

Evaluación técnica del diseño de un completamiento aplicable a pozos profundos de yacimientos de gas condensado para el mejoramiento de la producción mediante simulación avanzada de esfuerzos

Daniel Augusto Morales Pérez

Trabajo de Grado para optar el título de Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas con énfasis en Producción de Hidrocarburos

Directora

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Énfasis en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A mi familia, por su incondicional apoyo y sacrificio. Su amor y dedicación han sido la base de cada uno de mis logros y la guía en cada paso de mi vida. A mis padres, quienes con su esfuerzo y ejemplo me han enseñado la importancia de la perseverancia y el compromiso. A mis hermanos, por su ánimo constante y compañía en este camino.

A mis amigos, por ser una fuente de motivación y apoyo en los momentos difíciles.

Finalmente, dedico este trabajo a todos los ingenieros y profesionales del petróleo que, con su incansable esfuerzo y dedicación, contribuyen al desarrollo y avance de la industria. Su pasión y compromiso inspiran a futuras generaciones a seguir explorando y superando los desafíos que enfrenta nuestro campo.

Gracias a todos por ser parte fundamental de este logro.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios, por brindarme la fuerza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para alcanzar esta meta.

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y sus sacrificios, que han sido la base fundamental de mi educación y desarrollo personal. Gracias por creer en mí y por ser mi mayor fuente de inspiración.

A la Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo, mi directora de tesis, por su invaluable guía, paciencia y conocimiento. Su orientación ha sido esencial para la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, por proporcionarme los recursos y el entorno académico adecuado para llevar a cabo esta investigación.

A todos mis profesores y mentores a lo largo de mi formación académica, por compartir su conocimiento y experiencia, y por motivarme a siempre buscar la excelencia.

A todos los profesionales y colegas de la industria del petróleo que, con su trabajo y dedicación, han contribuido al avance de este campo. Sus esfuerzos y conocimientos han sido una fuente constante de aprendizaje e inspiración para mí.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, han sido parte de este camino. Sin su apoyo, este logro no habría sido posible. Gracias a todos por su confianza y por ser parte de mi vida.

Tabla de contenido

	Pág.
1. Objetivos.....	17
1.1. Objetivo general.....	17
1.2. Objetivos específicos	17
2. Antecedentes	18
2.1. Orígenes Teóricos (Siglo XIX y Comienzos del XX)	18
2.2. Criterios de diseño en tubulares y avances teóricos (1950 – 1970).....	19
2.3. Irrupción de métodos numéricos (décadas de 1970-1980)	20
2.4. Desarrollo de software especializado (años 1990).....	21
2.5. Aplicaciones en ambientes complejos (HPHT) y casos relevantes (2000-presente).....	23
3. Marco Teórico.....	26
3.1. Diseño de completamiento.....	26
3.2. Etapas del Proceso de Ingeniería de Completamiento.....	27
3.3. Teorías de falla de los materiales.....	27
3.3.1. Teorías de falla de los materiales dúctiles	28
3.3.1.1. Criterio de von Mises (Energía de Distorsión Máxima).	28
3.3.1.2. Criterio de Tresca (Máximo Esfuerzo Cortante).	28
3.4. Propiedades de los elementos que componen el completamiento de pozos	29
3.4.1. Esfuerzo, deformación y grados	29
3.4.1.1. Relación esfuerzo-deformación y el módulo de young.	29
3.4.1.2. Límite Elástico y Punto de Fluencia.	30
3.4.2. Cargas axiales	30

3.4.3. Resistencia axial.....	30
3.4.4. Movimientos axiales y fuerzas de pistón en componentes del completamiento	31
3.4.5. Análisis triaxial en tubulares.....	32
3.5. Factores de seguridad y factores de diseño.....	33
3.5.1. Estallido	34
3.5.2. Colapso de la tubería.....	35
3.5.3. Esfuerzo axial en tuberías	35
3.5.4. Análisis triaxial de esfuerzos en tuberías.....	35
3.6. Predicción de temperatura.....	36
3.7. Expansión y contracción de fluidos anulares.....	39
3.8. Software Wellcat™ - Simulación de esfuerzos mecánicos	40
3.8.1. Módulo de perforación “Drill”.....	41
3.8.2. Módulo de análisis de cargas mecánicas en revestimiento “Casing”	41
3.8.3. Módulo de producción “Prod”	42
3.8.4. Módulo de análisis de cargas en tuberías de producción “Tube”	42
3.8.5. Módulo de Multi-string.....	42
4. Selección de Variables Influyentes en la Simulación de Esfuerzos Mecánicos para el Completamiento de Pozos.....	43
4.1. Resumen de operaciones de perforación.....	43
4.2. Resumen de operaciones de completamiento	44
4.2.1. Estado mecánico	46
4.2.1.1. Simulación del Desgaste del Revestimiento.....	48
4.2.2. Tipos de completamiento del campo estudio.....	49

4.3. Análisis de sensibilidad de variables operacionales	50
4.3.1. Identificación de variables	50
4.3.2. Construcción de la matriz de impactos cruzados	51
4.3.3. Cálculo de influencias y dependencias directas.....	52
4.3.4. Análisis de resultados	53
4.3.5. Variables operacionales con mayor influencia en los esfuerzos mecánicos del completamiento.....	55
4.4. Conexión entre variables operacionales y esfuerzos mecánicos.....	56
5. Metodología para el Desarrollo del Modelo de Simulación de Esfuerzos Avanzado en Completamiento de Pozos.....	58
5.1. Suposiciones para el análisis de esfuerzos mecánicos	58
5.2. Construcción estado mecánico del modelo base.....	60
5.2.1. Datos generales	60
5.2.2. Creación de los elementos de completamiento.....	61
5.2.3. Configuración de revestimientos y tuberías de producción	65
5.2.3.1. Definición de los espacios anulares.	65
5.2.3.2. Cargue de revestimientos y tuberías de producción.	67
5.2.3.3. Configuración de la unidad de sellos y el receptáculo pulido.	70
5.3. Carga del módulo de perforación del modelo base.....	71
5.3.1. Calibración datos de entrada de variables en módulo de perforación	73
5.4. Carga del módulo de producción del modelo base	75
5.4.1. Etapa transicional del módulo de producción.....	75
5.4.2. Etapas operativas transitorias del módulo de producción.....	77

5.4.3. Etapas operativas estacionarias del módulo de producción	81
5.4.4. Resultados y calibración del módulo de producción – cargas estacionarias	83
5.4.5. Resultados y calibración del módulo de producción – cargas transitorias	85
5.4.6. Escenarios avanzados de simulación del módulo de producción	86
5.5. Simulación y análisis del volumen atrapado modelo base – módulo de Multistring.....	90
5.6. Cargue del módulo de Casing del modelo base	94
5.6.1. Validación datos de salida del módulo Casing del modelo base	97
5.6.2. Evaluación de resultados diagramas de límites de diseño	101
5.6.3. Evaluación de resultados factores de seguridad – módulo Casing	103
5.7. Cargue del módulo de Tubing.....	105
5.7.1. Validación datos de salida del módulo Tubing.....	106
5.7.1.1. Validación presiones internas – módulo tube.	106
5.7.1.2. Validación de temperaturas en módulo Tube.	108
5.7.1.3. Validación cargas especiales – módulo Tube.	110
5.7.2. Evaluación de resultados diagramas de límites de diseño – Módulo Tube	112
5.7.3. Evaluación de resultados factores de seguridad – Módulo Tube.....	113
5.7.4. Evaluación de movimiento de tubería y envolvente de ensamble de sellos	114
5.8. Resumen del modelo base y evaluación global de resultados	117
6. Optimización del Diseño de Completamiento	120
6.1. Identificación de las fallas en el liner de producción.....	120
6.1.1. Conexión superior del PBR	121
6.1.2. Conexión inferior del Crossover No-Go.....	121
6.1.3. Liner de producción	122

6.2. Propuestas de optimización del diseño	123
6.2.1. Alternativa 1: Incremento del libraje del liner de producción	124
6.2.2. Alternativa 2: Liner de producción combinado	128
6.2.3. Alternativa 3: Incremento del grado del liner de producción	130
6.2.4. Modificación de la Conexión Superior del Frac PBR	132
6.3. Simulación de las alternativas de diseño	133
6.3.1. Alternativa 1: Incremento del libraje del liner de producción	134
6.3.2. Alternativa 2: Liner de producción combinado (5" – 4-1/2").....	138
6.3.3. Alternativa 3: Incremento del grado del liner de producción	142
6.4. Evaluación de resultados y selección del diseño óptimo	146
7. Conclusiones	149
8. Recomendaciones	150

Índice de figuras

Figura 1. <i>Fuentes de información para el diseño de completamiento.</i>	26
Figura 2. <i>Relación típica de esfuerzo-deformación del material de la tubería.</i>	30
Figura 3. <i>Presiones diferenciales y áreas en un Polished Bore Receptacle.</i>	32
Figura 4. <i>Gráfica de límites de diseño para un material L80.</i>	33
Figura 5. <i>Mecanismos de transferencia de calor en un pozo petrolero.</i>	37
Figura 6. <i>Impacto de la inyección y producción en las temperaturas de un pozo.</i>	38
Figura 7. <i>Periodos transitorios de temperatura en un pozo en producción.</i>	39
Figura 8. <i>Módulos del software Wellcat y su interrelación.</i>	41
Figura 9. <i>Esquema de las sartas de revestimiento en un pozo tipo del campo.</i>	47

Figura 10. <i>Cálculo de desgaste de los revestimientos (profundidad vs % desgaste).</i>	48
Figura 11. <i>Construcción típica de un pozo en el Piedemonte Llanero.</i>	49
Figura 12. <i>Gráfico de relaciones directas de influencia y dependencia entre las variables.</i>	54
Figura 13. <i>Método de cargue de los elementos del estado mecánico del pozo.</i>	63
Figura 14. <i>Calibración de diámetros internos y externos en un crossover.</i>	65
Figura 15. <i>Esquemático de pozo del modelo base en el software Wellcat.</i>	69
Figura 16. <i>Configuración del receptáculo pulido y unidad de sellos.</i>	70
Figura 17. <i>Perfiles térmicos de operaciones de perforación en tubería y anular.</i>	74
Figura 18. <i>Resultados del perfil térmico de cargas estacionarias módulo de producción.</i>	83
Figura 19. <i>Resultados perfil hidrostático de cargas estacionarias módulo de producción.</i>	84
Figura 20. <i>Resultados del perfil térmico de cargas transitorias módulo de producción.</i>	85
Figura 21. <i>Resultados del perfil hidrostático de cargas transitorias módulo de producción.</i>	86
Figura 22. <i>Diagrama de fase del dióxido de carbono y sus fases operativas.</i>	88
Figura 23. <i>Sensibilidades estimulación hidráulica con CO₂, gel de fractura y espuma.</i>	89
Figura 24. <i>Curva Multistring comportamiento de presión en volumen atrapado en TOL.</i>	91
Figura 25 <i>Pasos de carga del módulo de Casing del modelo base.</i>	96
Figura 26. <i>Configuración de unidad de sellos, PBR, volumen atrapado y tope de cemento.</i>	98
Figura 27 <i>Resultados modulo casing – presión interna</i>	98
Figura 28 <i>Resultados módulo casing – presión externa</i>	99
Figura 29 <i>Resultados módulo casing – temperatura del casing</i>	100
Figura 30 <i>Resultados módulo Casing – envolvente de diseño conexión superior PBR</i>	102
Figura 31 <i>Resultados módulo Casing – envolvente de diseño Crossover No-Go</i>	102
Figura 32 <i>Resultados módulo Casing - Factor de seguridad triaxial</i>	104

Figura 33 <i>Resultados módulo Casing - Factor de seguridad Estallido</i>	105
Figura 34 <i>Presión interna del tubing de producción cargas estacionarias – Módulo Tube</i>	107
Figura 35. <i>Presión interna del tubing de producción cargas estimulación – Módulo Tube</i>	107
Figura 36. <i>Presión interna del tubing de producción cargas FSCO – Módulo Tube</i>	108
Figura 37. <i>Temperatura del tubing de producción cargas estacionarias – Módulo Tube</i>	109
Figura 38. <i>Temperatura del tubing de producción cargas estimulación – Módulo Tube</i>	109
Figura 39. <i>Presión interna del tubing de producción cargas especiales – Módulo Tube</i>	110
Figura 40. <i>Temperatura del tubing de producción cargas especiales – Módulo Tube</i>	111
Figura 41 <i>Envolvente de límites de diseño al tubing de producción</i>	113
Figura 42. <i>Resultados Factor de seguridad triaxial al tubing de producción</i>	114
Figura 43. <i>Cambios en longitud del tubing de producción – resultados modulo Tube</i>	115
Figura 44. <i>Envolvente unidad de sellos – resultados modulo Tube</i>	116
Figura 45 <i>Modificación del Crossover No-Go</i>	126
Figura 46 <i>Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 1</i>	135
Figura 47 <i>Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #1.</i>	136
Figura 48 <i>Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 1</i>	137
Figura 49 <i>Envolvente de diseño Crossover NoGo propuesta de Alternativas 1 y 3</i>	138
Figura 50 <i>Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 2</i>	139
Figura 51 <i>Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #2.</i>	139
Figura 52 <i>Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 2</i>	140
Figura 53 <i>Envolvente de diseño Crossover NoGo propuesta de Alternativa 2</i>	141
Figura 54 <i>Factor de seguridad estallido alternativa 2 con THP 12,950 psi.</i>	142
Figura 55 <i>Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 3</i>	143

Figura 56 <i>Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #3.</i>	144
Figura 57 <i>Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 3</i>	145
Figura 58 <i>Factor de seguridad estallido alternativa 3 con THP 12,200 psi.</i>	146

Índice de tablas

Tabla 1. <i>Factores de diseño generales para completamiento.</i>	34
Tabla 2. <i>Información de entrada del módulo DRILL en WellCat.</i>	43
Tabla 3. <i>Información de completamiento y producción de 2 pozos del campo.</i>	45
Tabla 4. <i>Matriz MICMAC de impactos cruzados en variables de simulación de esfuerzos.</i>	52
Tabla 5. <i>Influencias directas de cada variable</i>	53
Tabla 6. <i>Dependencias directas de cada variable.</i>	53
Tabla 7. <i>Variables influyentes en la simulación de esfuerzos mecánicos.</i>	56
Tabla 8. <i>Variables de alta dependencia y monitoreo.</i>	56
Tabla 9. <i>Cargue de la información de propiedades de grados de los materiales.</i>	61
Tabla 10. <i>Dimensionales y resistencias de los tubulares del estado mecánico.</i>	62
Tabla 11. <i>Propiedades de las conexiones de los elementos del estado mecánico.</i>	64
Tabla 12. <i>Configuración de tubulares del modelo base en el software Wellcat.</i>	67
Tabla 13. <i>Datos de entrada para el módulo de perforación.</i>	72
Tabla 14. <i>Etapas transicionales al módulo de producción.</i>	76
Tabla 15. <i>Cargue operaciones transitorias del módulo de producción.</i>	77
Tabla 16. <i>Cargue operaciones estacionarias del módulo de producción.</i>	81
Tabla 17. <i>Resumen de expansión de fluidos anulares – análisis multistring.</i>	91
Tabla 18. <i>Análisis Multistring en diferentes operaciones (volumen atrapado 250 pies).</i>	92
Tabla 19. <i>Perfiles externos de presión para diferentes cargas de simulación.</i>	93
Tabla 20 <i>Comparación de parámetros claves – Alternativa 1</i>	124
Tabla 21 <i>Comparación de parámetros claves – Alternativa 2</i>	128
Tabla 22 <i>Comparación de parámetros claves – Alternativa 3</i>	131
Tabla 23 <i>Resultados de las alternativas propuestas</i>	147

Resumen

Título: Evaluación técnica del diseño de un completamiento aplicable a pozos profundos de yacimientos de gas condensado para el mejoramiento de la producción mediante simulación avanzada de esfuerzos.¹

Autor: Daniel Augusto Morales Pérez²

Palabras clave: Completamiento de pozos, simulación de esfuerzos mecánicos, análisis de sensibilidad, volumen atrapado, factores de seguridad, optimización de diseño.

Descripción:

El diseño de completamiento en pozos profundos de yacimientos de gas condensado del Piedemonte Llanero, caracterizados por altas presiones en superficie y producciones de gas que pueden oscilar entre 40 y 80 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) con altas velocidades de flujo, así como operaciones complejas de estimulación con 23.000 psi en fondo de pozo, son procesos críticos que afectan la integridad estructural y la eficiencia productiva del pozo. Por ejemplo, estas considerables tasas de producción y estimulación subrayan la importancia de un diseño robusto para manejar las condiciones dinámicas. Un diseño inadecuado puede generar fallas operacionales y restricciones en la estimulación a alta presión. Este estudio tiene como objetivo evaluar el diseño de completamiento en pozos profundos mediante simulaciones avanzadas de esfuerzos mecánicos utilizando el software WellCat™, con el fin de optimizar la resistencia estructural del sistema bajo condiciones operativas extremas.

Para ello, se realizó un análisis de sensibilidad empleando la metodología MICMAC, lo que permitió identificar las variables más influyentes en el comportamiento mecánico del completamiento. Se evaluaron tres alternativas de optimización del liner de producción, considerando cambios en el espesor de pared, combinaciones de liners de diferentes diámetros y el uso de materiales de mayor resistencia. Los análisis incluyeron cálculos de seguridad en triaxial, estallido, colapso y axial.

Los resultados indican que la Alternativa 1 mejora significativamente la resistencia mecánica del liner mediante el incremento del libraje y espesor de pared, alcanzando el mayor factor de seguridad (1.39 en triaxial y 1.23 en estallido), aunque introduce restricciones operacionales por la reducción del diámetro interno. La Alternativa 2 utiliza un liner combinado (5" y 4-1/2") que equilibra resistencia estructural y operabilidad, manteniendo el diámetro interno en la sección superior para permitir la corrida de herramientas, aunque con mayor complejidad en la instalación y una leve reducción en capacidad de presión. Por otro lado, la Alternativa 3 incrementa el grado del acero del liner para mejorar su resistencia sin afectar el diámetro interno, pero su menor capacidad de presión interna limita la estimulación hidráulica, comprometiendo la productividad.

El estudio concluye que las alternativas 1 y 2 son viables para implementación operativa, dependiendo de las necesidades específicas del pozo. La metodología empleada en este trabajo puede aplicarse en futuros proyectos de completamiento en pozos profundos, contribuyendo a la optimización del diseño y la toma de decisiones en la industria de hidrocarburos.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director(a): Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Technical Evaluation of the Design of a Completion Applicable to Deep Wells in Condensate Gas Reservoirs for Production Enhancement through Advanced Stress Simulation.³

Author: Daniel Augusto Morales Pérez⁴

Keywords: Well completion, mechanical stress simulation, sensitivity analysis, trapped volume, safety factors, design optimization.

