presión entre el tiempo de viaje habitual de la formación en función de la profundidad. La ecuación se complica con el hecho de la variación del intervalo de tiempo de tránsito en la matriz de la roca. (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

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 Humbbert y Willis
- Correlación de Mathews y Kelly
- Correlación de Eaton

2.2.3.1. Ecuación de Humbbert y Willis

Humbbert 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)

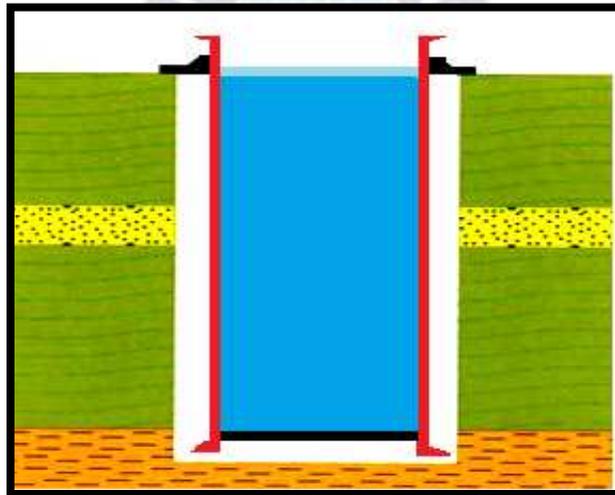
2.3.1. Tipos de Cañerías

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



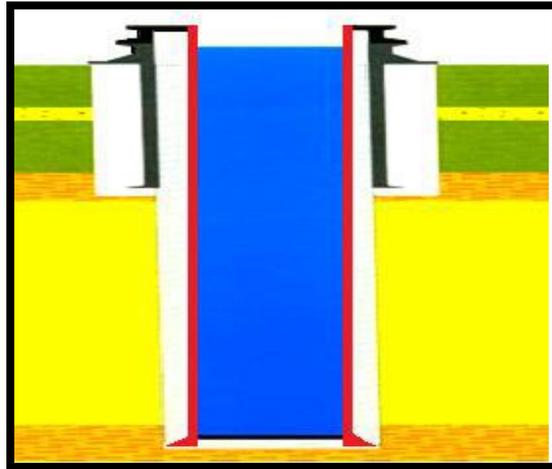
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

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



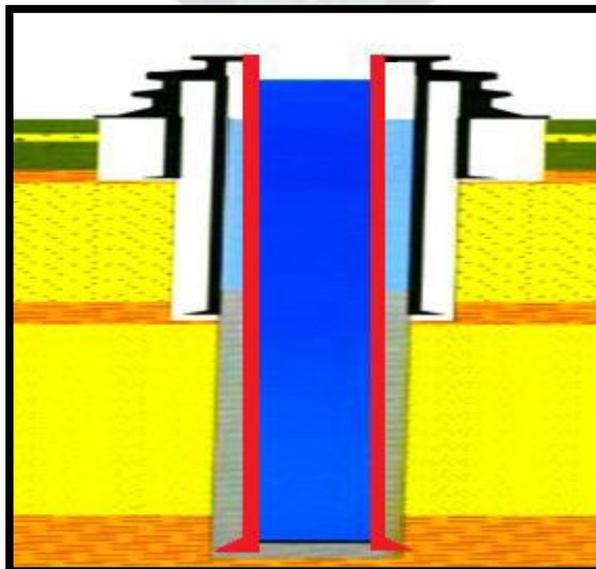
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

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



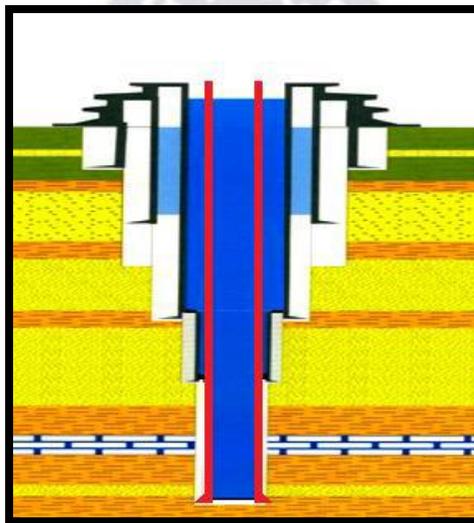
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

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



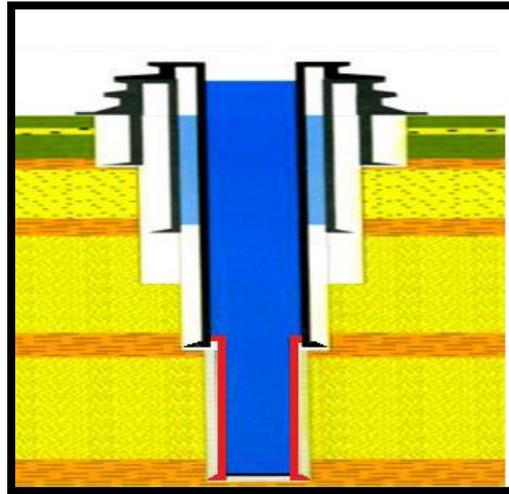
Fuente: Manual de planeación, Perforación y control de Pozos petroleros, 2002

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.

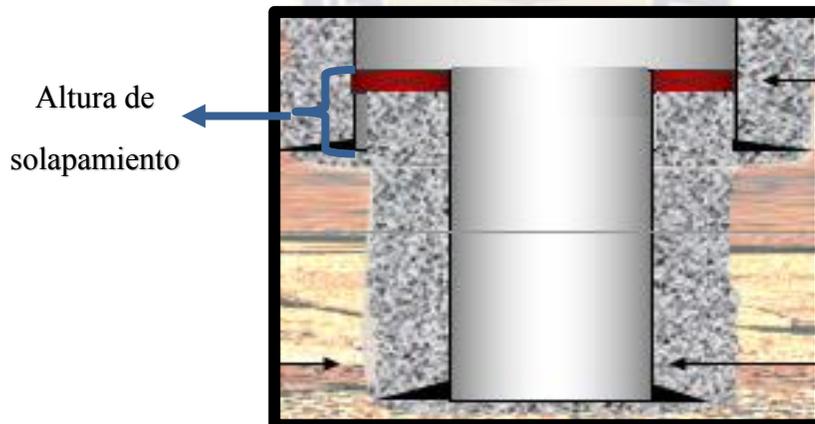
Figura 2.9. Tramo Liner



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

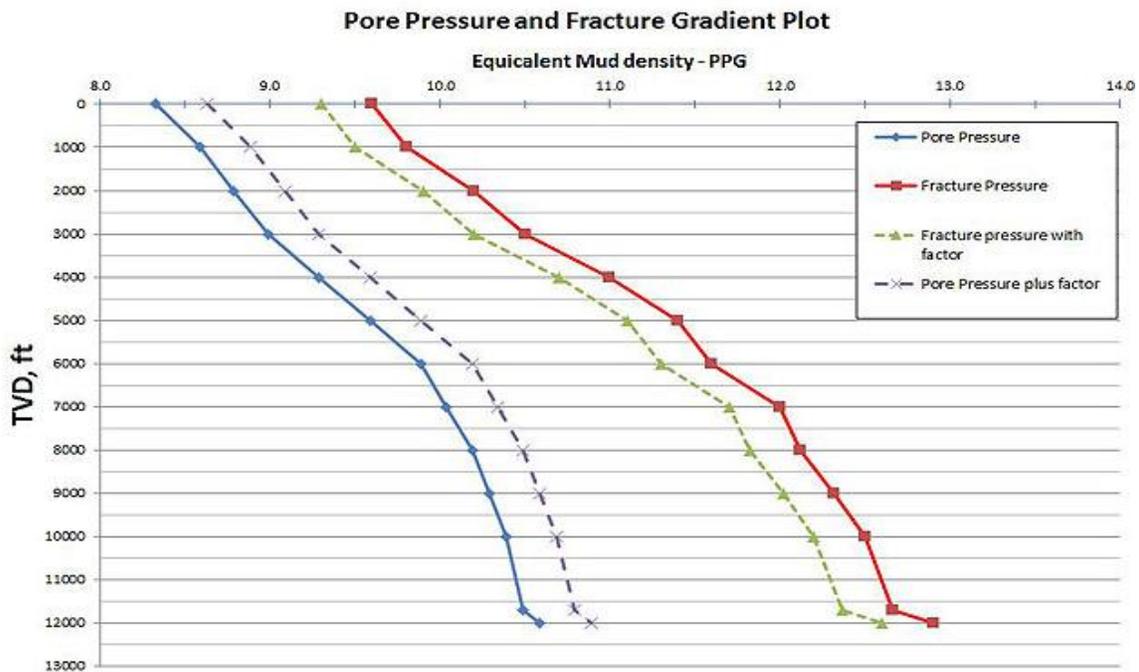
2.3.2. Profundidad de asentamiento de las cañerías de revestimiento

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

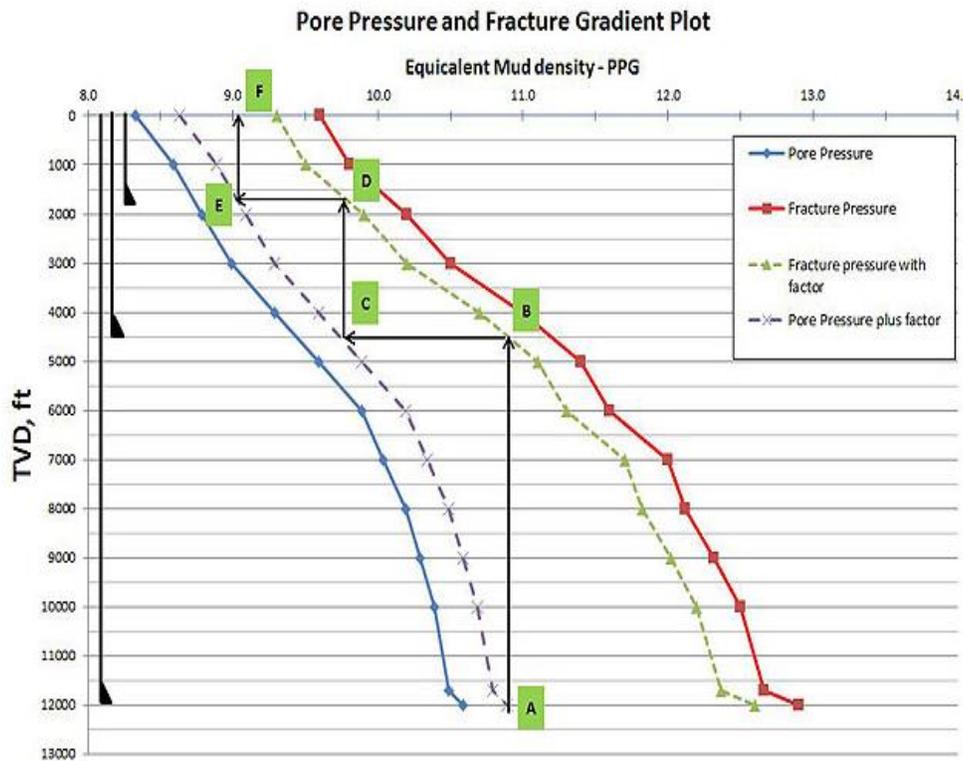


Fuente: <https://www.drillingformulas.com/casing-seat-selection-how-to-select-casing-setting-depth/>, 2020

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

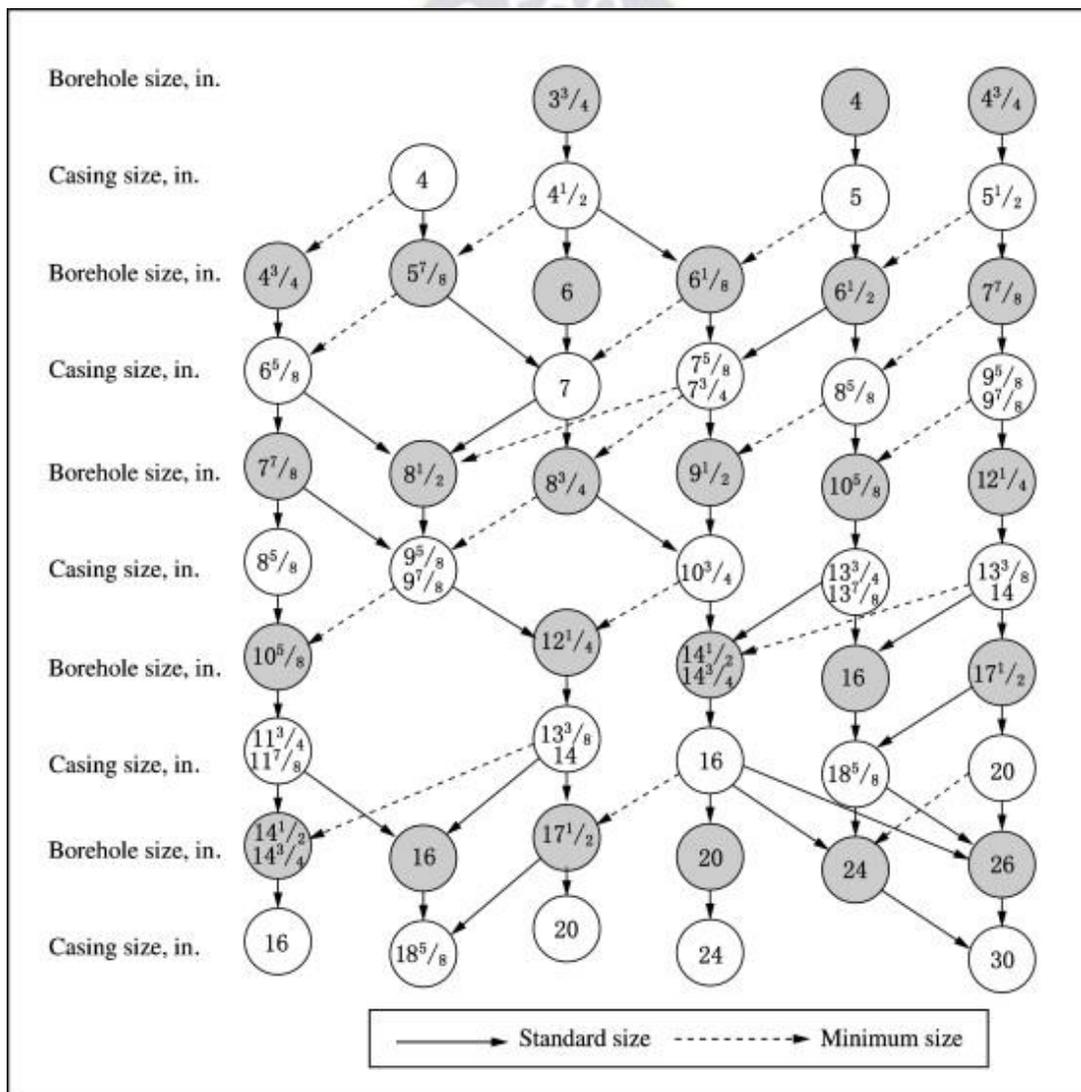


Fuente: <https://www.drillingformulas.com/casing-seat-selection-how-to-select-casing-setting-depth/>, 2020

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)

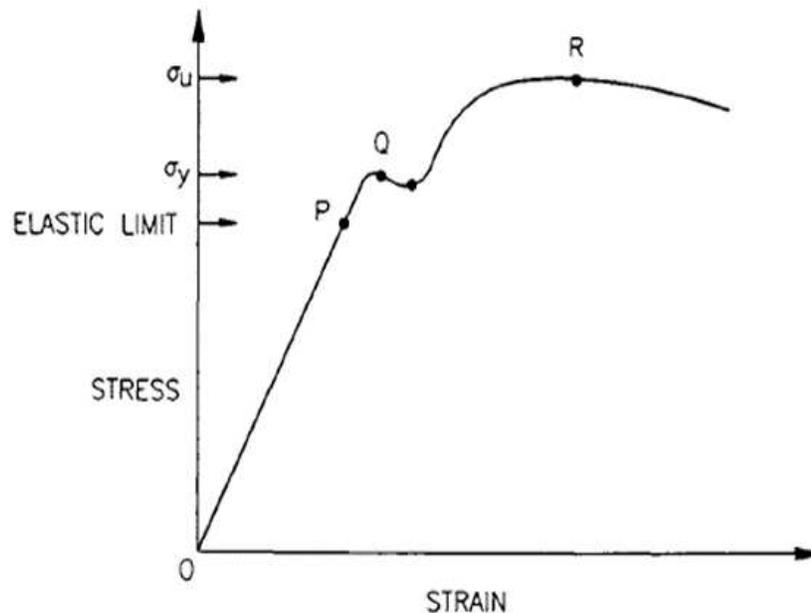
2.3.4. Esfuerzos principales que soportan las cañerías de revestimiento

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]

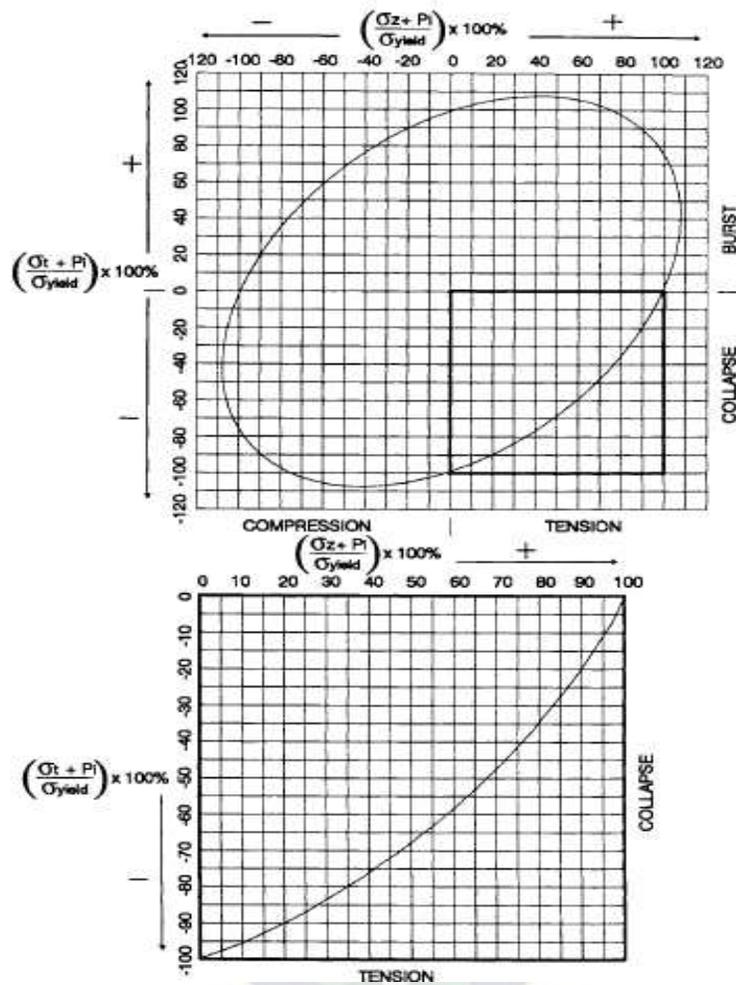
p_i = Presión interna [Psi]

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



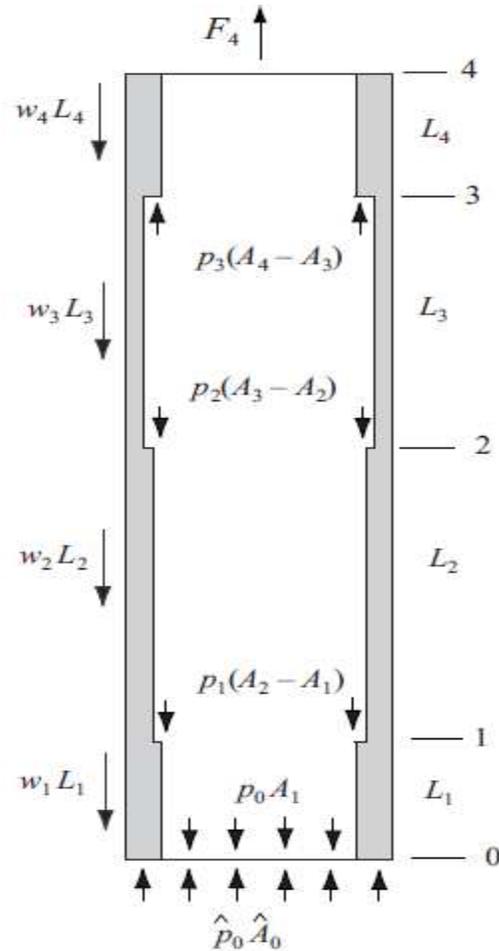
Fuente: Casing Design theory and practice (1995)

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 sienta 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}_o = Presión externa en el fondo de cañería

A_i = Área transversal total de la cañería

\widehat{A}_o = 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:

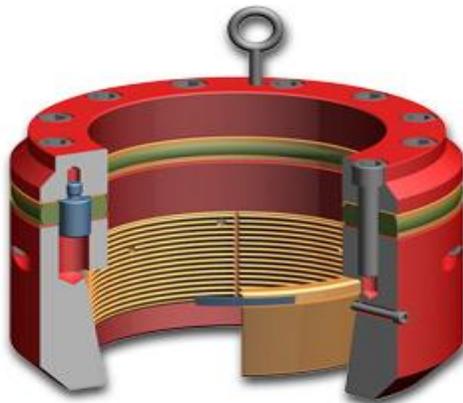
- **Colgador de cañería tipo Mandril**

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:

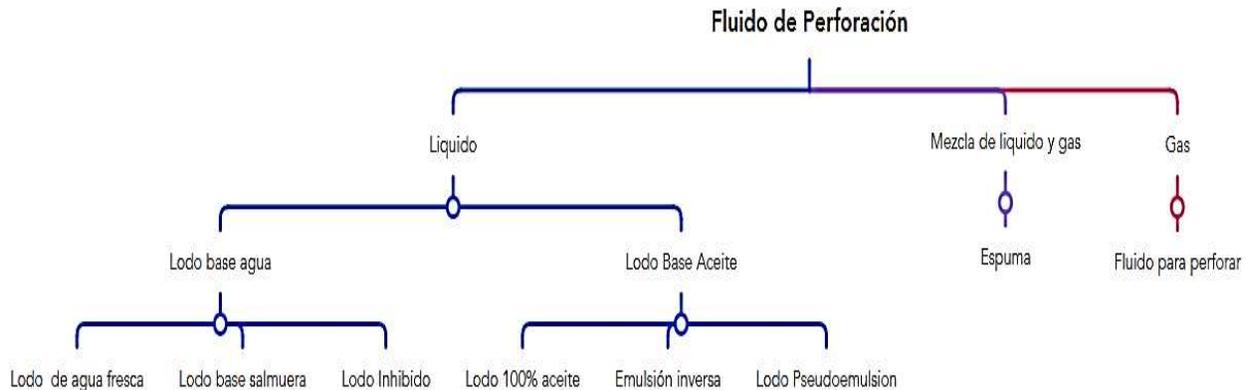
- Sacar los recortes de formación a superficie.
- Controlar las presiones de formación.
- No dañar las zonas productoras.
- Estabilizar las paredes de las formaciones.
- No dañar el medio ambiente.
- Sacar información de fondo de pozo.
- Formar una película impermeable sobre las paredes de formación.
- 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:

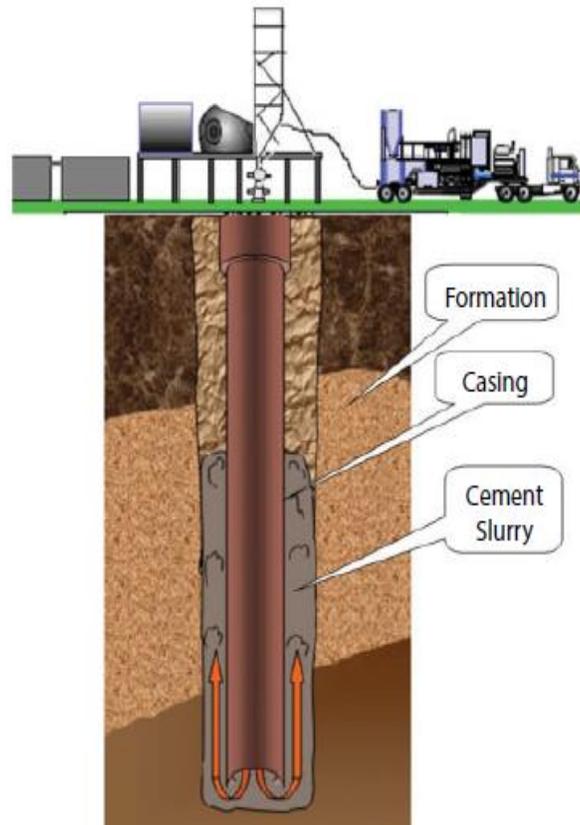
- Recolectar la información geológica de la zona a perforar.
- Determinar y construir la ventana de lodos con los datos de presión de formación y presión de fractura.
- Con la ventana de lodos determinar las zonas con mayor probabilidad de problemas.
- Seleccionar las densidades del fluido de perforación 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.

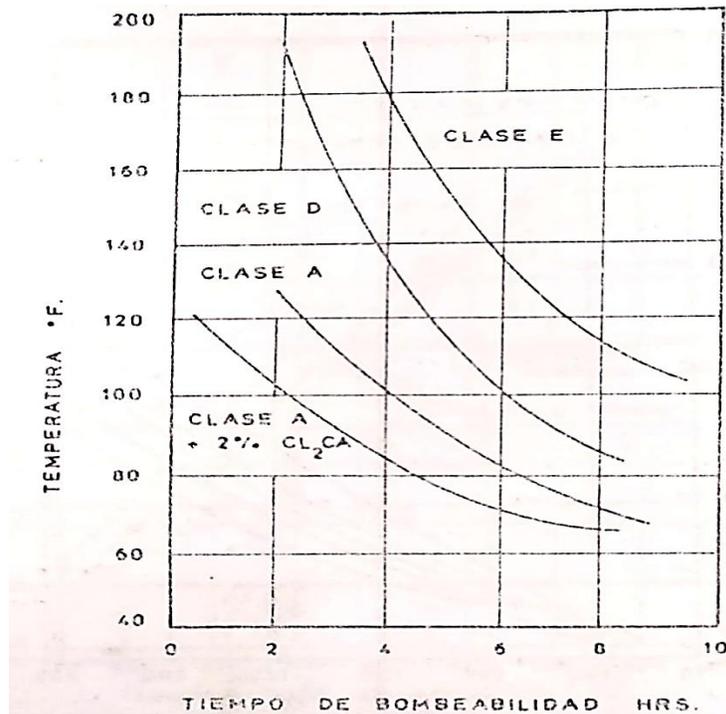
- Controladores de filtrado

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

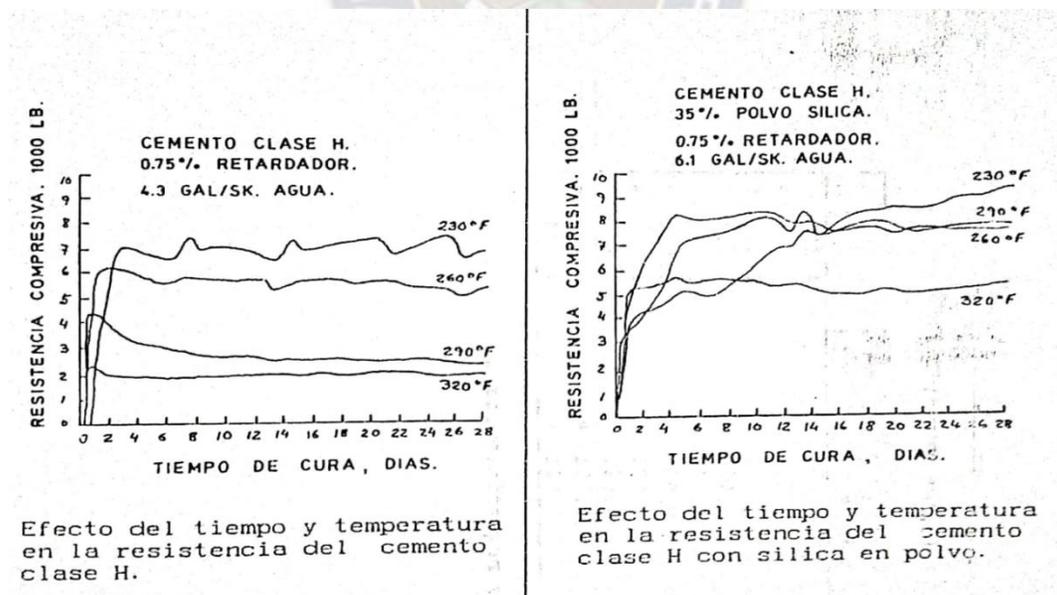
Cuando se expone el cemento a temperaturas mayores a 230°F (110°C), encontradas comúnmente en pozos profundos, pueden ocurrir cambios en la permeabilidad y en la resistencia compresiva del cemento. La resistencia compresiva disminuye drásticamente acompañada de un aumento de permeabilidad. La adición 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**

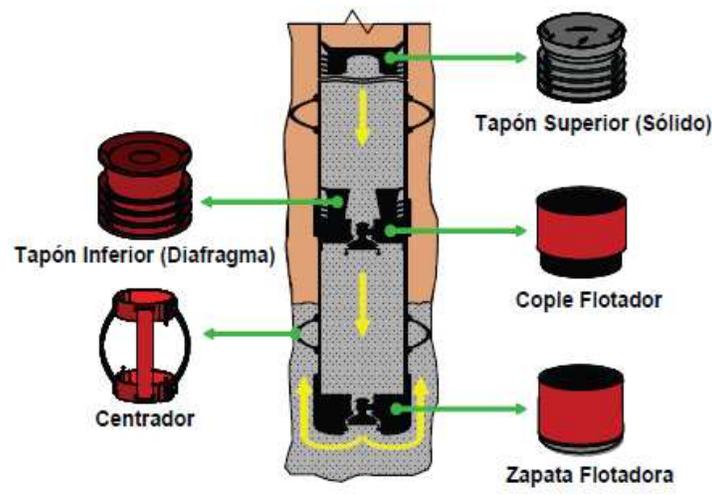
Los tapones de cemento son barreras semirrígidas usadas para separar el cemento del fluido de perforación y/o baches, limpian la tubería e indican cuando el desplazamiento ha

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:

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

Donde:

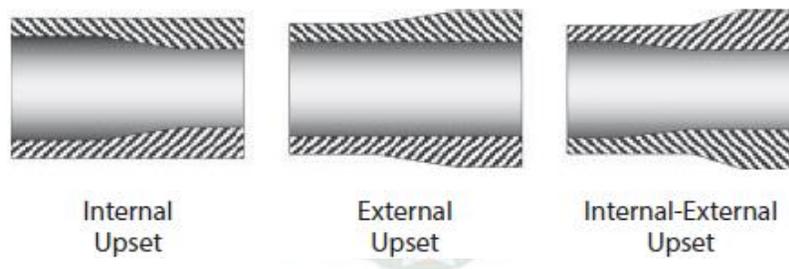
FS= Constante de diseño = 1.3 (M. Hossain & A. Al-Mejed, 2015)

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)

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

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.

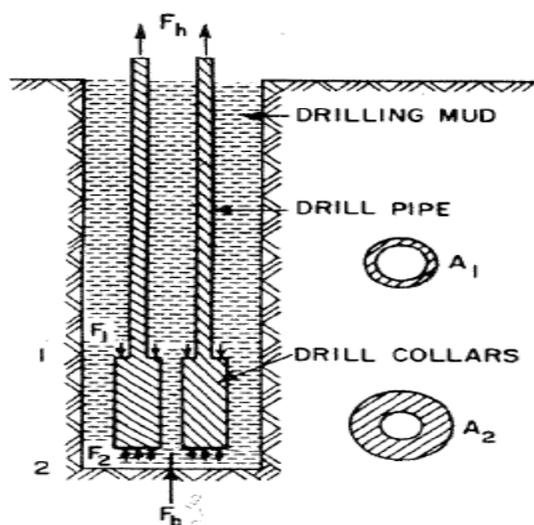
2.6.2.8. Registro durante la perforación (*Logging While Drilling*)

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.