Description:

Completion design in deep wells of condensate gas reservoirs in the Piedemonte Llanero, characterized by high surface pressures and gas productions ranging from 40 to 80 million cubic feet per day (MMPCD) with high flow rates, as well as complex stimulation operations with 23,000 psi at the bottom of the well, are critical processes that affect the structural integrity and productive efficiency of the well. For example, these considerable production and stimulation rates underscore the importance of a robust design to handle dynamic conditions. An inadequate design can lead to operational failures and restrictions in high-pressure stimulation. This study aims to evaluate the completion design in deep wells through advanced mechanical stress simulations using WellCat™ software, to optimize the structural resistance of the system under extreme operational conditions.

A sensitivity analysis was conducted using the MICMAC methodology, identifying the most influential variables in mechanical stress behavior. Three completion optimization alternatives were evaluated, focusing on liner wall thickness modifications, combining different liner diameters, and using higher-strength materials. The analyses included safety factor assessments in triaxial, burst, collapse, and axial loads.

The results indicate that Alternative 1 significantly improves the mechanical resistance of the liner by increasing weight and wall thickness, achieving the highest safety factors (1.39 in triaxial and 1.23 in burst), although it introduces operational restrictions due to the reduced internal diameter. Alternative 2 employs a combined liner (5" & 4-1/2") that balances structural strength and operability, maintaining the internal diameter in the lower section to allow tool deployment, though with greater installation complexity and a slight reduction in pressure capacity. In contrast, Alternative 3 increases the steel grade of the liner to enhance its strength without affecting the internal diameter, but its lower internal pressure capacity limits hydraulic stimulation, compromising the well's productivity.

The study concludes that Alternatives 1 and 2 are viable for field implementation, depending on specific well requirements. The methodology applied in this research can be used in future deep-well completion projects, contributing to optimized completion design and decision-making in the hydrocarbon industry.

³ Degree Project.

⁴ Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD in Chemical Engineering.

Introducción

El diseño de completamiento en pozos profundos de yacimientos de gas condensado, particularmente en regiones como el Piedemonte Llanero colombiano, representa un desafío técnico complejo. Estos yacimientos se distinguen por presentar altas presiones en superficie y manejar considerables volúmenes de producción de gas, típicamente entre 40 y 80 MMPCD, asociados a altas velocidades de flujo que exigen un alto desempeño de los sistemas de producción. La optimización del diseño de completamiento en estos escenarios es vital, pues se requiere una evaluación detallada de los esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos los elementos durante la vida productiva del pozo. La selección de materiales y configuraciones debe considerar factores como la exposición a altas presiones, fluctuaciones térmicas, cargas mecánicas inducidas por la producción y efectos de los volúmenes atrapados en el espacio anular. Un diseño inadecuado puede comprometer la integridad del pozo, aumentar costos y limitar la eficiencia de producción.

En la industria petrolera, la simulación avanzada de esfuerzos se ha convertido en una herramienta fundamental para la evaluación y optimización de diseños de completamiento, permitiendo predecir con precisión la respuesta estructural de los tubulares en distintas condiciones operacionales. A través del uso de software especializado como WellCat™, es posible modelar la respuesta del completamiento ante escenarios de producción, inyección, estimulación hidráulica y eventos críticos como el frac screen out (FSCO). En este estudio, se analizaron los esfuerzos mecánicos más relevantes en el diseño de completamiento, incluyendo colapso, estallido, tensión, compresión y esfuerzos triaxiales, con el fin de determinar su impacto en la estabilidad estructural de los tubulares bajo condiciones de operación extrema.

Para identificar los factores operacionales más influyentes en la estabilidad mecánica del completamiento, se desarrolló un análisis de sensibilidad utilizando la metodología MICMAC, lo que permitió determinar las variables con mayor motricidad dentro del sistema. Los resultados indicaron que las variables más influyentes en la respuesta mecánica del completamiento son en

la zona de conflicto la presión en cabeza de pozo y caudal de inyección, y en la zona de poder, destacaron como variables clave el tipo de fluido utilizado, el volumen de bombeo y las características dimensionales del completamiento. Estas variables fueron utilizadas como base para la construcción del modelo de simulación en WellCat™, asegurando que el análisis reflejara las condiciones operacionales reales del campo de estudio.

Con base en los resultados obtenidos, se evaluaron tres alternativas de diseño enfocadas en mejorar la resistencia mecánica del liner de producción y sus conexiones, todas fundamentadas en materiales que han sido previamente utilizados en campo o que están disponibles contractualmente en inventarios de la operadora o de sus aliados contratistas. La Alternativa 1, basada en el incremento del libraje del liner, representa una mejora estructural mediante un aumento moderado del espesor de pared, con un impacto económico manejable al tratarse de un tubular ya utilizado en otros pozos del campo. La Alternativa 2 propone la combinación de dos liners de diferentes diámetros (5-1/2" 23.2 lb/ft en la sección superior y 4-1/2" 15.2 lb/ft en la inferior), lo que implica una solución técnicamente viable, pero con un mayor costo asociado debido al uso de un tubular más robusto, su complejidad operativa y los requerimientos logísticos adicionales. Finalmente, la Alternativa 3 considera el uso de un grado de acero significativamente superior, poco común en inventario, lo que representa un aumento considerable en el costo por unidad de material. La selección entre estas alternativas se basó en la comparación de factores de seguridad en triaxial, estallido, colapso y carga axial, buscando un balance entre integridad mecánica y viabilidad operativa y económica para proponer un diseño optimizado del completamiento.

La metodología utilizada en este estudio proporciona una base sólida para el diseño de completamientos en pozos profundos, asegurando que la selección de materiales y configuraciones cumpla con los requerimientos de integridad mecánica y optimización de la producción. Los resultados obtenidos pueden ser extrapolados a otros proyectos de completamiento similares, contribuyendo así al avance de las estrategias de diseño en la industria de hidrocarburos.

1. Objetivos

A continuación, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos de esta investigación.

1.1. Objetivo general

Evaluar técnicamente el diseño de un completamiento aplicable a pozos profundos de yacimientos de gas condensado para el mejoramiento de la producción mediante simulación avanzada de esfuerzos.

1.2. Objetivos específicos

Realizar un análisis de sensibilidad de las variables operacionales y de esfuerzos mecánicos que más incidencia tienen en el diseño de completamiento de pozos profundos de gas condensado mediante data histórica de pozos del campo de estudio.

Construir un modelo base de simulación en el software WellCat™ tomando como caso de estudio pozos tipo del campo de referencia, este modelo será validado con data operacional real del campo de pozos ejecutados.

Simular alternativas de diseños de completamiento al modelo base, para maximizar la producción de la zona de estudio mediante una metodología que incluya variables críticas, así como factores de diseño y volúmenes atrapados, con el fin de identificar el diseño más adecuado.

2. Antecedentes

El diseño de completamientos en pozos profundos de yacimientos de gas condensado representa uno de los desafíos técnicos más complejos en la ingeniería de petróleo, debido a las condiciones extremas de presión, temperatura y las exigencias operacionales que enfrentan los sistemas tubulares a lo largo de la vida productiva del pozo. En este contexto, la revisión de antecedentes se centra en los principales desarrollos históricos y metodologías identificados en la literatura y la práctica industrial.

2.1. Orígenes Teóricos (Siglo XIX y Comienzos del XX)

Los fundamentos del análisis de esfuerzos se remontan al siglo XIX, cuando se establecieron los primeros criterios de falla para materiales dúctiles. El ingeniero francés Henri Tresca propuso en 1864 el criterio de máximo esfuerzo cortante, marcando el inicio formal de la teoría de plasticidad, considerado como uno de los primeros enfoques sistemáticos para evaluar la falla en estructuras metálicas. Décadas más tarde, en 1913, Richard Edler von Mises formuló rigurosamente el criterio de energía de distorsión (también anticipado parcialmente por T. Huber en 1904) ("Von Mises Yield Criterion", 2024). Estos dos criterios (Tresca y von Mises) resultaron cruciales para predecir la fluencia y falla en materiales metálicos bajo cargas complejas. De hecho, ambos son ampliamente utilizados para estimar la falla en materiales dúctiles isotrópicos, cubriendo la mayoría de las aplicaciones en la industria del petróleo y gas. Su adopción brindó al diseño mecánico una base sólida para establecer condiciones límite de resistencia en tubos y componentes de pozo.

A lo largo de la primera mitad del siglo XX, otros investigadores ampliaron la teoría de esfuerzos. En las décadas de 1930-40 se consolidó la teoría clásica de plasticidad, con aportes de Saint-Venant, Levy, Hencky, Prandtl, Drucker, Hill, entre otros. (Kelly, 2013, p. 242). Para

mediados de siglo, la ingeniería de petróleos comenzó a aplicar estos conceptos al diseño de tubulares de pozo. Por ejemplo, criterios como el de Tresca (más conservador) y von Mises (más preciso para ductilidad) se incorporaron para evaluar la resistencia de tuberías de revestimiento y producción, evitando la superación del punto de fluencia del acero. Esto sentó las bases teóricas iniciales para el diseño de completamiento de pozos, aunque los cálculos debían realizarse manualmente o con metodologías gráficas limitadas en ausencia de herramientas computacionales.

2.2. Criterios de diseño en tubulares y avances teóricos (1950 – 1970)

En la segunda mitad del siglo XX, con el auge de la industria petrolera, se desarrollaron métodos específicos para el diseño de revestimientos (casings) y tuberías de producción (tubing) bajo diversas cargas. Investigadores pioneros como A. Lubinski estudiaron fenómenos clave: en Lubinski et al. (1962) presentaron el análisis clásico de pandeo helicoidal de tubería anclada con empacadores, describiendo cómo una tubería de producción puede pandearse bajo esfuerzos compresivos y térmicos. Este trabajo y similares introdujeron fórmulas para calcular fuerzas en tubulares debidas a cambios de temperatura, presión interna/externa y asentamiento de empacaduras, permitiendo entender problemas como alargamiento o colapso de tuberías durante la producción.

Paralelamente, organismos técnicos establecieron estándares de diseño. El American Petroleum Institute (API) publicó boletines con criterios uniaxiales de resistencia a estallido, colapso y tensión para tuberías (ej. API 5C2) y posteriormente incluyó métodos de carga combinada triaxial (ej. API 5C3 hacia fines de 1970s) basados en el criterio de von Mises. Esto implicó que el diseño de casing/tubing pasara de evaluar cada carga por separado a verificar la tensión equivalente Von Mises bajo múltiples cargas concurrentes (presión interna/externa, carga axial, efecto térmico). La comparación tridimensional de esfuerzos con la resistencia del material

mediante von Mises se volvió práctica estándar, pues este criterio había sido extensamente verificado y proporcionaba un único factor de seguridad combinado. En otras palabras, hacia finales de los 70 se buscaba que ningún estado de carga triaxial excediera la envolvente de fluencia del acero (teoría de falla de Tresca/von Mises), garantizando así integridad mecánica.

Vale destacar que en esta época los análisis aún eran principalmente estáticos o en estado estacionario (condiciones de peor caso supuestas constantes). Sin embargo, ya se reconocían escenarios de carga transitoria en pozos profundos – por ejemplo, enfriamientos rápidos por inyección o calentamientos por producción – aunque faltaban herramientas para modelarlos con detalle. Los criterios mencionados proporcionaron un marco teórico necesario, y su consolidación en normas de diseño fue un paso crucial antes de la era de la simulación numérica.

2.3. Irrupción de métodos numéricos (décadas de 1970-1980)

El avance de la computación a partir de los años 1970 revolucionó la capacidad de simular esfuerzos mecánicos en completamientos. La invención del método de los elementos finitos (FEM) en ingeniería permitió resolver numéricamente problemas antes intratables analíticamente. Hacia finales de los 70 surgieron códigos generales de FEM aplicables a sólidos: por ejemplo, el software ABAQUS fue creado en 1978 por Hibbitt, Karlsson y Sorensen (TotalCAE, n.d.), ofreciendo una plataforma para simular comportamientos estructurales bajo cargas térmicas y mecánicas complejas. La disponibilidad de estas herramientas dio a la ingeniería de petróleos la posibilidad de modelar en 2D y 3D componentes del pozo (tubulares, cemento, formación) incorporando propiedades no lineales del acero, contacto entre tubería y cemento, etc. De hecho, en los 80 se empezó a investigar con FEM la predicción de colapso último de tuberías de revestimiento bajo alta presión externa (Young & Millisen, 2000), más allá de las fórmulas empíricas de API.

A medida que aumentaba el poder de cálculo, las compañías petroleras comenzaron a desarrollar programas in-house para análisis de integridad de pozos. Simultáneamente, se diversificaron los campos de simulación: además de lo puramente mecánico, se integró la simulación de fluidos y temperatura en pozos. Un hito fue el desarrollo de simuladores de yacimientos como ECLIPSE (Schlumberger), que desde los años 1980 se convirtió en referencia comercial para modelar el comportamiento dinámico de fluidos en reservorios (SLB, n.d.). Si bien Eclipse se orienta al flujo de hidrocarburos, su capacidad de predecir perfiles transientes de presión y temperatura en el fondo del pozo aportó insumos valiosos para el análisis de esfuerzos térmicos en completamiento. En esta época también se exploró el acoplamiento pozo-reservorio en simulación: modelos analíticos transitorios acoplados (wellbore-reservoir) aparecieron para estimar la temperatura del pozo durante eventos como cierres e inicios de producción (Wu et al., 2015). Todos estos avances prepararon el terreno para que, a inicios de los 90, emergieran soluciones de software especializadas, combinando las capacidades numéricas con la experiencia empírica acumulada.

2.4. Desarrollo de software especializado (años 1990)

Con el incremento de pozos más profundos y condiciones más exigentes, en los años 90 se hizo evidente la necesidad de herramientas dedicadas al diseño de completamiento. Una contribución histórica clave fue el surgimiento de WELLCAT™, un software integrado enfocado en análisis térmico y mecánico de tuberías de pozo en escenarios complejos. WELLCAT fue desarrollado originalmente por la empresa Enertech y adoptado rápidamente por la industria debido a su capacidad para modelar condiciones HPHT (alta presión/alta temperatura) y escenarios de carga transitoria. En 1995, por ejemplo, Shell ya utilizaba módulos de WELLCAT en sus lineamientos para diseñar pozos HPHT: primero un módulo de cálculo uniaxial básico, seguido de

un análisis tubular térmico-triaxial con el paquete completo de WELLCAT (Shell, 1995). Esto muestra cómo el software permitía pasar de evaluaciones simplificadas a evaluaciones integrales bajo múltiples cargas simultáneas.

La consolidación comercial de WELLCAT vino poco después. Halliburton, a través de su filial Landmark Graphics, adquirió Enertech en 1996 (Howard et al., 2021), integrando WELLCAT™ a su suite de ingeniería de pozos. Desde entonces, WELLCAT se convirtió en una herramienta estándar para ingenieros de completamiento, capaz de simular la distribución de temperatura y presión en el pozo y calcular los esfuerzos mecánicos en cada sarta (tubería de producción, revestimiento, liners). Este software introdujo características innovadoras para la época: modelado térmico detallado (incluso por etapas de construcción de pozo y producción), análisis de integridad estructural multi-sartas (multistring), evaluación de cargas de tensión, colapso y pandeo con criterios triaxiales, e incluso estimación de vida útil por fatiga. En síntesis, proporcionó un entorno integral para simular condiciones transitorias (arranques, paros, circulaciones) y su efecto en los tubulares, algo que antes requería múltiples herramientas. Por ejemplo, su módulo “Drill” permitía simular el flujo de fluido de perforación y la transferencia de calor transitoria durante la perforación, acoplando esos resultados con el módulo de esfuerzos en el revestimiento. De igual forma, el módulo “Casing” evaluaba las cargas mecánicas en el revestimiento considerando efectos térmicos complejos y pandeo.

Otros paquetes de software también aportaron a la ingeniería de completamiento en esta década. Schlumberger, por su parte, integró sus simuladores de pozo y reservorio (Eclipse, OLGA, etc.) con módulos de integridad de pozo, aunque en gran medida las compañías de servicio optaron por utilizar o desarrollar plataformas especializadas (por ejemplo, Ansys/ABAQUS para análisis específicos de componentes bajo carga, simuladores térmicos dedicados para cementación, etc.).

Cabe destacar que Abaqus y programas FEM similares empezaron a emplearse en trabajos de investigación complejas, como simulaciones 3D de cementación térmica o modelamiento de conexiones roscadas bajo carga triaxial. La disponibilidad de estas herramientas hacia finales de los 90 marcó la transición definitiva de cálculos manuales o fórmulas simplificadas hacia simulaciones computacionales avanzadas en el diseño de pozos.

2.5. Aplicaciones en ambientes complejos (HPHT) y casos relevantes (2000-presente)

A medida que iniciaba el siglo XXI, las simulaciones de esfuerzos en completamientos se pusieron a prueba en proyectos reales de alta complejidad. Diversos campos alrededor del mundo presentaron condiciones extremas que exigieron aplicar y refinar estas tecnologías de diseño:

Mar del Norte (UK/Noruega): Varias desarrollos de gas condensado HPHT alcanzaron condiciones sin precedentes. El proyecto Elgin–Franklin (Total, Reino Unido) es emblemático por ser, al momento de su sanción a fines de los 90, el mayor desarrollo HPHT del mundo. Sus pozos, puestos en producción en 2001, enfrentaron temperaturas cercanas a 370°F y presiones que superaban 15.000 psi, requiriendo diseños especiales en completamiento de pozos (casing de acero de alta resistencia, conexiones selladas para altas temperaturas, cementaciones resistentes a choques térmicos). La experiencia del Mar del Norte impulsó numerosos estudios sobre integridad térmica del cemento y sobre válvulas de seguridad capaces de operar en esas condiciones extremas. De hecho, un incidente de fuga en Elgin (2012) subrayó la importancia de modelar adecuadamente los ciclos térmicos y esfuerzos para prevenir fallas en pozos HPHT ("Elgin–Franklin Fields", 2025).

Medio Oriente y otras regiones: Los operadores en Oriente Medio (p.ej. Saudi Aramco, ADNOC) también enfrentaron pozos profundos de gas agrio con condiciones HPHT. En Arabia Saudita, el desarrollo de reservas de gas no asociado en formaciones del Khuff implicó pozos >5

km con temperaturas elevadas y alta acidez (H_2S/CO_2), exigiendo combinaciones de simulación de esfuerzos y selección de materiales especiales (aceros CRA resistentes a la corrosión bajo esfuerzo). Aramco, por ejemplo, adoptó tempranamente herramientas de simulación: Solares (2001) reporta el uso de WELLCAT para identificar puntos de falla potencial en completaciones de gas HPHT en Arabia. Esto permitió optimizar el diseño antes de construir el pozo, evaluando distintos escenarios operativos. En general, hacia los 2000s las empresas de la región implementaron análisis triaxiales rutinarios y pruebas piloto con nuevas tecnologías (como liners expandibles y cementos elastoméricos) para garantizar la integridad en ambientes de alta presión y temperatura. Otras áreas como China (campos de gas profundos en Sichuan), Sudeste Asiático y África Occidental también reportaron descubrimientos HPHT durante los 2000s, beneficiándose del conocimiento desarrollado en el Mar del Norte y Golfo de México.

Piedemonte Llanero (Colombia): Esta región ha sido un laboratorio natural para aplicar análisis de esfuerzos debido a sus condiciones particulares. Campos como Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto, Volcanera y Liria (descubiertos en los 90) presentan pozos profundos (alcanzando 20,000 pies) con temperaturas hasta ~ 300 °F y alta producción de gas condensado. Operadores como BP y Ecopetrol han reportado desafíos en la integridad de completamiento. Para asegurar 10-15 años de vida productiva en estos pozos costosos ($> \$80$ millones USD), se implementaron diseños robustos: columnas monobore, múltiples barreras, consideraciones para eventualmente convertir a inyección, etc. En la actualidad el uso de software como WellCat ha sido instrumental en el Piedemonte; por ejemplo, se realizan simulaciones para identificar puntos críticos de esfuerzo, optimizando el espesor y acero de los revestimientos. En resumen, la aplicación rigurosa de análisis mecánicos ha permitido mitigar riesgos de integridad en este campo de alta complejidad.

En las dos últimas décadas, la tecnología de completamiento ha seguido evolucionando apoyada en la simulación de esfuerzos. Los pozos inteligentes (smart wells) con válvulas de control y electrónica downhole introdujeron nuevos requerimientos: los componentes deben operar de forma confiable por 20+ años en ambientes HPHT. Para 2017, se demandaba que las válvulas y sensores soporten $>300^{\circ}\text{F}$ y $>10,000$ psi durante toda la vida del pozo. Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes invirtieron en mejorar materiales (aleaciones de alta resistencia, electrónica de alta temperatura) y usar modelos numéricos más detallados para calificar estos sistemas. Por ejemplo, Halliburton reportó en 2016 el desarrollo de sensores de presión/temperatura capaces de operar hasta 400°F , logro soportado por simulaciones térmicas y pruebas aceleradas de fatiga. Asimismo, la integración de datos en tiempo real ha permitido alimentar modelos de esfuerzo durante la operación: hoy es posible actualizar un modelo de WellCat o similar con mediciones de fondo (P/T) para predecir en vivo la expansión térmica de la tubería y ajustar parámetros (RT).

El campo de la simulación de esfuerzos mecánicos en diseño de completamientos ha recorrido un largo camino desde sus fundamentos teóricos en el siglo XIX (Tresca, von Mises) hasta las sofisticadas aplicaciones actuales en pozos HPHT. Históricamente se distinguen hitos como la adopción de criterios de falla en la mitad del siglo XX, la introducción de métodos numéricos y computadores en los 70-80, el surgimiento de software especializado en los 90 (con actores clave como Halliburton y Schlumberger), y la aplicación exitosa de estas herramientas en proyectos desafiantes a nivel global (Piedemonte, Mar del Norte, Golfo de México, Oriente Medio, etc.). Cada etapa aportó lecciones que enriquecen el conocimiento actual para evitar fallas catastróficas en pozos de alta exigencia. Estos antecedentes demuestran cómo ha evolucionado el conocimiento y las aplicaciones en este campo, sentando bases sólidas para que la ingeniería de completamientos enfrente los retos futuros con un enfoque preventivo y simulación rigurosa.

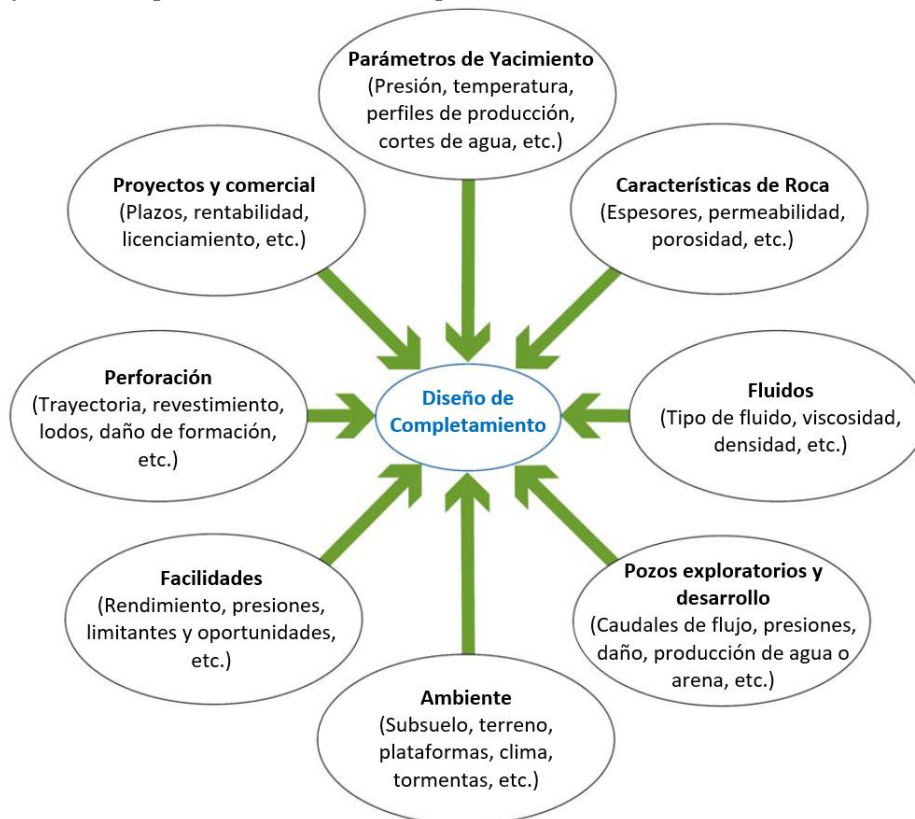
3. Marco Teórico

3.1. Diseño de completamiento

El completamiento de pozos es la interfaz entre el yacimiento y la producción en superficie, y su diseño busca convertir un pozo perforado en un sistema eficiente y seguro para la producción o inyección (Bellarby, 2009). Este proceso integra diversas disciplinas, como ingeniería, geología e hidráulica, junto con experiencia operativa. Un aspecto clave es la implementación del estándar de barreras, que define los elementos de seguridad, sus pruebas de verificación y mantenimiento a lo largo del tiempo, según NORSOK D-010 (2013). La Figura 1 presenta las fuentes de información utilizadas en el diseño, destacando su origen y variaciones inherentes a cada conjunto de datos.

Figura 1.

Fuentes de información para el diseño de completamiento.



Nota. Tomado y traducido de (Bellarby, 2009), p. 8, fig. 1.4.

3.2. Etapas del Proceso de Ingeniería de Completamiento

En la industria del Oil & Gas, las operadoras garantizan el cumplimiento de los requerimientos técnicos y operacionales en el diseño de pozos mediante procesos internos. Esto comienza con la recopilación de datos clave del yacimiento, incluyendo condiciones de reservorio y necesidades de estimulación. Con esta información, se establecen las bases de diseño, las cuales son validadas por equipos técnicos para optimizar costos y reducir riesgos.

Una vez definida la opción de completamiento, se diseñan los procedimientos de instalación, registrando desviaciones y mejoras. Finalmente, un reporte post-operacional documenta los resultados y lecciones aprendidas, permitiendo la mejora continua en la planificación y ejecución de completamientos.

3.3. Teorías de falla de los materiales

La falla de un material se determina según sea dúctil o frágil: en los dúctiles inicia con la deformación plástica y en los frágiles al alcanzar la resistencia máxima, provocando fractura. Aunque predecir la falla es sencillo en tensión uniaxial, en tensiones triaxiales se requieren teorías específicas. Para materiales frágiles destacan las teorías de Coulomb-Mohr, Rankine y Mohr modificada (Ashby & Jones, 2012), mientras que para dúctiles se emplean modelos como von Mises, Tresca, Hosford, Hill y Gurson (Timoshenko & Goodier, 1970).

Estas teorías comparan el estado de tensión con propiedades mecánicas obtenidas de pruebas experimentales (como la resistencia a la fluencia o la resistencia última) (Dieter, 1986). La elección de la teoría depende del tipo de material, la naturaleza del esfuerzo y la operación.

En el contexto de los materiales utilizados en completamientos de pozos, resulta especialmente relevante profundizar en los criterios más empleados en la industria petrolera: von Mises y Tresca.

3.3.1. Teorías de falla de los materiales dúctiles

En este proyecto nos centraremos exclusivamente en los criterios de Tresca y von Mises, dado que ambos son ampliamente utilizados para predecir la falla en materiales dúctiles isotrópicos y cubren la mayoría de las aplicaciones de la industria del Oil & Gas. A continuación, se resumen sus fundamentos principales:

3.3.1.1. Criterio de von Mises (Energía de Distorsión Máxima). Establece que la falla ocurre cuando la energía de distorsión en el material alcanza la energía de distorsión al punto de fluencia en una prueba uniaxial.

La ecuación (1) del criterio de von Mises es:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}} \quad (1)$$

Donde σ_1 , σ_2 y σ_3 son los esfuerzos principales y σ_{eq} es el esfuerzo equivalente.

Es uno de los criterios más usados y seguros para materiales dúctiles, con buena precisión para materiales isotrópicos. Entre sus limitaciones, no considera directamente los efectos de anisotropía ni de esfuerzos hidrostáticos.

3.3.1.2. Criterio de Tresca (Máximo Esfuerzo Cortante). Sostiene que la falla ocurre cuando el esfuerzo cortante máximo en el material alcanza el esfuerzo cortante al punto de fluencia en una prueba uniaxial. La ecuación (2) básica del criterio de Tresca es:

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_y \quad (2)$$

Donde σ_1 es el mayor esfuerzo principal, σ_3 es el menor esfuerzo principal, σ_y es el esfuerzo de fluencia del material.

Se caracteriza por su sencillez y un enfoque conservador, lo que da un margen de seguridad adicional en el diseño. Puede resultar excesivamente conservador para algunos materiales y es menos preciso que von Mises en la mayoría de los casos de materiales dúctiles.

Dado que estos dos criterios abarcan una amplia gama de problemas de falla en materiales dúctiles, en este proyecto se utilizarán como referencia principal para el análisis y diseño. Los criterios de Hosford, Hill y Gurson, aunque útiles en situaciones más especializadas (anisotropía, porosidad, etc.), quedan fuera del alcance de este estudio. Cada criterio tiene sus propias ventajas y desventajas, y la elección del criterio adecuado depende de las propiedades específicas del material y de las condiciones operativas del entorno en el que se utilizará.

3.4. Propiedades de los elementos que componen el completamiento de pozos

3.4.1. Esfuerzo, deformación y grados

Para analizar los esfuerzos en pozos petroleros, resulta esencial comprender cómo se comportan los metales de la tubería bajo diferentes cargas (presión interna y externa, temperatura y peso propio). Estas cargas pueden orientarse en sentido axial (tensión o compresión) o radial (estallido o colapso). Sin embargo, para cuantificarlas con mayor precisión se emplea el concepto de esfuerzo, definido como la fuerza aplicada sobre un área determinada, comúnmente expresado en libras por pulgada cuadrada (psi).

3.4.1.1. Relación esfuerzo-deformación y el módulo de young. Para comprender mejor el comportamiento del material de la tubería bajo carga, se utiliza la curva esfuerzo-deformación, representada en la donde σ es el esfuerzo aplicado, E el módulo de elasticidad y ε la deformación unitaria (Dieter, 1986).

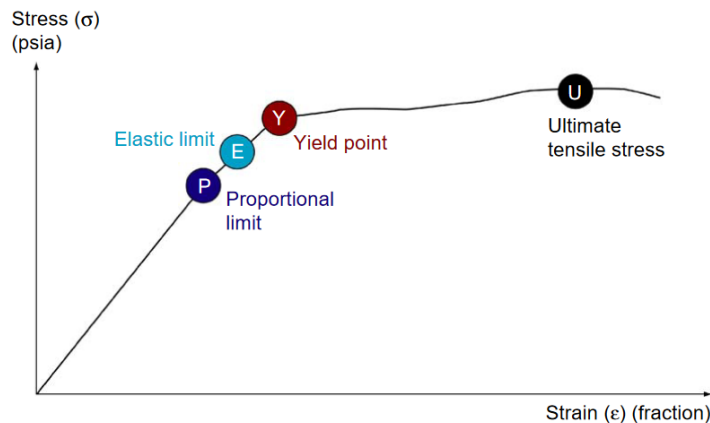
Figura 2 muestra que, en la fase inicial, el esfuerzo y la deformación mantienen una relación lineal, lo que constituye la base de la Ley de Hooke (Robert Hooke, 1635–1703). La pendiente de esta relación lineal se conoce como módulo de elasticidad o módulo de Young (Thomas Young, 1773–1829), expresado matemáticamente en la ecuación (3):

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3)$$

donde σ es el esfuerzo aplicado, E el módulo de elasticidad y ε la deformación unitaria (Dieter, 1986).

Figura 2.

Relación típica de esfuerzo-deformación del material de la tubería.



Nota. Tomado de figura 9.1, página 475, de Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Elsevier.

3.4.1.2. Límite Elástico y Punto de Fluencia. El límite elástico es el punto donde la deformación aún es reversible (elástica) antes de pasar a la fase de deformación plástica (permanente). Este límite suele estar cerca del punto de fluencia, donde una pequeña variación en el esfuerzo genera un incremento significativo en la deformación.

3.4.2. Cargas axiales

Las cargas axiales son aquellas que actúan a lo largo de la longitud de la tubería y pueden originarse por diversos factores, tales como presión interna y externa, temperatura y el peso propio de la tubería. Estas cargas pueden ser de tracción (positivas) o de compresión (negativas), dependiendo de las condiciones de operación del pozo.

3.4.3. Resistencia axial

La resistencia axial máxima de una tubería, denotada como $F_{a,max}$, se refiere a la máxima fuerza axial que la tubería puede soportar antes de exceder su esfuerzo de fluencia. Esta resistencia se puede calcular mediante la ecuación (4).

$$F_{a.max} = A_x \cdot Y_p \quad (4)$$

Donde A_x es el área de la sección transversal de la tubería (en pulgadas cuadradas) y Y_p el esfuerzo de fluencia (psi).

3.4.4. Movimientos axiales y fuerzas de pistón en componentes del completamiento

En condiciones de operación en pozos petroleros, los cambios de presión y temperatura generan movimientos axiales en los tubulares, producto de la dilatación o contracción térmica, así como de las fuerzas inducidas por diferenciales de presión, dichos movimientos son mas severos entre más profundos sean los pozos. Estos movimientos impactan directamente los esfuerzos mecánicos del sistema de completamiento, pudiendo generar compresión, tensión excesiva o pandeo.

Dispositivos como el Polished Bore Receptacle (PBR) permiten compensar dichos desplazamientos, actuando como un punto de absorción del movimiento relativo entre sartas y mitigando los efectos de las fuerzas de pistón inducidas por diferencias de áreas y presión, consta de un componente macho superior con sellos externos y un componente hembra inferior con un orificio interno pulido el cual suele estar conectado a un colgador de revestimiento.

El principio de operación del PBR se basa en la acción de las presiones interna y externa, que generan fuerzas de pistón sobre el sistema. La fuerza total del pistón, F_p , se calcula (5):

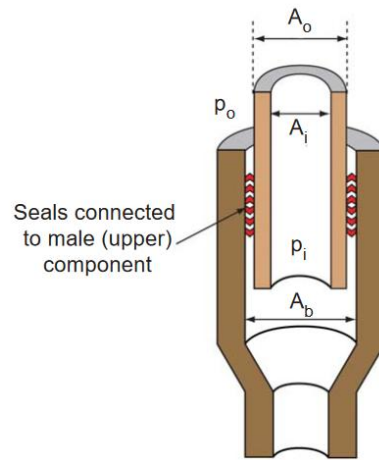
$$F_p = p_o(A_b - A_o) - p_i(A_b - A_i) \quad (5)$$

Donde, p_o es la presión externa, p_i es la presión interna, A_b es el área del orificio de sellado, A_o es el área externa de la tubería y A_i es el área interna de la tubería.

El parámetro crítico en el diseño del PBR es el orificio de sellado, cuya dimensión se obtiene a partir de planos dimensionales del fabricante. Ver Figura 3. las diferentes áreas y presiones en una configuración de PBR.

Figura 3.

Presiones diferenciales y áreas en un Polished Bore Receptacle.



Nota. Tomado de figura 9.10, página 485, de Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Elsevier.

3.4.5. Análisis triaxial en tubulares

Analizar la presión y las cargas axiales por separado es insuficiente para un diseño riguroso. La combinación de presión externa e interna con tensión o compresión genera mayores tensiones que cualquiera de estas cargas por sí sola. Esto se expresa matemáticamente en términos de esfuerzo axial (σ_a), esfuerzo radial (σ_r) y esfuerzo tangencial (σ_t) (o circunferencial). La combinación de estos tres esfuerzos se denomina esfuerzo triaxial.

El criterio de fluencia más utilizado es el de Huber-Hencky-Mises (Von Mises) “ver ecuación (6)”, basado en la teoría de la energía de distorsión máxima:

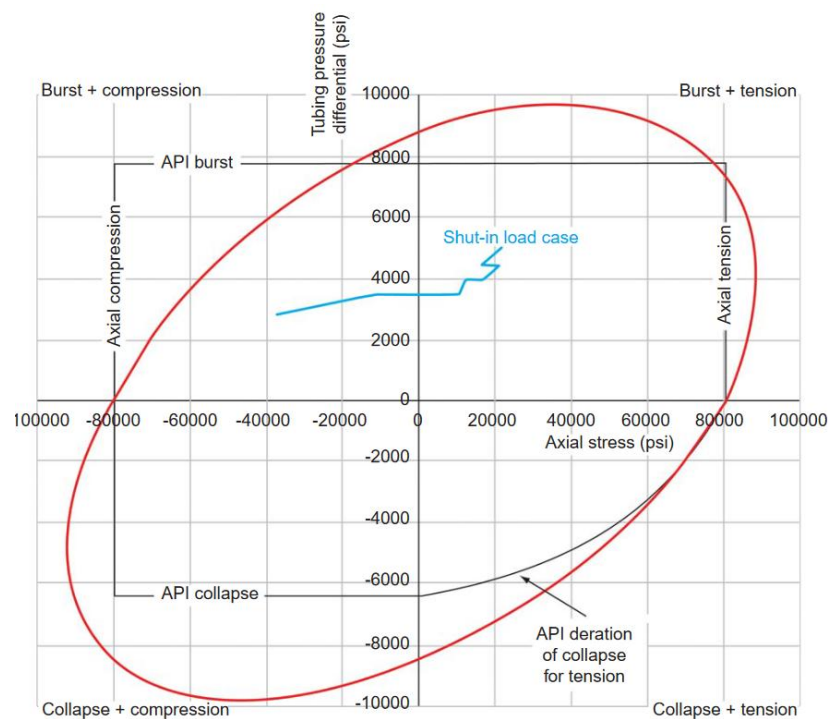
$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2} \quad (6)$$

La fluencia ocurre cuando el esfuerzo de Von Mises (σ_{VME}) excede la resistencia a la fluencia (Y_p), la resolución de la ecuación de σ_{VME} produce una “elipse” con la presión interna o externa establecida en cero.