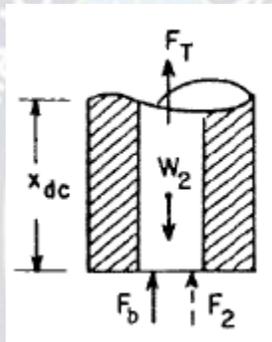
Figura 2.26. Efecto de la presión hidrostática en un arreglo de tuberías



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]

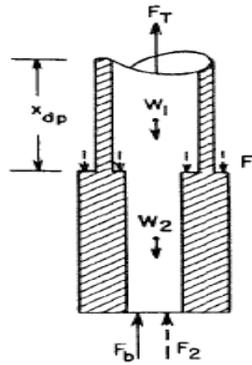
x_{dc} = Distancia del drill collar desde el fondo al punto de interés [ft]

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]

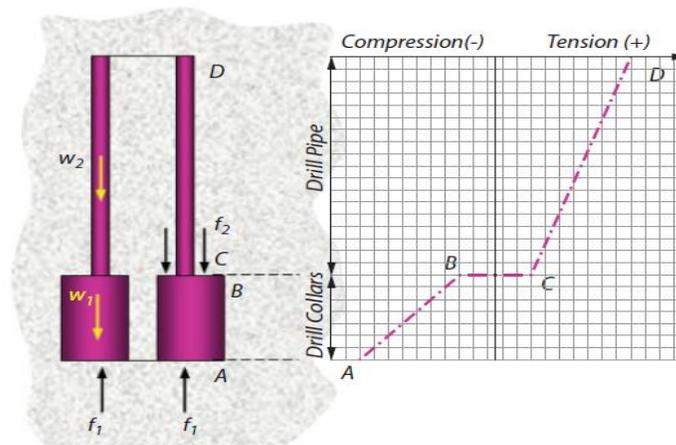
x_{dp} = Distancia del drill collar desde el fondo al punto de interés [ft]

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



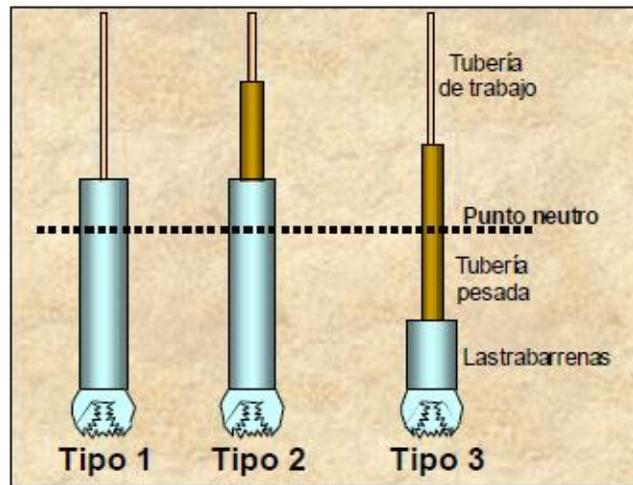
Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

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 sarta 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.

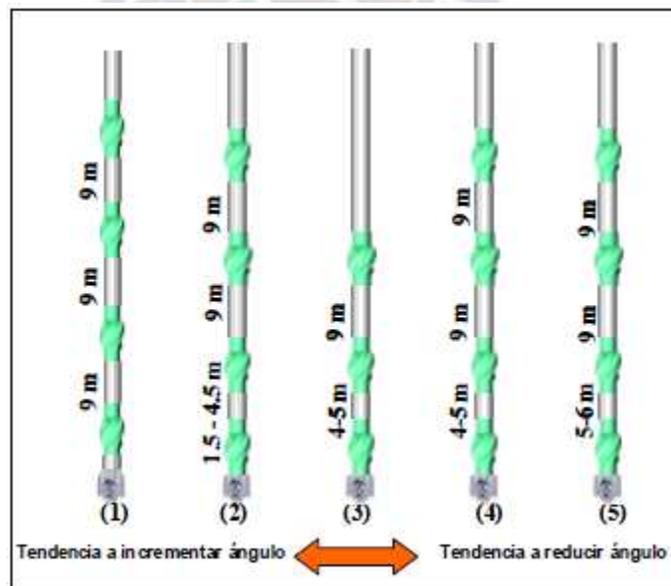
- **Péndulo**

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.



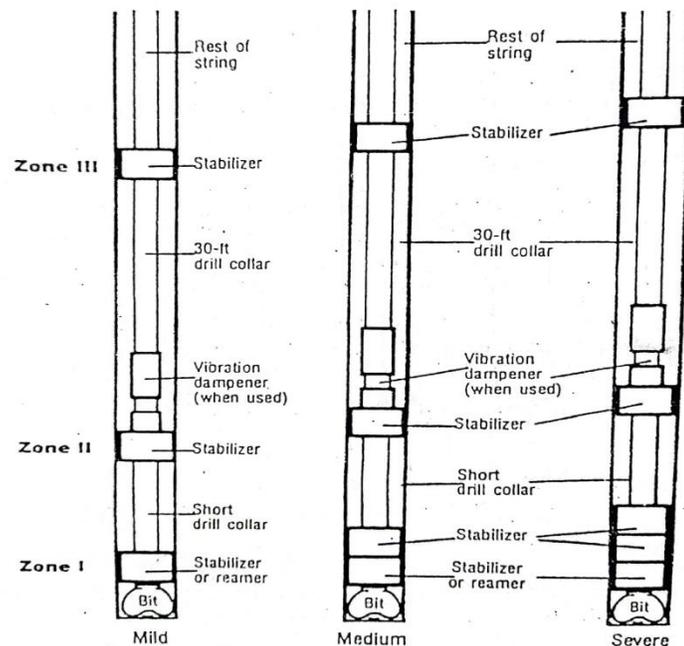
Fuente: PEMEX guía para el diseño de sarts de perforación, 2003

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)**

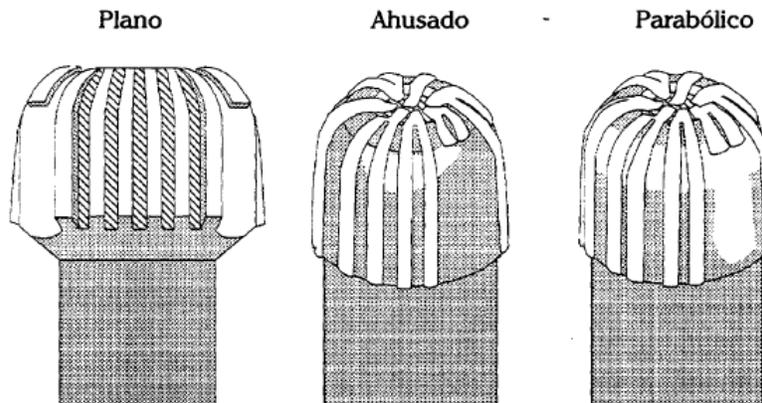
Son una nueva generación de trépanos denominados PDC. Consiste en un cuerpo con varias aletas o paletas alrededor que tienen incrustados cuerpos de diamantes sintéticos (diamante policristalino). Son designados para formaciones con grado de dureza media y blanda, pero no son aptas para trabajar con formaciones 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



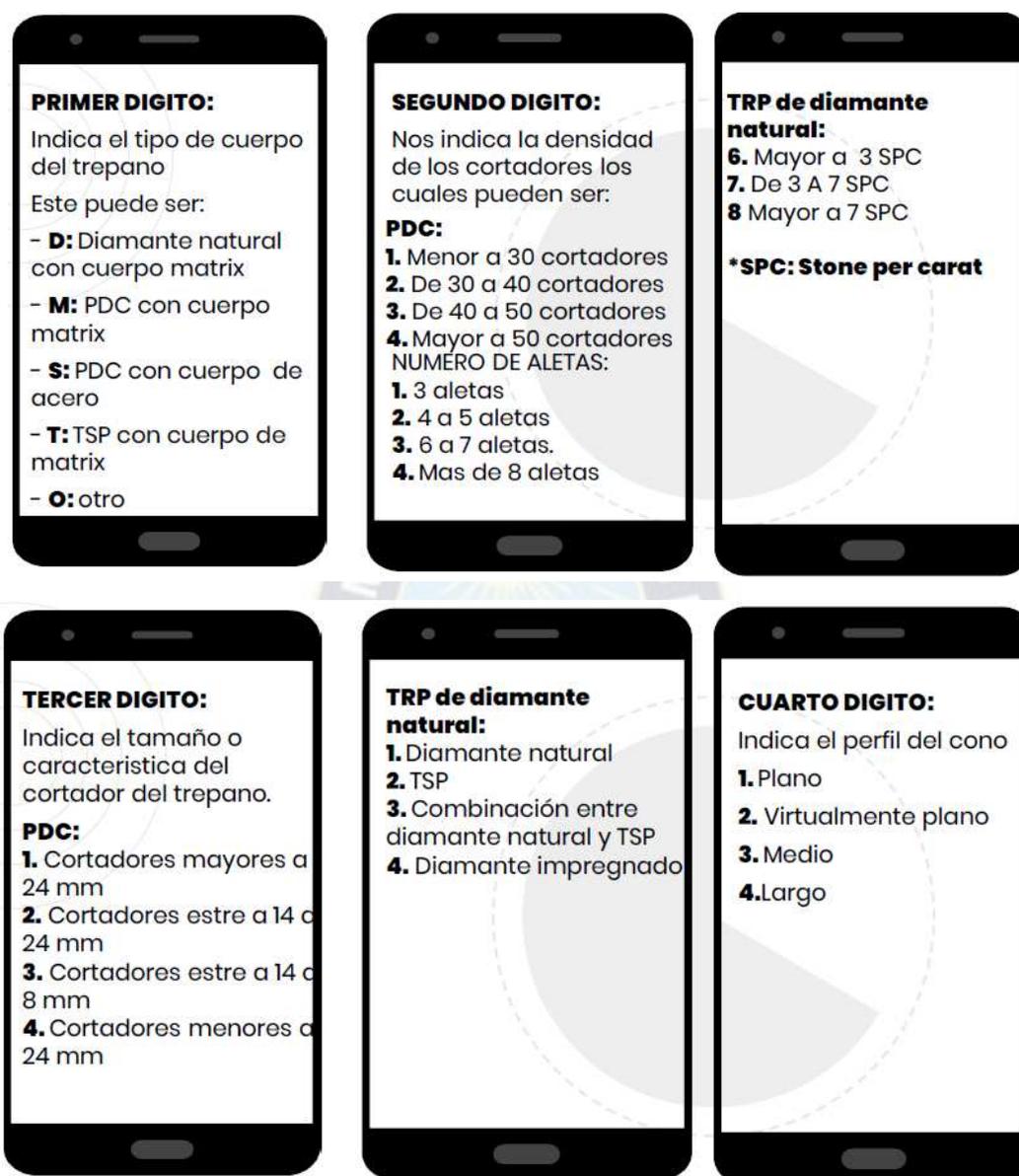
Fuente: Reología, hidráulica y mechas de perforación, 2002

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)

- 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 LA 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 — Herrajes | |

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**

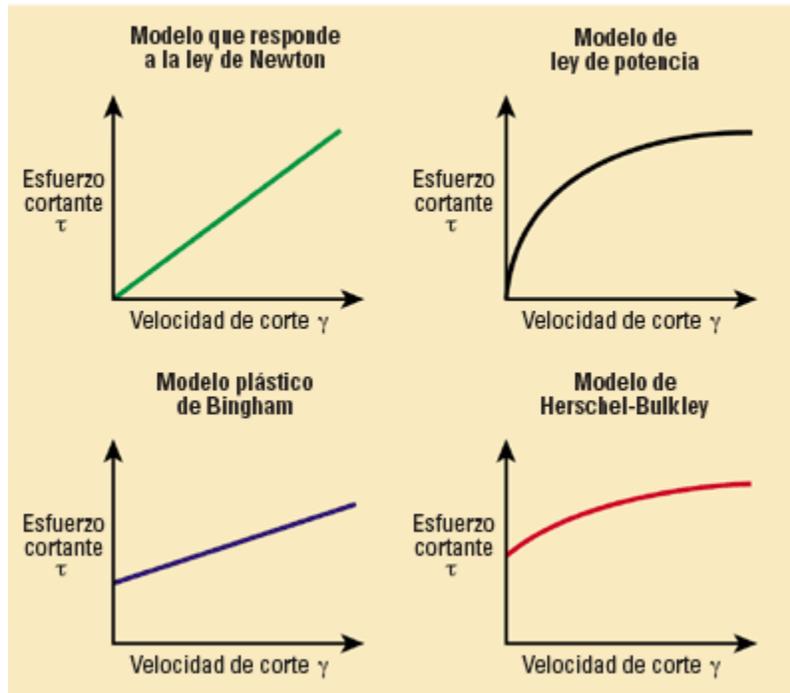
Se caracteriza por que necesita un esfuerzo de corte inicial para iniciar con el flujo de fluidos. Este modelo es recomendado para lodos base arcilla y algunos cementos. No es recomendable para polímeros y emulsiones inversas.

- **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:

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

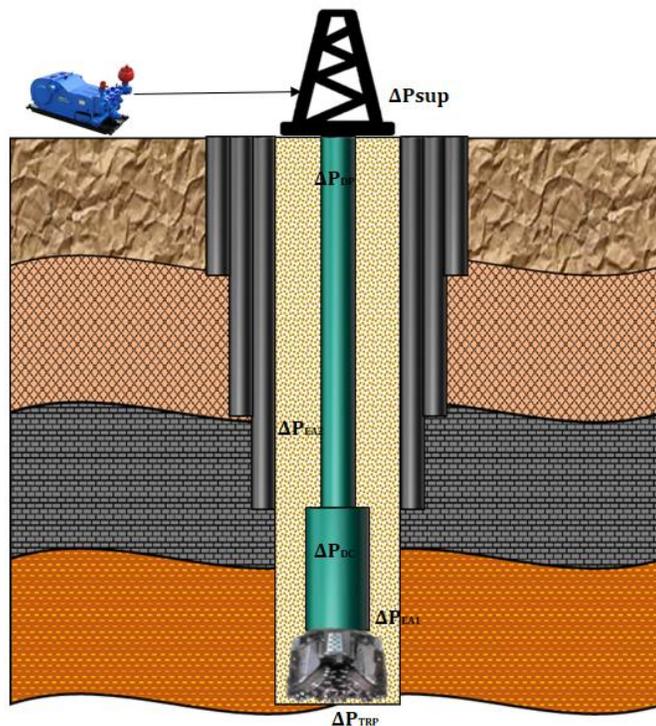
Donde

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 C_d 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.

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

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

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

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)

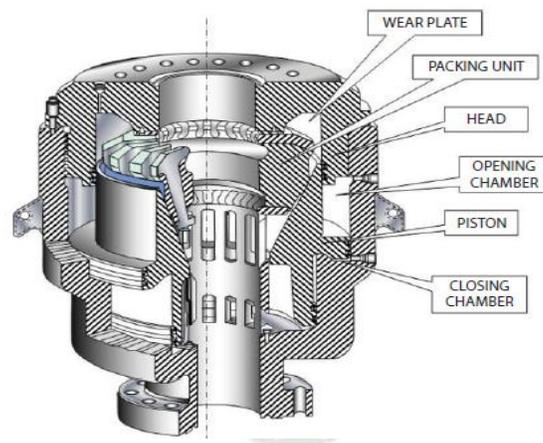
Cuando el flujo de fluidos de formación dentro de pozo se descontrola es llamado un amago de descontrol, este debe de ser detenido por un equipo mecánico denominado sistema de prevención de descontrol (BOP por sus siglas en ingles). Se lo puede describir como un equipo que cierra los espacios de circulación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



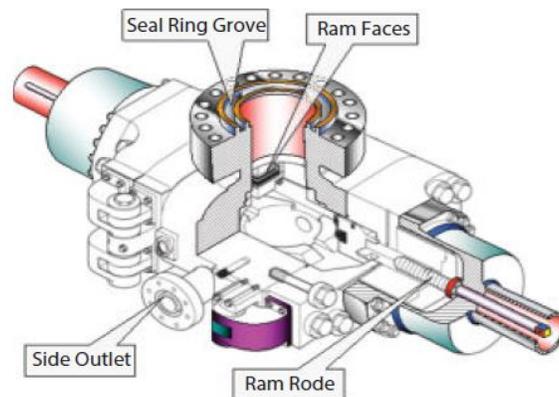
Fuente: Fundamentals of sustainable drilling engineering, 2015

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.

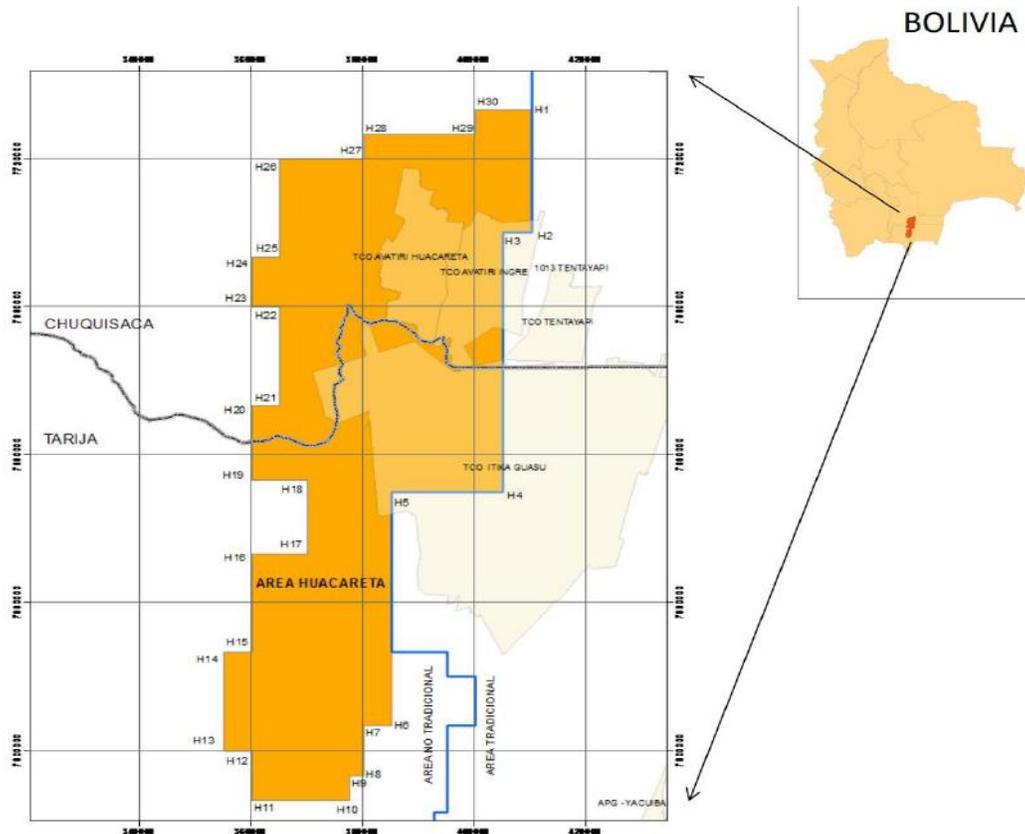
CAPÍTULO IV: APLICACIÓN PRÁCTICA PARA EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES PROFUNDOS AL BLOQUE HUACARETA

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 a 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 |

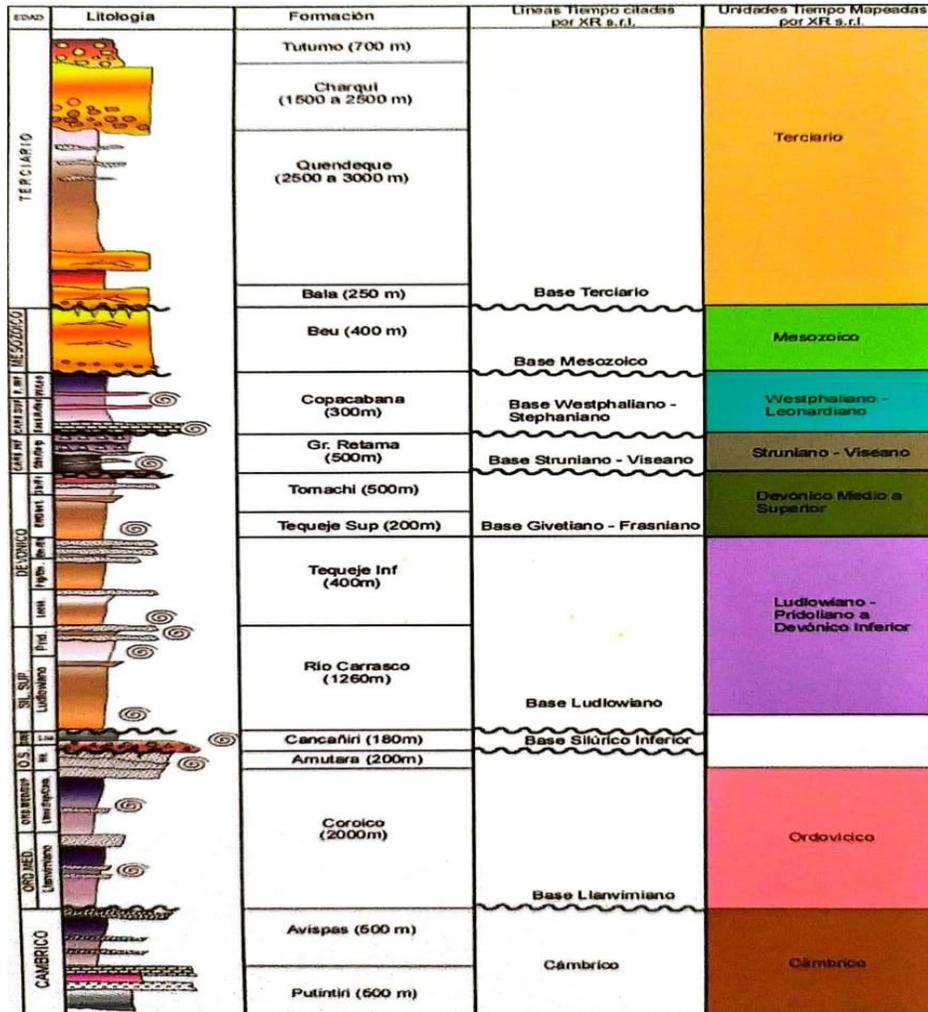
Fuente: Propuesta geológica pozo Jaguar-X6, 2018

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



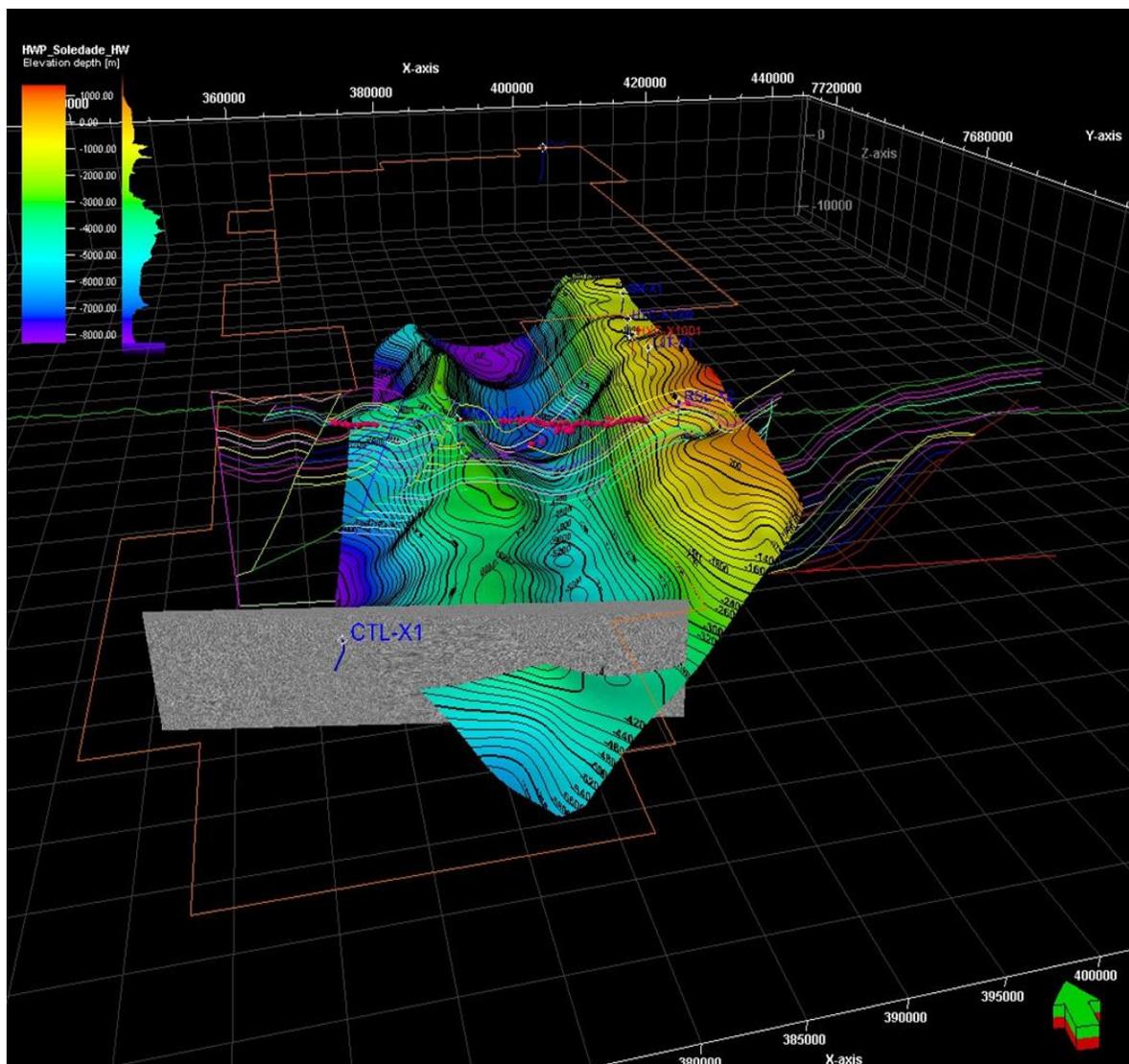
Fuente: Hydrocarbon Potential of Bolivia, 2020

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.

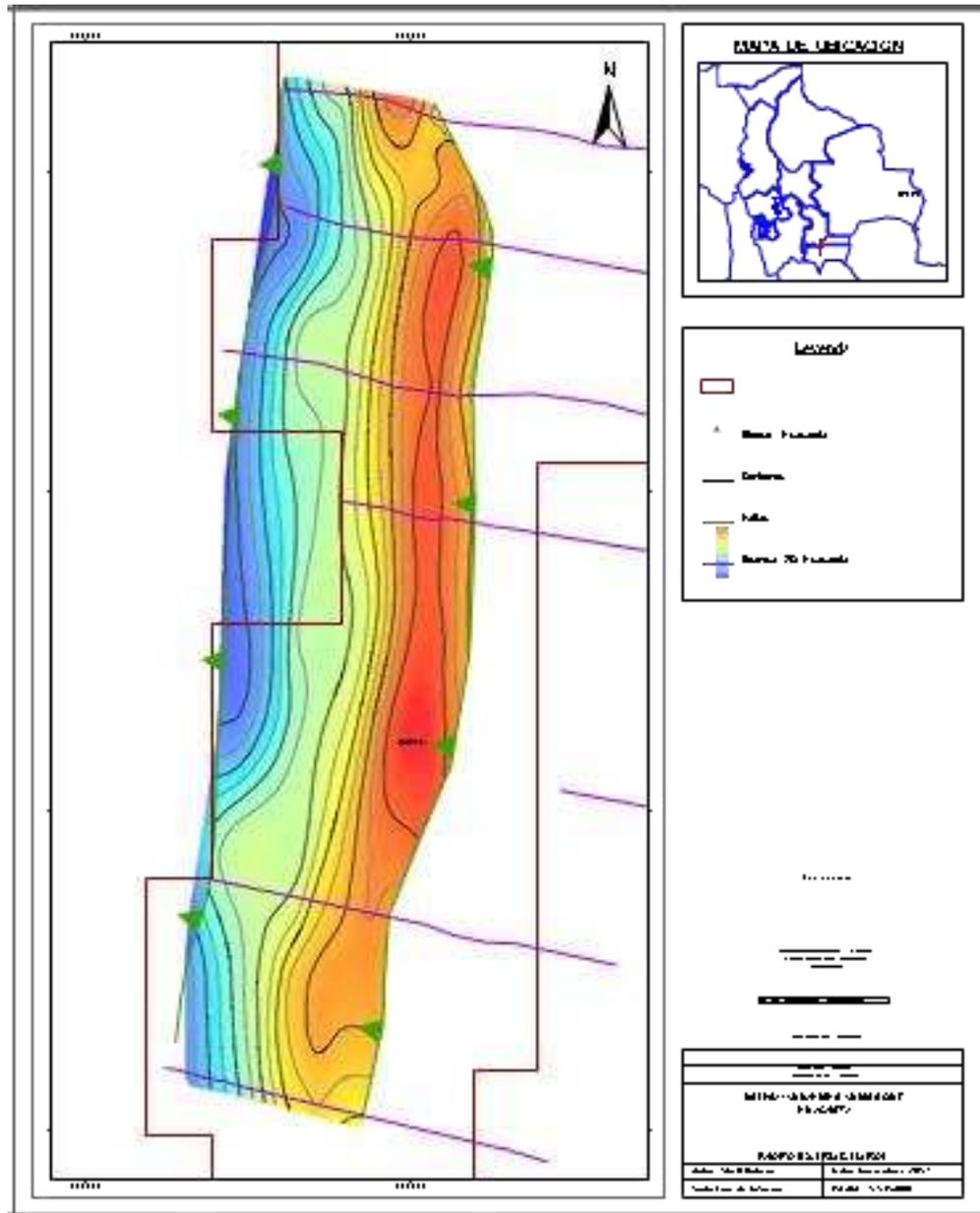
Huacareta se encuentra en el área no tradicional de exploración de hidrocarburos. El área de Huacareta se vio desde hace años en la mira de exploración de posibles trampas geológicas para la perforación de pozos. Mediante el modelado 2D de estudios previos se puede evidenciar la existencia de un anticlinal 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

Figura 4.4. Mapa estructural 2D de la formación Huamampampa



Fuente: Propuesta geológica JGR -X6, 2018

Con los modelos mencionados se puede determinar la ubicación de un pozo nuevo propuesto: Jaguar-X2 (JGR-X2). La distancia desde el pozo propuesto Jaguar- X2 (JGR-X2) dentro de los límites de Huacareta a la ciudad de Santa cruz es de 399 km; a la ciudad de Tarija de 65.5 km

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.