La combinación de estos esfuerzos permite calcular el esfuerzo de Von Mises “elipse” ver la Figura 4, que es crucial para determinar los factores de seguridad triaxiales.

Figura 4.

Gráfica de límites de diseño para un material L80.



Nota. Tomado de figura 9.33, p. 519, de Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Elsevier.

3.5. Factores de seguridad y factores de diseño

Comprender completamente las posibles cargas y la capacidad de la tubería permite evaluar la aceptabilidad del diseño. Los factores de seguridad comparan la capacidad/rating de la tubería con la carga. En perforación y completamiento, un factor de seguridad (SF) mayor que 1 indica que el rating es mayor que la carga. Se pueden calcular factores de seguridad para cada mecanismo de falla (estallido, colapso, etc.) según la ecuación (7).

$$SF = \frac{Rating}{Carga} \quad (7)$$

Por ejemplo, el factor de seguridad axial se calcula de acuerdo con la ecuación (8).

$$SF_{axial} = \frac{Rating\ axial}{Carga\ axial} = \frac{Esfuerzo\ de\ fluencia}{Esfuerzo\ axial} \quad (8)$$

Si todos los factores de seguridad son mayores que 1, la tubería debería permanecer intacta. Esto supone cálculos precisos, cargas definidas y comportamiento adecuado de la tubería bajo condiciones de pozo. Para considerar incertidumbres y consecuencias de falla, se requiere un factor de seguridad mayor que 1, denominado factor de diseño. Estos factores pueden ser políticas o prácticas recomendadas y varían entre empresas y tipos de carga ver rangos en Tabla 1.

Tabla 1.

Factores de diseño generales para completamiento.

Modo de falla	Factor de diseño
Estallido	1.1–1.25
Colapso	1.0–1.1
Axial (tensión y compresión)	1.3–1.6
Triaxial	1.2–1.3

Nota. Tomado de tabla 9.11, p. 521, de Bellarby, J. (2009). Well Completion Design. Elsevier.

3.5.1. Estallido

El estallido ocurre cuando la presión interna de la tubería supera la resistencia estructural del material, lo que provoca la ruptura de la pared tubular. Según la API Bulletin 5C3 (1999), la presión de estallido, p_b , se calcula con la ecuación de Barlow (9):

$$p_b = \frac{Tol \cdot 2Y_p t}{D} \quad (9)$$

Donde Y_p es la resistencia mínima a la fluencia (psi), t es el espesor nominal de la tubería (pulg), D es el diámetro externo de la tubería (pulg) y Tol es el factor de corrección por tolerancia del espesor de pared.

La tolerancia de espesor de pared para tuberías API es 0.875 (reducción del 12.5%), mientras que en tuberías CRA trabajadas en frío es 0.9 (reducción del 10%).

3.5.2. Colapso de la tubería

El colapso de la tubería ocurre cuando la presión externa excede la resistencia estructural de la pared, resultando en una deformación incontrolada. La clasificación de colapso de la tubería, según el API Bulletin 5C3 (1999), se basa en la relación diámetro exterior a espesor (D/t) y considera cuatro modos: elástico, transicional, plástico y de resistencia a la fluencia. La fórmula de colapso por resistencia a la fluencia (10) es:

$$p_y = \frac{2Y_p(D/t) - 1}{(D/t)^2} \quad (10)$$

Donde Y_p es la resistencia mínima a la fluencia y t es el espesor de la tubería.

Los estudios han demostrado que las fórmulas de colapso de la API pueden ser conservadoras para las tuberías modernas (Adams et al., 2001). Debido a esto, en 2008 se realizó una revisión para incorporar factores como ovalidad, excentricidad y esfuerzos residuales en los cálculos (Payne, 2001). Estos factores son críticos para determinar la capacidad real de la tubería en campo.

3.5.3. Esfuerzo axial en tuberías

Las cargas axiales en tubulares están sujetas a una de las mayores incertidumbres dentro del análisis de esfuerzos mecánicos. Esto se debe a que las cargas axiales no solo dependen de la presión y la temperatura, sino que también están influenciadas por factores dinámicos como la flexión, el arrastre y los efectos de fricción en pozos desviados o horizontales.

3.5.4. Análisis triaxial de esfuerzos en tuberías

El análisis triaxial permite evaluar la interacción simultánea de los esfuerzos en la tubería, considerando los modos de falla por estallido, colapso y carga axial. A diferencia de los modelos

convencionales que analizan estos esfuerzos de forma independiente, el enfoque triaxial proporciona una evaluación más precisa de la resistencia estructural en condiciones de carga combinada.

En un pozo, la tubería está sometida a esfuerzos que varían en magnitud y dirección. En el espacio de esfuerzos triaxiales, los límites de operación están influenciados por:

- Presión interna y externa, que afectan los esfuerzos circunferenciales y radiales.
- Cargas axiales de tensión o compresión, generadas por el peso de la tubería, expansión térmica y fuerzas de pistón.
- Tolerancias de fabricación, como variaciones en el espesor de la pared, que impactan la resistencia al estallido y colapso.

Debido a que el modelo triaxial es menos conservador que los cálculos individuales de estallido o colapso, se recomienda un factor de seguridad de 1.25, el cual balancea una predicción más realista sin comprometer la seguridad operativa.

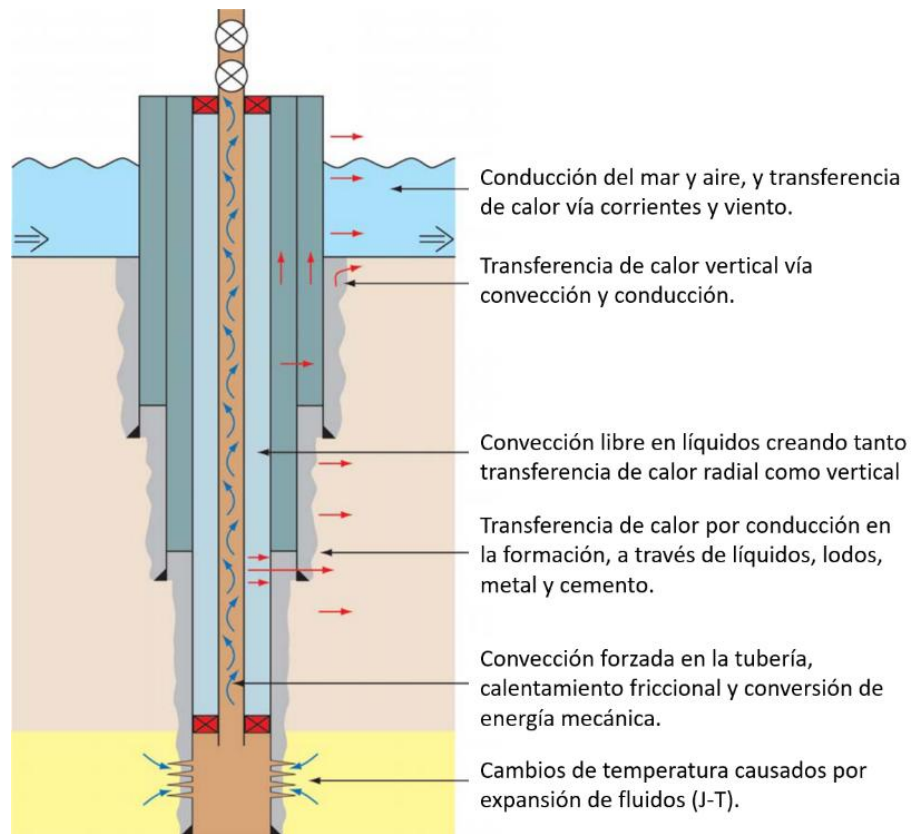
3.6. Predicción de temperatura

La predicción de la temperatura de los fluidos de producción o inyección y la tubería/revestimiento circundante es una práctica de gran importancia para varias aplicaciones de completamiento.

Los modelos de transferencia de calor en pozos se remontan a Ramey (1962) y desde entonces se han expandido para eliminar algunas de las restricciones de Ramey y mejorar la precisión, especialmente en transitorios de tiempo temprano (Hasan y Kabir, 1994; Hagoort, 2004). Los mecanismos de transferencia de calor se muestran en la Figura 5. para un pozo offshore.

Figura 5.

Mecanismos de transferencia de calor en un pozo petrolero.

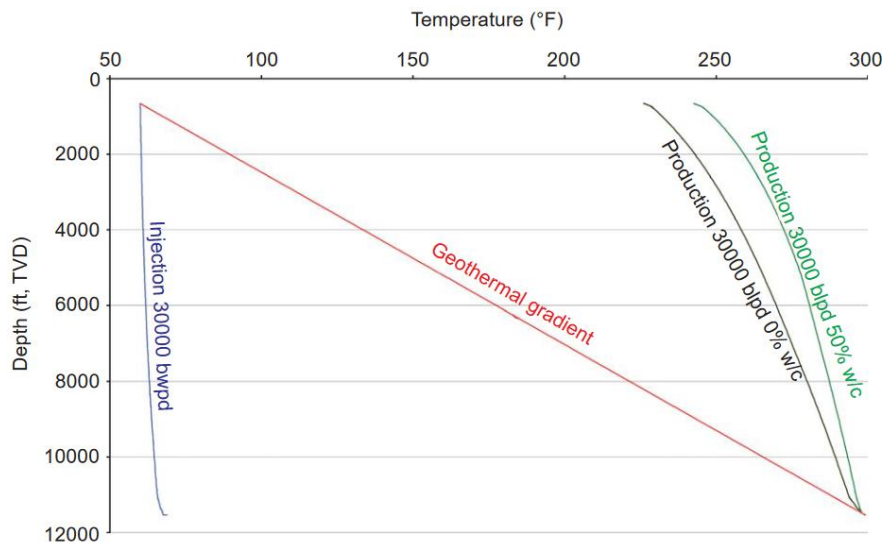


Nota. La Figura representa diferentes tipos de transferencia térmica que experimenta un pozo en operaciones de producción, tomado y traducido al español de (Bellarby, 2009) Figura 5.16.

Para entender los efectos del fluido debidos a la producción de agua y gas, podemos ver en la Figura 6. un escenario de inyección de agua de mar a 30,000 bpd; un caso de producción con 30,000 bpd de petróleo con gas asociado y un caso de producción con 30,000 bpd de petróleo con 50% de agua (el GOR es el mismo para ambos casos de producción). La alta capacidad calorífica del agua y la falta de expansión del gas crean bajas temperaturas en el fondo del pozo, siendo casi isotérmico. Este efecto se ha entendido durante mucho tiempo e incorporado en el análisis de esfuerzos de pozos de inyección o producción.

Figura 6.

Impacto de la inyección y producción en las temperaturas de un pozo.



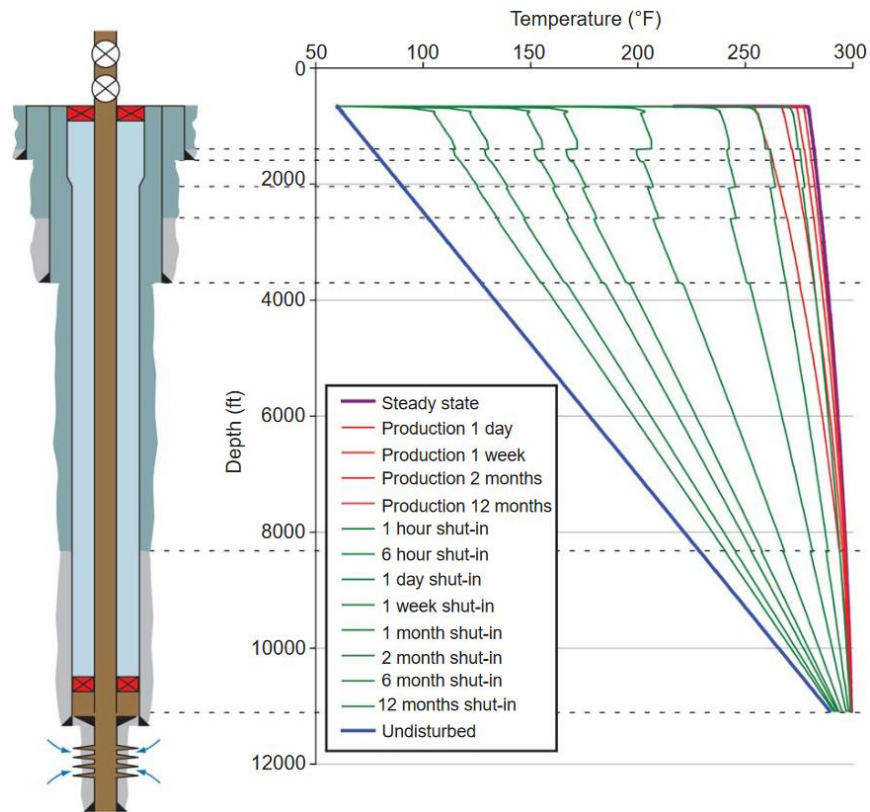
Nota. La Figura representa diferentes curvas térmicas para escenarios tanto de inyección como de producción. Tomado de (Bellarby, 2009) Figura 5.17.

Si se calcula la temperatura de la tubería durante el período de producción y nuevamente durante un período de cierre, surgen algunas características interesantes como se puede observar en la Figura 7.

La tubería se calienta rápidamente al comienzo, pero puede tardar meses en llegar a un estado estacionario. Durante la producción, el calor del fluido genera un perfil de temperatura relativamente uniforme, y los cambios en los anulares afectan mínimamente ese gradiente. Al cerrar el pozo, la tubería se enfría con rapidez al inicio, pero después el ritmo de enfriamiento disminuye y aumenta la influencia de la transferencia de calor vertical (conducción y convección libre), sobre todo en zonas cercanas a grandes sumideros de calor, como el mar. No todos los modelos consideran este efecto vertical, lo que puede conducir a errores en las predicciones. Aun después de un año cerrado y con la boca del pozo enfriada a la temperatura del mar, la tubería permanece más caliente que el entorno.

Figura 7.

Periodos transitorios de temperatura en un pozo en producción.



Nota. Representación de curvas transitorias de temperatura en producción. Tomado de Bellarby (2009, p. 281, Fig. 5.17).

3.7. Expansión y contracción de fluidos anulares

En completamientos de pozos petroleros, la presión en los anulares formados entre los revestimientos incluyendo tuberías de producción puede incrementarse significativamente debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados, un fenómeno conocido como Annulus Pressure Build-up (APB). La predicción de la presión anular se realiza mediante la discretización de la temperatura en el pozo, lo que permite evaluar el comportamiento térmico de los fluidos y su impacto en la integridad estructural del revestimiento.

El APB es modelado matemáticamente considerando tres contribuciones principales (Oudemán & Bacarreza, 1995; Oudemán & Kerem, 2006):

1. Expansión térmica del fluido atrapado durante la producción, que representa la principal causa del aumento de presión.
2. Deformación de la formación circundante y las paredes del revestimiento, que puede absorber parte de la expansión volumétrica del fluido.
3. Fugas hacia la formación o la cabeza del pozo, que permiten la disipación parcial de la presión acumulada.

El aumento de presión en el anular se modela con la ecuación (11):

$$\Delta p = \frac{\alpha_l}{k_T} \cdot \Delta T - \frac{1}{k_T \cdot V_{ann}} \cdot \Delta V_{ann} + \frac{1}{k_T \cdot V_l} \cdot \Delta V_l \quad (11)$$

Donde k_T es el coeficiente de compresibilidad isotérmica, α_l es el coeficiente de expansión térmica del fluido, V_{ann} y V_l representan los volúmenes del anular y del fluido atrapado, respectivamente, ΔT es el incremento de temperatura del fluido.

Según Hasan et al. (2010), el primer término (expansión térmica del fluido) es dominante, contribuyendo con aproximadamente el 80% del aumento total de presión. Los otros dos términos representan la deformación del anular y las posibles fugas, las cuales pueden generar una disminución de la presión anular. Ignorar estos efectos en los cálculos puede llevar a una sobreestimación del APB, lo que impacta las evaluaciones de diseño y selección de tubulares.

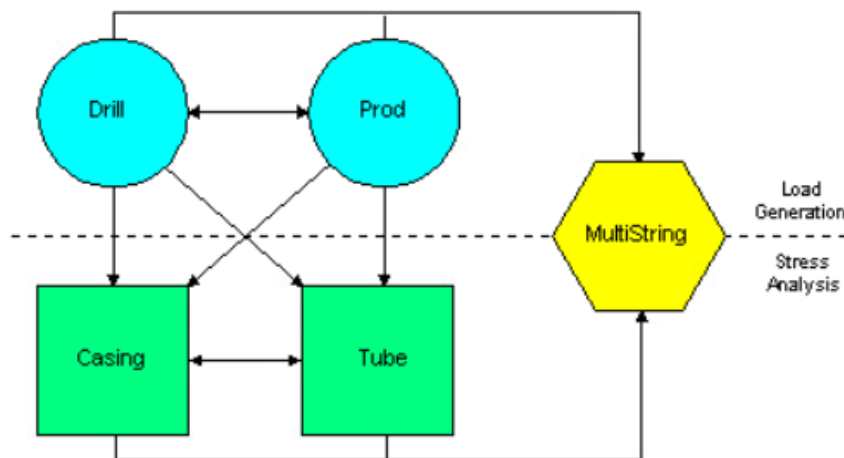
3.8. Software Wellcat™ - Simulación de esfuerzos mecánicos

WellCat es un software avanzado para simular la distribución de temperatura y presión en el pozo, así como los esfuerzos mecánicos en la tubería y el revestimiento. Permite realizar un modelado térmico detallado, analizar la integridad estructural y la vida útil, evaluar cargas mecánicas y pandeo, y llevar a cabo análisis multistring en sistemas de tubulares.

En la Figura 8, se muestra la interrelación entre los módulos del software, los cuales se describen a continuación.

Figura 8.

Módulos del software Wellcat y su interrelación.



Nota. Tomado de Manual WellCat™ (Landmark Graphics Corporation, 2000).

El software WellCat™ ha sido seleccionado para el análisis, dada su reconocida confiabilidad a nivel mundial. Casos como los de Saudi Aramco (Solares, 2001) han demostrado su utilidad en la identificación de posibles puntos de falla y la evaluación de diversos escenarios operacionales. Este software, desarrollado por Halliburton, ha sido ampliamente utilizado para el diseño de pozos tanto convencionales como no convencionales.

3.8.1. Módulo de perforación “Drill”

WellTemp-Drill de WellCat (Drill) simula el flujo de fluidos y transferencia de calor durante perforación, proporcionando perfiles térmicos transitorios y prediciendo temperaturas y presiones clave para operaciones como cementación, acondicionamiento y perforación.

3.8.2. Módulo de análisis de cargas mecánicas en revestimiento “Casing”

WellStress-Casing de WellCat (Casing) analiza cargas mecánicas, integridad estructural y estabilidad del revestimiento bajo condiciones complejas. Permite evaluar esfuerzos por presión,

temperatura y cargas axiales, determinando factores de seguridad y necesidades de mitigación como volúmenes de purga.

3.8.3. Módulo de producción “Prod”

WellTemp-Prod de WellCat (Prod) simula flujo y transferencia de calor durante producción, completamiento y mantenimiento de pozos. Predice temperaturas y presiones en regímenes transitorios y estacionarios, considerando fluidos multifásicos y generando perfiles térmicos detallados para diferentes escenarios operativos.

3.8.4. Módulo de análisis de cargas en tuberías de producción “Tube”

WellStress-Tube de WellCat (Tube) evalúa integridad y comportamiento mecánico de tuberías bajo cargas térmicas, de presión y operacionales. Analiza movimientos, pandeo y factores de seguridad en configuraciones complejas, integrando directamente resultados térmicos del módulo Prod.

3.8.5. Módulo de Multi-string

El módulo WellCat Multi-string evalúa integralmente todas las sartas del pozo, considerando simultáneamente los efectos de expansión térmica de fluidos y cargas mecánicas durante la vida útil del pozo. Usa datos generados por los otros módulos para asegurar la coherencia y precisión global del análisis.

4. Selección de Variables Influyentes en la Simulación de Esfuerzos Mecánicos para el Completamiento de Pozos

4.1. Resumen de operaciones de perforación

Es fundamental recopilar los tiempos de operación para el análisis transitorio que se realizará con el módulo Drill de WellCat™. Con base en la última fase de perforación de secciones de 6" y 8.5", se han reunido datos de caudales de bombeo, tiempos de circulación, configuración de la sarta de perforación, periodos estáticos, circulaciones y trabajos de limpieza.

Para construir el modelo base, se seleccionaron específicamente los pozos históricos #1 y #2 (ver Tabla 2.), ya que cuentan con una sección de 6" en la zona de interés y representan de manera fidedigna las condiciones operativas que se abordarán en este estudio.

Tabla 2.

Información de entrada del módulo DRILL en WellCat

	Pozo histórico #1	Pozo histórico #2	Pozo histórico #3	Pozo histórico #4
Perforación	-	-	-	-
Fase	6"	6"	8-1/2"	8-1/2"
Tiempo perforación última fase [días]	18,76	13,75	37,40	15,56
Caudal promedio [gpm]	255	275	447	550
Presión en el Stand Pipe promedio [psi]	2660	2150	2320	3460
Densidad de lodo [ppg]	8,5-ppg	9-ppg	9,8-ppg	9-ppg
Registros de pozo	-	-	-	-
Tiempo de Registros [días]	8,02	4,77	15,79	7,90
Corrida del Liner de producción	-	-	-	-
Tiempo de corrida [días]	2,79	3,56	2,56	2,42
Caudal promedio [gpm]	163	200	300	150
Presión en el Stand Pipe promedio [psi]	1190	1160	1410	270
Circulación en fondo con Liner	-	-	-	-
Tiempo de circulación [días]	0,26	0,31	0,13	0,29
Caudal promedio [gpm]	206	254	300	200
Presión en el Stand Pipe promedio [psi]	1390	1520	1410	620
Cementación	-	-	-	-

Tiempo de circulación [días]	0,18	0,18	0,31	0,42
Caudal promedio [gpm]	210	210	294	210
Presión en el Stand Pipe promedio [psi]	2650	2045	650	1700
Tiempo de espera de pozo con Lodo [días]	13,14	13,90	19,15	56,73
Desplazamiento Lodo por Salmuera	-	-	-	-
Tiempo de desplazamiento [días]	0,29	0,29	0,21	0,31
Caudal promedio [gpm]	546	546	676	675
Presión en el Stand Pipe promedio [psi]	1200	1200	1440	2450
Volumen bombeado [Bls]	1423	1423	1427	-
Densidad de fluido [ppg]	8,4	8,4	8,4	8,4
Tiempo de espera de pozo con Salmuera [días]	42,67	57,71	67,74	54,76
Total, días desde asentar TOL hasta Cañoneo [días]	56,1	71,9	87,1	111,8

Nota. Se recopiló información histórica de cuatro pozos desde el repositorio técnico OpenWells, dos con sección de 6” y dos con 8.5”, considerando caudales, tiempos de operación y otros parámetros clave para representar con precisión las condiciones operacionales del campo.

4.2. Resumen de operaciones de completamiento

Para el análisis transitorio en las operaciones de completamiento, resulta crucial recopilar los tiempos de ejecución de cada etapa. A partir de esta información, se pueden estructurar secuencialmente las fases de producción, pruebas e inyección, lo que permite una simulación confiable de los perfiles térmicos y de presión del pozo.

En el campo de estudio, los pozos presentan alta complejidad debido a la profundidad, la naturaleza del yacimiento de gas condensado y el requerimiento de realizar las operaciones sin taladro. Entre las principales actividades de completamiento se incluyen:

- Pruebas de presión (hasta 10,000 psi).
- Levantamiento de columna de fluidos con nitrógeno para inducir a producción.
- Cañoneo, limpieza (Sand Jetting), y estimulación hidráulica (~23,000 psi BHP).

- Aislamiento zonal mediante tapones perforables o recuperables.
- Producción/Inyección conjunta tras la remoción de dichos tapones.

La Tabla 3 recoge datos de completamiento y producción para dos pozos (identificados aquí como datos completamiento #1 y #2). Se ha decidido emplear los parámetros de datos #1 para construir el modelo base, ya que reflejan las condiciones más representativas (presiones, caudales, temperaturas) de la zona de interés.

Tabla 3.

Información de completamiento y producción de 2 pozos del campo.

	Datos Completamiento #1	Datos completamiento #2
Establecer las condiciones de estado estacionario		
Tipo de Operación	Production	Production
Tiempo	Steady-State Conditions	Steady-State Conditions
Tubing de Producción:		
Presión [psi]	2000	2700
Ubicación	Perforations	Perforations
Profundidad perforada [ft MD]	18124	17933
Temperatura de entrada [°F]	284.05	298.79
Entrada	Oil, Gas & Water	Oil, Gas & Water
Producción aceite [bbl/D]	3000	1792
Producción agua [bbl/D]	51	164
Producción de Gas [MMscf/day]	26	30
Tipo de Operación	Gas Injection	
Tiempo	Steady-State Conditions	
Tubing de Producción:		
Presión [psi]	5200	
Ubicación	Wellhead	
Profundidad Formación [ft MD]	18124	
Temperatura de entrada [°F]	88	
Caudal de inyección [MMscf/day]	80	
Establecer las condiciones transitorias		
Tipo de Operación	Production	Production
Nombre	1st Zone Prod	1st Zone Prod
Configuración	Production Tubing	Production Tubing
Tubing de Producción:		
Presión [psi]	2000	2700
Ubicación	Perforados	Perforados
Profundidad Formación [ft MD]	13800	16100
Temperatura de entrada [°F]	237.07	276.65

Entrada	Oil, Gas & Water	Oil, Gas & Water
Producción aceite [bbl/D]	1500	864
Producción agua [bbl/D]	40	79
Producción de Gas [MMscf/día]	16	14
Tiempo [días]	3	3
Tipo de Operación	Injection	Injection
Nombre	Frac 30 bpm	Frac 30 bpm
Configuration	Production Tubing	Production Tubing
Operación previa	Frac 20 bpm	Frac 20 bpm
Tubing de Producción:		
Presión [psi]	13400	13400
Ubicación	Wellhead	Wellhead
Profundidad Formación [ft MD]	13800	16100
Temperatura de entrada [°F]	88	88
Caudal de inyección [gpm]	1260	1260
Tiempo [min]	20	20
Anular:		
Presión [psi]	5500	5500
Ubicación	Wellhead	Wellhead
Tipo de Operación	Injection	Injection
Nombre	FSCO 22.5k psi BHP	FSCO 22.5k psi BHP
Configuration	Production Tubing	Production Tubing
Operación previa	Frac 30 bpm	Frac 30 bpm
Tubing de Producción:		
Presión [psi]	22500	22500
Ubicación	Perforations	Perforations
Profundidad Formación [ft MD]	13800	13800
Temperatura de entrada [°F]	88	88
Caudal de inyección [gpm]	5	5
Tiempo [min]	3	3
Anular:		
Presión [psi]	5500	5500
Ubicación	Wellhead	Wellhead

Nota. La información de producción final en conjunto de todas las zonas, así como la producción inicial de primer intervalo e inyección de gas son tomadas de los requisitos mínimos de subsuelo del pozo que se va a simular, en cuanto a las operaciones de inyección como de Frac Screen Out (FSCO) se toman de parámetros operacionales de pozos históricos ejecutados.

4.2.1. Estado mecánico

El estado mecánico estándar en el campo considera la perforación de seis secciones de hueco, distribuidas en una sección de superficie, tres intermedias (que pueden incluir hasta dos

fases adicionales con colgador) y finalmente el revestimiento de producción con colgador extendido (ver Figura 9.). Este proceso implica tiempos prolongados de perforación y completamiento, con una duración aproximada de hasta 300 días de operación, incluyendo registros eléctricos, instalación de revestimientos y cementación.

Figura 9.

Esquema de las sartas de revestimiento en un pozo tipo del campo.

TOPE TVD	HUECO	Fluidos	Casing/Liner Specs	Direccional	Frufe		
	30"	WBM	Hincado 30" 224.2-316.8# X56M	0 deg inc, 0 deg azimuth			
42							
170	26" (2498 ft)	WBM	20" 133# K-55 BTC (2493 ft)	0 deg inc, 0 deg azimuth			Shoe 2493 ft
1510							
2098							
2498							
3550							
3650	18-1/2" (7136 ft)	OBM	16" 96#, P110, TSH W521	KOP @ 6000ft 16.50 deg inc, 203.14 deg azimuth Dogleg 1.5 (°/100ft)			Shoe 7128 ft
4707							
5388							
6402							
7123	14-3/4" (9816 ft)	OBM	11-3/4", 65 #, P110HC TSH BLUE Special Drift	20.17 deg inc, 198.65 deg azimuth Dogleg 1.5 (°/100ft)			TOL 9-5/8" 9508 ft Shoe 9808 ft
7978							
9593							
10139	10-5/8" (13234 ft)	OBM	9-5/8" 53.50 ppf, TN110HC HYD523 Special Drift (3718 ft) Overlap 300ft	10.0 deg inc, 125 deg azimuth Dogleg 0.8 (°/100ft)			TOL 4-1/2" 12626 ft TOL 7" 12926 ft Shoe 13226 ft
11273							
11889							
12381							
12927	8-1/2" (17194 ft)	OBM	7", 32 ppf, P-110 TBlue Special Drift (4260 ft) Overlap 300ft	10 deg inc, 125 deg azimuth			Shoe 17186 ft
13510							
13821							
14044							
14923							
15188							
15683							
16158							
16826	6" (18132 ft)	OBM	7" 32.0 ppf, P-110 13%Cr 4 1/2", 15.2#, TNQ125 13% Cr S - Special drift (5498 ft) Overlap 600ft	10 deg inc, 125 deg azimuth		Shoe 18124 ft	
17488							
17603							
17750							

Nota. El esquemático representado ha sido seleccionado en conjunto con los equipos de perforación y completamiento, basándose en los criterios operacionales y estructurales definidos para el pozo. Este esquema servirá como referencia para la construcción del modelo base de simulación, garantizando la alineación con las condiciones reales de diseño y operación.

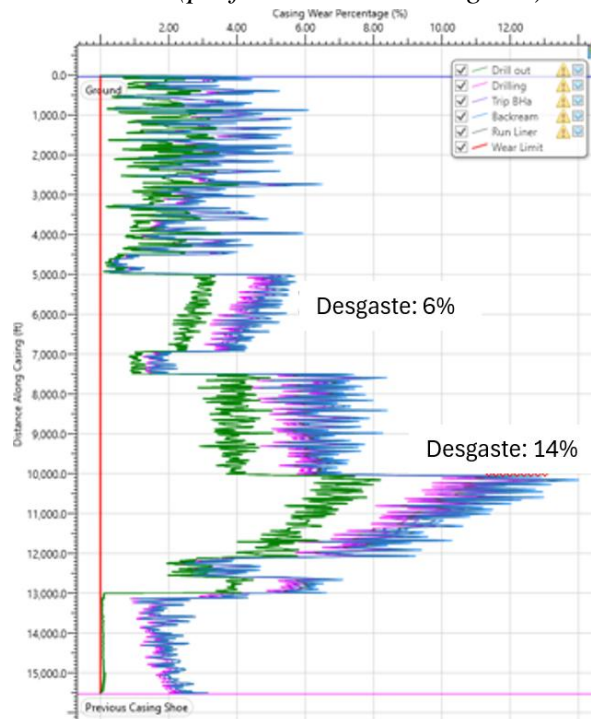
4.2.1.1. Simulación del Desgaste del Revestimiento. Para este estudio, se empleará el software Casing Wear para modelar el desgaste interno del revestimiento generado por la rotación de la sarta de perforación (Figura 10). Este desgaste no ocurre de manera uniforme a lo largo de la circunferencia interna del revestimiento, sino que se concentra en zonas específicas de contacto, principalmente en los puntos donde el pozo presenta desviación.

Los porcentajes de desgaste que se aplicarán en la simulación son:

- 6% para el revestimiento de superficie.
- 8% para los revestimientos intermedios.
- 14% para los liners de perforación.
- 0% para los liners de producción, ya que estos se instalan al finalizar la perforación y no experimentan desgaste interno.

Figura 10.

Cálculo de desgaste de los revestimientos (profundidad vs % desgaste).



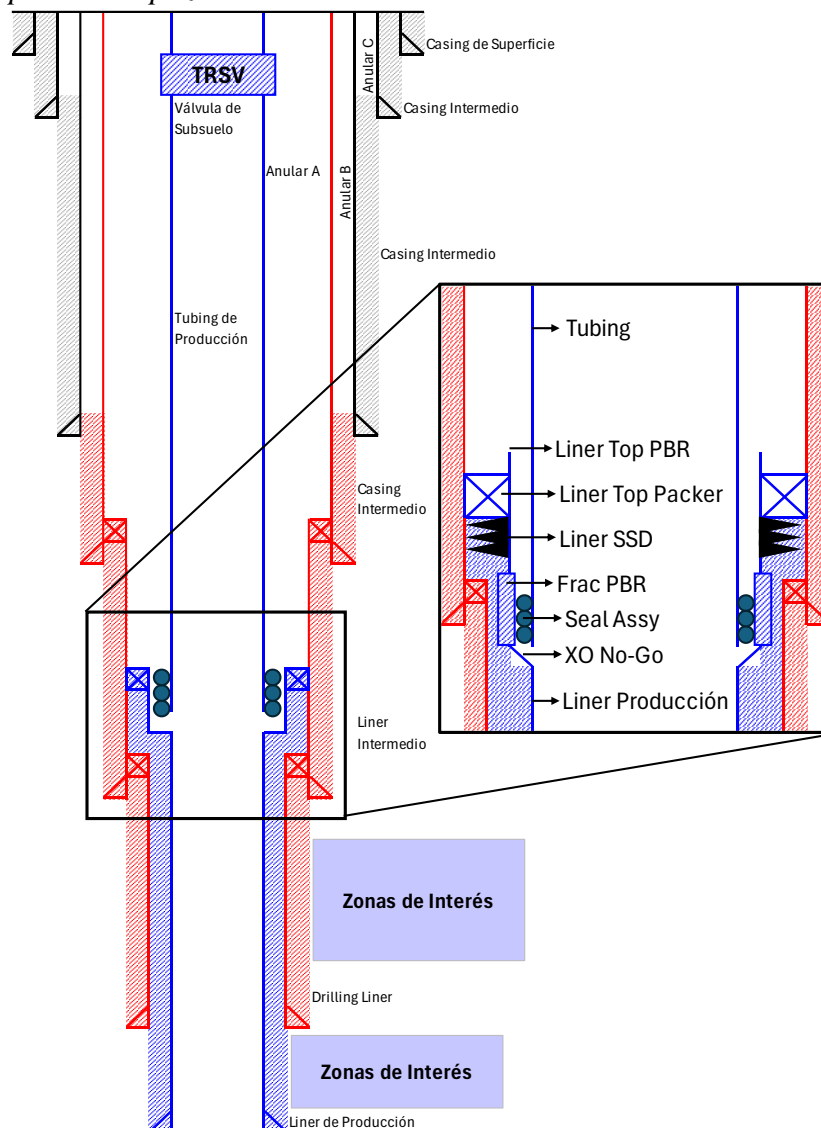
Nota. La Figura 10 es proporcionada por el área de perforación, como resultado del análisis de Casing Wear, utilizado para evaluar el desgaste en los revestimientos y su impacto en la integridad estructural del pozo.

4.2.2. Tipos de completamiento del campo estudio

En este estudio se analiza un completamiento conocido como “Lower Frac PBR Completion”, configurado para soportar las cargas generadas durante la estimulación a alta presión. En este diseño, se cementa por completo el liner de producción, mientras que un liner de perforación previo aísla las formaciones superiores y brinda estabilidad en la perforación. Además, el pozo está concebido para permitir la producción combinada de varias zonas, posibilitando la mezcla de hidrocarburos tras la estimulación. (Ver Figura 11.).

Figura 11.

Construcción típica de un pozo en el Piedemonte Llanero.



Este completamiento se optimiza para operaciones de estimulación a alta presión (HPS), utilizando una salmuera de baja tensión interfacial como fluido de desplazamiento. El cañoneo emplea cargas de alta penetración y, cuando es necesario, cañoneo abrasivo (sand jetting) para mejorar la conectividad. Con el fin de concentrar la fractura en un solo punto y facilitar el empaquetamiento del agente apuntalante (entre 50,000 y 150,000 libras de arena), se limita la longitud del cañoneo. Las tasas de bombeo oscilan entre 25 y 30 bpm, con una presión en cabeza cercana a los 13,000 psi, y la operación toma aproximadamente de 4 a 6 horas.

4.3. Análisis de sensibilidad de variables operacionales

Para evaluar la influencia de las variables de entrada en la simulación de esfuerzos mecánicos, se aplicó el método MICMAC (Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada a una Clasificación). Este enfoque permite identificar las variables clave dentro de un sistema complejo, facilitando su priorización para el modelo de simulación. (Cely, 1999).