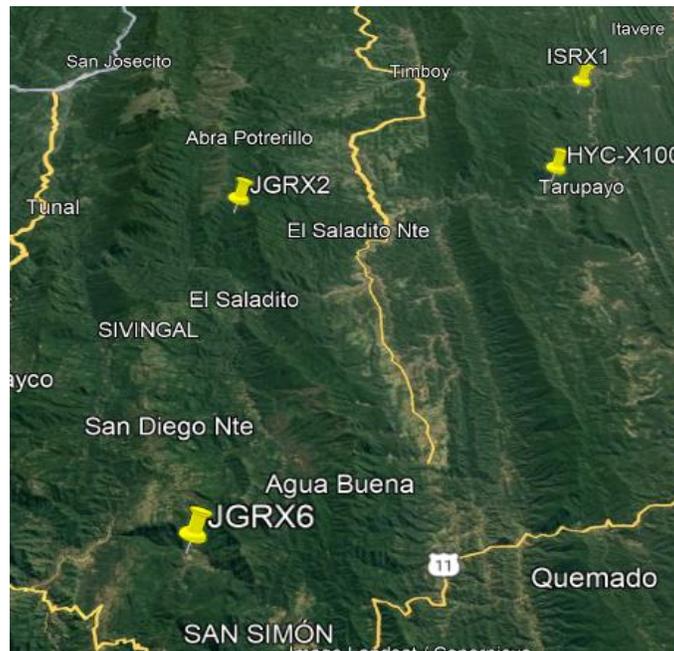
Tabla 4.2. Datos geográficos del pozo JGR-X2

| 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

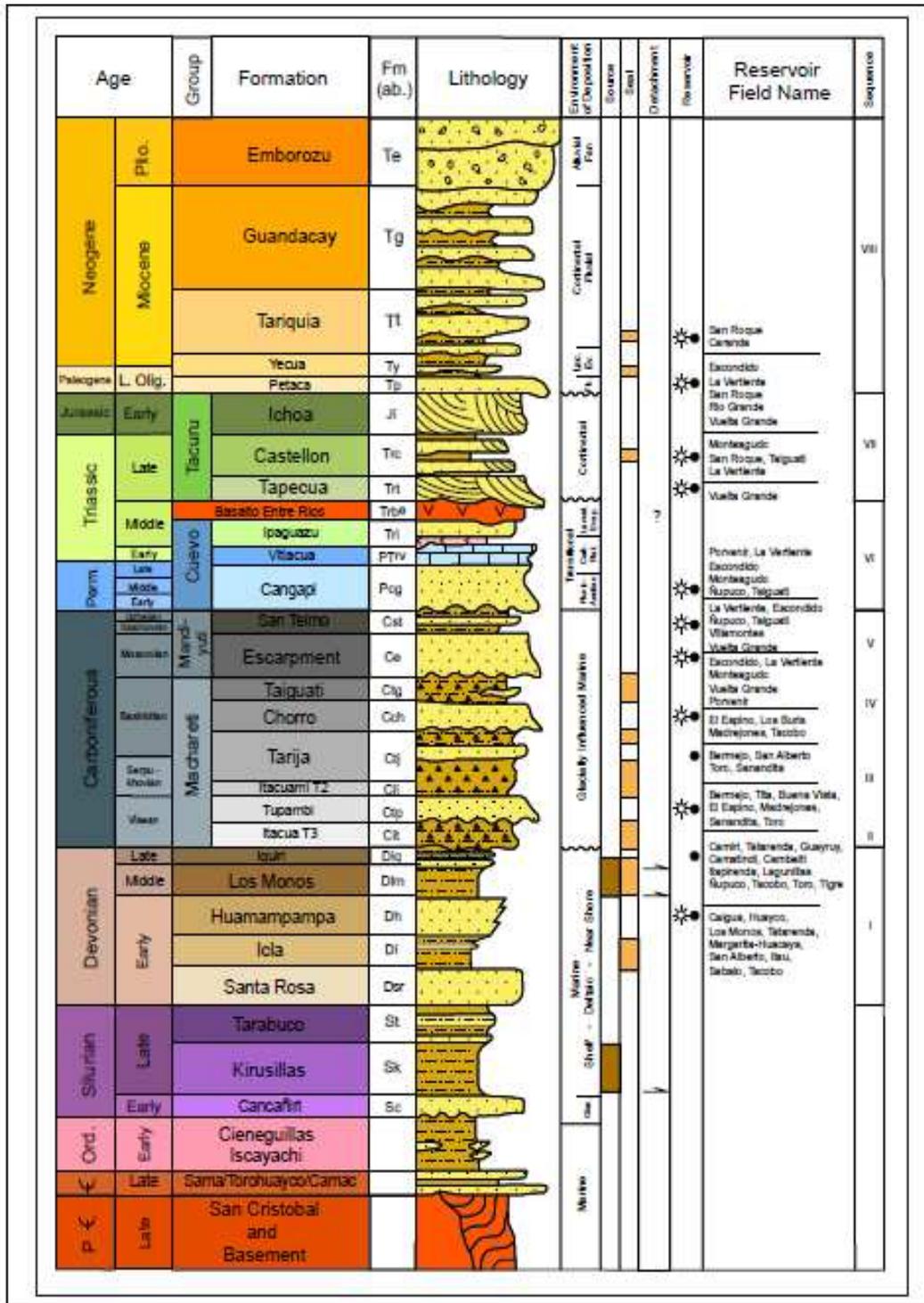
4.1.3.1. Subandino sur

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.

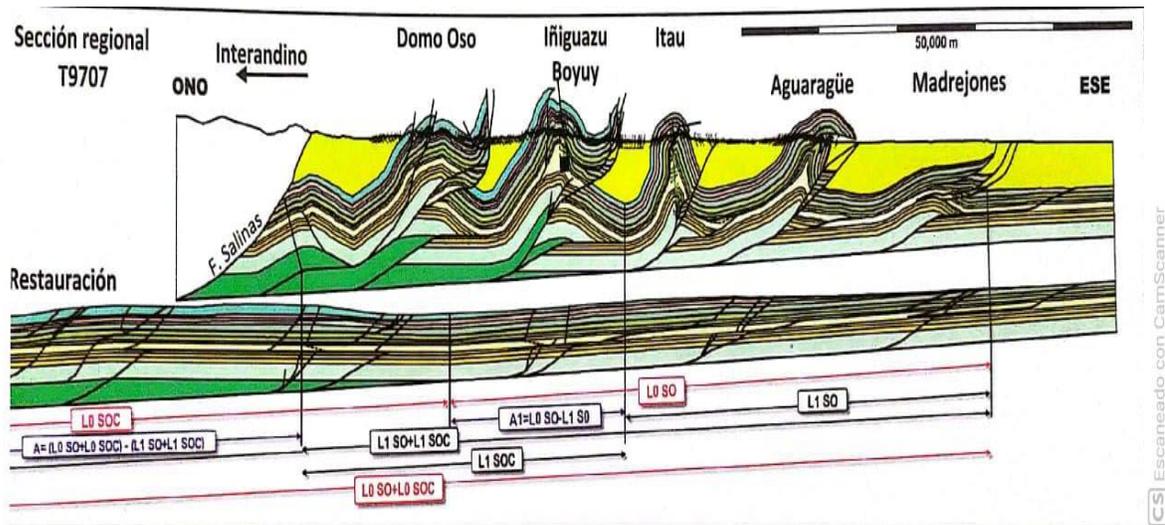
Figura 4.6. Columna estratigráfica del Subandino sur



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.

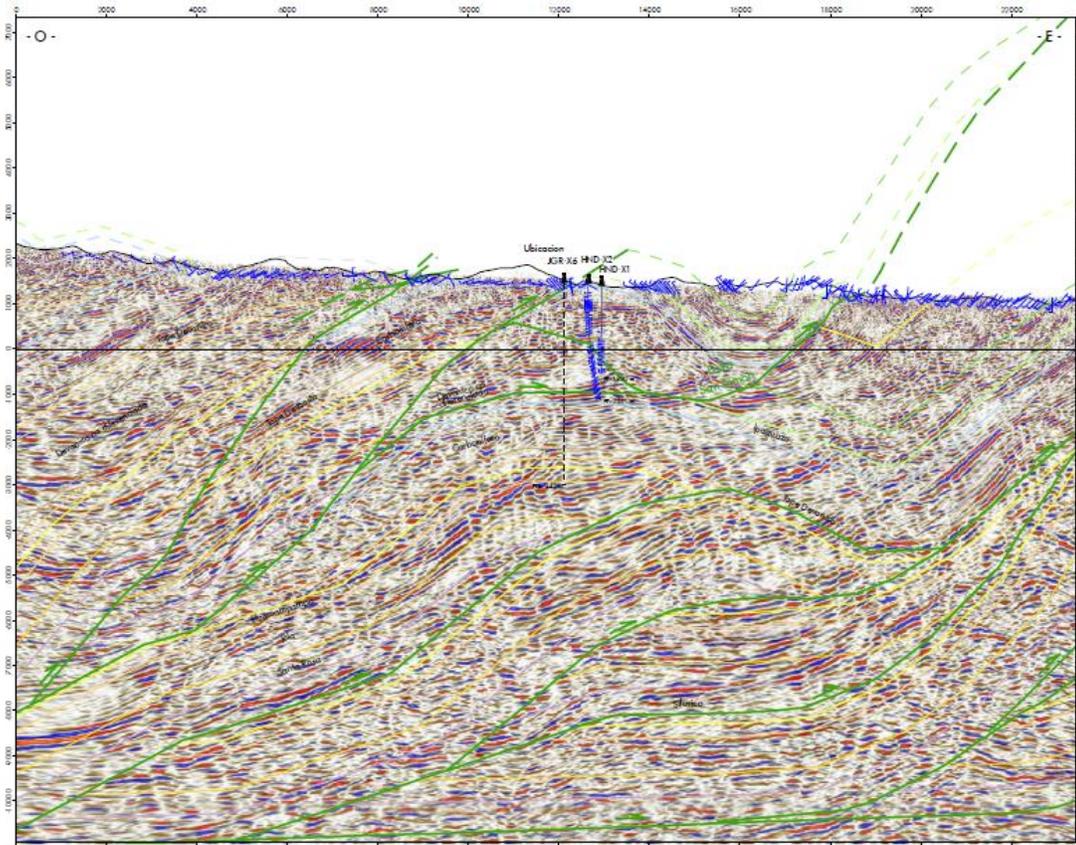
4.2. VENTANA DE LODOS PARA EN NUEVO POZO EN BASE A LOS GRADIENTES DE FORMACIÓN Y FRACTURA.

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 |

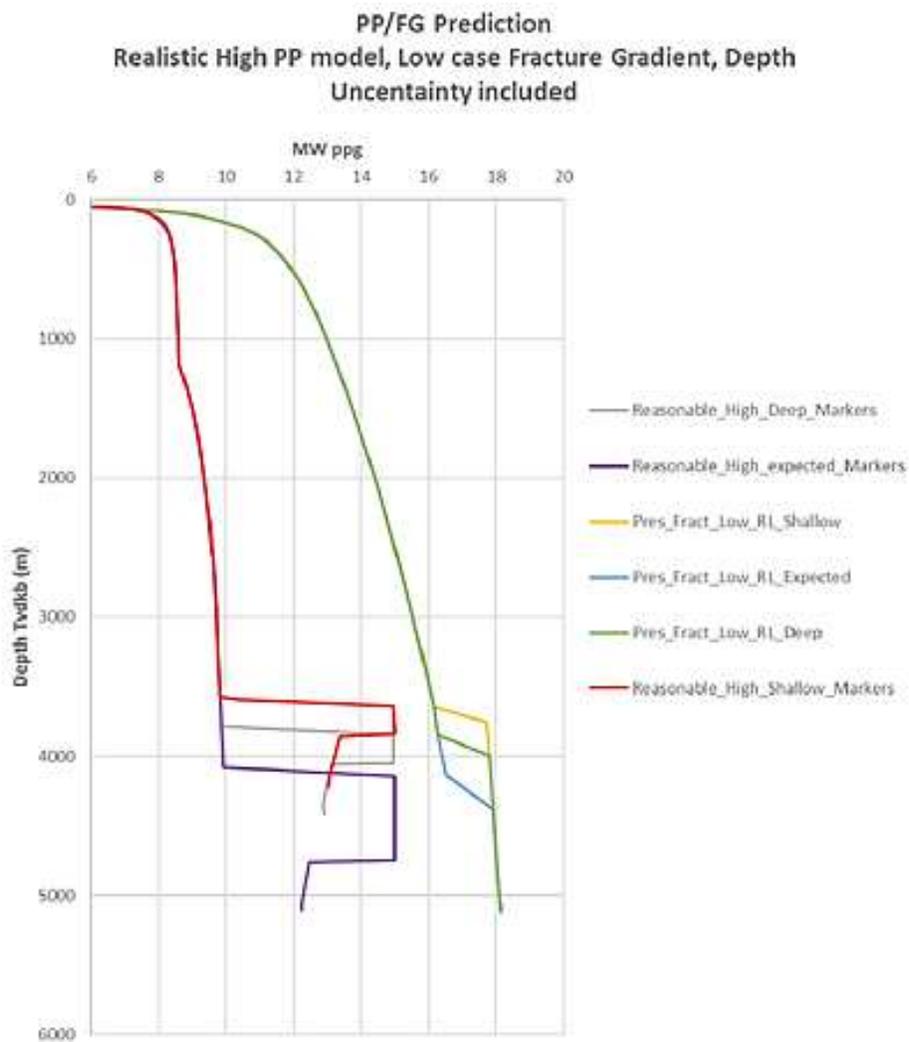
| ESTRATIGRAFIA DEL POZO JGR-X6 | | | | |
|--------------------------------------|--------------------------|----------------|----------------|-------------------------|
| <i>Sistema</i> | <i>Formacion</i> | <i>Tope[m]</i> | <i>Espesor</i> | <i>Incertidumbre[m]</i> |
| | Backthrust | 831 | 0 | ±100 |
| 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

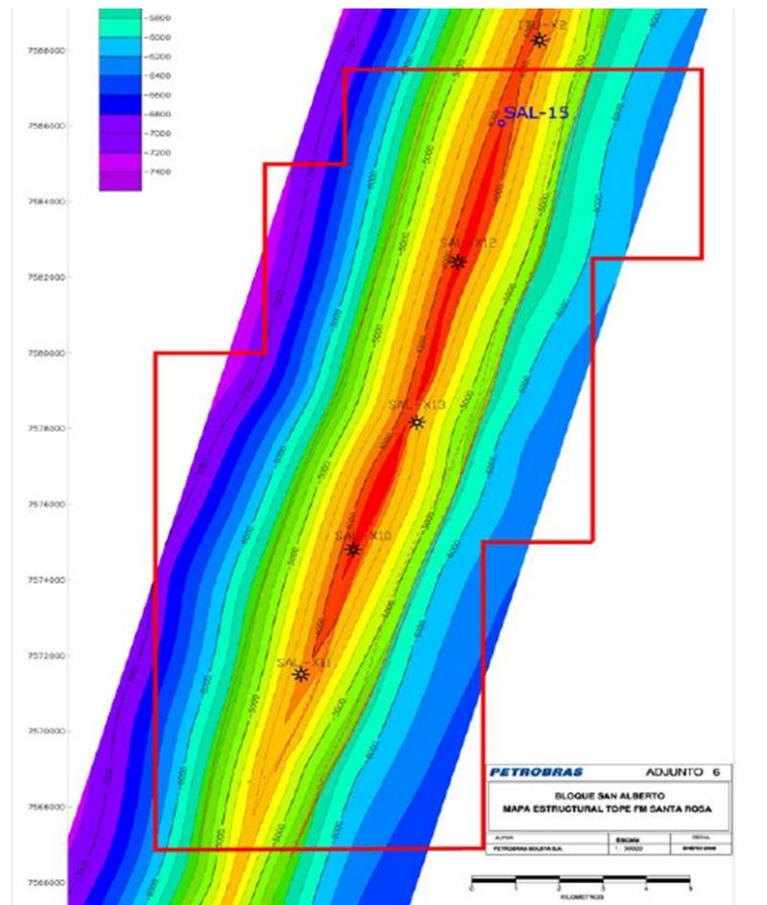
De la figura 4.9 se puede apreciar los márgenes del pozo JGR-X6, se tabularon sus valores, el cual se puede apreciar en el Anexo A.

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

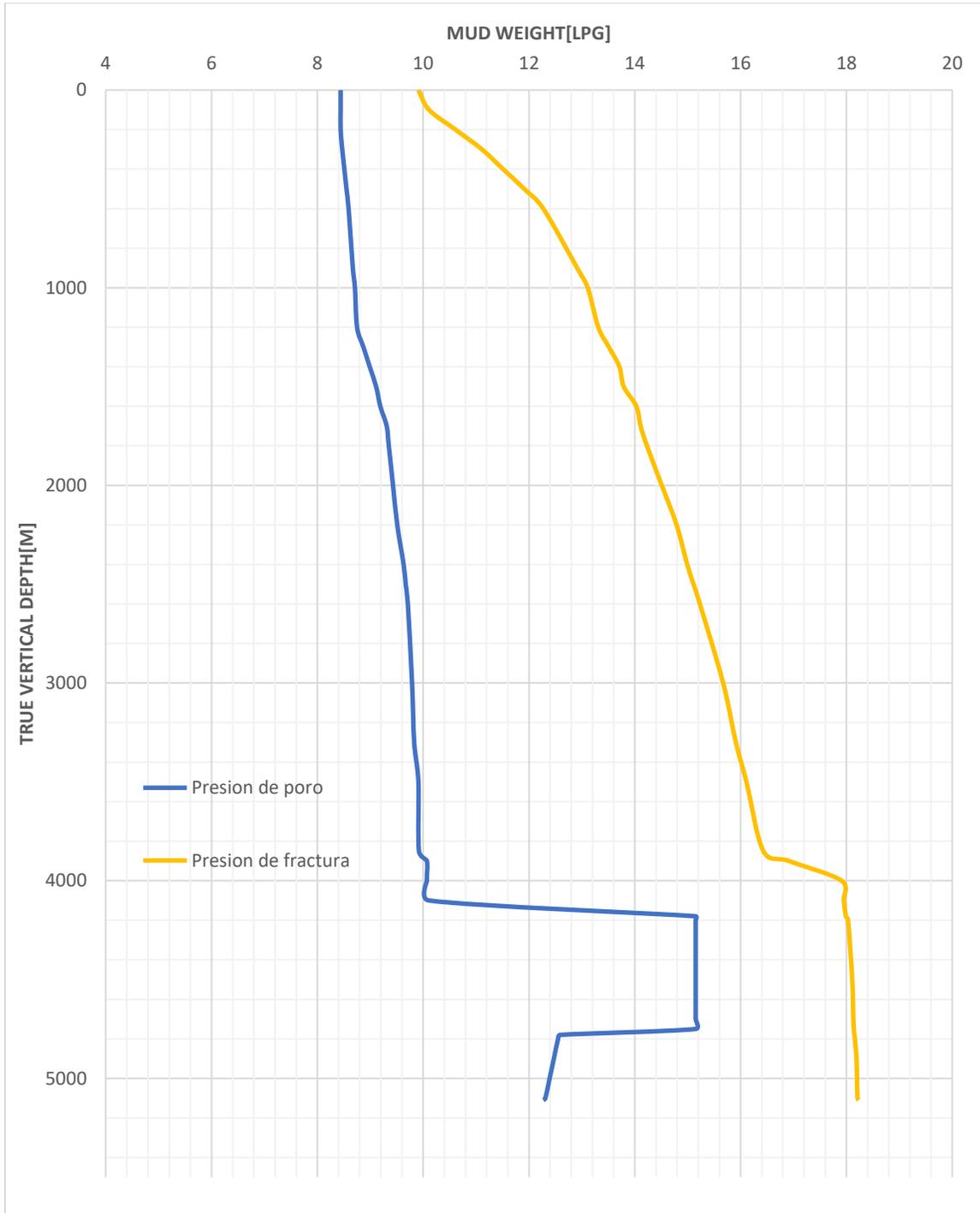
| POZO JGR-X2 | | | | |
|----------------|----------------------|--------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Profundidad[m] | Presión de poro[lpg] | Presión de fractura[lpg] | Presión de poro[lpg] con FS | Presión de fractura[lpg] con FS |
| 0 | 8,44 | 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

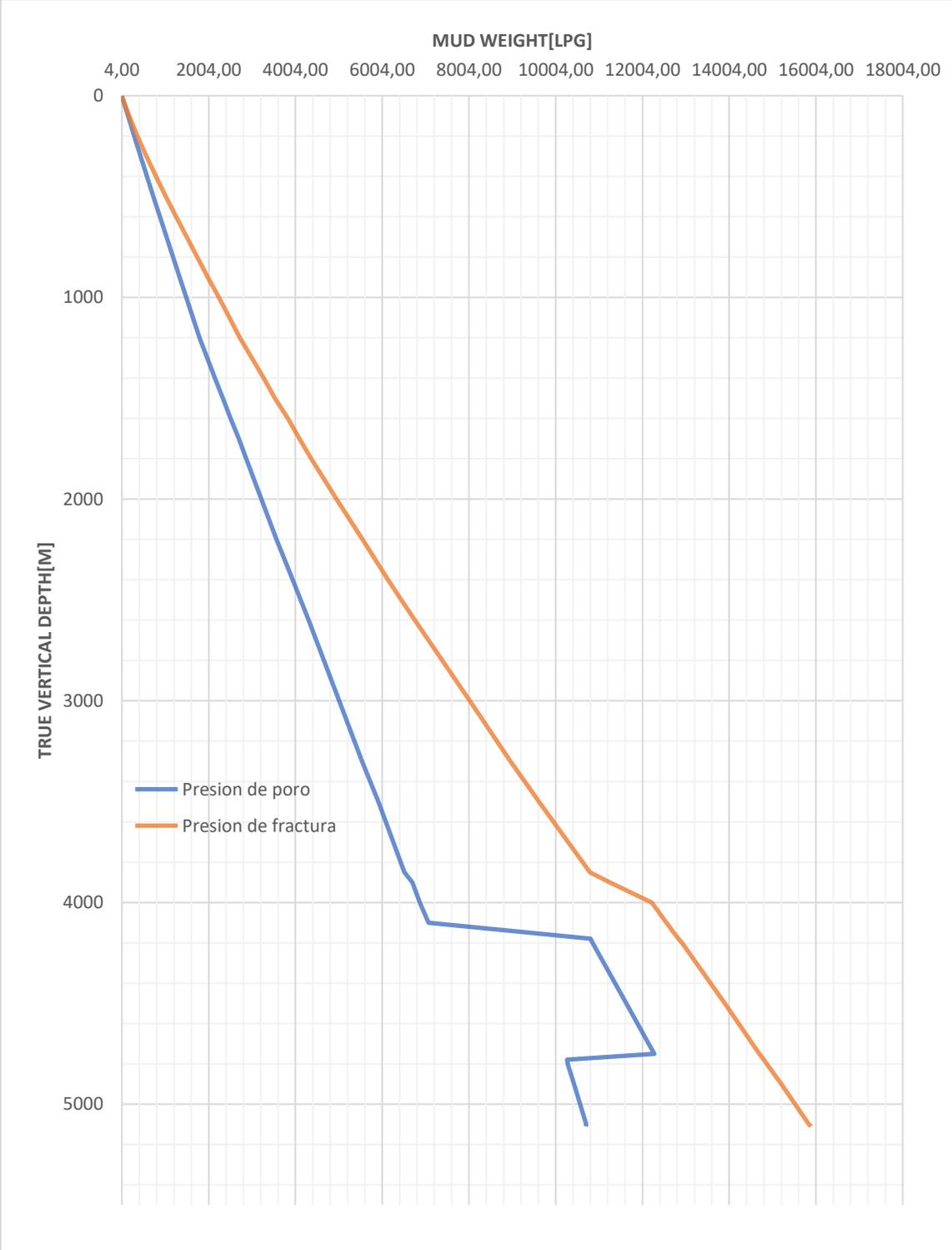
Con los datos de la tabla 4.9. se realizó el grafico de la ventana de presiones para el pozo, así también con se puede graficar la presión de poro y presión de fractura en función de la profundidad. Debido que los bloques litológicos no cambian significativamente de un pozo a otro y de un campo a otro, 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



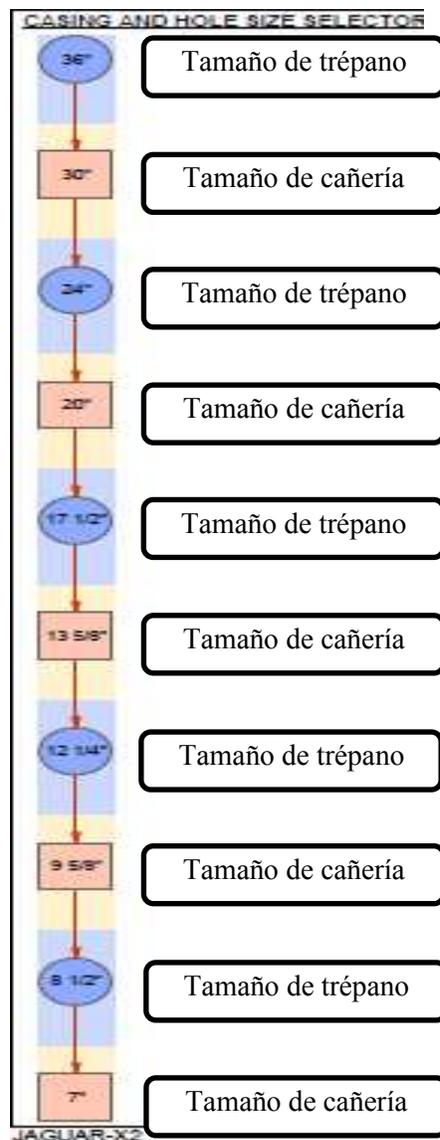
Fuente: Elaboración propia,2024

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

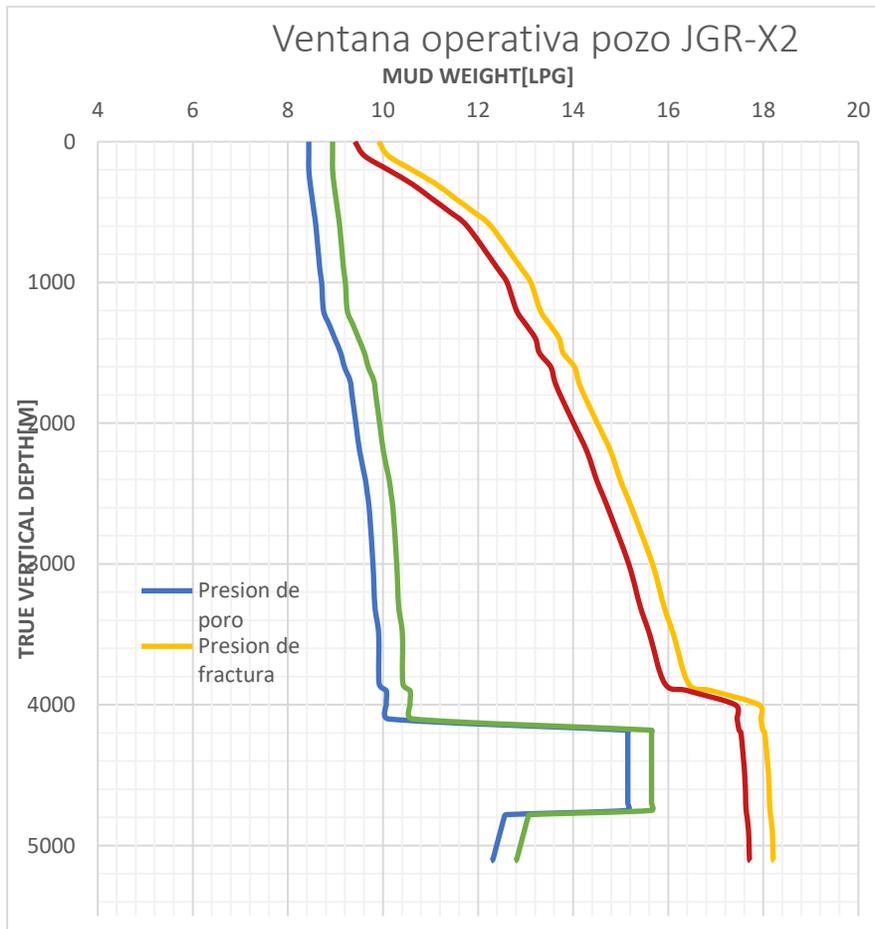


Fuente: Elaboración propia

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

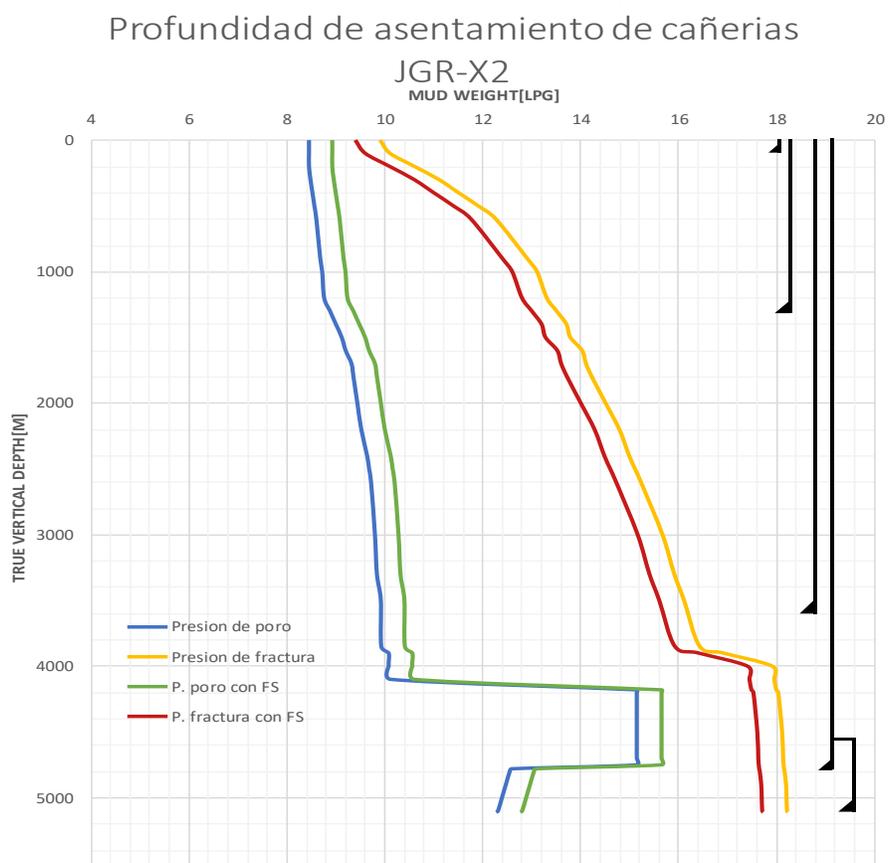


Fuente: Elaboración propia, 2024

Para determinar la profundidad de asentamiento de las cañerías se revisó el método gráfico y el método analítico. Mediante el método grafico 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.

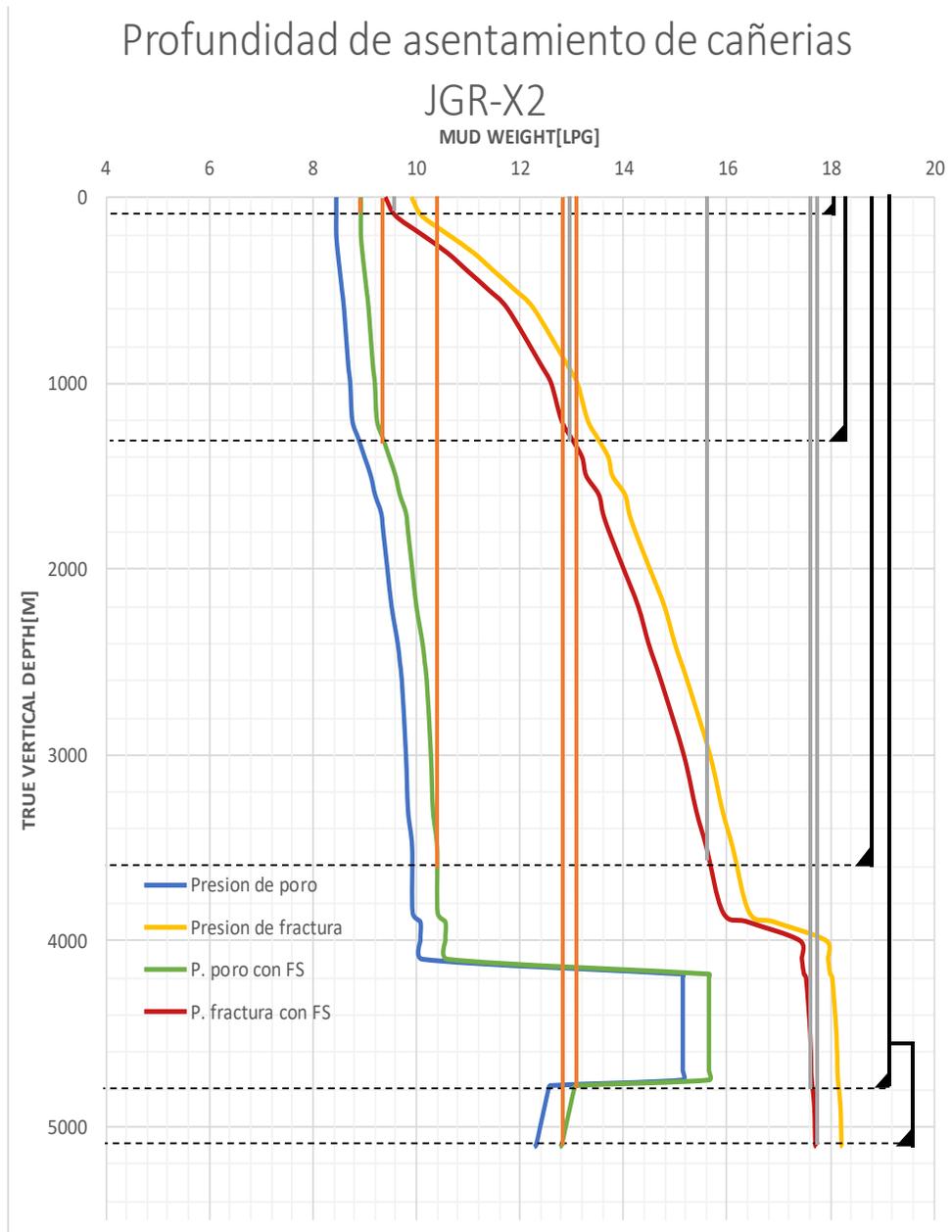
Tabla 4.10. Profundidad de asentamiento de cañerías

| 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 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 cañería 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:

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

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

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

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:

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

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

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

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:

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

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

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

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:

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

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

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

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

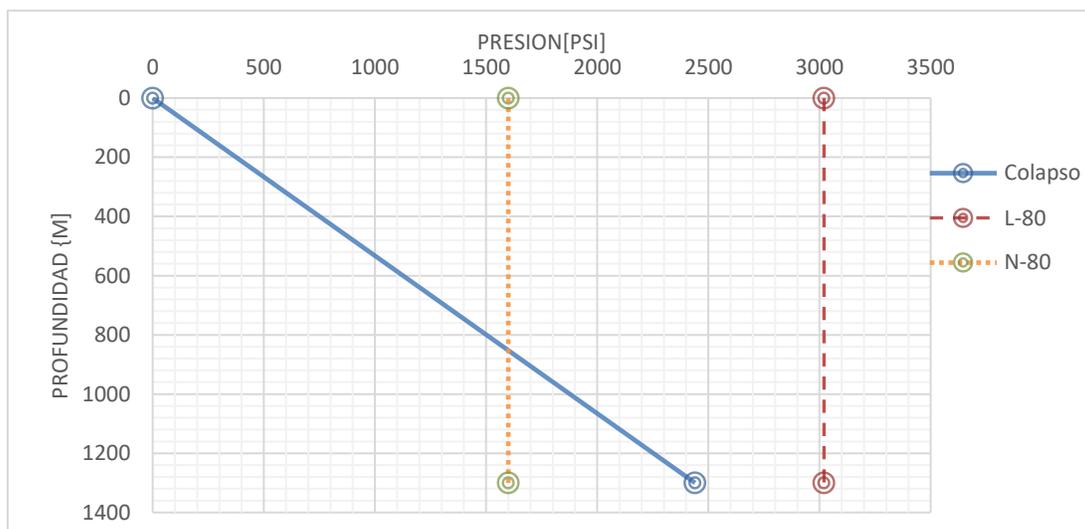
3) ANALISIS DE TENSION

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 |

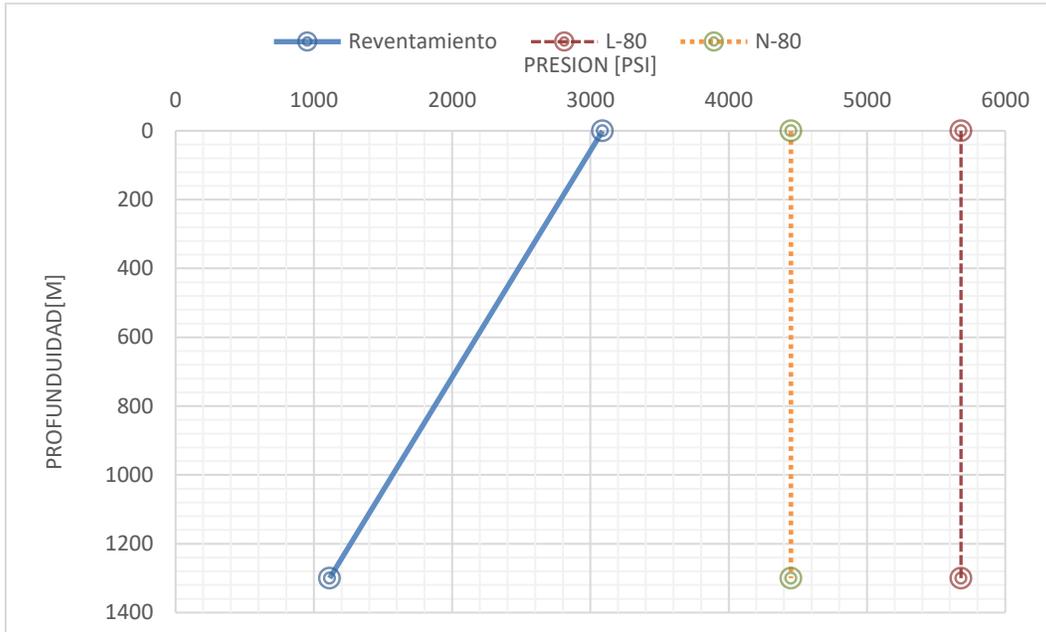
Con los datos de la tabla 4.14 se graficó las líneas de carga de presión de colapso y presión de reventamiento. En la gráfica también se colocó los esfuerzos de presión que soportará cada cañería de las cañerías de catálogo.

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

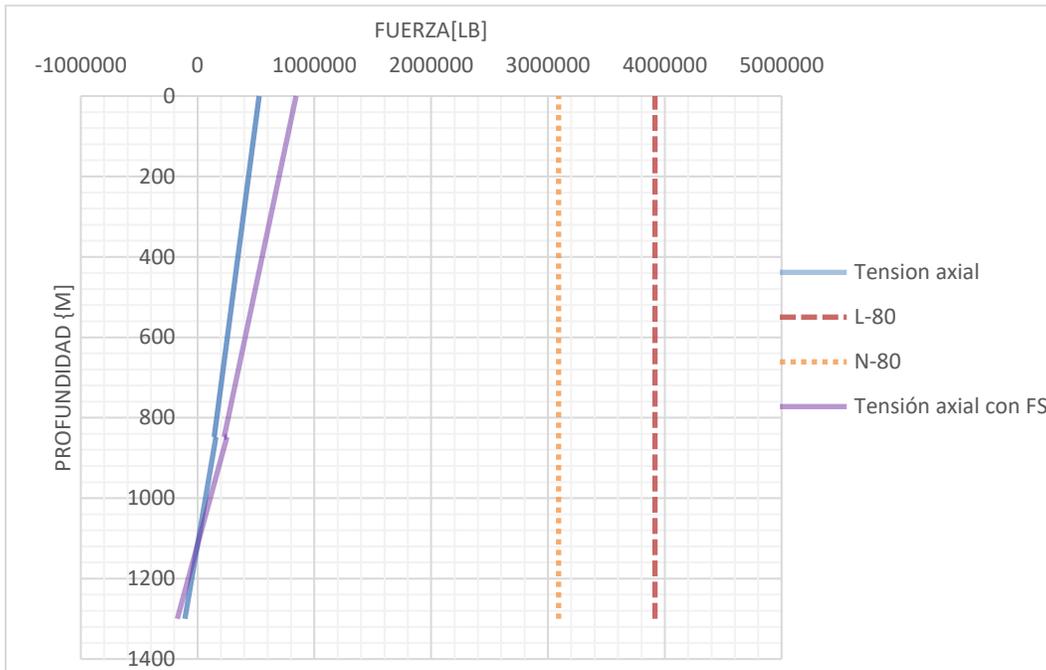
Al ingresar los datos en una tabla de profundidad y aplicar el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12, se procede a graficar para determinar si la cañería es capaz de soportar la tensión axial.

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:

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

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

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

$$P_r = 8612[PSI]$$

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

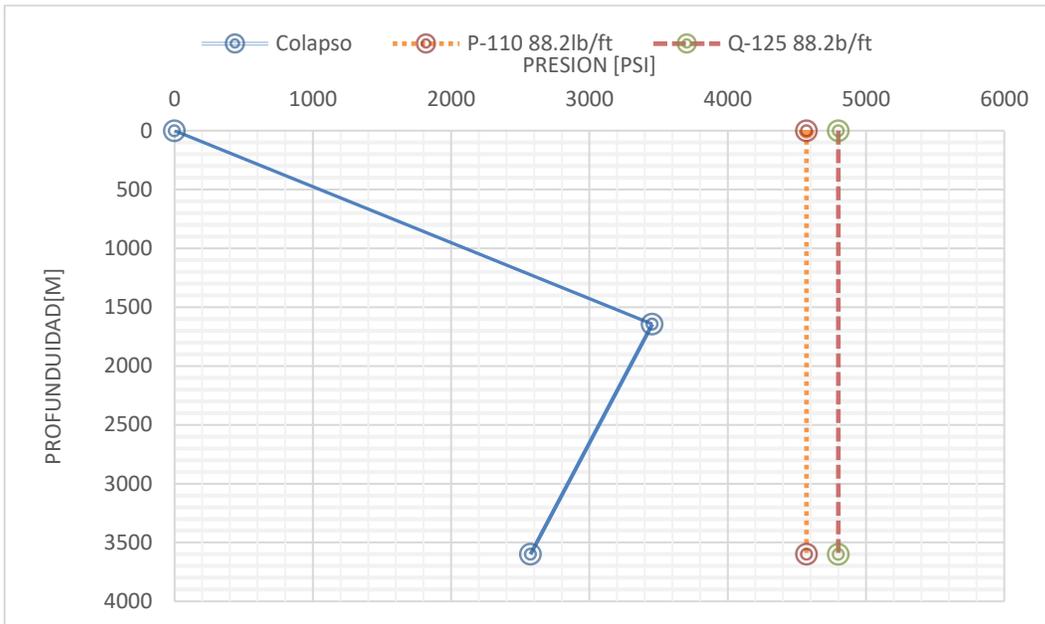
3) ANALISIS DE TENSIÓN

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 |

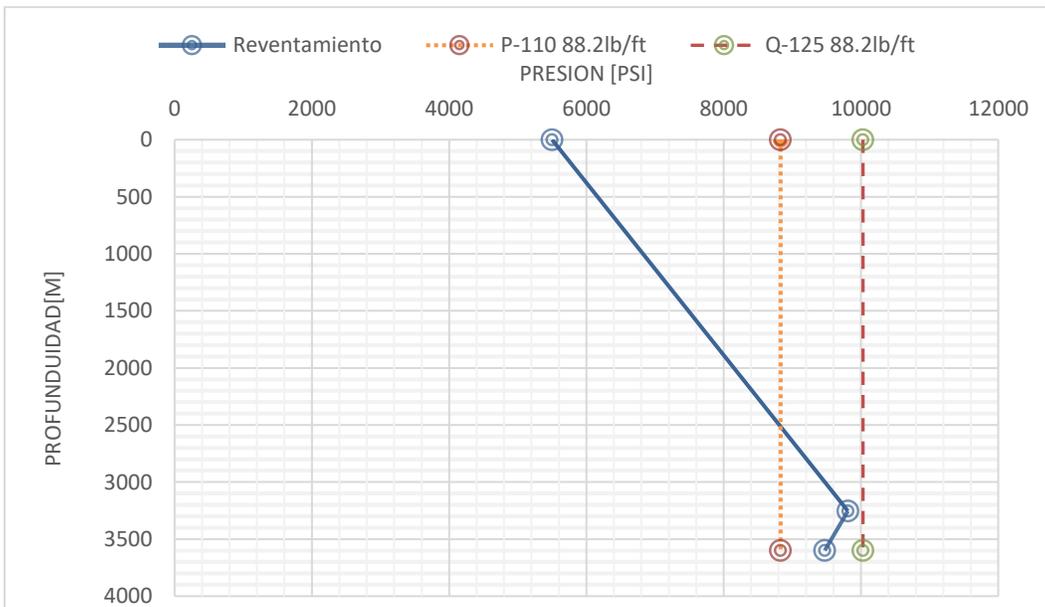
Con los datos de la tabla 4.20 se graficarán las líneas de carga de presión de colapso, presión de reventamiento, y las cargas que soportara cada cañería como en el caso de la cañería superficial.

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

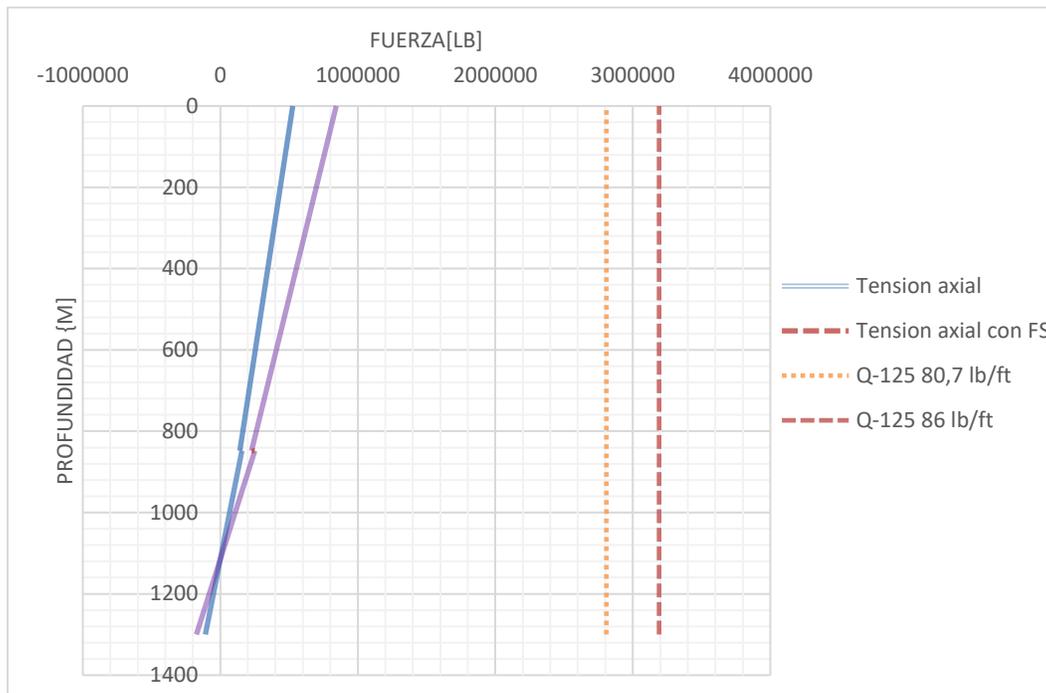
Al introducir los datos en una tabla de profundidad y aplicar el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12, se procede a graficar para verificar si la cañería puede soportar la tensión axial.

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

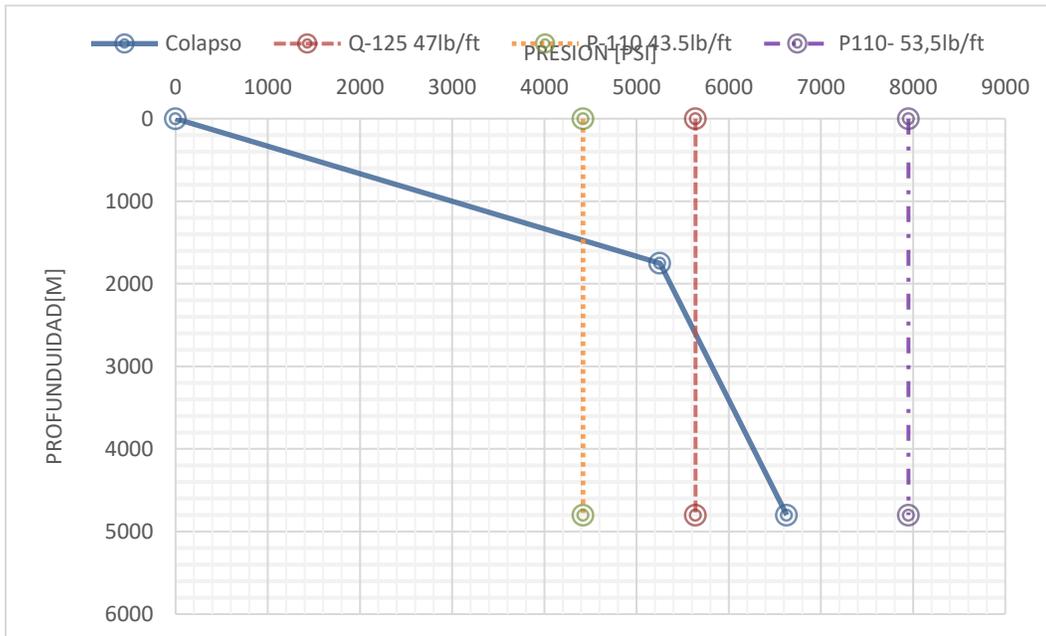
3) ANALISIS DE TENSION

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> |

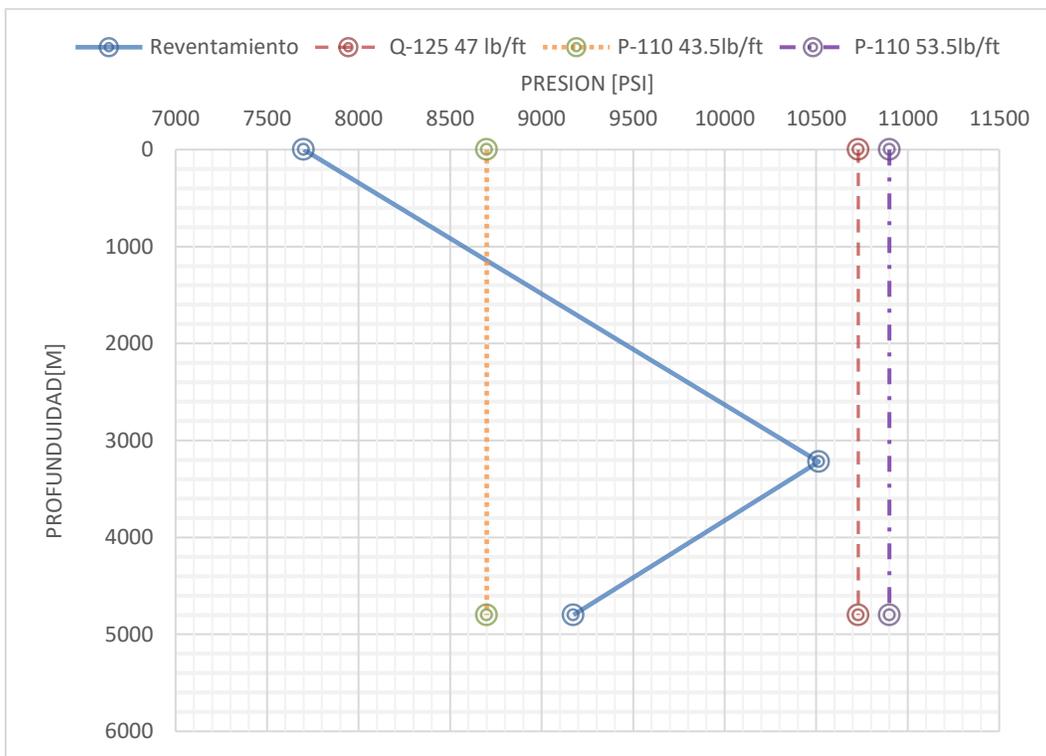
Con los datos de la tabla 4.27, se elaboran las gráficas de las líneas de carga para la presión de colapso, la presión de reventamiento y las cargas que cada cañería soportará, siguiendo un enfoque similar al empleado para la cañería intermedia.

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 TENSIÓN 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*wi | 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

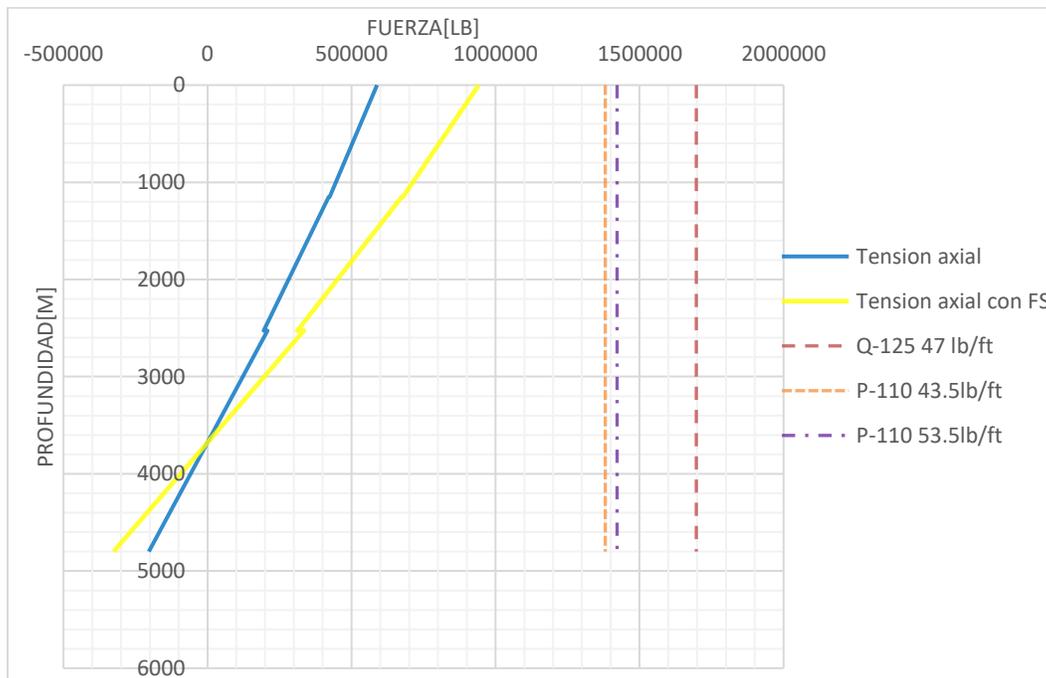
Al ingresar los datos en una tabla de profundidad y aplicando el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12 se generará la gráfica necesaria para verificar que la cañería puede soportar la tensión axial.

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

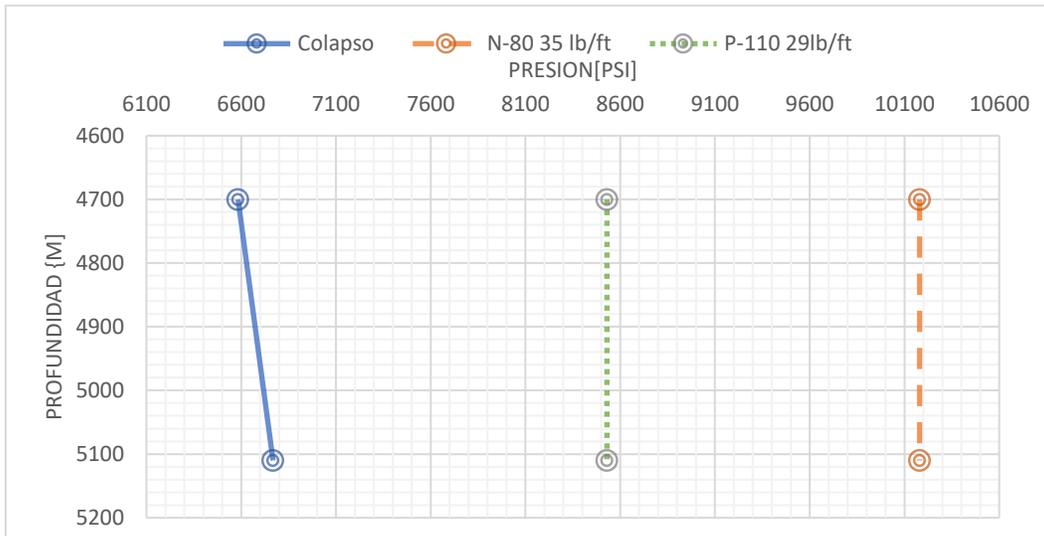
3) ANALISIS DE TENSION

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 |

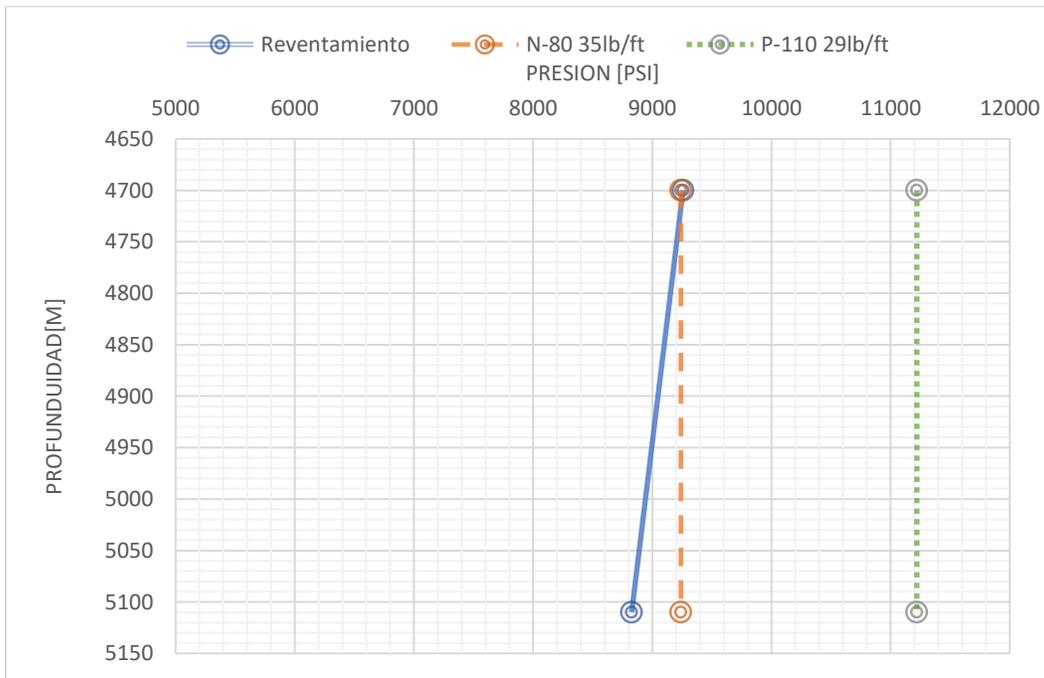
Utilizando los datos de la tabla 4.32, se elaboran las gráficas de las líneas de carga para la presión de colapso, la presión de reventamiento y las cargas que cada cañería liner será capaz de soportar.

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> | $P*(A_{i+1}-A_i)$ | L_i*W_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

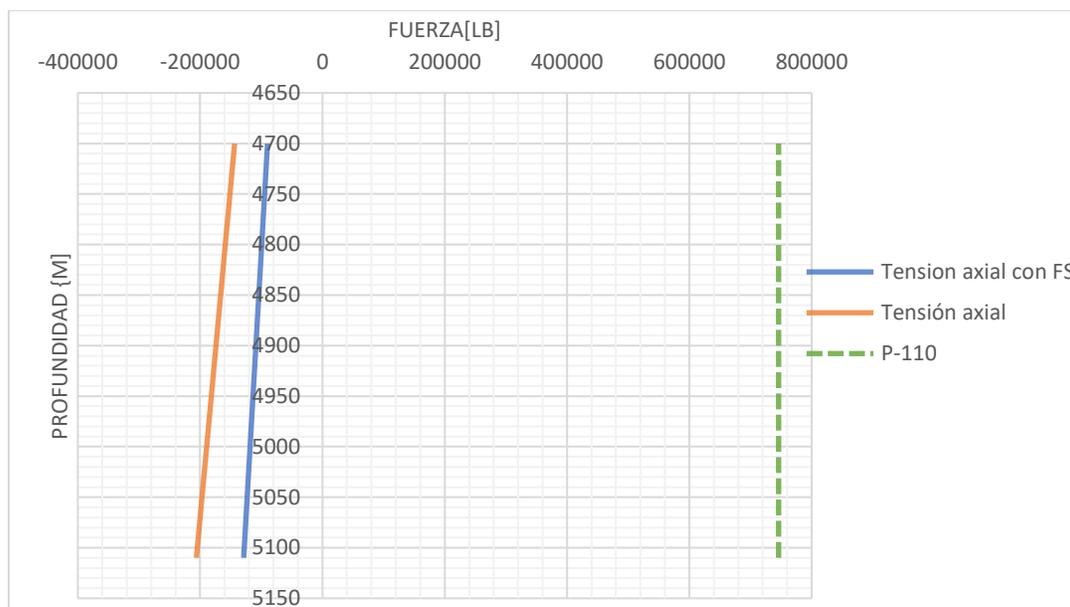
Se dispone de los datos en una tabla de profundidad y colocando el factor de seguridad para la tensión de la tabla 4.12 se grafica para determinar que la cañería soporta la tensión axial:

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 TENSION

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 | 1991.81 | 9.21 |
| 10 | 1200.00 | 2676.05 | 9.25 |
| 11 | 1300.00 | 2876.05 | 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

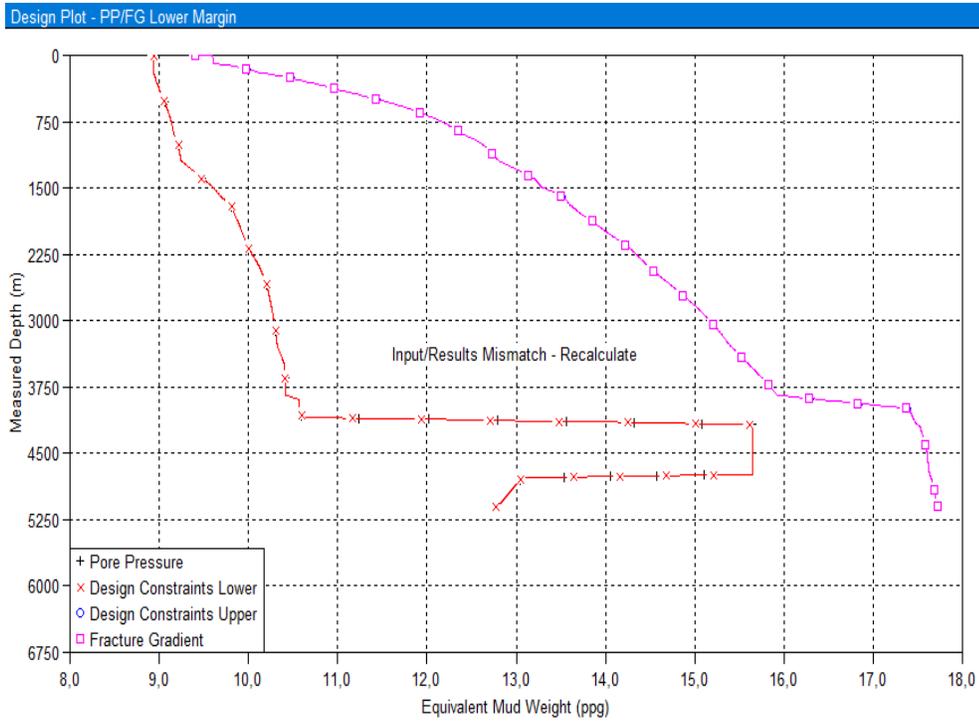
Figura 4.31. Gradientes de fractura en Casing Seat

| 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

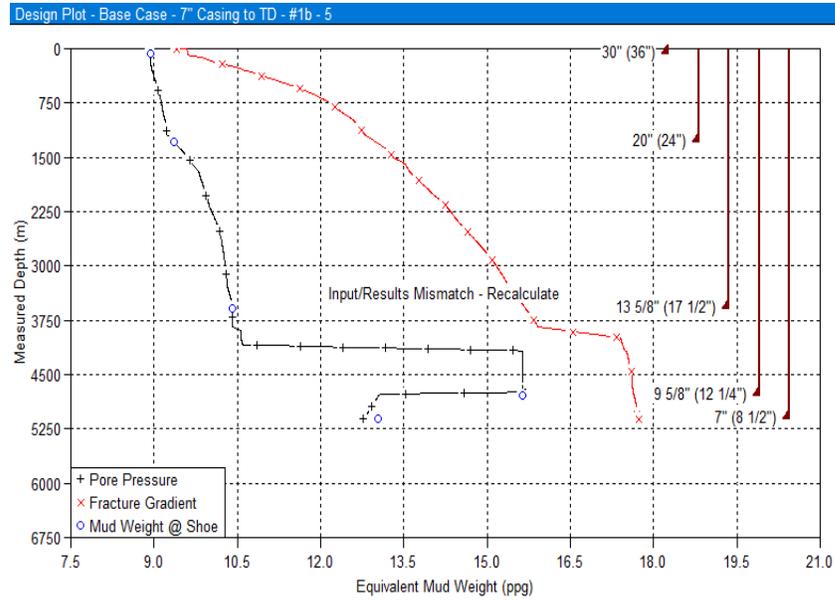


Fuente: Elaboración propia, 2024

4.3.1.2.1 Resultados de CasingSeat

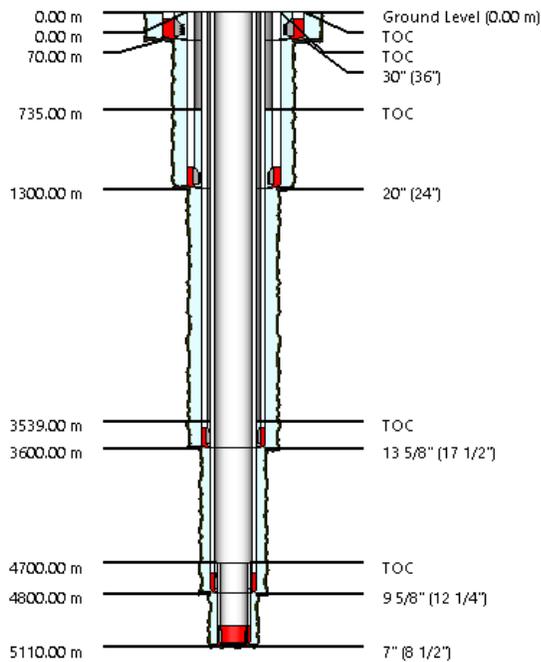
- Profundidad de asentamiento de cañerías