El análisis MICMAC se basa en la construcción de una matriz de impacto cruzado, donde se evalúa la influencia directa e indirecta entre variables. La metodología aplicada comprende los siguientes pasos:

4.3.1. Identificación de variables

La selección de variables relevantes se realizó con base en experiencia operativa y conocimiento del software Wellcat™, identificando aquellas que pueden modificar significativamente los resultados de la simulación. Las variables consideradas incluyen:

- A - Dimensionales de los equipos.
- B - Caudal de inyección de fluidos.
- C - Densidad de los fluidos de inyección.
- D - Volumen de inyección en barriles.

- E - Presión en cabeza de pozo.
- F - Presión de soporte anular.
- G - Fenómeno de contracción de fluidos atrapados.
- H - Tipo de fluido de bombeo.
- I - Perfiles de temperatura a lo largo del pozo.

La preselección de estas nueve variables para el análisis MICMAC se realizó con base en una revisión de la literatura y, fundamentalmente, a partir de la experiencia operativa acumulada en el campo de estudio y el conocimiento experto del equipo de trabajo, incluyendo la participación de autoridades técnicas de la compañía operadora. Este enfoque empírico inicial permitió delimitar un conjunto de factores reconocidos por su potencial impacto en los esfuerzos mecánicos de los completamientos en pozos profundos del Piedemonte Llanero, sobre los cuales se aplicó luego la estructura de la metodología MICMAC para visualizar sus interrelaciones.

4.3.2. Construcción de la matriz de impactos cruzados

La calificación de la influencia y dependencia entre las variables preseleccionadas para construir la matriz de impactos cruzados (Tabla 4) se realizó mediante un ejercicio de consenso experto. Este proceso se basó en el conocimiento técnico y la experiencia del autor y del equipo involucrado, incluyendo discusiones con autoridades técnicas de la compañía, en lugar de un análisis de correlación estadística o numérica previa de las variables. Se utilizó la escala cualitativa de 0 a 3 (donde 0 representa sin relación o impacto nulo, 1 relación débil o indirecta, 2 relación directa y moderada, y finalmente 3 representa relación fuerte o crítica) para reflejar este juicio experto sobre las interacciones. La Tabla 4. presenta la matriz MICMAC utilizada para determinar las relaciones de impacto cruzado en la simulación de esfuerzos mecánicos.

Tabla 4.

Matriz MICMAC de impactos cruzados en variables de simulación de esfuerzos.

Influencia / Dependencia	A	B	C	D	E	F	G	H	I
A. Dimensional	-	3	0	0	3	1	0	0	0
B. Caudal Inyección	0	-	1	3	3	0	3	1	3
C. Densidad	0	1	-	0	1	0	1	2	2
D. Volumen bombeado	0	1	0	-	0	1	3	1	3
E. Presión Cabeza	3	2	0	0	-	3	1	1	0
F. Presión Soporte	1	0	0	0	2	-	0	0	0
G. Contracción Va	0	1	0	0	2	0	-	0	0
H. Tipo de Fluido	0	1	2	3	1	0	1	-	3
I. Perfil Térmico	0	0	1	0	0	1	3	1	-

Los valores fueron definidos a partir del análisis técnico del modelo base, revisión de reportes operacionales del campo y consultas con expertos en diseño de completamiento y simulación de esfuerzos mecánicos experiencia del autor, asegurando que la matriz represente adecuadamente las interacciones relevantes en condiciones reales de operación.

4.3.3. Cálculo de influencias y dependencias directas

Con base en la matriz anterior se determinó el porcentaje de motricidad %M ver Tabla 5. y dependencia ver Tabla 6. de cada variable de acuerdo con la ecuación (12) tomada de (Cely, 1999, p. 30).

$$\%M = \frac{IM}{SIM} * 100 \quad \%D = \frac{ID}{SID} * 100 \quad (12)$$

Donde *IM* es el índice de motricidad (filas), *ID* es el índice de dependencia (columnas), *SIM* y *SID* es la sumatoria de los índices de motricidad y dependencia respectivamente.

Tabla 5.*Influencias directas de cada variable*

Variable	IM	%M
A. Dimensional	7	10.0%
B. Caudal Inyección	14	20.0%
C. Densidad	7	10.0%
D. Volumen bombeado	9	12.9%
E. Presión Cabeza	10	14.3%
F. Presión Soporte	3	4.3%
G. Contracción volumen anular	3	4.3%
H. Tipo de Fluido	11	15.7%
I. Perfil Térmico	6	8.6%

Tabla 6.*Dependencias directas de cada variable.*

Variable	ID	%D
A. Dimensional	4	5.7%
B. Caudal Inyección	9	12.9%
C. Densidad	4	5.7%
D. Volumen bombeado	6	8.6%
E. Presión Cabeza	12	17.1%
F. Presión Soporte	6	8.6%
G. Contracción volumen anular	12	17.1%
H. Tipo de Fluido	6	8.6%
I. Perfil Térmico	11	15.7%

4.3.4. Análisis de resultados

En la matriz de análisis estructural o matriz MICMAC, la motricidad se refiere al grado de influencia que una variable ejerce sobre las demás. Esto se determina por el impacto que cada variable tiene, el cual puede ser directo, indirecto o potencial (Cely B., 1999). El análisis culmina en una gráfica que divide las variables en cuatro zonas, según su porcentaje de motricidad y dependencia dentro del sistema, indicando así el nivel de importancia de cada variable. Las zonas identificadas son:

- Zona de poder: Corresponden a las variables de entrada (Motoras) y son las que presentan alta influencia sobre la mayoría de las variables y baja dependencia.
- Zona de salida: Corresponden las variables de salida (Dependientes) aquellas con alta dependencia y baja influencia. Aquellas variables de las cuales debemos tener más cuidado puesto que dependen de la mayoría de las demás en gran medida.
- Zona de conflicto: Corresponden a las variables relacionales aquellas con alta influencia y dependencia.
- Zona de problemas autónomos: Corresponden a las variables autónomas aquellas con baja influencia y dependencia.

El límite entre las zonas mencionadas anteriormente “m” se obtiene a través de la siguiente expresión en la ecuación (13) tomada de (Cely, 1999, p. 30).

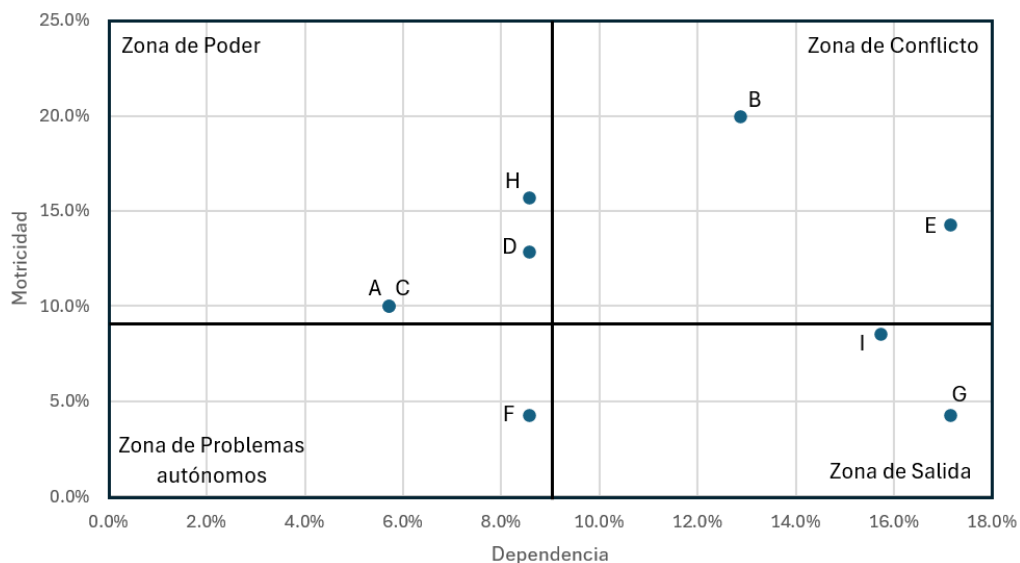
$$m = \frac{100}{n} = \frac{100}{11} = 9.1\% \quad (13)$$

Donde n es el número de variables.

Posteriormente, se construyó el gráfico de relaciones directas para determinar el nivel de importancia de motricidad contra dependencia para cada variable seleccionada Figura 12.

Figura 12.

Gráfico de relaciones directas de influencia y dependencia entre las variables.



A partir del análisis gráfico anterior, se han identificado claramente aquellas variables operacionales con mayor impacto en los esfuerzos mecánicos del completamiento, lo cual guiará los criterios específicos de monitoreo y control en el diseño operativo.

Si bien la clasificación gráfica del MICMAC ayudó a visualizar las interdependencias basadas en las calificaciones asignadas, es importante recordar que dichas calificaciones provinieron de una evaluación experta y empírica. Por lo tanto, las variables identificadas como 'motoras' o en 'zona de conflicto' son aquellas que, según este criterio combinado de la estructura MICMAC y la experiencia del equipo, se consideraron las más relevantes para enfocar el subsiguiente modelamiento numérico detallado.

4.3.5. Variables operacionales con mayor influencia en los esfuerzos mecánicos del completamiento

El presente análisis de sensibilidad no busca estudiar todas las variables del pozo, sino específicamente aquellas que presentan una relación directa con la generación de esfuerzos mecánicos en los componentes del completamiento. Se consideran variables operacionales como presión en cabeza, caudal de inyección, tipo de fluido y dimensionales del liner, que, si bien provienen del comportamiento del pozo, tienen efecto determinante sobre el colapso, estallido o cargas axiales en los tubulares. El objetivo es identificar cuáles de estas variables deben ser monitoreadas y controladas para garantizar la integridad mecánica del diseño de completamiento.

El análisis MICMAC permite identificar las variables clave que tienen mayor impacto en el sistema. En este caso, las variables motoras o zona de poder como dimensional de los tubulares y equipos de completamiento, densidad de los fluidos de inyección, volumen de bombeo y tipo de fluido por bombear son críticas para la simulación de esfuerzos mecánicos. Las variables en la zona de conflicto que presentan alta motricidad y dependencia influyendo significativamente en el

sistema, pero a su vez, son altamente afectadas por otras variables como caudal de inyección y presión en cabeza de pozo, por lo cual requieren de atención especial, evaluando su impacto en los resultados e influencia que tiene sobre las demás variables “Ver Tabla 7”.

Tabla 7.

Variables influyentes en la simulación de esfuerzos mecánicos.

	Variables	Unidad
B	Caudal Inyección de fluidos	bpm
C	Densidad de los fluidos de inyección	ppg
E	Presión en Cabeza de Pozo	psi
D	Volumen de bombeo	Bbls
H	Tipo de fluido de bombeo	-
A	Dimensionales tubulares y completamiento	-

Por otro lado, las variables dependientes, como son el perfil de temperaturas a lo largo del pozo y el fenómeno de contracción de fluidos en el espacio anular, deben ser cuidadosamente monitoreadas y gestionadas (Ver Tabla 8).

Tabla 8.

Variables de alta dependencia y monitoreo.

	Variables	Unidad
	Perfil de temperatura	°F / pies
	Fenómeno de contracción de fluidos en anulares	ΔT (°F) y P (psi)

4.4. Conexión entre variables operacionales y esfuerzos mecánicos

El análisis de sensibilidad desarrollado en este capítulo permitió identificar las variables operacionales más influyentes en la estabilidad del completamiento de pozos profundos de gas condensado. Como se estableció en el numeral 4.2.5, las variables más críticas incluyen las dimensiones de los equipos (A), el caudal de inyección (B), la densidad del fluido (C), el volumen bombeado (D), la presión en cabeza de pozo (E) y el tipo de fluido (H). Asimismo, se determinaron

dos variables de alta dependencia y monitoreo: el fenómeno de contracción de fluidos atrapados en el anular (G) y el perfil de temperatura en el pozo (I).

No obstante, estas variables no solo afectan la operatividad del pozo, sino que también tienen un impacto directo en los esfuerzos mecánicos experimentados por los elementos de completamiento. Se describieron los principales esfuerzos a los que está sometida la sarta de completamiento, entre ellos:

- Colapso: Afectado por las variaciones de presión en el anular y las condiciones térmicas del pozo. La presión en cabeza de pozo (E) y el tipo de fluido de inyección (H) influyen directamente en este esfuerzo.
- Estallido: Relacionado con la presión interna en los tubulares. El caudal de inyección (B), la presión en cabeza de pozo (E) y la densidad del fluido (C) son determinantes en la generación de presiones diferenciales que pueden inducir este tipo de esfuerzo.
- Cargas axiales y esfuerzos triaxiales: Dependientes del perfil de temperatura (I) y la contracción/expansión de fluidos atrapados (G), los cuales pueden generar elongación o compresión en los tubulares. Adicionalmente, estos esfuerzos mecánicos se encuentran interconectados con las condiciones de colapso y estallido, ya que un cambio en la presión diferencial interna o externa puede inducir deformaciones axiales en la tubería, incrementando la posibilidad de pandeo o sobrecarga en los puntos de conexión críticos.

La interrelación entre estas variables y los esfuerzos mecánicos es clave para la evaluación del diseño de completamiento. Por ello, en el Capítulo 5, estas variables se implementarán en la simulación avanzada de esfuerzos mecánicos en WellCat™, permitiendo analizar cómo afectan la estabilidad estructural del pozo bajo diferentes condiciones operacionales.

5. Metodología para el Desarrollo del Modelo de Simulación de Esfuerzos Avanzado en Completamiento de Pozos

En este capítulo se desarrolla la construcción del modelo base de simulación en el software WellCat™, en cumplimiento del Objetivo Específico 2, el cual establece que el modelo debe ser construido tomando como caso de estudio pozos tipo del campo de referencia y validado con data operacional real del campo.

La base de este modelo se fundamenta en el análisis de sensibilidad presentado en el Capítulo 4, donde se identificaron las variables operacionales más influyentes en el diseño de completamiento. Entre ellas, se destacaron el caudal de inyección (B), la presión en cabeza de pozo (E), la densidad del fluido (C), el volumen de bombeo (D) y el tipo de fluido (H). Estas variables impactan directamente los esfuerzos mecánicos, como colapso, estallido, cargas axiales y esfuerzos triaxiales, los cuales serán simulados en este capítulo.

Adicionalmente, el perfil de temperatura a lo largo del pozo (I) y la contracción de fluidos atrapados (G) fueron identificados como variables de alta dependencia y monitoreo. En este capítulo, se implementan en la simulación para evaluar su efecto en la estabilidad estructural del completamiento.

La metodología utilizada se estructura en varias etapas clave que abarcan desde las suposiciones iniciales hasta la aplicación de las condiciones de carga, proporcionando así una visión integral de la interacción entre las variables críticas que afectan el estado mecánico del pozo.

5.1. Suposiciones para el análisis de esfuerzos mecánicos

El análisis de esfuerzos en el software WellCat™ permite evaluar condiciones transitorias y estacionarias del pozo, considerando ecuaciones de transferencia térmica, presiones a lo largo del pozo, densidad de fluidos, efectos de ballooning directo e inverso, esfuerzos axiales, estallido,

colapso y análisis triaxial. Basado en estas capacidades se establecieron las siguientes suposiciones para el desarrollo del modelo:

- Materiales tubulares y revestimientos: Comportamiento homogéneo e isotrópico, con propiedades mecánicas y espesores nominales constantes.
- Integridad del tope del liner: Se asume que el empaque del tope mantiene su hermeticidad, sin comunicación entre el anular A y el volumen atrapado.
- Cementación del liner de producción: No se cementa en su totalidad, dejando sin cementar el traslape con el zapato del revestimiento superior (conocido como volumen atrapado).
- Naturaleza del volumen atrapado: Contiene fluidos de perforación desplazados por cemento (lodo base aceite o espaciadores base agua). Se asume un sistema isocórico, con cambios volumétricos despreciables.
- Temperatura de entrada de fluidos de inyección: Generalmente 90 °F para fluidos inyectados. Para CO₂ (líquido) 32 °F tras la mezcla 50/50 con fluido de fractura.
- Inyección de gas: Se considera 100% metano (CH₄) en escenarios de gas seco.
- Variación de temperatura en el volumen atrapado: Se estima un rango entre 30 y 60 °F desde la cementación hasta una condición no perturbada.
- Evacuación total del pozo: se considera la tubería y el revestimiento completamente evacuados, con densidad y presión interna asumidas como cero.
- Efecto del cemento en la resistencia del revestimiento: Cuando la adherencia supera el 80%, se añade un soporte radial de 2,300 psi (basado en UCA tras 24 horas de fraguado).
- Factores de diseño dimensionales:
 - Elementos de completamiento maquinados de corta longitud: factor entre 95 - 100% (con reportes de prueba de material y medición de diámetros).

- Tubulares de revestimiento: estándar API de 87.5%.
- Liner de producción: factor de diseño corregido según registros.
- Reducción de capacidad mecánica por desgaste: Se reduce proporcionalmente la presión de colapso y estallido en función del desgaste, aunque el colapso no es crítico en este estudio al enfocarse en escenarios de alta presión interna.

5.2. Construcción estado mecánico del modelo base

Para construir el estado mecánico en WellCat™ es esencial que los parámetros dimensionales (OD, ID y espesores de pared) reflejen con precisión los equipos de completamiento reales. Estos datos, junto con las características mecánicas de conexiones y accesorios, permiten evaluar colapso, estallido y triaxial en los próximos capítulos. El software WellCat™, desarrollado por Landmark Graphics (Halliburton), se utiliza bajo licencia otorgada por la empresa operadora. Su uso abarca los módulos Drill, Casing, Tube, Prod y Multi-string, indispensables para la simulación avanzada de cargas térmicas y mecánicas en pozos profundos de gas condensado.

5.2.1. Datos generales

Para desarrollar el modelo base en WellCat™, es indispensable definir en detalle el estado mecánico del pozo y sus condiciones iniciales. Entre los datos generales más relevantes se incluyen la profundidad total, la altura de referencia del pozo (usualmente la mesa rotaria o nivel del suelo), así como el perfil de desviación (survey) para calcular la TVD y validar la trayectoria real.

En cuanto a las condiciones térmicas, se fija una temperatura ambiente en superficie de 88 °F y se indica un gradiente geotérmico de 1.20 °F/100 ft, alcanzando alrededor de 303.34 °F en BHT. Para las condiciones de presión, se incorporan el perfil de presión de poro y el gradiente de fractura, junto con la descripción litológica, lo que permite diferenciar zonas permeables e impermeables y modelar el comportamiento térmico y mecánico del pozo con mayor precisión.

5.2.2. Creación de los elementos de completamiento

Para la creación de los elementos de completamiento en WellCat™, resulta esencial cargar los componentes con sus propiedades mecánicas y especificar el material de cada uno. De esta forma, se puede analizar su respuesta ante esfuerzos mecánicos y térmicos en cada escenario. En la Tabla 9 se detallan las características fundamentales de los materiales empleados (límite elástico, resistencia a la tracción, módulo de Young, relación de Poisson y coeficiente de expansión térmica). Dado que todos los materiales utilizados son aleaciones de acero, las variaciones en las últimas tres propiedades son mínimas y se asumen constantes para todo el completamiento.