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

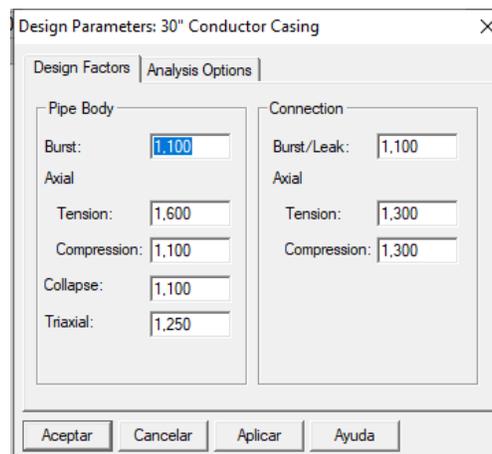
Figura 4.35. Esquema de cañerías de entrada de StressCheck

| 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

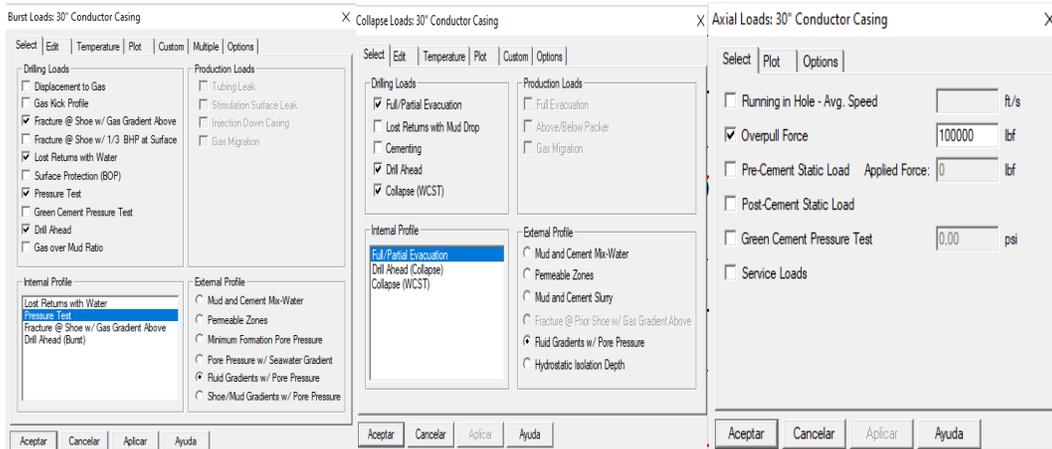
Se seleccionaron las cañerías de la tabla 4.40 para cada tramo y se simularon utilizando el paquete de StressCheck. Las figuras de diseño por reventamiento, Colapso y tensión están el

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

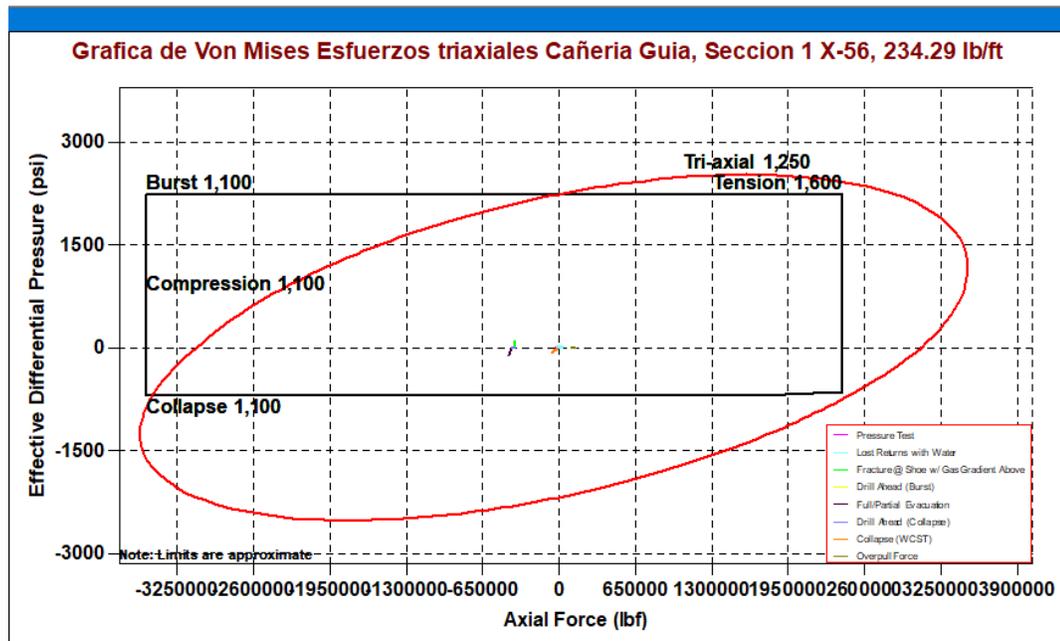
Figura 4.37. Datos de cargas para la cañería guía



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

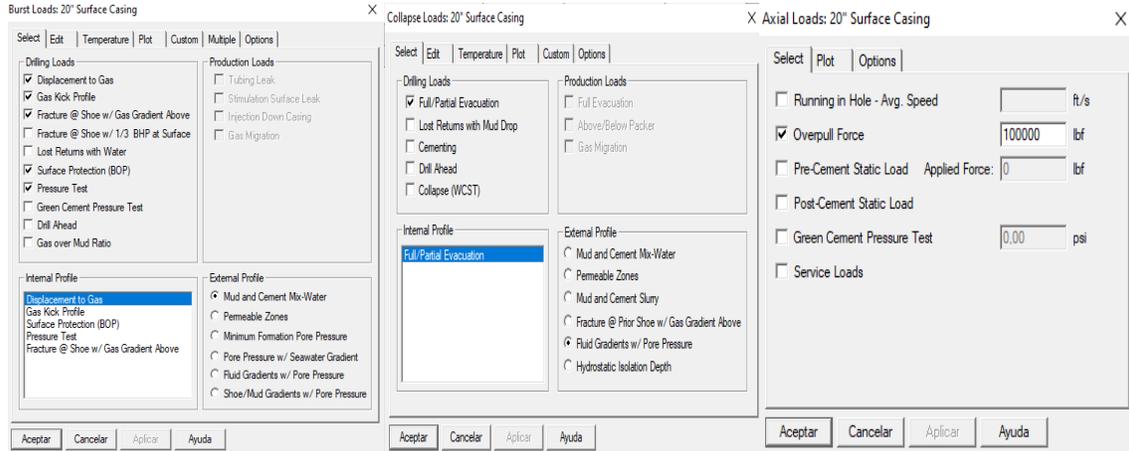


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA SUPERFICIAL

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

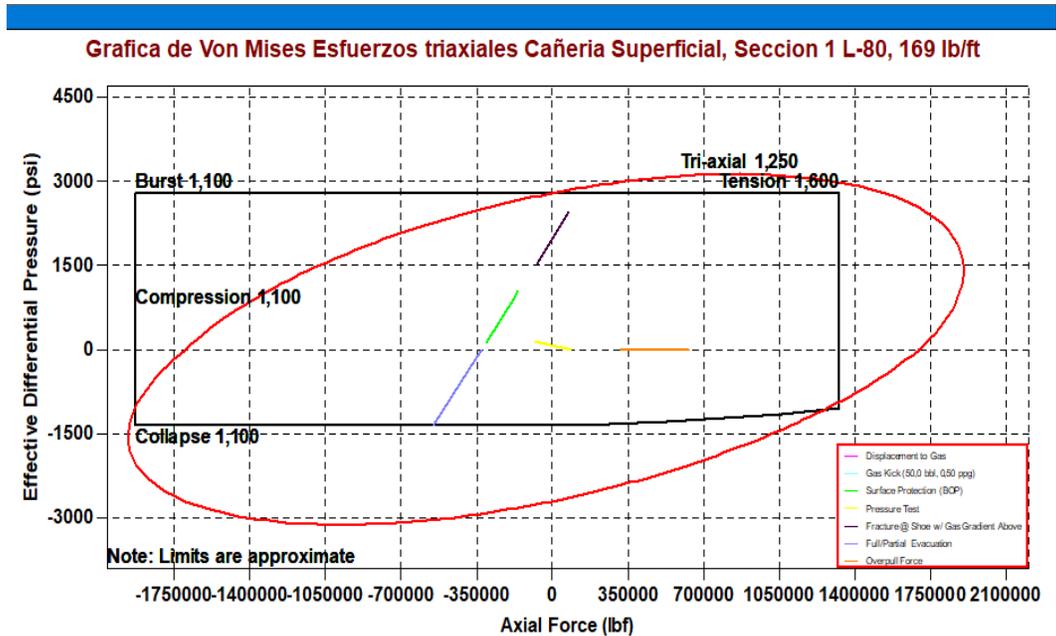
Figura 4.39. Datos de cargas para la cañería Superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

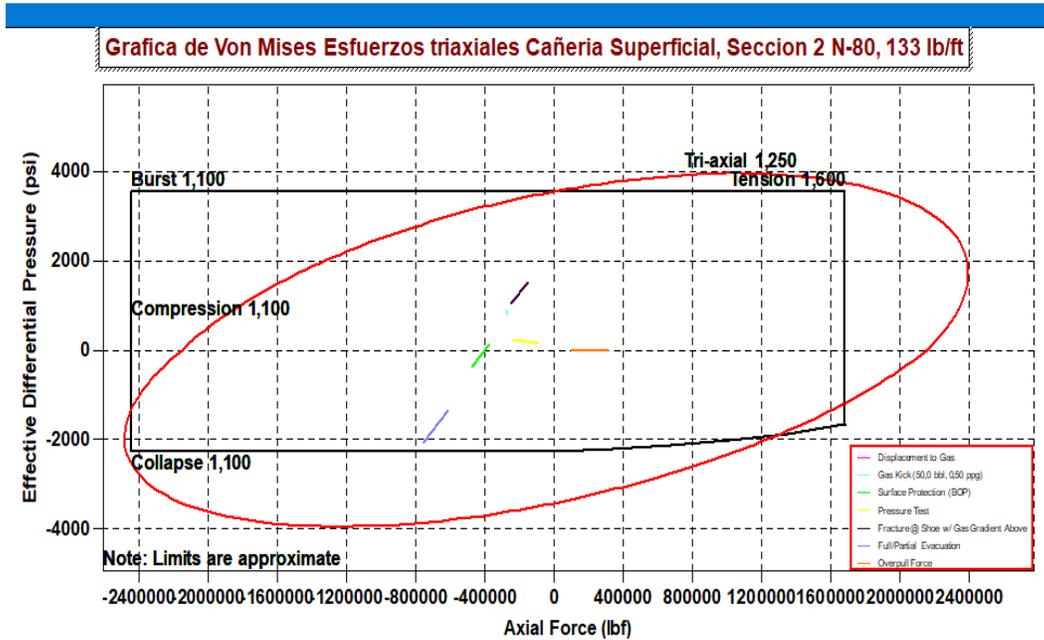
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante el elipse de Von Mises

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

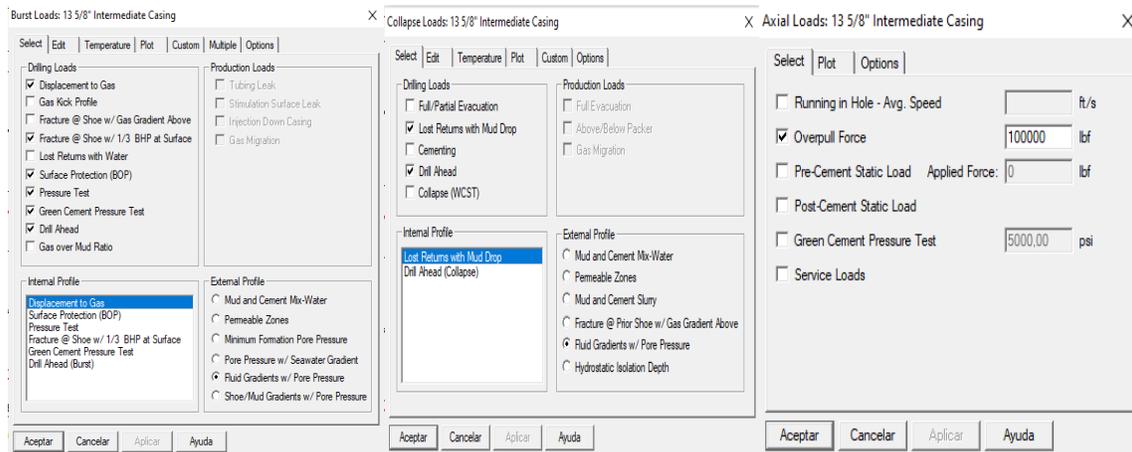


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA INTERMEDIA

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

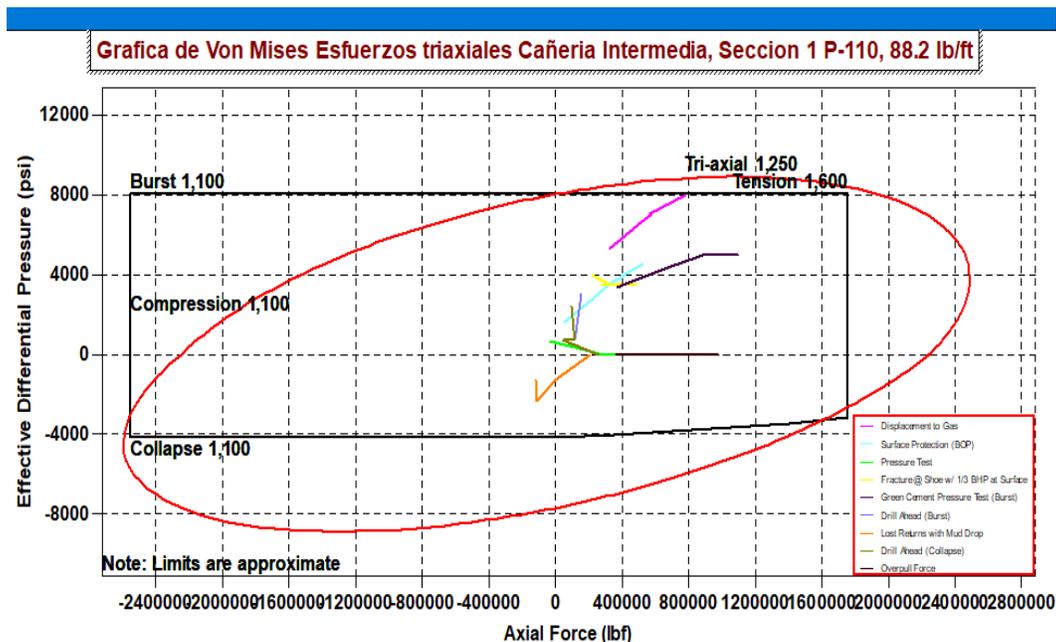
Figura 4.42. Datos de cargas para la cañería Superficial



Fuente: Elaboración propia, 2024

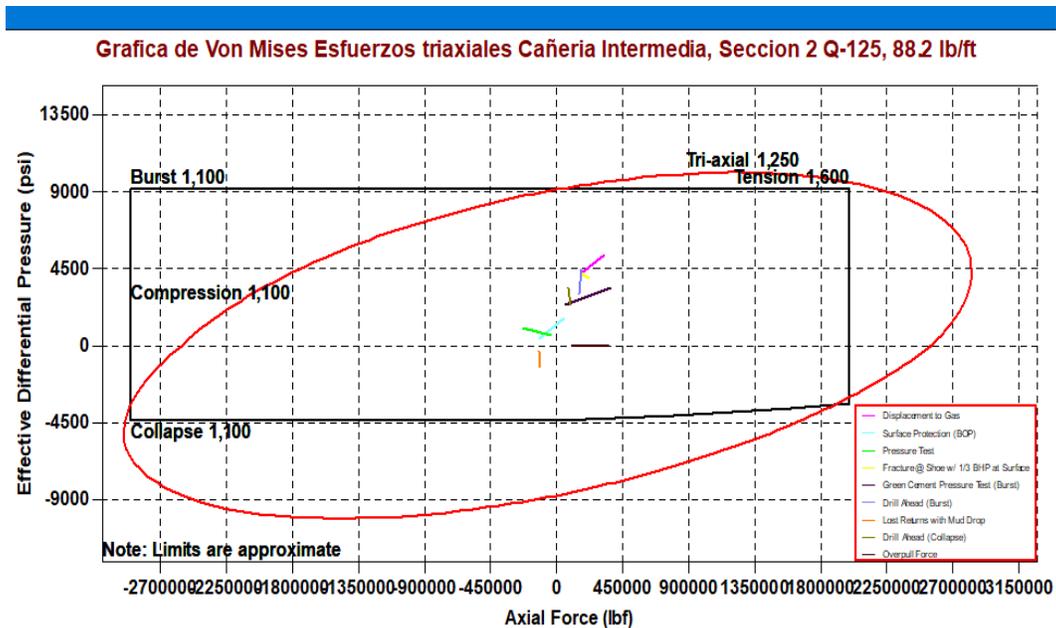
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

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

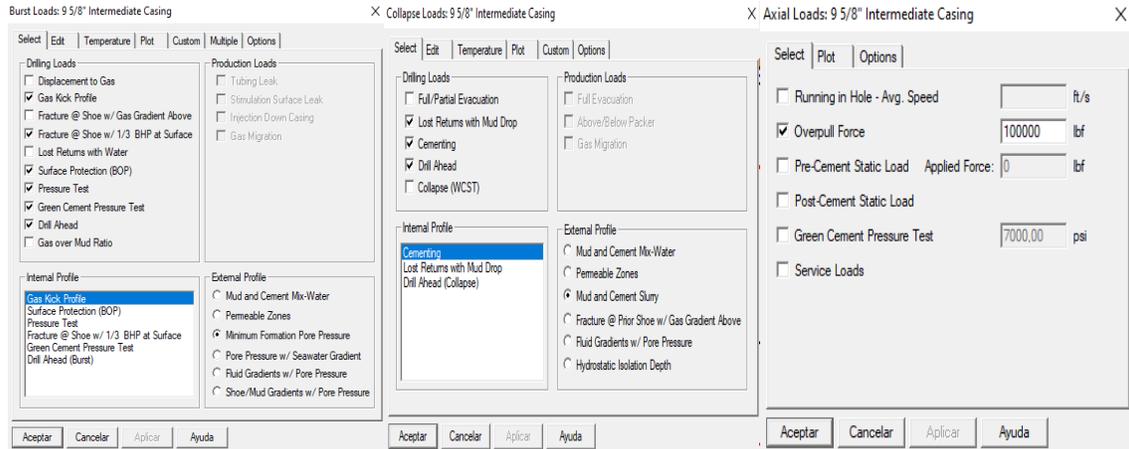


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERÍA DE PRODUCCIÓN

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

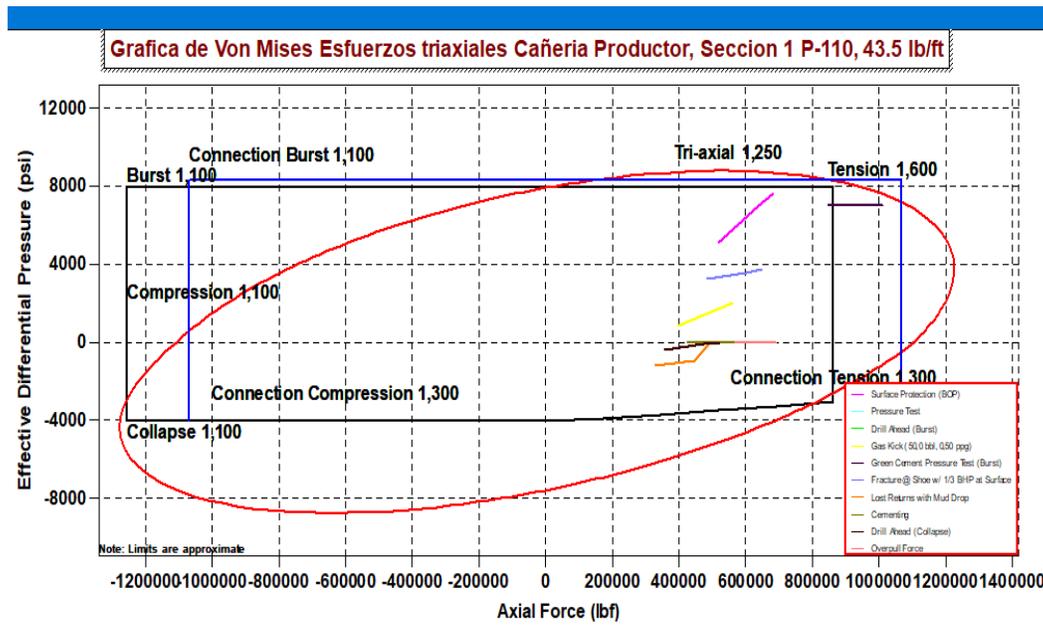
Figura 4.45. Datos de cargas para la cañería productor



Fuente: Elaboración propia, 2024

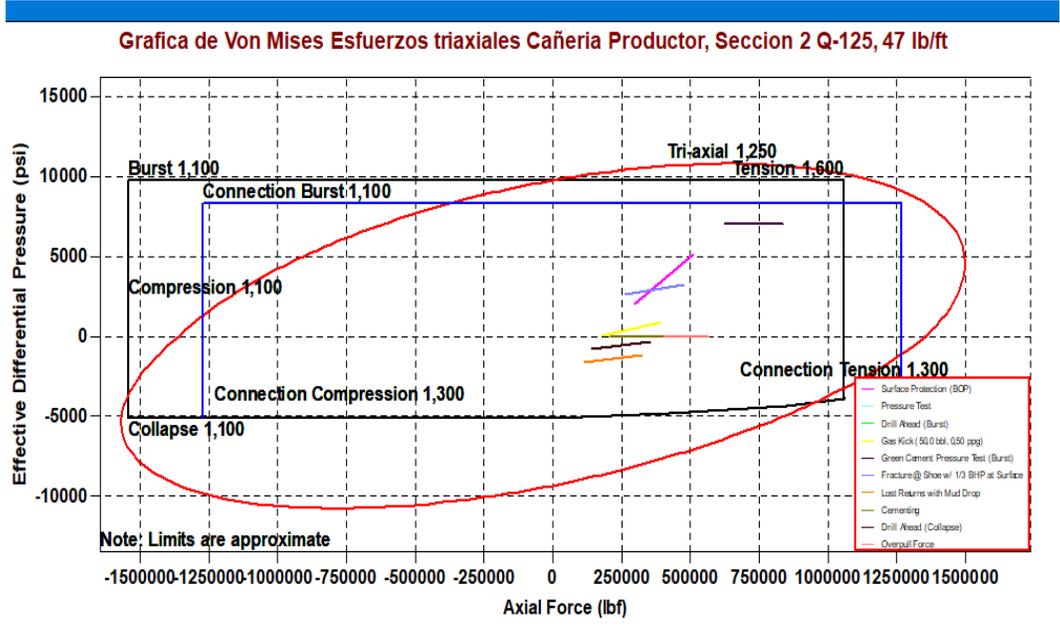
Resultados de los esfuerzos de triaxiales mediante la elipse de Von Mises

Figura 4.46. Esfuerzos triaxiales – Von Mises Cañería Producción, Sección 1 P-110, 43.5 lb/ft



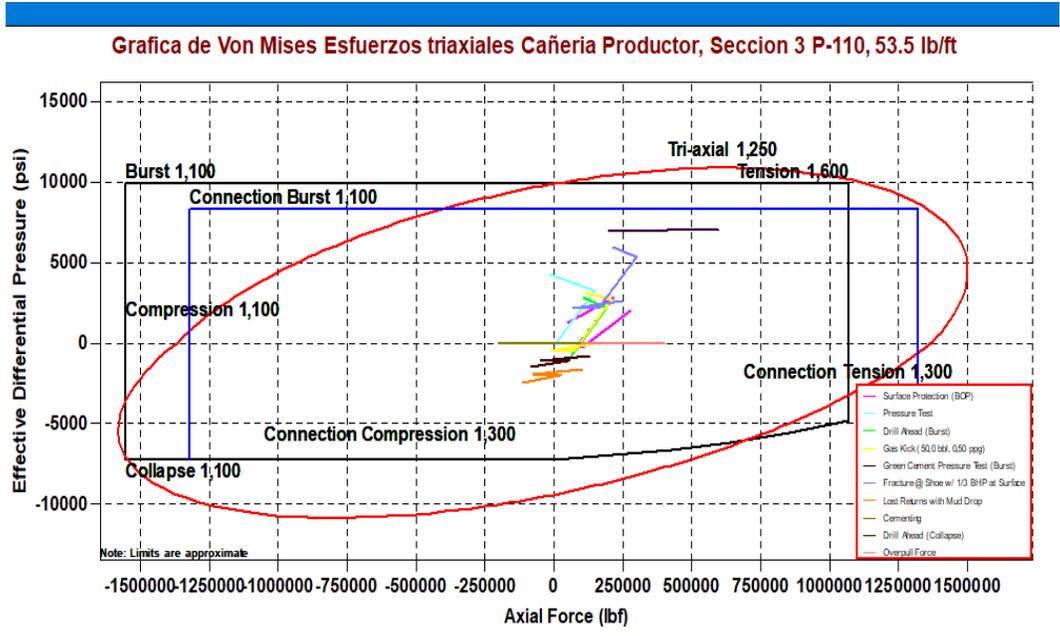
Fuente: Elaboración propia, 2024

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

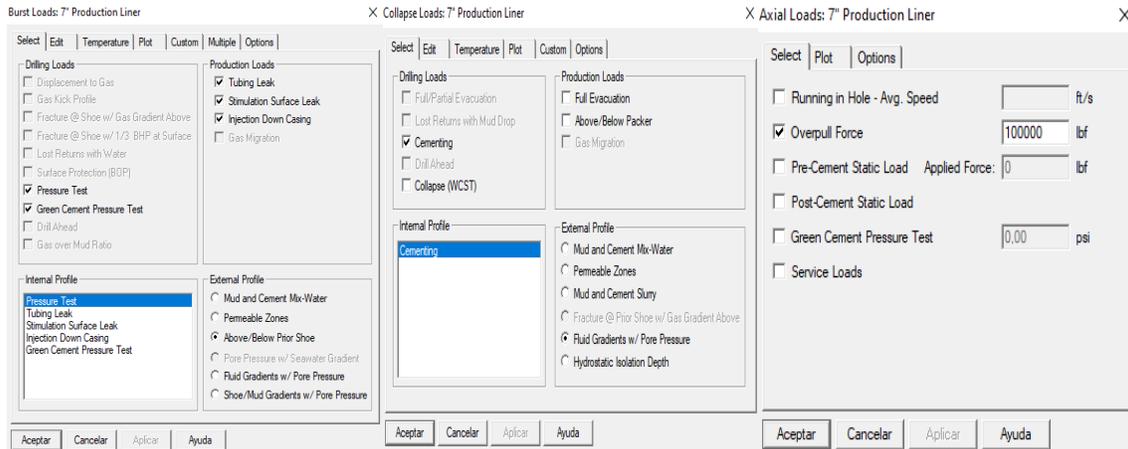


Fuente: Elaboración propia, 2024

- CAÑERIA DE PRODUCCIÓN-LINER

Datos de entrada para reventamiento, colapso y tensión.