Tabla 9.

Cargue de la información de propiedades de grados de los materiales.

Grado	Yield (psi)	UTS (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Coefficiente de expansión térmica (E-06/°F)
X56M	56000	71000	30000000	0.3	6.9
TN110Cr13M	110000	125000	30000000	0.3	6.9
TN110HC	110000	125000	30000000	0.3	6.9
TN125Cr13S	125000	135000	30000000	0.3	6.9
Frac PBR Up	85400	109000	30000000	0.3	6.9
Frac PBR Body	85400	109000	30000000	0.3	6.9
Frac PBR Low	85400	109000	30000000	0.3	6.9
XO NoGo Up	123000	136000	30000000	0.3	6.9
XO NoGo Body	123000	136000	30000000	0.3	6.9
XO NoGo Low	123000	136000	30000000	0.3	6.9
TOL 110	110000	125000	30000000	0.3	6.9
5.25 Seal Assy	110000	125000	30000000	0.3	6.9
5.5 Thunder-10 TRSV	110000	125000	30000000	0.3	6.9

Nota. El límite de fluencia (Yield Strength) y resistencia última a la tracción (UTS) proviene de las especificaciones técnicas según los datos suministrados por cada proveedor.

Los valores de diseño de los materiales determinan la resistencia frente a colapso, estallido y esfuerzos axiales. En la Tabla 10. se ilustra la parametrización de cada material en el software,

incluyendo diámetro externo (OD), peso por pie (ppf), diámetro interno (ID) y tolerancias, a partir de los cuales se calculan automáticamente las resistencias. La manufactura sin costura (SMLS) es el método más común para los tubulares de producción, generando ligeras variaciones dimensionales dentro de tolerancias industriales. En el caso de componentes maquinados (crossover, receptáculos pulidos, válvulas de subsuelo, sellos), se obtiene mayor exactitud en las propiedades mecánicas.

Según Zhang et al. (2022) y la norma ISO 10400, el espesor de pared de los tubulares puede variar hasta un 2.59% y la resistencia a la fluencia hasta un 5.29%, producto de la anisotropía del material. Para compensar estas variaciones, se aplican factores de diseño dimensional del 87.5% en tubulares estándar y del 95-100% en componentes maquinados. De este modo, las propiedades mecánicas utilizadas en la simulación reflejan adecuadamente la tolerancia real de fabricación.

Tabla 10.

Dimensionales y resistencias de los tubulares del estado mecánico.

OD (in)	Peso (ppf)	Grado	ID (in)	Resistencias			Dimensiones críticas		
				Estallido (psi)	Colapso (psi)	Axial (lbf)	Burst	Colapso	Axial
11 3/4	65	TN110HC	10.68	8339	6250	2070000	83%	100%	100%
9 5/8	53.5	TN110HC	8.54	10775	10520	1710000	87%	100%	100%
7	32	P110	6.09	12460	10780	1025000	88%	100%	100%
7	32	TN110Cr13M	6.09	12460	10780	1025000	88%	100%	100%
4 1/2	15.2	TN125Cr13S	3.83	18126	15830	551000	91%	100%	100%
4 1/2	15.2	TN125Cr13S	3.83	17669	15830	551000	89%	100%	100%
4 1/2	15.2	TN125Cr13S	3.83	17948	15830	551000	90%	100%	100%
7.024	33.5	Frac PBR Up	6.08	10961	9777	833781	95%	100%	100%
7.343	71.1	Frac PBR Body	5.25	23114	20864	1767149	95%	100%	100%
7.060	60.6	Frac PBR Low	5.23	20983	19231	1505711	95%	100%	100%
8.120	98.3	XO NoGo Up	5.43	38710	33998	3521167	95%	100%	100%

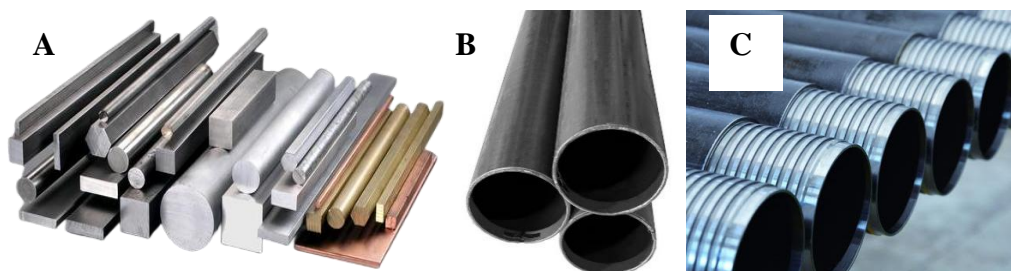
8.130	98.8	XO NoGo Body	5.43	38806	34066	3536865	95%	100%	100%
5.249	35.1	XO NoGo Low	3.81	31967	29047	1257111	95%	100%	100%
5 1/2	26	TN110Cr13M	4.55	16660	17392	826417	88%	100%	100%
5 1/2	26	5.5" 10K TRSV	4.55	15000	10000	881642	95%	100%	100%
5	23.2	TN110Cr13M	4.04	18403	19021	746966	88%	100%	100%
5	23.2	5.25 Seal Assy	4.04	19980	19021	746966	95%	100%	100%

Nota. Las dimensiones presentadas corresponden a las especificaciones del departamento de completamiento y pueden ajustarse tras las mediciones en campo. Las resistencias se calculan con base en estas dimensiones y se aplican factores de diseño (87.5% para tubulares estándar y 95-100% para equipos maquinados) según los lineamientos API y los datos de registros de espesor.

El procedimiento de cargue de los elementos del estado mecánico requiere de la asignación de un tipo de material, seguido de la definición del cuerpo del tubular, y seguido se podrá crear la conexión correspondiente al tubular (ver Figura 13.) definiendo sus dimensiones y propiedades mecánicas. La Tabla 11 presenta un ejemplo de las conexiones utilizadas en el estado mecánico del pozo, indicando su tipo, nombre comercial, diámetro externo (OD), peso (ppf), grado del material, diámetro interno (ID), presión de colapso, resistencia a la tensión y compresión.

Figura 13.

Método de cargue de los elementos del estado mecánico del pozo.



Nota. (A) definición de masa o propiedades de material – (B) Dimensiones, resistencias y tolerancias del cuerpo – (C) Dimensionales de roscas y propiedades de la conexión.

Tabla 11.

Propiedades de las conexiones de los elementos del estado mecánico.

Type	Name	Pipe			Connection / Resistencias				
		OD (in)	Weight (ppf)	Grade	OD (in)	ID (in)	Presión interna	Tensión	Compresión
Casing	TSH W523	16	96	P-110	16.23	14.79	6920	2182000	2495000
Casing	TSH Blue	11 3/4	65	TN110HC	12.75	10.75	8750	2070000	2070000
Casing	TSH W513	9 5/8	53.5	TN110HC	9.63	8.54	10900	1035000	1247000
Casing	TSH Blue	7	32	TN110M	7.73	6.06	12460	1025000	1025000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 88.6	5.05	3.82	17609.7	551000	551000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 88.9	5.05	3.82	17669.33	551000	551000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 89.4	5.05	3.82	17768.71	551000	551000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 90.3	5.05	3.82	17947.59	551000	551000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 90.9	5.05	3.82	18066.84	551000	551000
Casing	TSH Blue	4 1/2	15.2	TN125S 91.2	5.05	3.82	18126.47	551000	551000
Tubing	TSH W513	5	23.2	5.25 Seal Assy	5.00	3.96	18400	468000	536000
Tubing	Vam Top	5 1/2	26	5.5" 10K TRSV	6.31	4.62	16660	826000	496000
Tubing	TSH Blue	5 1/2	26	TN110Cr13M	6.31	4.62	16660	826000	826000
Tubing	TSH W513	5	23.2	TN110Cr13M	5.00	3.96	18400	468000	536000

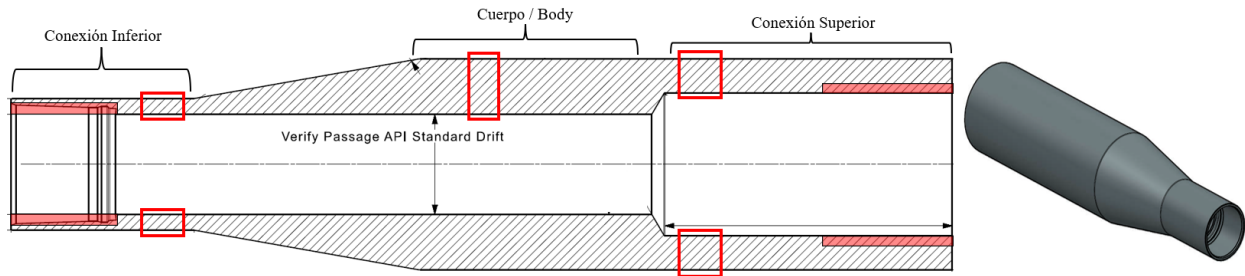
Nota. Las dimensiones de cada conexión se han tomado de las especificaciones técnicas proporcionadas por los respectivos proveedores.

Las conexiones en la industria petrolera se dividen en API (fáciles de fabricar y ensamblar, con sellos básicos como EUE o Buttress) y Premium (con sellos metal-metal, hombros de torque y geometría optimizada). Estas últimas ofrecen mayor integridad estructural y son preferidas en aplicaciones de alta presión y pozos de gas.

La Figura 14 muestra un ejemplo de la calibración de diámetros internos y externos de una conexión Crossover No-Go, utilizada en el completamiento inferior del pozo, destacando los puntos de medición críticos para calcular su resistencia mecánica. La selección correcta de la conexión es fundamental para asegurar que el pozo resista adecuadamente esfuerzos de estallido, colapso y tracción.

Figura 14.

Calibración de diámetros internos y externos en un crossover.



Nota. Puntos de medición (recuadro rojo) de sus espesores en el cuerpo de un elemento, conexión inferior y superior, para determinar su dimensionamiento y calcular sus resistencias mecánicas.

5.2.3. Configuración de revestimientos y tuberías de producción

5.2.3.1. Definición de los espacios anulares. La configuración de los espacios anulares en los tubulares del pozo depende de la presencia de cemento y la naturaleza del fluido atrapado.

Para los revestimientos intermedios y de producción, la caracterización de los espacios anulares se realiza mediante la combinación de procedimientos operacionales y la interpretación de registros eléctricos de evaluación de cemento. Este análisis permite identificar las secciones del pozo donde hay cemento y aquellas donde el espacio anular permanece ocupado por fluidos.

En el caso de estudio de este proyecto, es crucial determinar la densidad del fluido atrapado en el volumen anular en la parte superior del liner de producción, ya que esto permite calcular la presión inicial de entrapamiento. Adicionalmente, conocer las propiedades del fluido atrapado es fundamental para estimar con precisión los cambios de presión resultantes de variaciones de temperatura en dicho volumen.

Para estimar con precisión la presión hidrostática inicial en el volumen atrapado, se utilizó la técnica de igualación de presiones del trabajo de cementación. Este método consiste en analizar

la distribución final de fluidos en el pozo al momento de finalizar la cementación, cuando el empaque superior del liner de producción se asienta y sella el volumen atrapado.

La presencia y calidad del cemento en el anular han sido aspectos de alta incertidumbre en los pozos del campo de estudio. Para abordar esta incertidumbre, el grupo multidisciplinario del proyecto realizó un análisis detallado utilizando herramientas avanzadas de evaluación de cemento.

Las tecnologías utilizadas incluyen:

- Mapas de impedancia acústica, que permiten detectar la continuidad del cemento.
- Registros de imágenes de amplitud sónica, utilizados para identificar la distribución de los fluidos detrás del revestimiento.
- Atenuación flexural y estimación de fracciones de gas, líquido y sólido en el espacio anular.
- Mapas de canalización y estimación de contaminación del cemento, que indican la presencia de espacios sin cementar o con cemento de baja calidad.

Cada compañía operadora cuenta con sus propios criterios y estándares basados en experiencia operativa y en normas de la industria para definir la calidad del cemento y los intervalos cementados de manera efectiva. En este estudio, dichos criterios han sido considerados para modelar correctamente los espacios anulares dentro del modelo de simulación de esfuerzos mecánicos.

5.2.3.2. Cargue de revestimientos y tuberías de producción. La configuración del estado mecánico del pozo en WellCat™ se inicia con la importación de los datos de los revestimientos y tuberías de producción, siguiendo una secuencia ordenada desde el revestimiento más externo hasta la tubería de producción. En este proceso, se deben definir los fluidos presentes en cada espacio anular y la ubicación de los topes de cemento.

Es importante destacar que el software WellCat™ permite asignar únicamente un fluido por cada espacio anular, lo que implica que la selección de estos debe reflejar de la manera más precisa posible la realidad operativa del pozo.

En la Tabla 12 se presenta la configuración de los tubulares en la simulación, consolidando la información clave obtenida en los pasos previos. Esta tabla incluye: profundidades de cada tubular, topes de cemento, diámetro del hueco perforado, fluido presente en el anular de cada sección y dimensiones y propiedades de los tubulares incluyendo OD, peso por pie, grado y conexión.

En los casos donde un elemento tiene conexiones diferentes en sus extremos superior e inferior, se realiza una segmentación del elemento en tres partes: conexión superior, cuerpo del elemento y conexión inferior; cada segmento es cargado en la simulación con sus respectivas propiedades mecánicas.

Tabla 12.

Configuración de tubulares del modelo base en el software Wellcat.

Nombre	Tipo	OD (pulg)	MD (pies)			Tamaño Hueco (pulg)	Fluido Anular
			Hanger	TOC	Base		
Intermedio	Casing	16	35.5	2425	6490	18 1/2	WBM 11 ppg
Intermedio	Casing	11 3/4	35.5	6480	10707	14 3/4	OBM 11.4 ppg
Intermedio	Liner	9 5/8	10382	10630	14482	10 5/8	OBM 9.8 ppg
Drilling	Liner	7	14169	14169	17122	8 1/2	OBM 9.8 ppg
Production	Liner	4 1/2	13845	14210	18601	6	OBM 9 ppg

Production		Tubing		5 1/2	35.5	N/A	14010	N/A	Brine 8.4 ppg
4 1/2" Liner de Producción									
MD (pies)		Cuerpo				Conexión			
Tope	Base	OD (pulg)	Peso (ppf)	Grado		Nombre	OD (pulg)		
13845	13870	8.306	85.388	ZXP Super 13Cr 110		<N/A>			
13870	13880	7.125	38.620	PBR Super 13Cr 110		Vam Top	7 1/8		
13880	13885	8.234	82.920	SDD 125 KSI		Vam Top	8.234		
13885	13984	7.000	32.000	TN110 13Cr		Tenaris Blue	7.717		
13984	13986	7.024	32.000	Upper Conn Frac PBR 80		Tenaris Blue	7.024		
13986	14012	7.343	69.000	Frac PBR 13Cr 80		<N/A>			
14012	14014	7.060	57.240	Down Conn Frac PBR 80		Vam HW ST	7.06		
14014	14016	8.120	92.000	XO Nogo 7x4.5 Up 110		Vam HWST	8.12		
14016	14018	4.500	15.200	XO Nogo 7x4.5 Up 110		Blue	5.047		
14018	14250	4.500	15.200	TN125Cr13S 91.16		Tenaris Blue	5.047		
14250	15110	4.500	15.200	TN125Cr13S 88.88		Blue	5.047		
15110	16200	4.500	15.200	TN125Cr13S 88.59		Blue	5.047		
16200	16750	4.500	15.200	TN125Cr13S 89.45		Blue	5.047		
16750	17050	4.500	15.200	TN125Cr13S 90.30		Blue	5.047		
17050	17500	4.500	15.200	TN125Cr13S 89.45		Blue	5.047		
17500	18600	4.500	15.200	TN125Cr13S 90.87		Blue	5.047		
5 1/2" Tubing de Producción									
MD (pies)		Cuerpo				Conexión			
Tope	Base	OD (pulg)	Peso (ppf)	Grado		Nombre	OD (pulg)		
0	305	5.500	26.000	TN110 13Cr		Tenaris Blue	6.307		
305	313	5.500	26.000	DHSV 110 MYS		Tenaris Blue	6.307		
313	13752	5.500	26.000	TN110 13Cr		Tenaris Blue	6.307		
13752	13997	5.000	23.200	TN110 13Cr		Wedge 513	5		
13997	14010	5.000	23.200	5.25 Frac Seals		Wedge 513	5.125		

Nota. En esta tabla se presenta la compilación de las dimensiones de cada elemento del revestimiento y completamiento del pozo, incluyendo los diámetros internos y externos, espesores de pared y las especificaciones de sus conexiones.

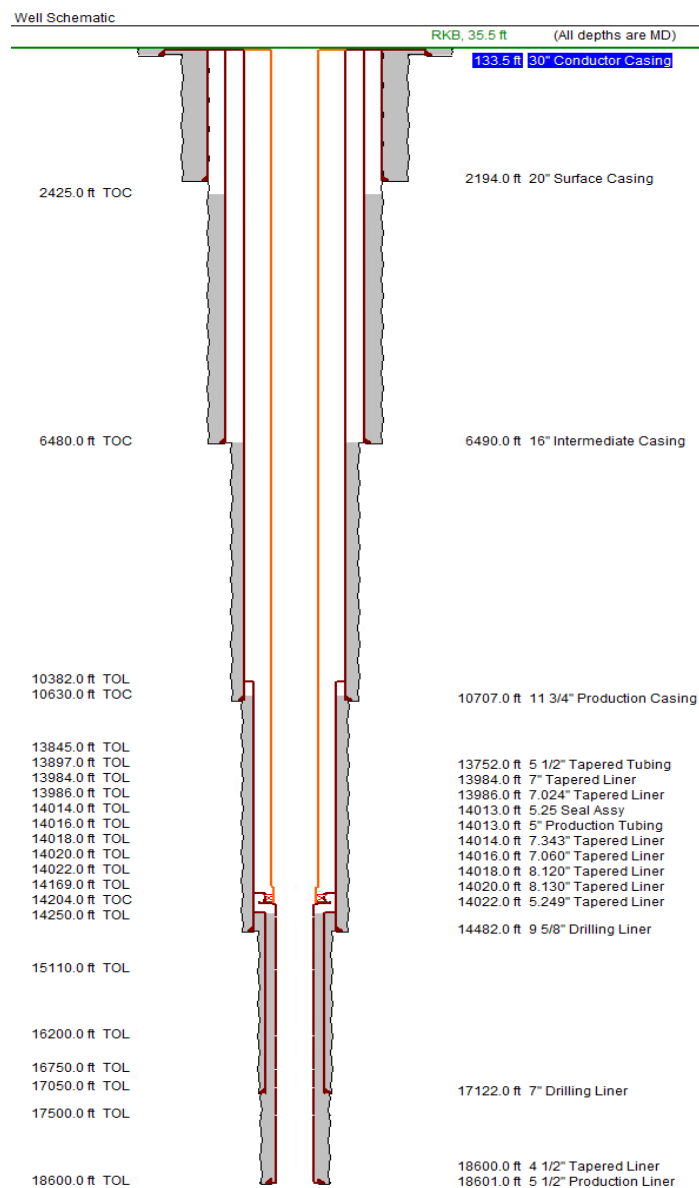
Dentro del estado mecánico del pozo, los elementos de mayor interés en este proyecto son el liner de producción y el tubing de producción, ya que estos experimentan directamente las cargas mecánicas en las operaciones de estimulación a alta presión.