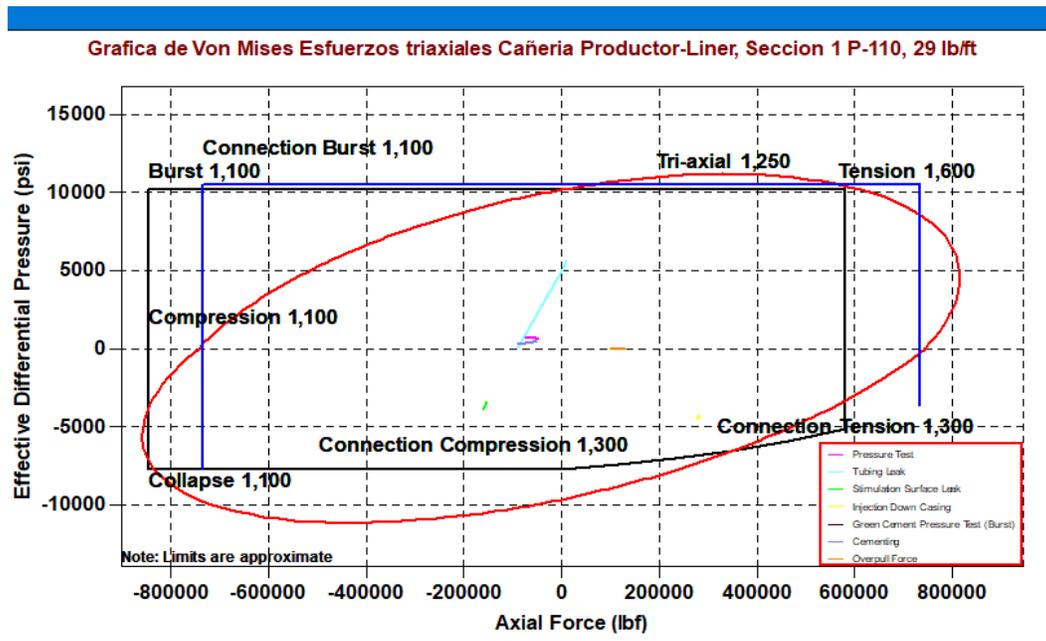
Figura 4.49. Datos de cargas para la cañería productor-liner



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 |

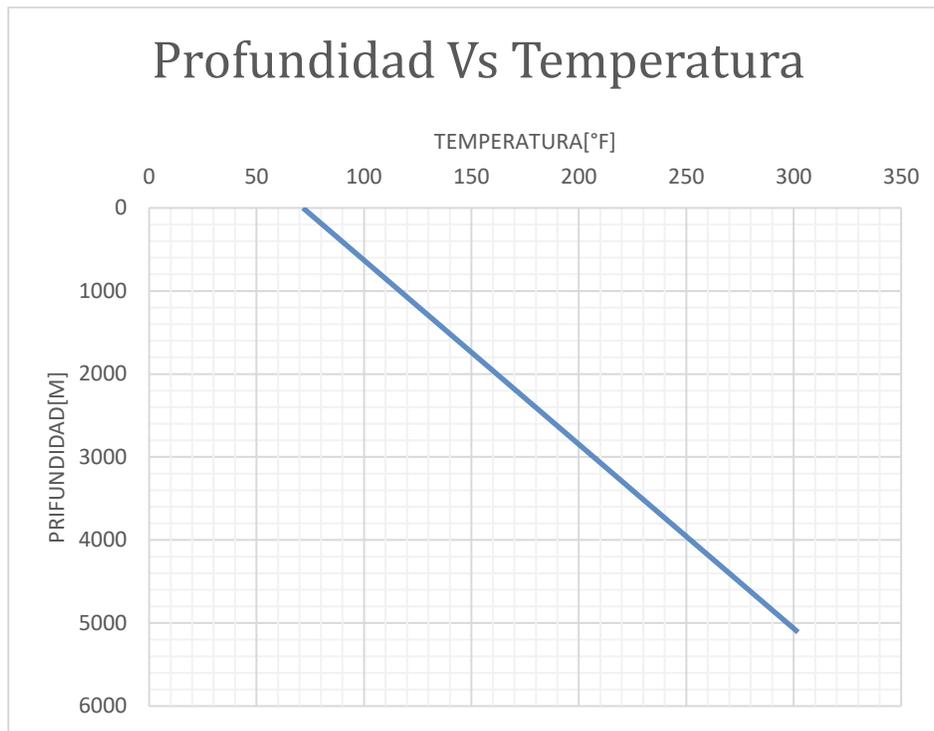
Fuente: Elaboración propia, 2024

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

$$\text{Rend}_c = 10.4 \frac{\text{gal}}{\text{Saco}} * \frac{1\text{Bbl}}{42\text{gal}}$$

$$\text{Rend}_c = 0.25 \frac{\text{Bbl}}{\text{Saco}}$$

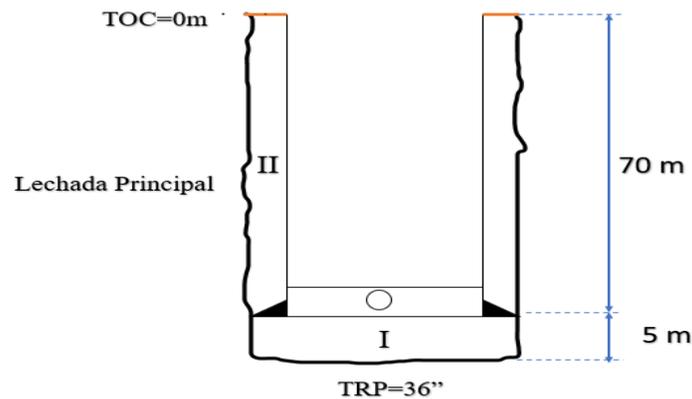
$$\text{Rend}_{\text{H}_2\text{O}} = 6.07 \frac{\text{gal}}{\text{Saco}}$$

$$\text{Rend}_{\text{Ca}_2\text{Cl}} = 2.2 \frac{\text{lb}}{\text{saco}}$$

$$\rho_c = \frac{162.4}{10.4} = 15.62 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

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:

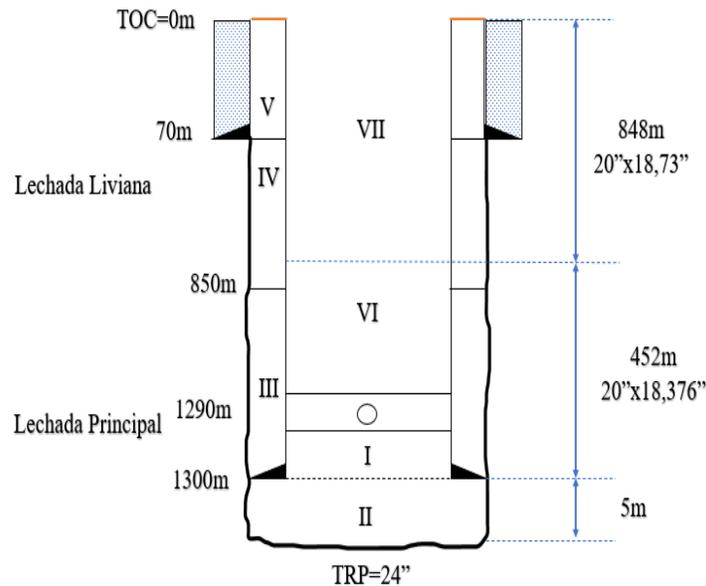
Tabla 4.49. Datos para la cementación del tramo superficial

| <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

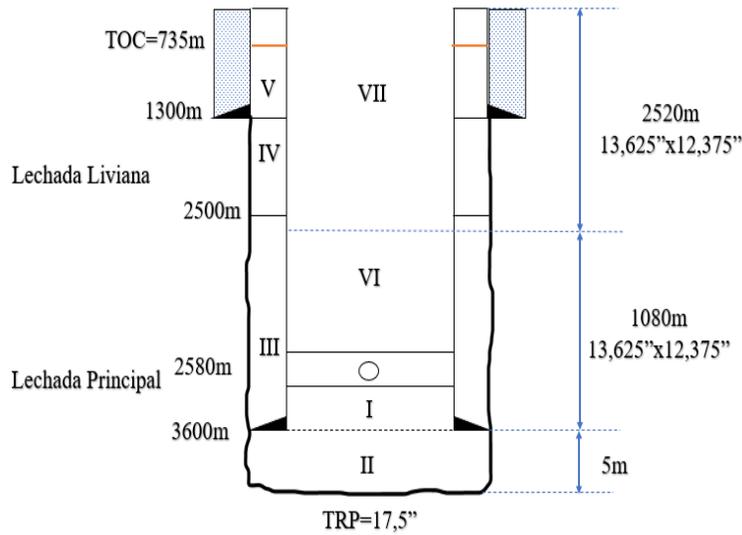
| Datos de pozo | | |
|-------------------------------|-----------------------|-------|
| Cañería 1 | 13,625"x12,375" Q-125 | 1080m |
| Cañería 2 | 13,625"x12,375" P-110 | 2520m |
| Profundidad de pozo | 3605 | m |
| Collar flotador | 2580 | m |
| Lechada Principal | Clase G | 2500m |
| Lechada Liviana | 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:**

$$V_{LP} = V_I + V_{II} + V_{III} = 437.15[\text{Bbl}]$$

$$V_{LP} = V_{LP} * \text{Exceso} = 437.15 * 1.3$$

$$V_{LP} = 568.30[\text{Bbl}]$$

- **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:

$$V_{LL} = V_{IV} + V_V = 734.5[\text{Bbl}]$$

$$V_{LL} = V_{LL} * \text{Exceso} = 437.15 * 1.2$$

$$V_{LL} = 881.4[\text{Bbl}]$$

- **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:

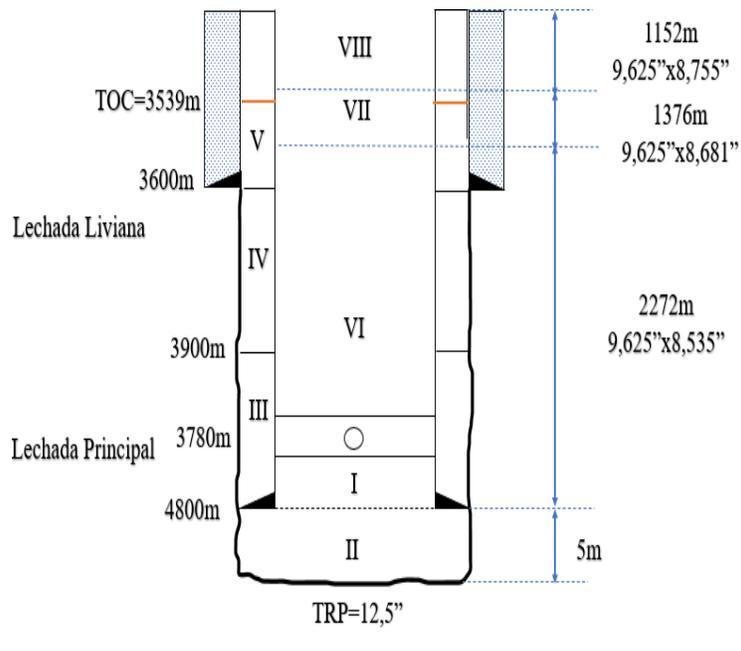
Tabla 4.57. Datos para la cementación del tramo productor

| 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 | galH ₂ O/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:**

$$79.77 \text{Bbl}_c \cdot \frac{1 \text{Saco}_c}{0.3633 \text{Bbl}_c} = 219.57 \cong 220 \text{Saco}_c$$

- **Cálculo de la cantidad de agua para la lechada liviana de cemento:**

$$220 \text{Saco}_c \cdot \frac{10.71 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}}{1 \text{Saco}_c} \cdot \frac{1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}}{42 \text{gal}_{\text{H}_2\text{O}}} = 56.1 \text{Bbl}_{\text{H}_2\text{O}}$$

- **Cálculo de la cantidad de baritina para la lechada liviana de cemento:**

$$220 \text{Saco}_c \cdot \frac{7.7 \text{lb}_{\text{Bentonita}}}{1 \text{Saco}_c} \cdot \frac{1 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}}{100 \text{lb}_{\text{Bentonita}}} = 16.94 \cong 17 \text{Saco}_{\text{Bentonita}}$$

- **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:

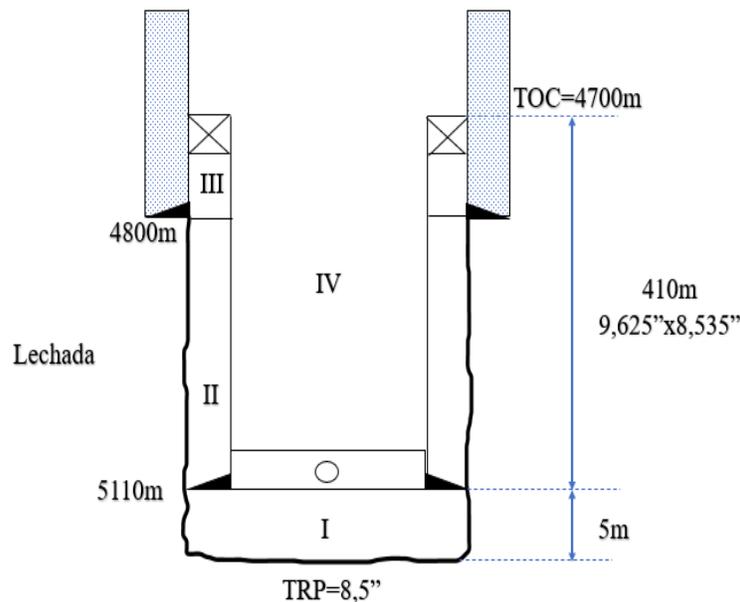
Tabla 4.62. Balance de masa para el cemento del tramo de productor-liner

| <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:

$$N_{dp} = 3621.71 \cancel{\text{ft}} * \frac{1 \cancel{\text{DP}}}{30 \cancel{\text{ft}}}$$

$$N_{dp} = 120.7 \cong 121[\text{DP}]$$

- **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:

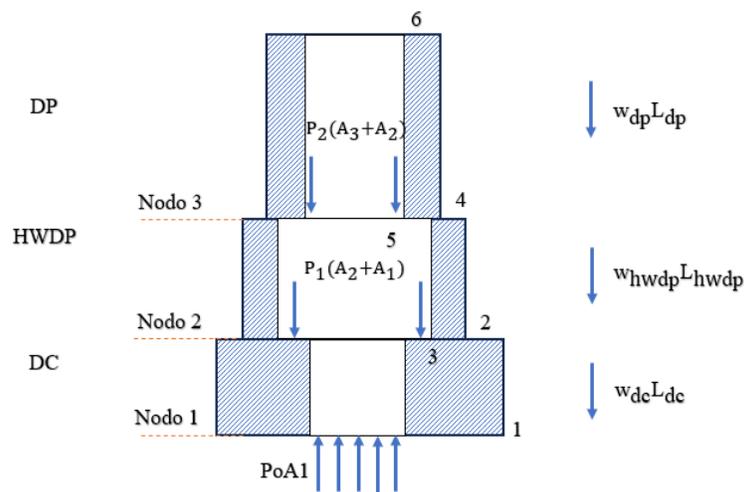
Tabla 4.67. Elementos tubulares para el tramo superficial

| 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:

$$2 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} = -39163[\text{lb}]$$

$$4 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + w_{hwdp} L_{hwdp} + P_1 (A_1 + A_2) = 125749[\text{lb}]$$

$$6 = -P_0 A_1 + w_{dc} L_{dc} + w_{hwdp} L_{hwdp} + P_1 (A_1 + A_2) + w_{dp} L_{dp} + P_2 (A_3 + A_2)$$

$$6 = 264971[\text{lb}]$$

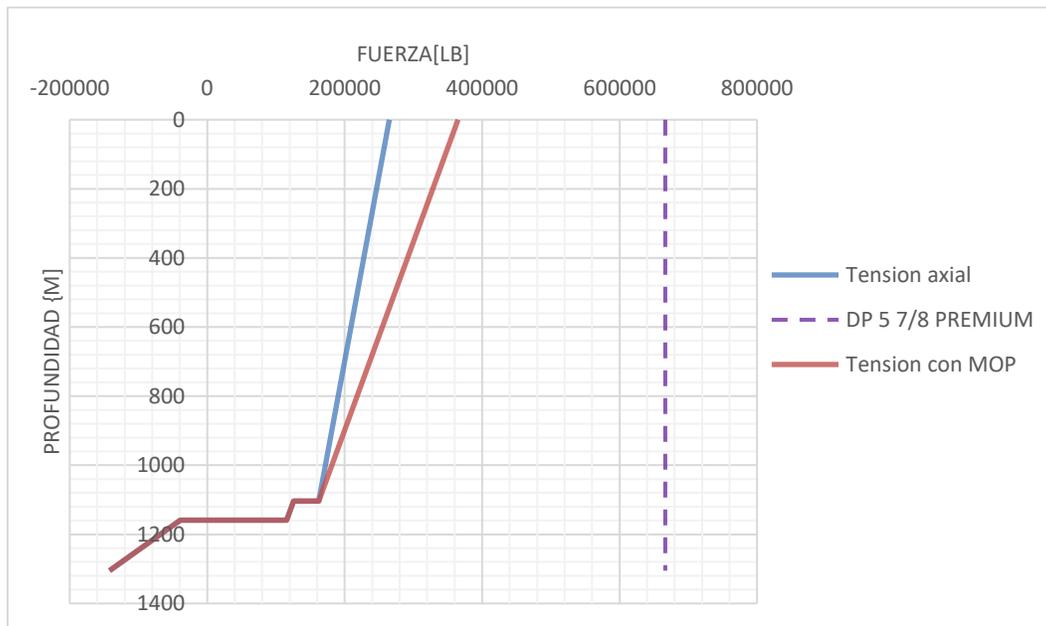
Colocando estos datos en una tabla y aplicando la fuerza de malacate MOP a la sección 6 en el tope de la tubería de perforación, se puede graficar las fuerzas y comparar con el punto de cendencia de la tubería de perforación. De esta manera determinamos si el arreglo de sarta de perforación soportara 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> | <i>P*(Ai+1+Ai)</i> | <i>Li*wi</i> | <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

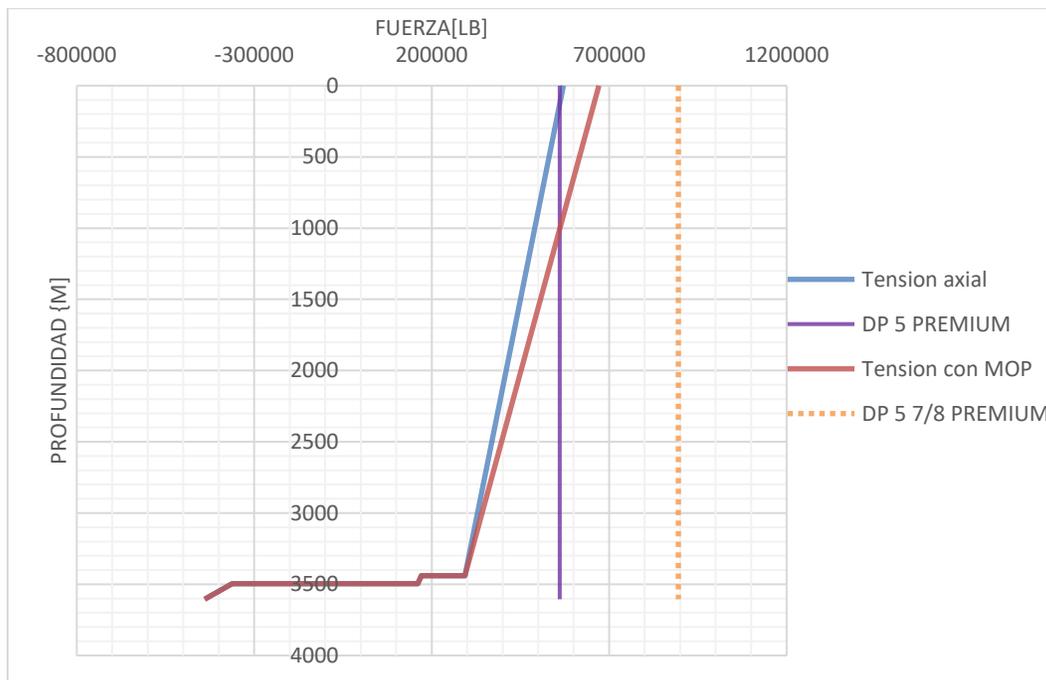
Al ingresar estos datos en una tabla y aplicar la fuerza de malacate (MOP), se graficarán y se compararán con el punto de cedencia de la tubería de perforación.

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 trepano (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%

$$L_{dc} = 314.87 \text{ft} * 0.2$$

$$L_{dc} = 62.974 \text{[ft]}$$

$$WOB_{hwdp} = 62.974 \text{ft} * \frac{148.01 \text{lb}}{1 \text{ft}}$$

$$WOB_{hwdp} = 9320.78 \text{[lb]}$$

Se calcula la longitud y número de piezas con los datos de la tubería pesada

$$WOB_{hwdp} = 9320.78 \text{[lb]}$$

$$L_{hwdp} = 9320.78 \text{lb} * \frac{1 \text{ft}}{55.62 \text{lb}} = 167.58 \text{[ft]}$$

$$N_{hwdp} = 167.58 \text{ft} * \frac{1 \text{HWDP}}{30 \text{ft}} = 5.59 \cong 6 \text{[HWDP]}$$

$$L_{hwdp} = 6 \text{HWDP} * \frac{30 \text{ft}}{1 \text{HWDP}} = 180 \text{[ft]} = 54.86 \text{[m]}$$

- **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 calcula la longitud real de tubería de perforación necesaria para el pozo, de manera similar a los otros tramos..

$$L_{dp} = 4805 * 3.281 - 180 - 270$$

$$L_{dp\ real} = 15315.21[\text{ft}] = 4667.85[\text{m}]$$

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):

$$L_{dp} = \frac{0.9 * 560763 - 100000}{24.56 * 0.829} - \frac{148.01}{24.56} * 270 - \frac{55.62}{24.56} * 180$$

$$L_{dp\ calc} = 19770.44[\text{ft}]$$

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:

$$N_{dp} = 11288.0 \cancel{\text{ft}} * \frac{1\text{DP}}{30\cancel{\text{ft}}}$$

$$N_{dp} = 510.5 \cong 511[\text{DP}]$$

- **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

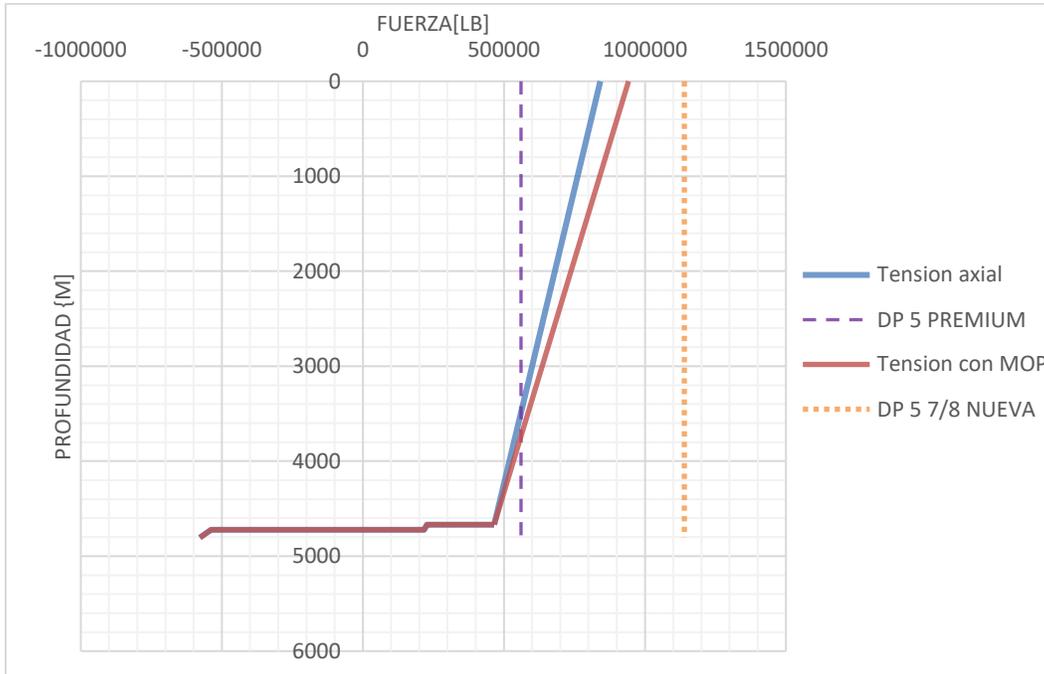
Los datos de profundidad y fuerza axial serán:

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

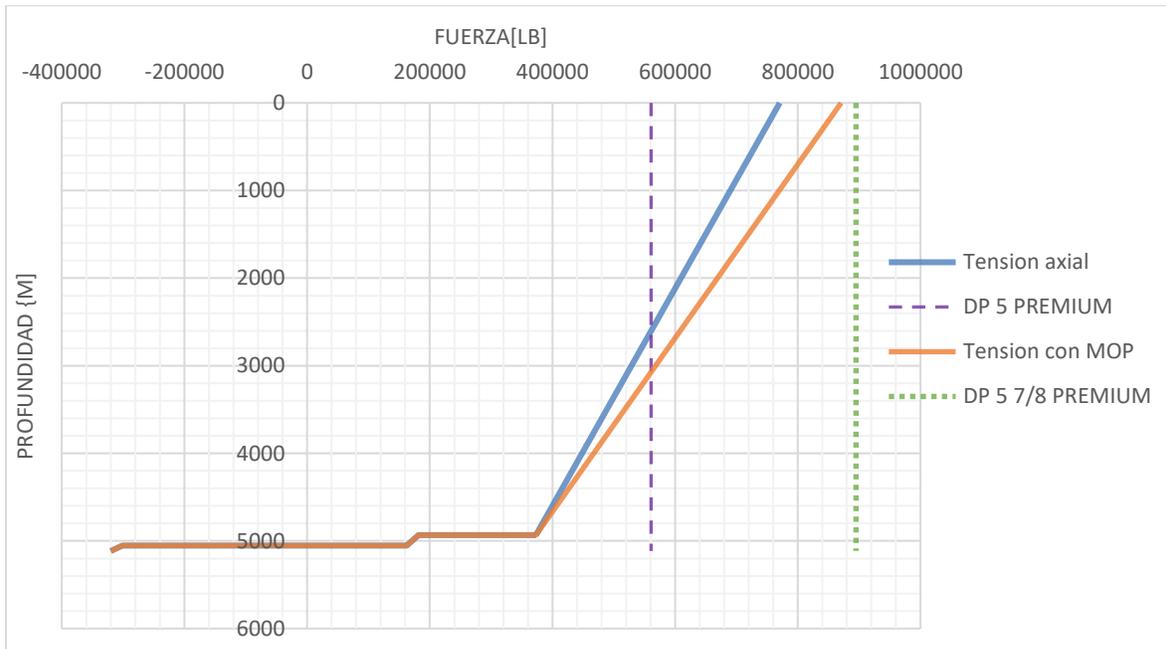
Los datos de profundidad y fuerza axial serán:

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 | 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 | 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 | 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 | 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

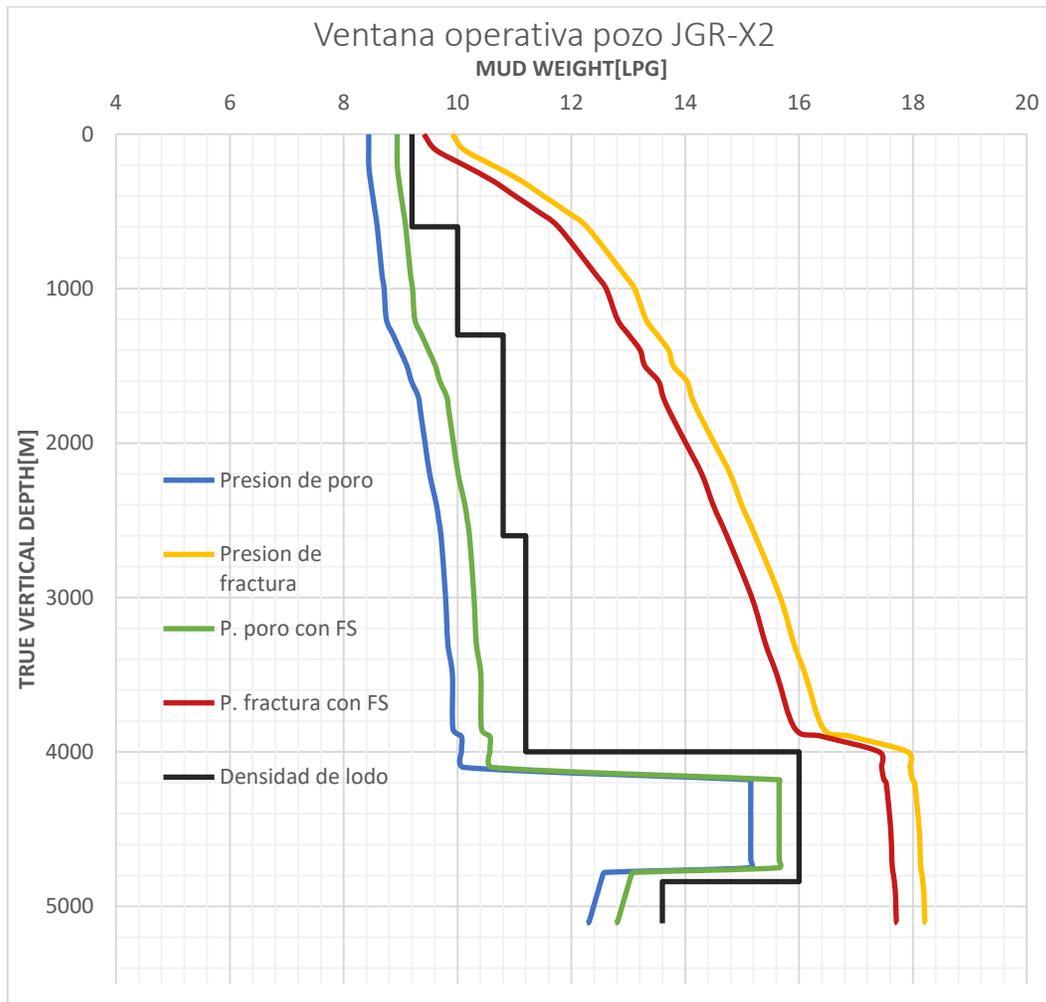
Para el diseño del programa de fluidos de perforación se trabajará con los criterios teóricos vistos en el capítulo dos. Para el diseño del programa de fluidos se toma al mismo tiempo una revisión de los fluidos inyectados en otros pozos en el área del Subandino sur y adecuarlos al caso del pozo propuesto 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:

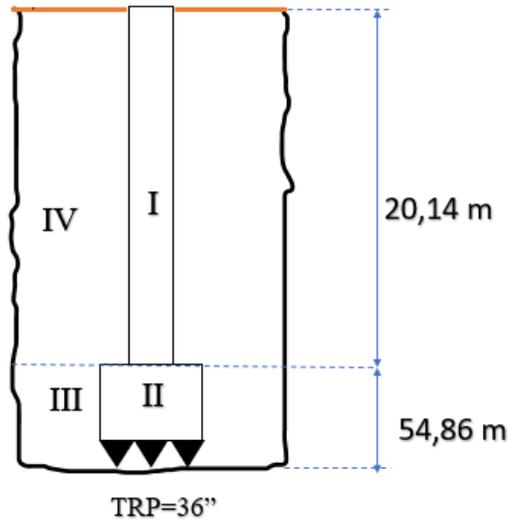
Tabla 4.87. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo guía

| <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:

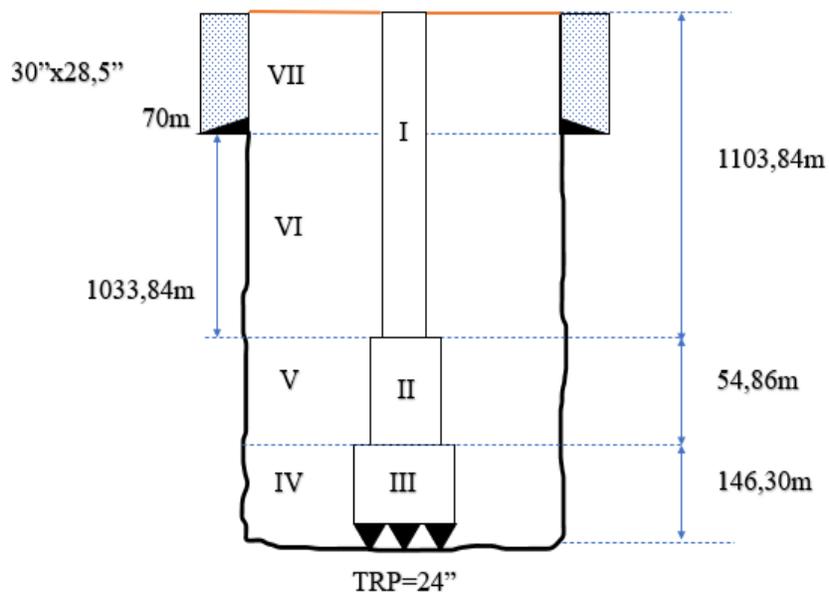
Tabla 4.90. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo superficial

| 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:

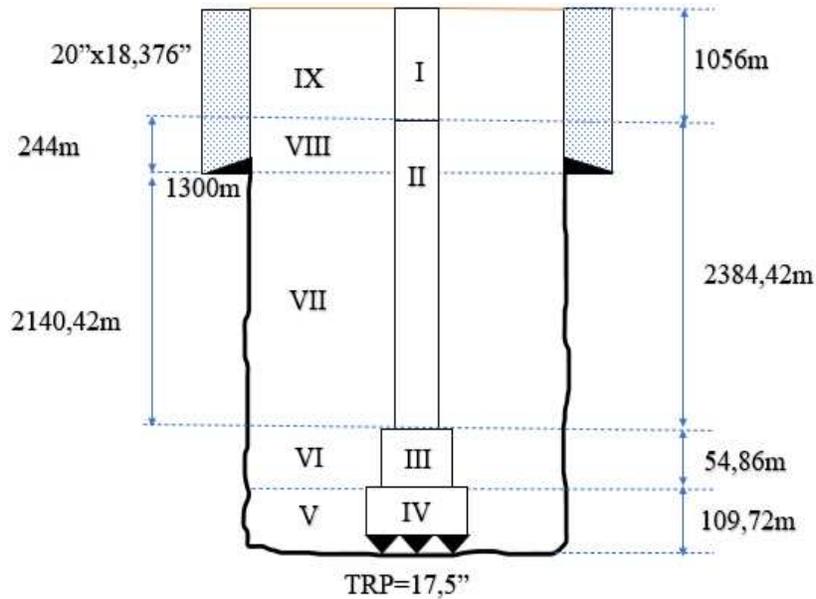
Tabla 4.93. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo intermedio

| 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

| | | |
|----------------------|----------------|-------------|
| Volumen I | 79,92 | bbbl |
| Volumen II | 138,84 | bbbl |
| Volumen III | 2,8 | bbbl |
| Volumen IV | 3,14 | bbbl |
| Volumen V | 75,48 | bbbl |
| Volumen VI | 47,48 | bbbl |
| Volumen VII | 1917,18 | bbbl |
| Volumen VIII | 242,97 | bbbl |
| Volumen IX | 1019,55 | bbbl |
| Volumen Total | 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:

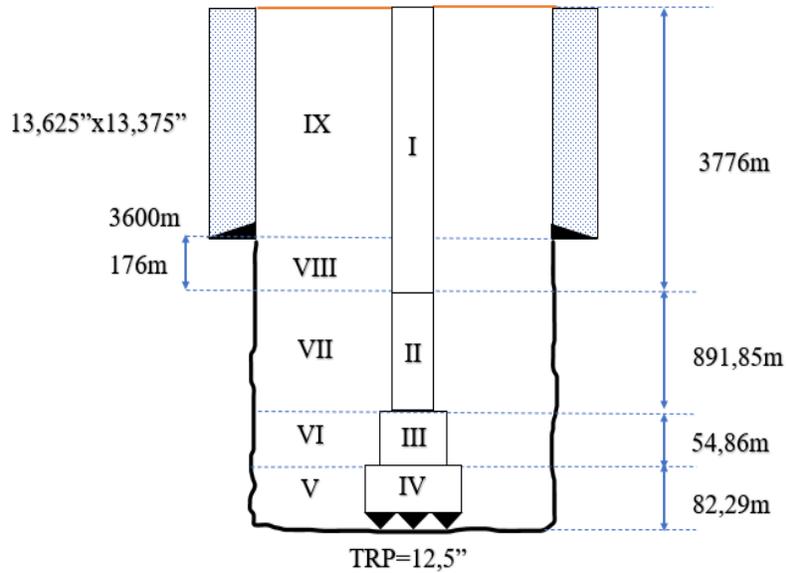
Tabla 4.96. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor

| <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:

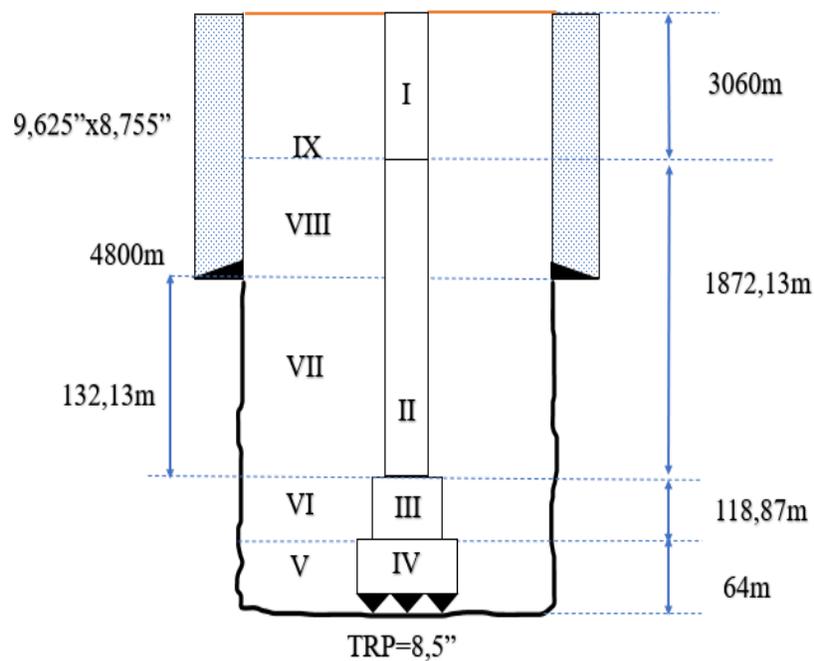
Tabla 4.99. Datos para el volumen del fluido de perforación del tramo productor-liner

| <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

| | | | | |
|-----------------------------------|-----------------------|---------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Máximo potencia de entrada | | 1600 | | HP |
| Máxima presión de bombeo | | 3500 | | PSI |
| Eficiencia de la bomba | | 0,9 | | |
| Máxima velocidad anular | | 50,45 | | ft/min |
| Caudal | | 600 | | GPM |
| Profundidad[ft] | Densidad [LPG] | PV[cp] | YP[lbf/100ft²] | Caída de presión en superficie |
| 1000 | 9,2 | 13 | 22 | Tipo IV |
| 2000 | 9,2 | 13 | 22 | E |
| 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

| <i>Sección</i> | <i>L[ft]</i> | <i>v[ft/s]</i> | <i>NH</i> | <i>Eoc</i> | <i>NR</i> | <i>NRe</i> | <i>flujo</i> | <i>f</i> | <i>ΔP[PSI]</i> |
|----------------|--------------|----------------|------------|------------|-----------|------------|------------------|----------|----------------|
| 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:

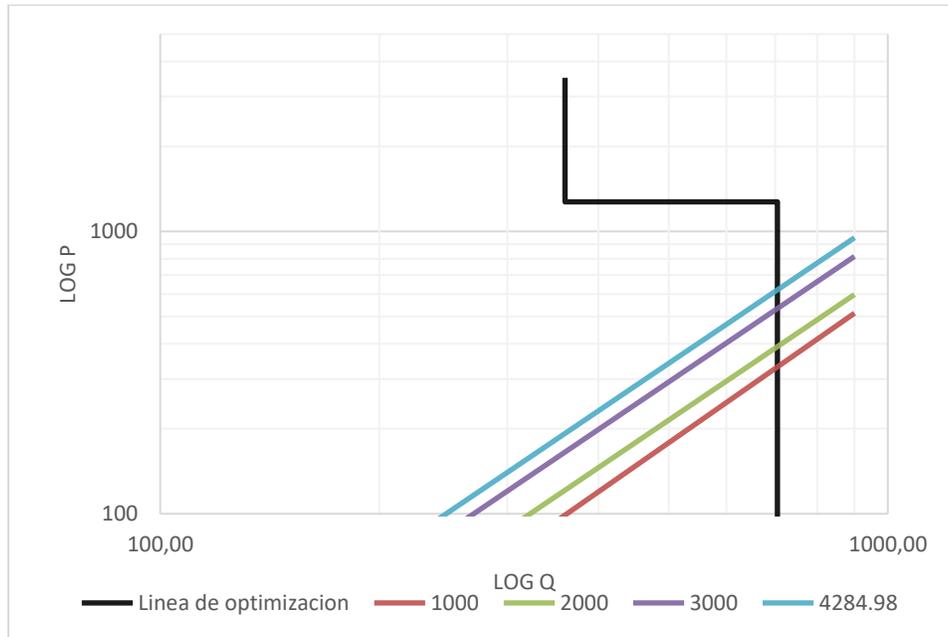
$$P_{HP} = \frac{1}{1+1.75} * 3500$$

$$P_{HP} = 1272.73[\text{PSI}]$$

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 | ΔP [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

| Profundidad[ft] | 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

| Seccion | L [ft] | v [ft/s] | NH | E_{oc} | NR | NRc | flujo | f | ΔP [PSI] |
|---------|----------|------------|-----------|----------|---------|---------|------------------|---------|------------------|
| 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

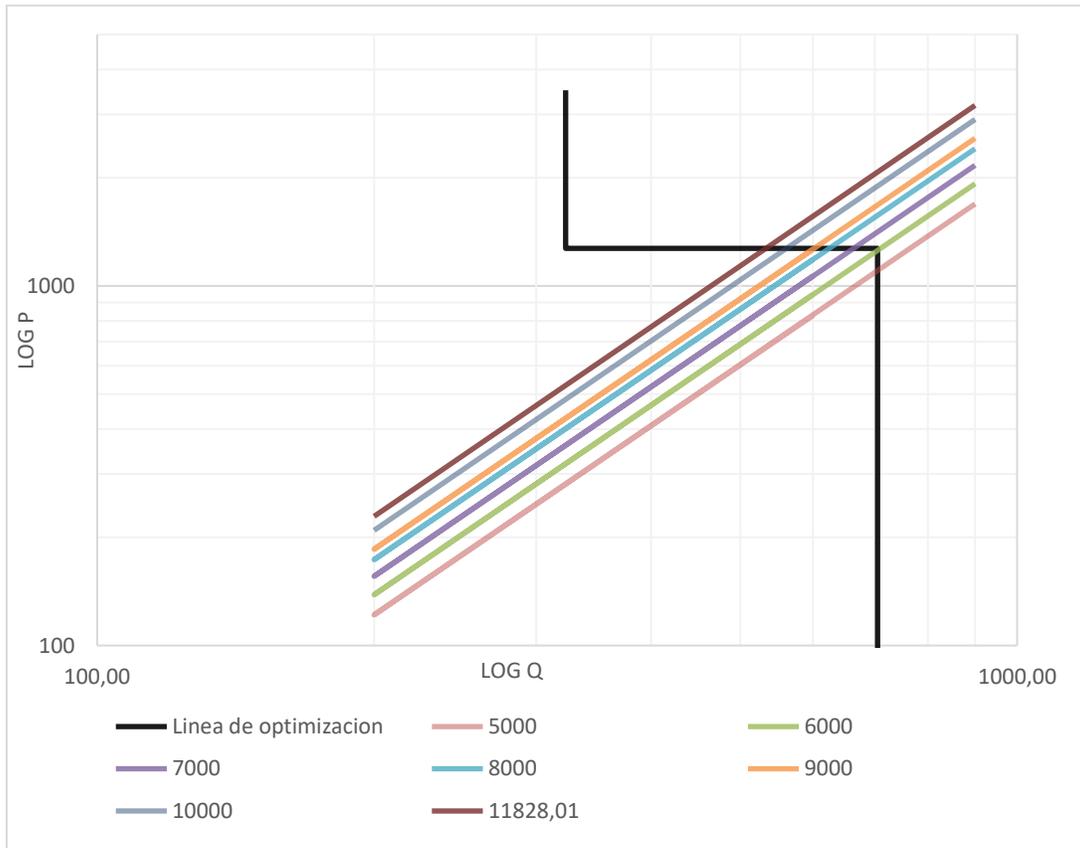
- **Optimización hidráulica para el tramo intermedio**

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:

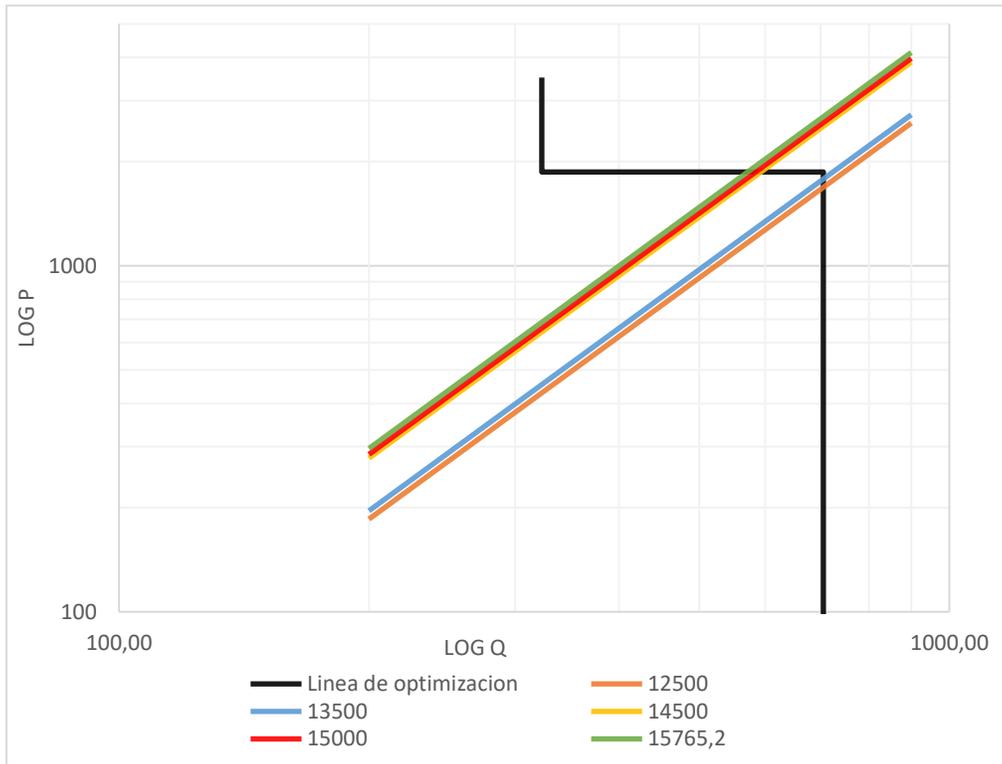
$$P_{\text{HP}} = \frac{2}{2 + 1.75} * 3500$$

$$P_{\text{HP}} = 1866.67[\text{PSI}]$$

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

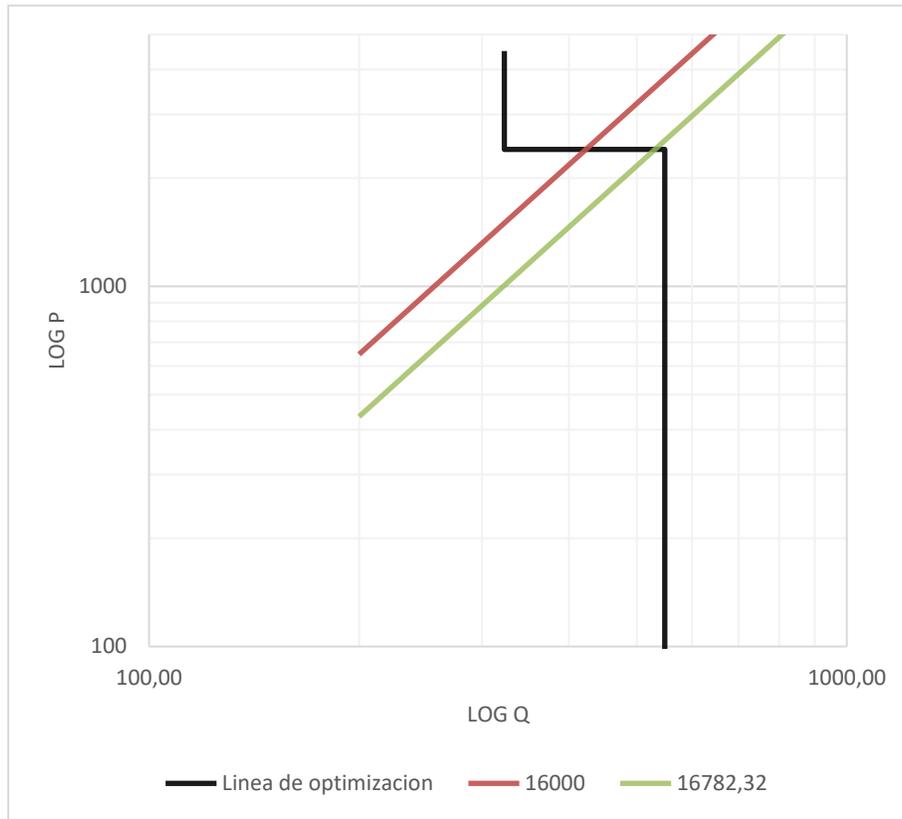
- **Optimización hidráulica para el tramo intermedio**

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 | | | | | | | | |
|--|------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|----------------|-----------------------|------------------------|
| TRAMO SUPERFICIAL | <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> |
| | 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

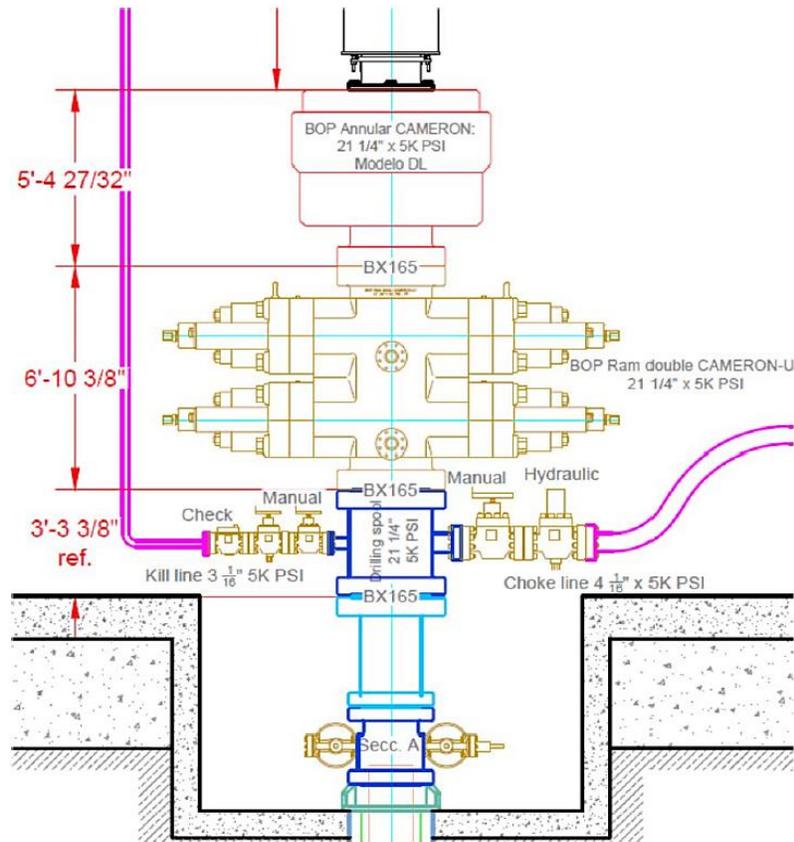
Se instalará la sección A del cabezal de pozo una vez que la cañería de 20” este cementada y se instalará el equipo de preventor de descontrol de 5000 PSI. Se instalará la sección B del cabezal de pozo una vez que la cañería de 13 5/8” este cementada y se seguirá utilizando el equipo 21 ¼” BOP.

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

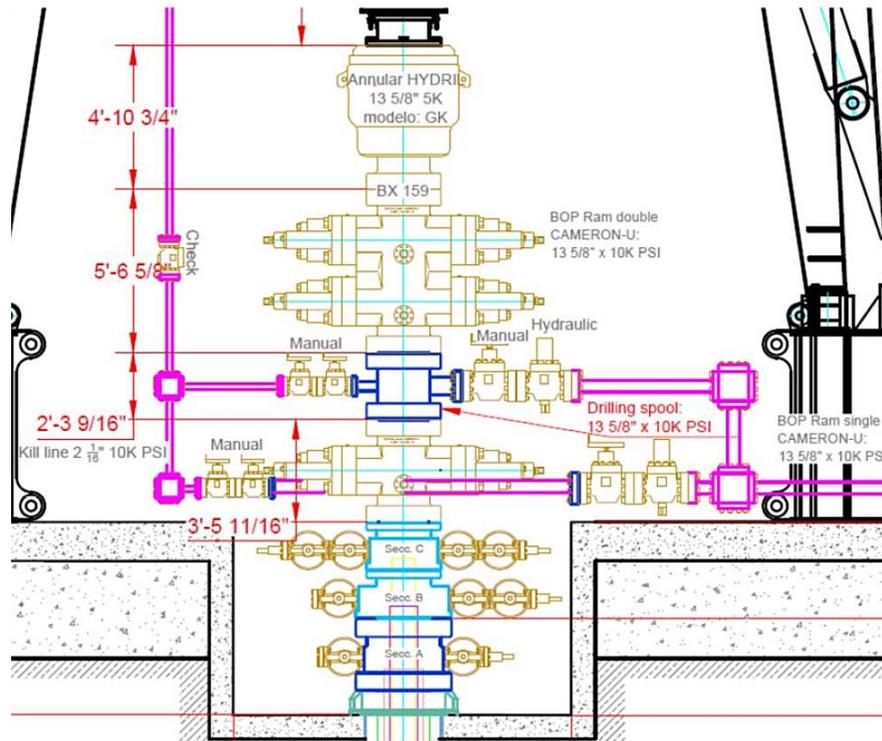
La sección B del cabezal fue instalada con la cañería 13 5/8". La cañería de producción será asentada en el colgador de la cañería en la sección C. Se instalará el equipo de preventor de descontrol de 10000 PSI.

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 Hughes. (1995). Drilling engineering workbook. Texas: INTEQ.

Baker Hughes. (1999). Sistema de graduacion de desgaste de IADC para trepanos. Hughes Christensen.

Baker Hughes. (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.

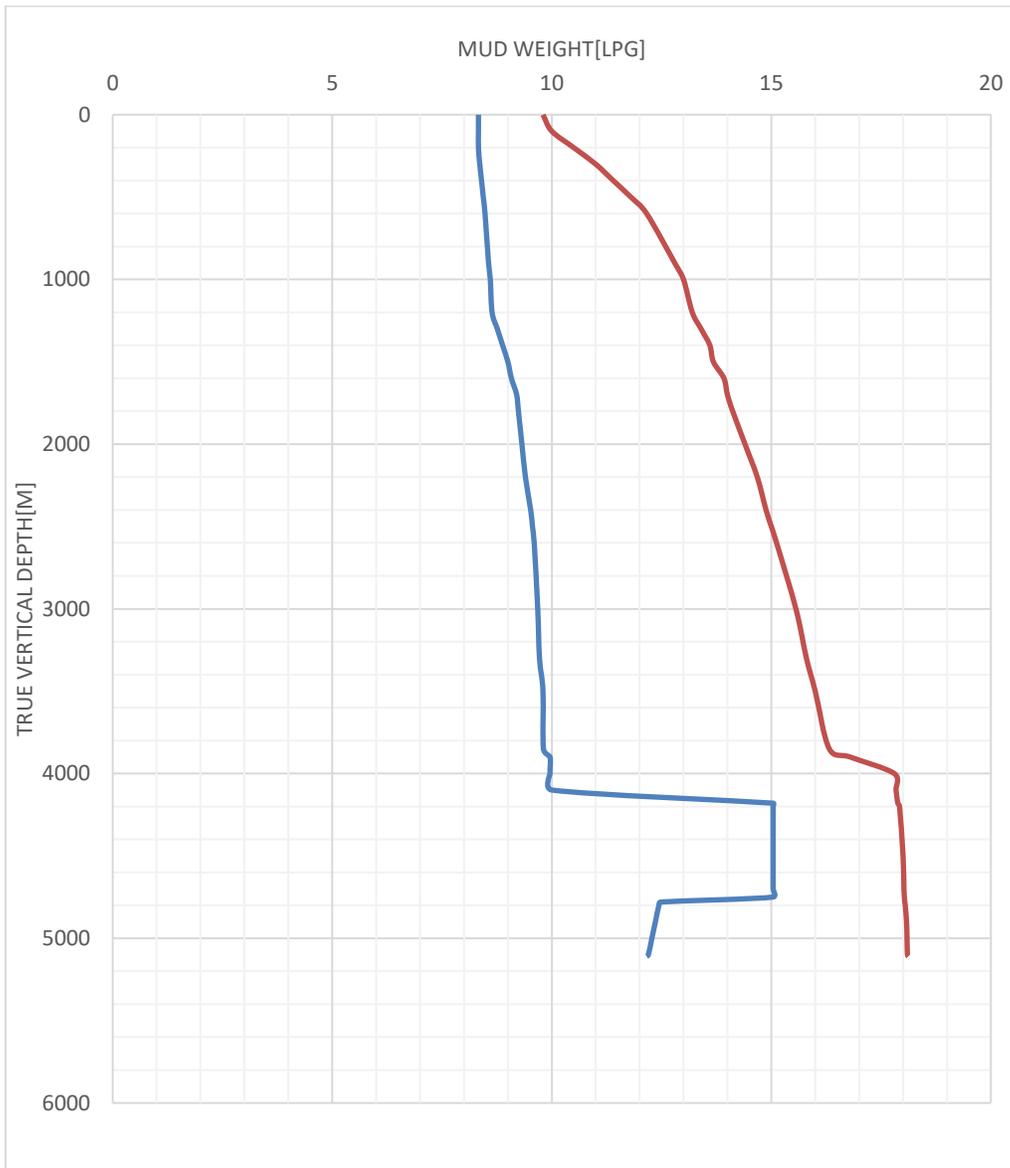
Workstring international. (14 de Enero de 2020). Drill pipe. Recuperado el 28 de Abril de 2024, de Workstring international: <https://workstringsinternational.com/spec-sheets/drill-pipe/>

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 | 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.) | | Main End or Ext. Line | 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 | in |
| 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 | 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 | | |
| 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 | MPa |
| 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 | 0.435 | 11.0 | 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 | 7½, 8½, 8¾, 9½, 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 | 7½, 8½, 8¾ | 2,500-6,000 | 185-80 | Wx | |
| GX-22 | 517 | 7½, 8½ | 2,500-6,000 | 185-80 | x | |
| GX-22S | 517 | 8½ | 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 | 6½ | ATJ-33A, ATJ-44, ATJ-44A | | | | | | | | | 158/ 71.7 |
| 11 | 279.4 | 6½ | 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

| | | | | | |
|---------|------|--|-----------|--------|--------------|
| MD716 | M223 | 8%, 8½, 9½, 10%, 11½, 12, 12¼, 14%, 14½, 16, 16½, 17½ | 500-4,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| MDSI619 | M223 | 12¼, 14% | 400-3,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| MDSI716 | M223 | 8%, 8½, 8¾, 8¾, 8¾, 9½, 9¾, 10¼, 10¾, 12¼, 14%, 16, 16½ | 500-4,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| Mi616 | M223 | 7%, 8%, 12¼, 17 | 400-3,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| M716 | M223 | 6, 7%, 8½, 9%, 12, 12¼ | 500-4,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| MSI619 | M223 | 7%, 8½, 8¾, 9¼, 12¼ | 400-3,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| M716 | M323 | 6, 8 ½, 9 7/8, 11, 12, 14 ¾ | 500-4,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |
| MDI616 | M323 | 6, 6¾, 7%, 8%, 8½, 8¾, 9½, 9¾, 10¼, 10¾, 11%, 12¼, 13½, 14½, 14¾ | 500-4,000 | 60-400 | GHM-NRstImVW |

Fixed Cutter Bits

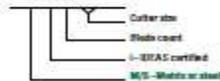
Standard PDC Matrix and Steel Bits

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, 6¾ | S719 | 12¼ |
| M513 | 6¾, 6¾, 7¾, 8¾ | SE16 | 16, 17%, 26 |
| M516 | 6¾, 6¾, 12% | SE19 | 26 |
| M519 | 6¾, 6¾, 12% | SM19 | 6% |
| M613 | 6¾, 7¾, 8¾ | SE19 | 6¾, 12% |
| M616 | 7%, 8%, 12% | SE13 | 16 |
| M619 | 12%, 17 | SE16 | 12% |
| M713 | 6¼ | SE19 | 10% |
| M716 | 7¾, 8¾, 12, 12¾, 14% | SE19 | 21, 24 |
| M811 | 6 | MM13 | 7% |
| M813 | 6¼, 6¾, 10¼, 12% | SM16 | 6, 7% |
| M816 | 12%, 17% | MM19 | 6¾ |
| M819 | 7¾, 12% | MS25 | 3% |
| M916 | 12%, 14, 16 | MS11 | 4% |
| M919 | 16 | MS13 | 4¾, 4¾, 6¾, 6¾, 7% |
| M1016 | 12% | MS16 | 5¾, 6¾, 11%, 12¾, 16 |
| SE16 | 6% | MS19 | 6, 6¾, 12% |
| S427 | 6, 12% | MS29 | 3¾, 3¾, 4¾, 4¾, 4¾ |
| SE16 | 6¾, 12% | MS13 | 6, 6¾, 11%, 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 |
| | | MS29 | 4¾, 5¼, 6, 6¾ |
| | | MS19 | 6¾ |
| | | MS23 | 6¾, 8¾ |



SK 16 M616MS1FX

www.slb.com/pdc

Trépano para el tramo productor-liner

| M | M | Size | Size Availability, in | Size Availability, in | 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, 13½, 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, 6½, 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 | 506 | SE10 | 506, 1206, 1706 |
| MM16 | 6¼, 6¾, 6¾, 7¼, 7¾ | SE16 | 1406 |
| MM10 | 6¼, 6¾, 6¾ | SE19 | 1206 |
| MS13 | 6¾, 6¾, 7¼, 8¾ | SE16 | 16, 1706, 206 |
| MS16 | 6¾, 6¾, 1206 | SE10 | 206 |
| MS19 | 6¾, 6¾, 1206 | SM19 | 6¾ |
| MS13 | 6¾, 7¾, 6¾ | SE13 | 6¾, 1206 |
| MS16 | 7¾, 6¾, 1206 | SE13 | 16 |
| MS10 | 1206, 17 | SE16 | 1206 |
| MS13 | 6¼ | SE19 | 1306 |
| MS16 | 7¾, 6¾, 12, 1206, 1406 | SE19 | 23, 24 |
| MS11 | 6 | MS13 | 7¾ |
| MS13 | 6¼, 6¾, 1106, 1706 | MM16 | 6, 7¾ |
| MS16 | 1206, 1706 | MM19 | 6¾ |
| MS19 | 7¾, 1206 | MS20 | 306 |
| MS16 | 1206, 14, 16 | MS11 | 6¾ |
| MS10 | 16 | MS13 | 406, 406, 606, 606, 706 |
| MS16 | 1206 | MS16 | 506, 606, 1106, 1206, 16 |
| SE16 | 606 | MS19 | 6, 606, 1206 |
| SE22 | 6, 1206 | MS20 | 306, 306, 406, 406, 406 |
| SE16 | 606, 1206 | MS13 | 6, 606, 1106, 1206 |
| SE19 | 606, 1006, 1206, 1306, 1406, 16, 17, 1706 | MS16 | 606, 606, 1206 |
| SE22 | 1206 | MS10 | 706, 1706 |
| SE13 | 16 | MS11 | 606 |
| SE16 | 606, 1006, 1706 | MS13 | 606, 606, 606, 1206 |
| | | MS16 | 6, 606, 1206 |
| | | MS20 | 6, 606, 606 |
| | | MS13 | 6, 706, 8, 1206 |
| | | MS10 | 16 |
| | | MS20 | 406, 506, 6, 606 |
| | | MS16 | 606 |
| | | MS20 | 606, 606 |



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) | | | | | |
| 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): 6.500 | | 1.0 FF | 1.1 FF |
| | | Tool Joint ID (in): 2.813 | | 24,600 | 27,060 |
| Connection MYS (ksi): 120 | | Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited | | Tensile Limited | Tensile Limited |
| Bending Strength Ratio (BSR): 3.07 | | 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 |
| Note: There is no published pressure testing 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 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 | | | | | |

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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <h3>Pipe Body:</h3> <table border="0"> <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 | <h3>Tubular Assembly:</h3> <table border="0"> <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> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <h3>Connection: NC50</h3> 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> | | <u>1.0 FF</u> | <u>1.1 FF</u> | <u>1.15 FF</u> | <h3>Elevator Shoulder:</h3> 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 <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> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 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 Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 55,984 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,380,225 | 33,600 Tensile Limited 1,175,839 28,000 1,300,823 1,380,225 55,984 1,380,225 | 36,960 Tensile Limited 1,175,839 30,800 1,300,823 1,380,225 61,582 1,380,225 | 38,640 Tensile Limited 1,175,839 32,200 1,300,823 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> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

HWDP 5.875 x4 in

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|-----------------|----------------|----------------------|-------|------------------|-------|-------------------------|---------|------------------------------|--------|-----------------------|--------|--------------------------|--------|--|---------------------------|-------|------------------------------|-----------------------|--------------------------|--------|-------------------------------|---|---------------------|-----------------|--------------------------|--|---------------------|-----------|---------------------------|-----------------------|------------------|--------|--------|---|-----------|-----------|-----------|--|-----------|-----------|-----------|---|--------|---------|---------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|---|
|  <p>WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>YERLEMLER DÜĞE HİZMETLERİ VE TİCARİ 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

| | | | | | |
|--|---------------------|---|------------------------|--|--|
|  WORKSTRINGS INTERNATIONAL <small>YOUR FIRST SOURCE IN DOWNHOLE TUBULAR SERVICES</small> A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY | | Drill Pipe Performance Sheet | | 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 | | | | | |
| Pipe Body: | | | | Tubular Assembly: | |
| | Nominal 100% RBW | 95% RBW | Ultra Class 90% RBW | Premium 80% RBW | |
| OD (in): | 5.000 | 4.964 | 4.928 | 4.855 | Adjusted Weight (lbs/ft): 24.56 |
| Wall Thickness (in): | 0.362 | 0.344 | 0.326 | 0.290 | Approximate Length (ft): 31.5 |
| Nominal ID (in): | 4.276 | 4.276 | 4.276 | 4.276 | Box TJ Length (in): 12 |
| Tensile Strength (lbs): | 712,070 | 673,826 | 635,861 | 560,763 | Pin TJ Length (in): 9 |
| Torsional Strength (ft-lbs): | 74,100 | 70,043 | 66,026 | 58,113 | Upset Type: IEU |
| Burst Capacity (psi): | 17,105 | 18,571 | 17,593 | 15,638 | Max Upset OD (in): 5.125 |
| Collapse Capacity (psi): | 15,672 | 14,292 | 12,892 | 10,029 | Drift Size (in): 2.875 |
| | | | | | Fluid Displacement (gal/ft): 0.38 |
| | | | | | Fluid Displacement (bbls/ft): 0.0089 |
| | | | | | Fluid Capacity w/IPC (gal/ft): 0.70 |
| | | | | | Fluid Capacity w/IPC (bbls/ft): 0.0166 |
| | | | | | Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft): 0.70 |
| | | | | | Fluid Capacity w/o IPC (bbls/ft): 0.0166 |
| <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 0.309". Pipe will have an ID of 4.218", which is smaller than pipe purchased at 87.5%.</small> | |
| Connection: NC50 | | 1.0 FF | | 1.1 FF | |
| TJ OD (in): 6.625 TJ ID (in): 3.000 MYS (ksi): 120 | | 1.15 FF | | 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 assembly. Lower than minimum MUT should never be used.</small> | | Maximum MUT (ft-lbs): 34,500 | | 37,950 | |
| Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited | | 39,675 | | 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 | |
| <small>Note: There is no published pressure rating for this connection.</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> | | <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> | |
| | | | | 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 | |

DP 5.875 x5.153 in

|  <p>Workstrings International A SUPERIOR ENERGY SERVICES COMPANY</p> | | <p>Size and Weight: 5.875" 23.40 ppi 0.361" wall IEU Grade: S-135 Range: 2 Tool Joint: 7.000" x 4.250" XT57</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|---|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|----------|-----------------------|--------|--------|--------|---|-----------------|-----------------|-----------------|--|------------------|---------|---------|-----------------------|--------|-------------------------|---------|---|-----------------|-----------------|------------------------------|--|-----------|-----------|-----------|---|--------|---------|---------|------------------------------------|--------------------------|-----------|-----------|-------|-------|---|--|---------------------------|-------|------------------------------|------|--------------------------|------|--------------------------------|--------|---------------------|----|--------------------------------|------|---------------------|----|----------------------------------|--------|-------------|-----|----------------------------------|------|--------------------|-------|------------------------------------|--------|------------------|-------|--|--|
| <p>Asset Number: WS42-01</p> | | <h3>Drill Pipe Performance Sheet</h3> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Pipe Body:</p> <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>5.875</td> <td>5.839</td> <td>5.803</td> <td>5.731</td> </tr> <tr> <td>Wall Thickness (in):</td> <td>0.361</td> <td>0.343</td> <td>0.325</td> <td>0.289</td> </tr> <tr> <td>Nominal ID (in):</td> <td>5.153</td> <td>5.153</td> <td>5.153</td> <td>5.153</td> </tr> <tr> <td>Tensile Strength (lbs):</td> <td>844,223</td> <td>799,367</td> <td>754,826</td> <td>666,535</td> </tr> <tr> <td>Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td>105,488</td> <td>99,808</td> <td>94,173</td> <td>83,041</td> </tr> <tr> <td>Burst Capacity (psi):</td> <td>14,517</td> <td>15,761</td> <td>14,932</td> <td>13,273</td> </tr> <tr> <td>Collapse Capacity (psi):</td> <td>10,825</td> <td>9,625</td> <td>8,410</td> <td>6,204</td> </tr> </tbody> </table> | | | Nominal 100% RBW | 95% RBW | Ultra Class 90% RBW | Premium 80% RBW | OD (in): | 5.875 | 5.839 | 5.803 | 5.731 | Wall Thickness (in): | 0.361 | 0.343 | 0.325 | 0.289 | Nominal ID (in): | 5.153 | 5.153 | 5.153 | 5.153 | Tensile Strength (lbs): | 844,223 | 799,367 | 754,826 | 666,535 | Torsional Strength (ft-lbs): | 105,488 | 99,808 | 94,173 | 83,041 | Burst Capacity (psi): | 14,517 | 15,761 | 14,932 | 13,273 | Collapse Capacity (psi): | 10,825 | 9,625 | 8,410 | 6,204 | <p>Tubular Assembly:</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Adjusted Weight (lbs/ft):</td> <td>28.31</td> <td>Fluid Displacement (gal/ft):</td> <td>0.43</td> </tr> <tr> <td>Approximate Length (ft):</td> <td>32.2</td> <td>Fluid Displacement (bbbls/ft):</td> <td>0.0103</td> </tr> <tr> <td>Box TJ Length (in):</td> <td>18</td> <td>Fluid Capacity w/IPC (gal/ft):</td> <td>1.03</td> </tr> <tr> <td>Pin TJ Length (in):</td> <td>12</td> <td>Fluid Capacity w/IPC (bbbls/ft):</td> <td>0.0245</td> </tr> <tr> <td>Upset Type:</td> <td>IEU</td> <td>Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft):</td> <td>1.03</td> </tr> <tr> <td>Max Upset OD (in):</td> <td>6.000</td> <td>Fluid Capacity w/o IPC (bbbls/ft):</td> <td>0.0246</td> </tr> <tr> <td>Drift Size (in):</td> <td>4.125</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> | | Adjusted Weight (lbs/ft): | 28.31 | Fluid Displacement (gal/ft): | 0.43 | Approximate Length (ft): | 32.2 | Fluid Displacement (bbbls/ft): | 0.0103 | Box TJ Length (in): | 18 | Fluid Capacity w/IPC (gal/ft): | 1.03 | Pin TJ Length (in): | 12 | Fluid Capacity w/IPC (bbbls/ft): | 0.0245 | Upset Type: | IEU | Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft): | 1.03 | Max Upset OD (in): | 6.000 | Fluid Capacity w/o IPC (bbbls/ft): | 0.0246 | Drift Size (in): | 4.125 | | |
| | Nominal 100% RBW | 95% RBW | Ultra Class 90% RBW | Premium 80% RBW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| OD (in): | 5.875 | 5.839 | 5.803 | 5.731 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wall Thickness (in): | 0.361 | 0.343 | 0.325 | 0.289 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nominal ID (in): | 5.153 | 5.153 | 5.153 | 5.153 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensile Strength (lbs): | 844,223 | 799,367 | 754,826 | 666,535 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Torsional Strength (ft-lbs): | 105,488 | 99,808 | 94,173 | 83,041 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Burst Capacity (psi): | 14,517 | 15,761 | 14,932 | 13,273 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Collapse Capacity (psi): | 10,825 | 9,625 | 8,410 | 6,204 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Adjusted Weight (lbs/ft): | 28.31 | Fluid Displacement (gal/ft): | 0.43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Approximate Length (ft): | 32.2 | Fluid Displacement (bbbls/ft): | 0.0103 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Box TJ Length (in): | 18 | Fluid Capacity w/IPC (gal/ft): | 1.03 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pin TJ Length (in): | 12 | Fluid Capacity w/IPC (bbbls/ft): | 0.0245 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Upset Type: | IEU | Fluid Capacity w/o IPC (gal/ft): | 1.03 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Max Upset OD (in): | 6.000 | Fluid Capacity w/o IPC (bbbls/ft): | 0.0246 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Drift Size (in): | 4.125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>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.</p> | | <p>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%.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Connection: XT57</p> <p>TJ OD (in): 7.000 TJ ID (in): 4.250 MYS (ksi): 120</p> <p>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.</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>56,500</td> <td>62,150</td> <td>64,975</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>959,500</td> <td>959,500</td> <td>959,500</td> </tr> <tr> <td>Minimum MUT (ft-lbs):</td> <td>47,200</td> <td>51,920</td> <td>54,280</td> </tr> <tr> <td>Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs):</td> <td>Tensile Limited</td> <td>Tensile Limited</td> <td>Tensile Limited</td> </tr> <tr> <td>Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs):</td> <td>1,196,200</td> <td>1,196,200</td> <td>1,196,200</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs):</td> <td>94,200</td> <td>103,620</td> <td>108,330</td> </tr> <tr> <td>Tool Joint Tensile Strength (lbs):</td> <td>1,200,500</td> <td>1,200,500</td> <td>1,200,500</td> </tr> </tbody> </table> | | | 1.0 FF | 1.1 FF | 1.15 FF | Maximum MUT (ft-lbs): | 56,500 | 62,150 | 64,975 | Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): | Tensile Limited | Tensile Limited | Tensile Limited | Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): | 959,500 | 959,500 | 959,500 | Minimum MUT (ft-lbs): | 47,200 | 51,920 | 54,280 | Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): | Tensile Limited | Tensile Limited | Tensile Limited | Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): | 1,196,200 | 1,196,200 | 1,196,200 | Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): | 94,200 | 103,620 | 108,330 | Tool Joint Tensile Strength (lbs): | 1,200,500 | 1,200,500 | 1,200,500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1.0 FF | 1.1 FF | 1.15 FF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Maximum MUT (ft-lbs): | 56,500 | 62,150 | 64,975 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): | Tensile Limited | Tensile Limited | Tensile Limited | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): | 959,500 | 959,500 | 959,500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Minimum MUT (ft-lbs): | 47,200 | 51,920 | 54,280 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): | Tensile Limited | Tensile Limited | Tensile Limited | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): | 1,196,200 | 1,196,200 | 1,196,200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): | 94,200 | 103,620 | 108,330 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tool Joint Tensile Strength (lbs): | 1,200,500 | 1,200,500 | 1,200,500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>XT57 is a trademark of NOV Grant Products. 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 3</p> | | <p>Elevator Shoulder:</p> <p>Smooth Edge Height (in): 3/32 Smooth Edge OD (in): 7.188 SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): 1,223,100</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>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.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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 <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 Tension at Shoulder Separation @ Max MUT (lbs): Tensile Limited Tension at Connection Yield @ Max MUT (lbs): 991,500 Minimum MUT (ft-lbs): 42,900 Tension at Shoulder Separation @ Min MUT (lbs): 1,163,500 Tension at Connection Yield @ Min MUT (lbs): 1,200,500 | | 56,650 Tensile Limited 991,500 47,190 1,163,500 1,200,500 | | 59,225 Tensile Limited 991,500 49,335 1,163,500 1,200,500 | |
| Internal Pressure Rating (psi): 15,000 External Pressure Rating (psi): 10,000 <small>XT-M57 is a trademark of NOV Grant Products.</small> | | Tool Joint Torsional Strength (ft-lbs): 85,800 Tool Joint Tensile Strength (lbs): 1,200,500 | | 85,800 1,200,500 | | 94,380 1,200,500 | |
| | | | | | | Elevator Shoulder: Smooth Edge Height (in): N/A Smooth Edge OD (in): N/A SE Elevator Shoulder Capacity (lbs): N/A Nominal TJ OD (in): 7.000 Nominal TJ OD Elevator Shoulder Capacity (lbs): 993,000 Assumed Elevator Bore (in): 6.125 <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 |

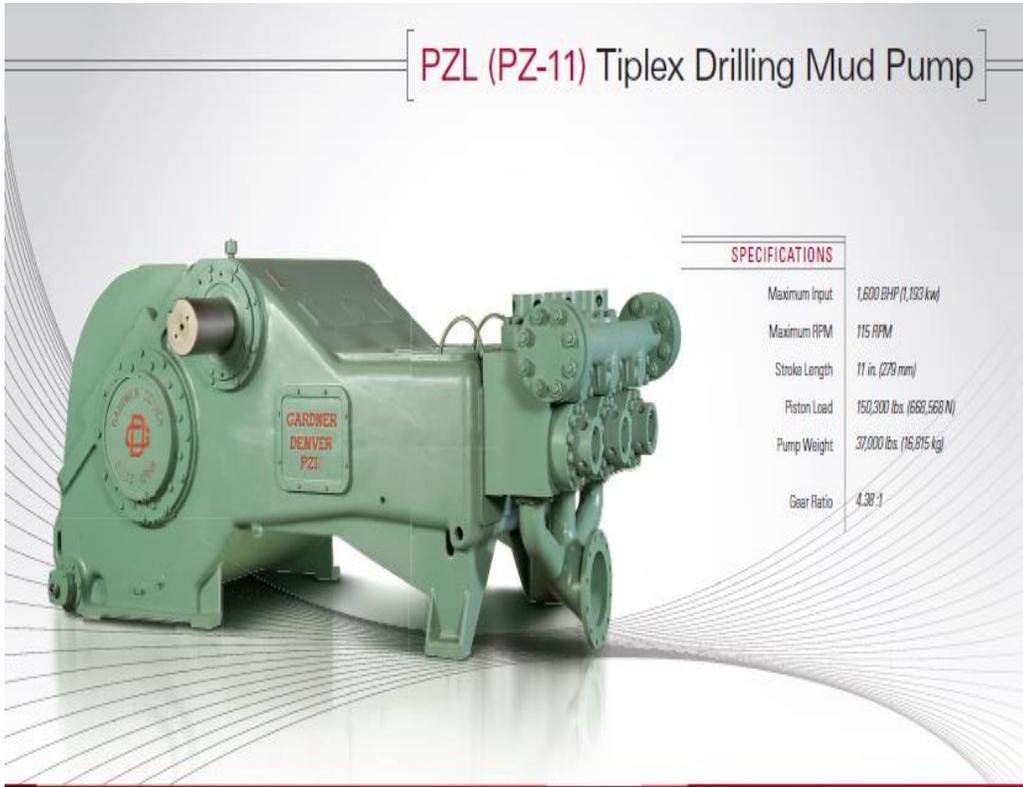
Sistema BARADRIL-N de la guía de fluidos Baraoid

| 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> $1/\sqrt{f} = 4 \log (NR \cdot f^{0.5}) - 0.395 \quad (B14)$ <p>Then, calculate ΔP for pipe :</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^2}{25.8d} \quad (B14)$ |
| <p>Step 2. a) Calculate NH for pipe :</p> $NH = \frac{37,100\rho^{(r)}d^2}{(\mu_p)^2} \quad (B3)$ <p>b) Calculate NH for annulus :</p> $NH = \frac{24,700\rho^{(r)}(d_2 - d_1)^2}{(\mu_p)^2} \quad (B4)$ | <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) 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> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1,500d^2} + \frac{\tau_y}{225d} \quad (B11)$ <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) :

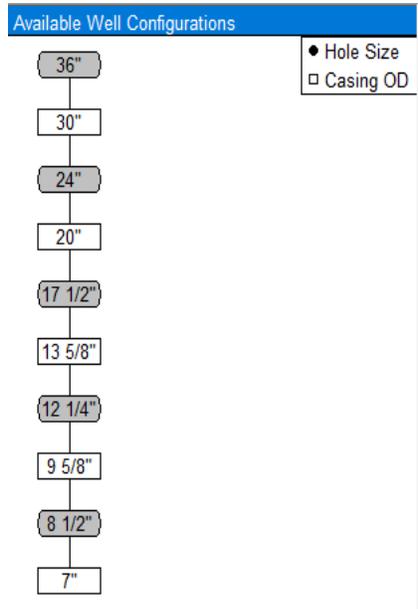
Then, calculate ΔP for annulus :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f\rho\bar{v}^2}{21.1 (d_2 - d_1)} \quad (C11)$$

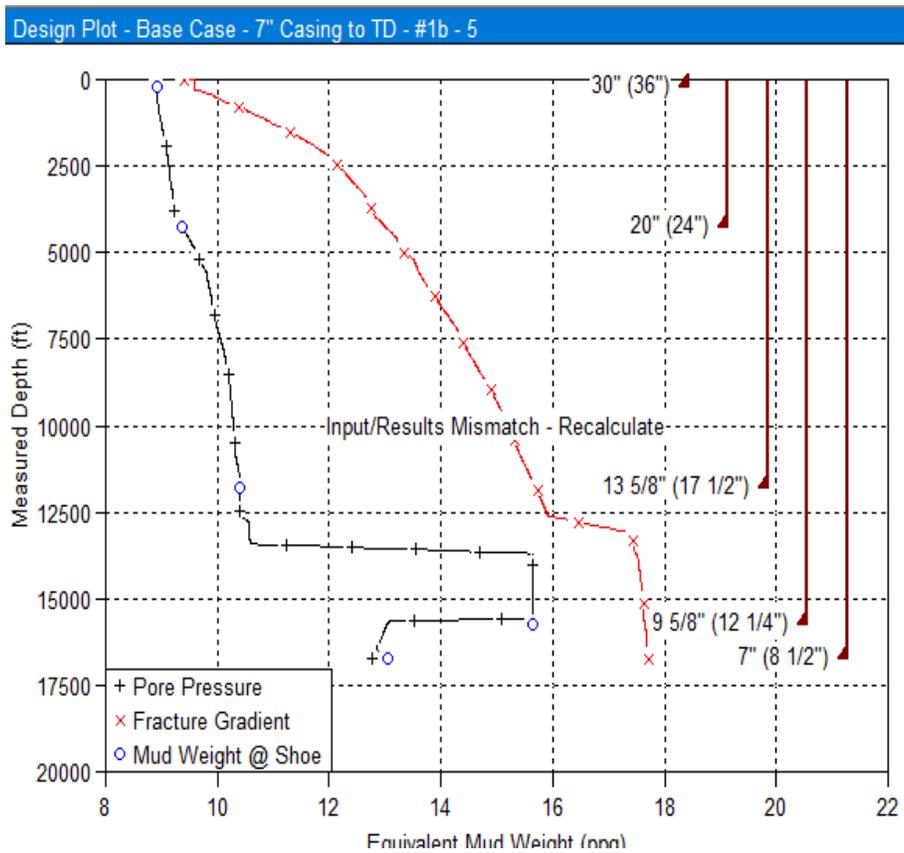
Steps 7 through 13 are same as Bingham Plastic Model which were presented in Table 1.

**ANEXO I. Resultados de la simulación del pozo mediante el software LANDMARK
PAQUETE CASINGSEAT**

Configuración del pozo por el paquete CasingSeat

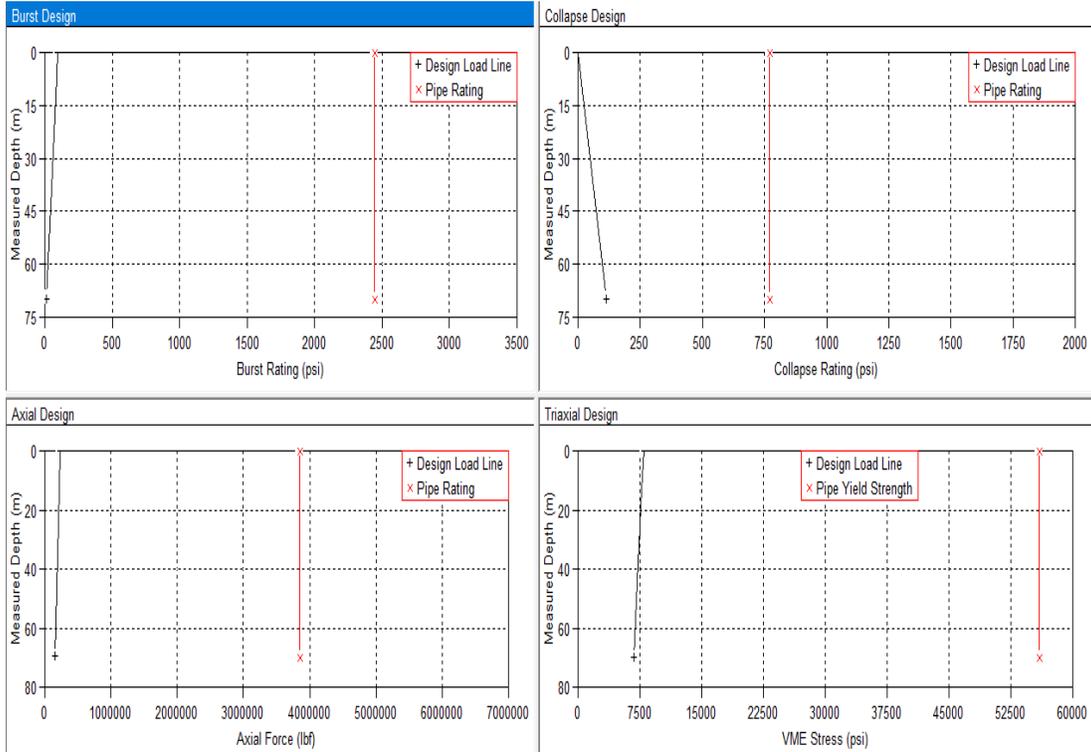


Asentamiento de cañerías

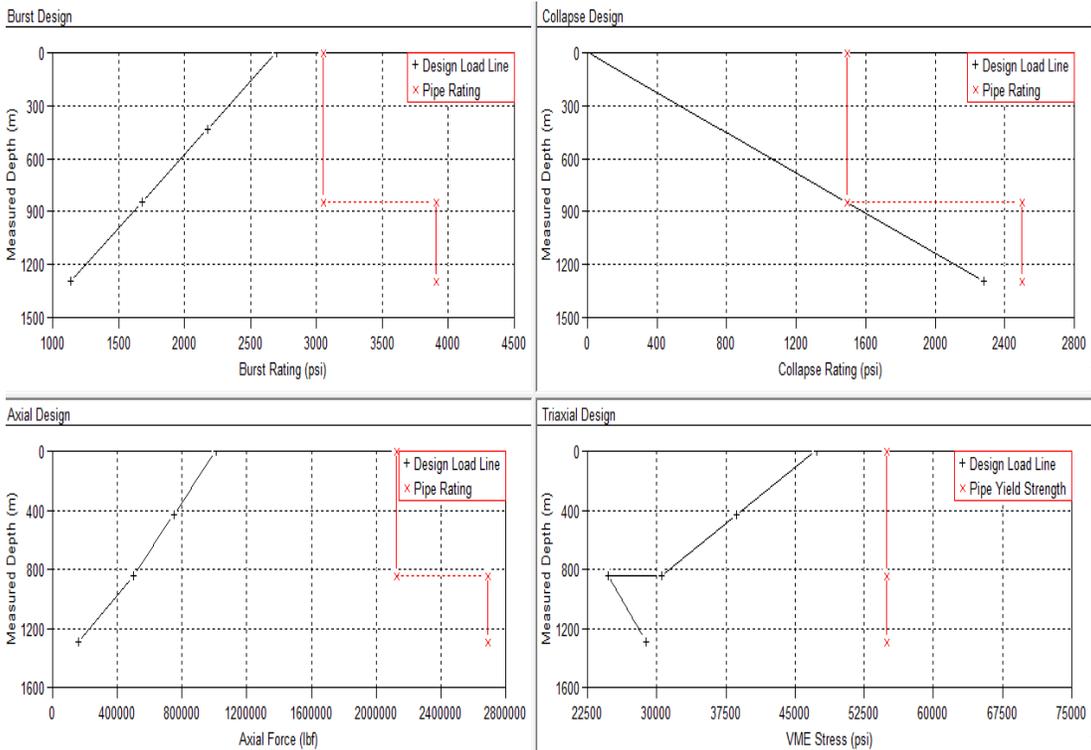


PAQUETE STRESSCHECK

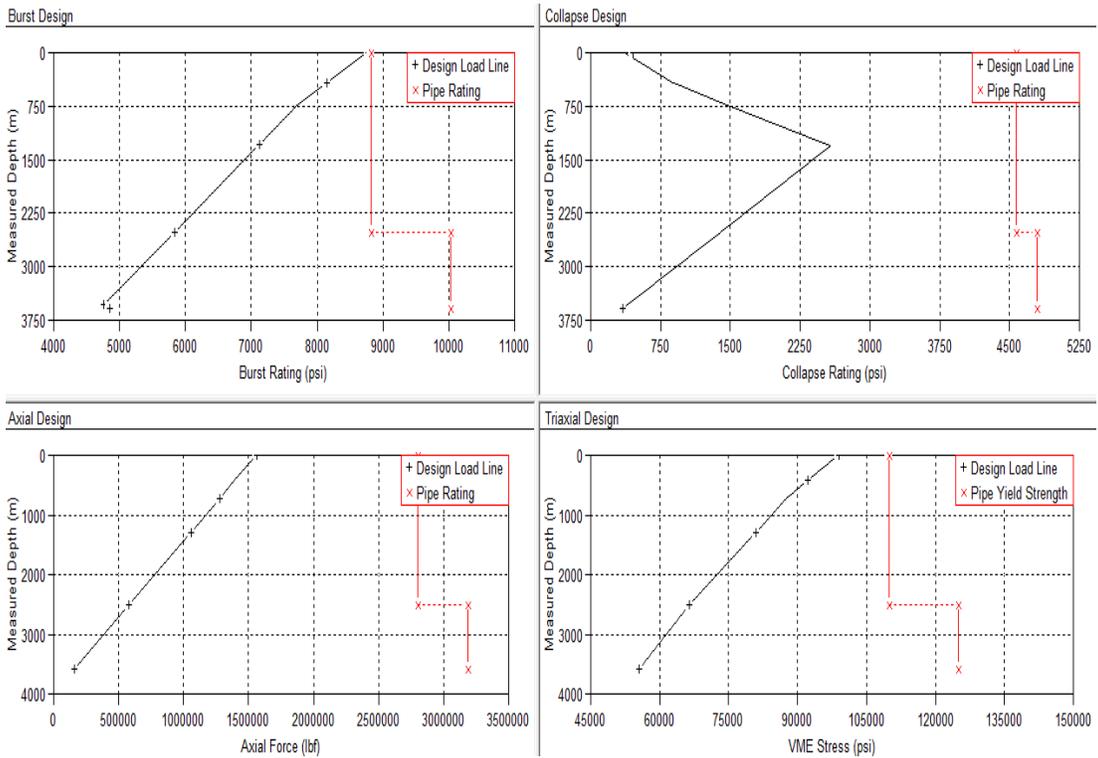
Esfuerzos cañería guía 1 X-56, 234.29 lb/ft



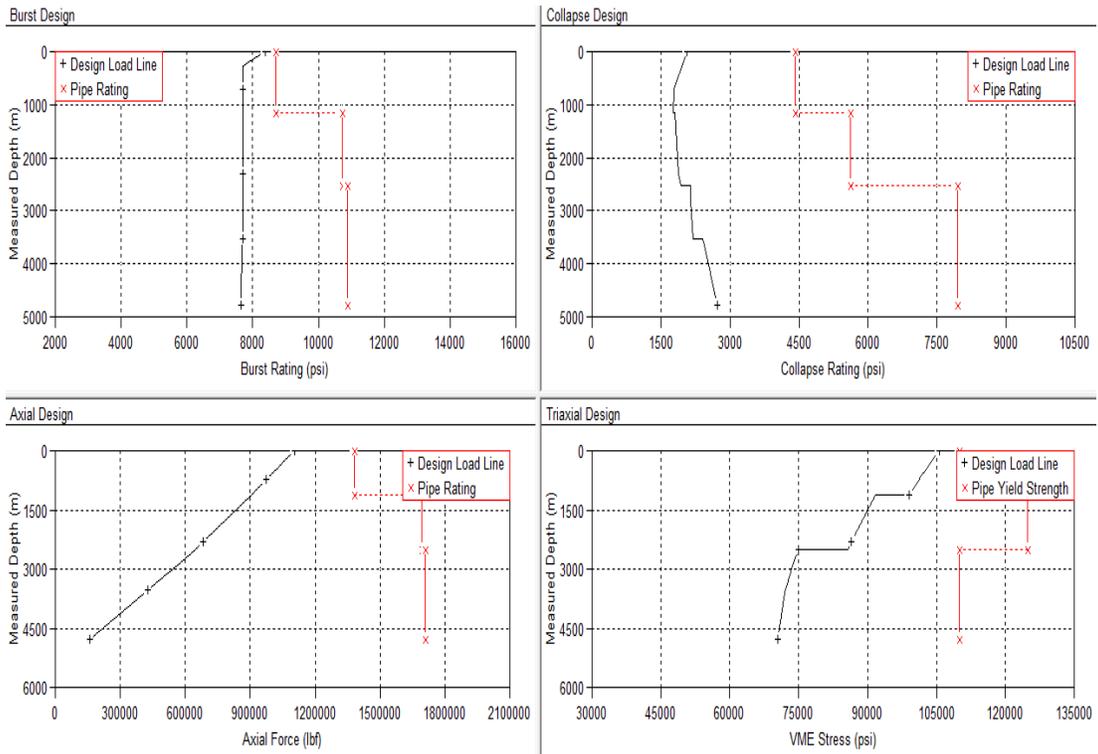
Esfuerzos cañería Superficial, sección 1 L-80, 169 lb/ft, sección 2 N-80, 133 lb/ft



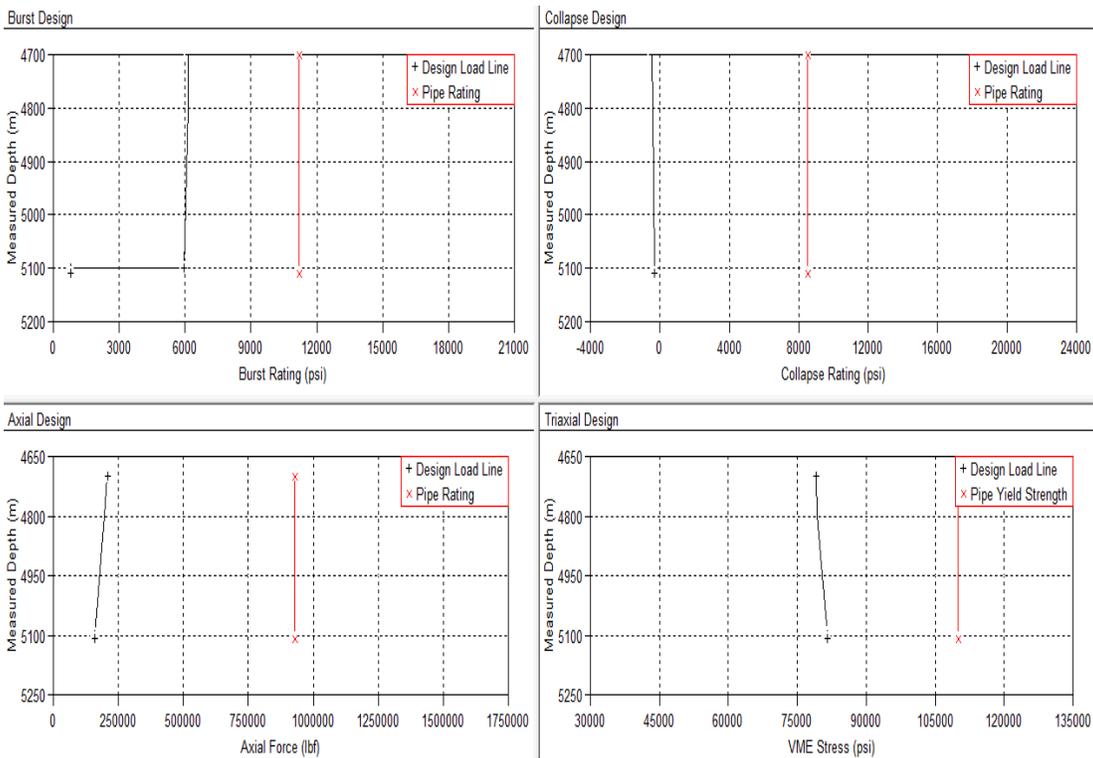
Esfuerzos cañería Intermedia, sección 1 P-110, 88.2 lb/ft, sección 2 Q-125, 88.2 lb/ft



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" 5/8 LB/PIE, TN-140, PREMIUM DWR-3 | US\$/M | 432,66 | 666,20 |
| 837 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 14" 5/8 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 | 406,82 |
| 840 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 13 3/8" 72 LB/PIE, TNP-110, PREMIUM HCR-3, SPECIAL DRIFT | US\$/M | 83,16 | 387,60 |
| 841 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 13 3/8" 88 LB/PIE, TN-140, PREMIUM HC R-3 | US\$/M | 160,34 | 329,87 |
| 842 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 13 3/8" 88 LB/PIE, Q-125, PREMIUM HC R-3 | US\$/M | 143,22 | 286,46 |
| 843 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 13 3/8" 88 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" 64,5 LB/PIE, K-55, API, R-3 | US\$/M | 76,12 | 188,94 |
| 847 | PROVISION DE MATERIAL TUBULAR | CAÑERIA: 13 3/8" 54,5 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 | 320,88 |
| 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" 59,3 LB/PIE, P-110, PREMIUM R-3 | US\$/M | 179,86 | 305,88 |
| 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 | 71,82 | 287,79 |

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