El liner de producción está compuesto por una secuencia de elementos con distintos grados y conexiones, incluyendo el PBR (Polished Bore Receptacle) para permitir futuros asentamientos de unidades de sellos, tapones y operaciones de aislamiento zonal.

La Figura 15 muestra la representación del pozo en WellCat™, reflejando la disposición de los revestimientos, tubing y los fluidos presentes en los espacios anulares.

Figura 15.

Esquemático de pozo del modelo base en el software Wellcat.



5.2.3.3. Configuración de la unidad de sellos y el receptáculo pulido. Para este proyecto, se ha seleccionado una configuración que incluye una unidad de sellos y un Sealbore inferior tipo "Frac PBR", los cuales permiten el movimiento controlado de la sarta de producción ante variaciones de presión y temperatura.

El "Frac PBR" mide 30 pies, con 28 pies de longitud efectiva de sellado (ya descontadas las roscas), y cuenta con 5 unidades de sellos de 1 pie cada una. Se deja un espaciamento de 4 pies para la inserción de la sarta, de modo que la tubería pueda moverse libremente 19 pies dentro del PBR.

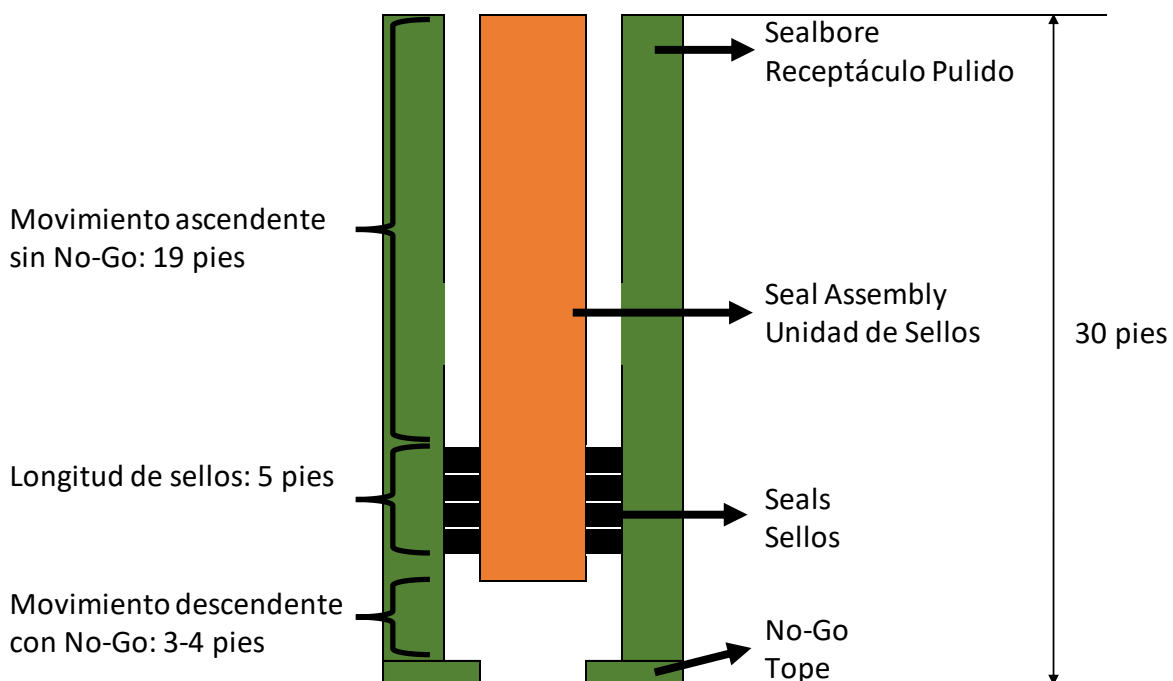
$$28 \text{ pies (longitud de sellado efectiva)} - 4 \text{ pies (espaciamiento)}$$

$$- 5 \text{ pies (longitud de sellos)} = 19 \text{ pies de movimiento ascendente libre}$$

En la Figura 16 se ilustra la configuración de la unidad de sellos y el receptáculo pulido, detallando la interacción de estos componentes en el completamiento del pozo.

Figura 16.

Configuración del receptáculo pulido y unidad de sellos.



Esta movilidad es crucial para absorber la expansión térmica y el efecto de ballooning inverso (causado por presiones externas superiores), que generan elongación. Asimismo, durante inyecciones de fluidos fríos (por ejemplo, metano o CO₂ supercrítico) y pruebas de presión internas, puede ocurrir contracción de la tubería. El diseño del PBR evita que los sellos salgan de la zona de contacto, manteniendo la integridad del sistema. Además, el diámetro interno de 5.25” incrementa la fuerza inducida por efecto pistón, de modo que la selección y el ajuste de este diámetro son esenciales para controlar el desplazamiento axial de la sarta.

5.3. Carga del módulo de perforación del modelo base

La simulación térmica e hidráulica del módulo de Perforación en WellCat™ considera los caudales y densidades de los fluidos utilizados en la fase de perforación y cementación del pozo. Como se estableció en el capítulo 4, las variables B (Caudal de inyección) y C (Densidad del fluido) son fundamentales para modelar las condiciones operacionales de la sarta de perforación y el comportamiento térmico del pozo.

En esta etapa, se han definido caudales representativos de 210 - 250 gpm y densidades de fluidos entre 9 ppg para lodos de perforación y 15.8 ppg para lechadas de cemento, con el fin de garantizar que las presiones generadas sean congruentes con la información operacional disponible.

Para modelar correctamente las perturbaciones térmicas generadas durante las operaciones de perforación y los tiempos de operación asociados, se recomienda, en la medida de lo posible, realizar una simulación transitoria desde la perforación del pozo hasta las operaciones de completamiento. En este estudio, el modelado se inicia a partir de la perforación del hueco de producción, lo que permite:

- Analizar los efectos térmicos de cada fase operativa.

- Determinar la temperatura inicial de entrapamiento de los volúmenes anulares.
- Realizar simulaciones de expansión y contracción térmica de los volúmenes atrapados en el anular.

Para ello, el módulo de perforación del software WellCat™ permite ingresar los parámetros operacionales detallados en la Tabla 13, los cuales son clave para la correcta estimación del perfil térmico del pozo.

Tabla 13.

Datos de entrada para el módulo de perforación.

Perforación Sección de 6"		
Tipo de operación	Drilling	
Operación previa	Undisturbed	
Próximo revestimiento	7"x5" Production Liner	
Detalles		
Días por perforar	26.1	days
Rotación/Circulación	534	hr
Caudal circulación promedio	250	gpm
Número de viajes	5	
Profundidad inicial	17127	ft
Profundidad final	18601	ft
Circulación en TD antes POOH	3.5	hr
Sacada sarta desde fondo	40.5	hr
Viaje de acondicionamiento		
Tipo de operación	Viaje de tubería y Circ.	
Operación previa	Perforación Sección de 6"	
Próximo revestimiento	7"x5" Production Liner	
Detalles		
Profundidad circulación	18601.0	ft
Viaje dentro del pozo	27	hr
Caudal circulación promedio	250	gpm
Tiempo de circulación	56	hr
Sacada de pozo	27	hr
Corrida del Liner 4-1/2" / 5"		
Tipo de operación	Run Casing & Circulate	
Operación previa	Viaje de acondicionamiento	
Próximo revestimiento	7"x5" Production Liner	
Detalles		
Viaje dentro del pozo	72.0	hr
Caudal circulación promedio	250	gpm
Tiempo de circulación	17	hr

Periodo estático	0	hr
Cementación del Liner 4-1/2" / 5"		
Tipo de operación	Cementación primaria	
Operación previa	Corrida del Liner 4-1/2" / 5"	
Próximo revestimiento	7"x5" Production Liner	
Detalles		
Caudal bombeo lechada	5	bbl/min
Caudal de desplazamiento	210	gpm
Lechada principal	Neat "G"	
Temperatura de entrada	88	°F
Tiempo espera fragüe	0.3	hr

Nota. Los datos utilizados para la construcción del módulo de perforación provienen de la información suministrada por el equipo de perforación y el programa de perforación.

La correcta parametrización de las fases de perforación, circulación y cementación permite establecer con precisión las condiciones térmicas del pozo antes de iniciar la simulación de esfuerzos mecánicos. En particular, la determinación de la temperatura inicial del volumen atrapado en el anular es crítica para evaluar los efectos de expansión y contracción térmica a lo largo de la vida del pozo.

La información de entrada en el módulo de perforación se ha obtenido a partir de:

- Pozos offset del campo, considerando registros históricos de perforación y completamiento.
- Pozos exploratorios, donde los tiempos y parámetros operacionales provienen de programas de perforación predefinidos.

5.3.1. Calibración datos de entrada de variables en módulo de perforación

Para garantizar que los resultados del modelo reflejen con precisión las condiciones reales del pozo, es necesario realizar una calibración de los datos de entrada, ajustando las variables según los parámetros operacionales adquiridos en campo. La calibración considera múltiples fuentes de datos, tales como:

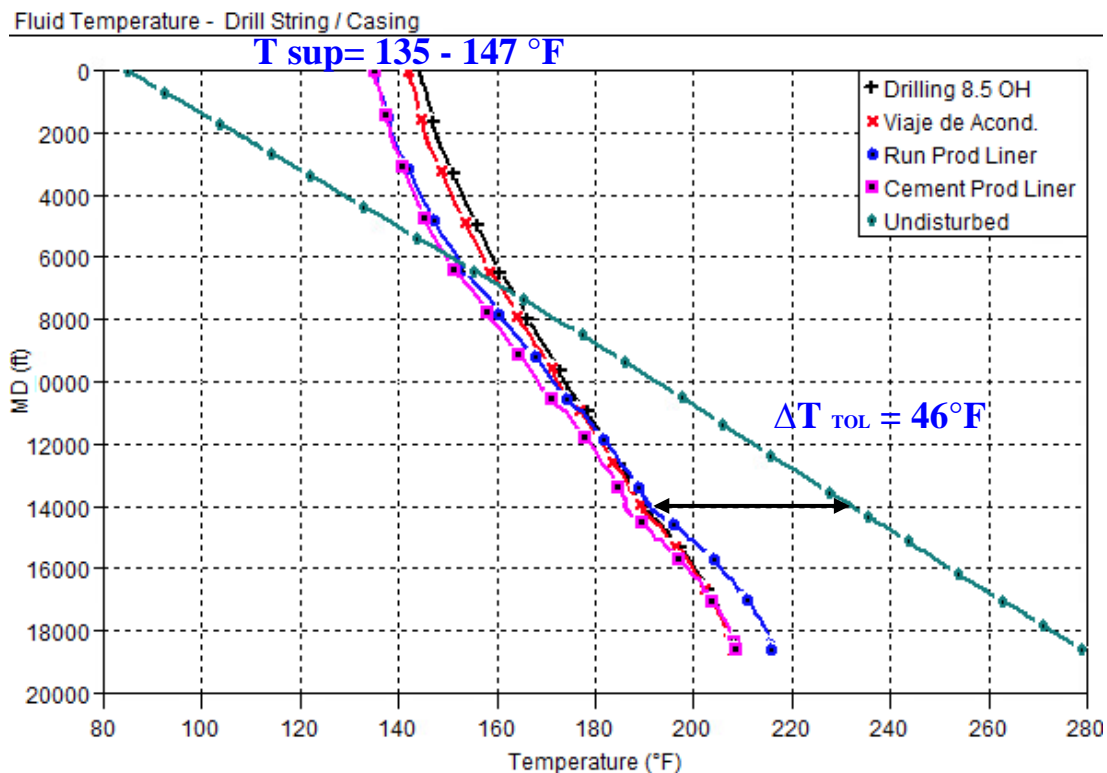
- Temperaturas medidas en los tanques de lodo de perforación en superficie.
- Temperaturas en fondo obtenidas a partir de registros eléctricos.
- Presión de bombeo registrada durante la perforación.
- Datos de temperatura estática del pozo obtenidos de registros de gradiente geotérmico.

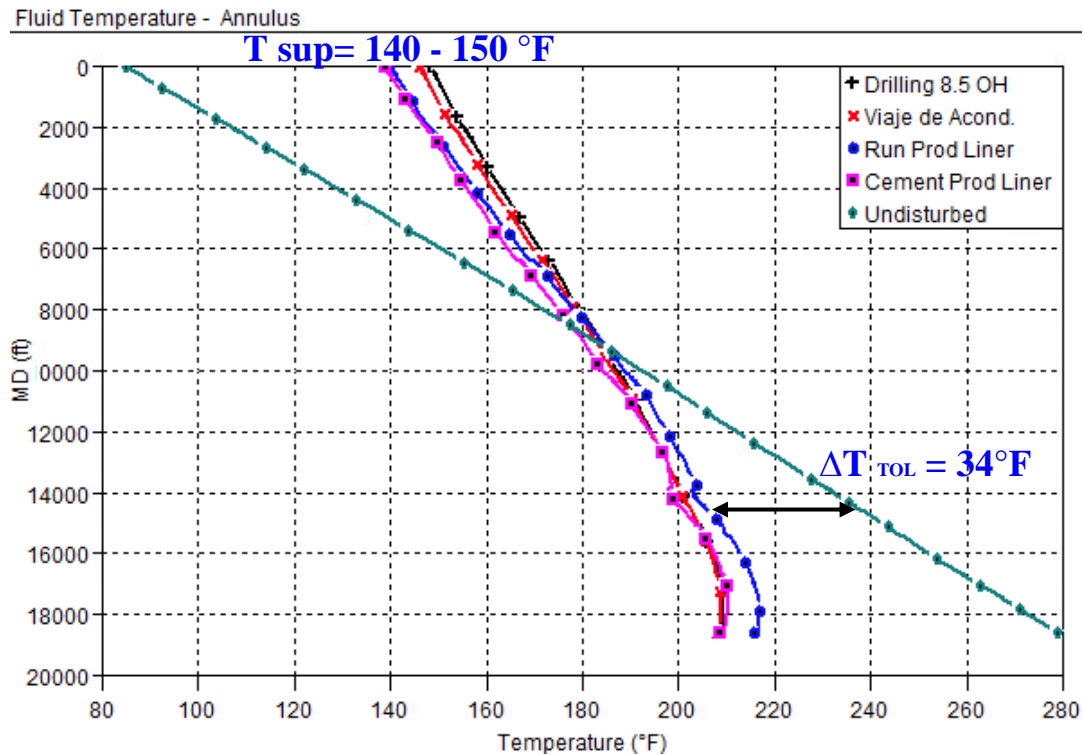
Estos datos son utilizados para ajustar la simulación y lograr una correspondencia entre los valores generados por el módulo de perforación y las mediciones reales en campo.

En la Figura 17., se presentan perfiles térmicos simulados para los escenarios típicos de perforación, en el gráfico superior la temperatura del fluido al interior de la sarta de perforación y en el espacio anular, el intercambio térmico provocado por la circulación calentando el perfil térmico en superficie y enfriando en fondo de pozo.

Figura 17.

Perfiles térmicos de operaciones de perforación en tubería y anular.





Dado que se dispone de información de campo que las temperaturas de lodos en los tanques de superficie pueden estar entre los $140\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $180\text{ }^{\circ}\text{F}$, la simulación debe reflejar estos valores en la temperatura de superficie durante la perforación.

Asimismo, las mediciones en fondo han demostrado que la temperatura en la profundidad del tope del liner (donde se encuentra el volumen atrapado debajo del empaque del liner), presenta una variación térmica de entre 30 y $60\text{ }^{\circ}\text{F}$ respecto al gradiente geotérmico estático.

5.4. Carga del módulo de producción del modelo base

5.4.1. Etapa transicional del módulo de producción

Para mantener la continuidad operacional y analizar el comportamiento del volumen atrapado desde la cementación del liner de producción hasta la puesta en producción del pozo, se ha definido una serie de etapas de transición dentro del módulo de producción (PROD) ver Tabla 14. Correspondiendo a todas las operaciones previas a la puesta en producción del pozo, como son molienda de cemento, pulido del receptáculo, desplazamiento de salmueras, corrida del tubing de

completamiento, movilización de taladro y equipos de terminación (rigless), cañoneo, pruebas previas a la producción. El registro de estas operaciones en la simulación permite estimar las condiciones iniciales de acumulación de presión anular (APB) reflejando los efectos de calentamiento geotérmico generando un incremento progresivo de presión en el espacio anular del volumen atrapado.

Tabla 14.

Etapa transicional al módulo de producción.

Cierre de pozo con lodo		
Configuración	Tubingless	
Tipo:	Shut-in	
Condición:	Transient Conditions	
Operación previa:	Cementación Liner 4.5"	
Presión:	0	psi
Ubicación:	Wellhead	
Profundidad perforados:	18990.2	ft
Duración:	17.88	days
Circulación con Salmuera:		
Configuración:	Workstring	
Tipo:	Circulation	
Fluido:	NaCOOH 8.4	
Condición:	Transient Conditions	
Operación previa:	Cierre de pozo con lodo	
Dirección de circulación:	Forward	
Profundidad de circulación:	18600	ft
Temperatura de entrada:	88	°F
Caudal:	200	gpm
Presión en el choke:	50	psi
Volumen:	1500	bbbl
Cierre de pozo con Salmuera		
Condiciones iniciales APB		
Configuración	Production Tubing	
Tipo:	Shut-in	
Condición:	Transient Conditions	
Operación previa:	Circulación con Salmuera:	
Presión:	0	psi
Ubicación:	Wellhead	
Profundidad perforados:	18990.2	ft MD
Duración:	45.4	days

Nota. las operaciones transicionales pueden variar en gran medida dependiendo del campo de estudio y se obtienen de información real ejecutada de pozos offset.

5.4.2. Etapas operativas transitorias del módulo de producción

Definidas las condiciones iniciales del pozo antes de su puesta en producción, se procede con la simulación de todas las operaciones planeadas, respetando la secuencia y los tiempos operacionales de cada fase. Las principales etapas transitorias incluyen: fase inicial de producción (7 días), matado y cierre de pozo postproducción (2 días), estimulación de fluidos orgánicos, ácidos o inyección de agua, pruebas de inyektividad a diferentes caudales (10, 20 y 30 bpm), operación de minifrac con pruebas a caudales escalonados, estimulación hidráulica en etapas de 10, 20 y 30 bpm, simulación de escenarios de Frac Screen Out (FSCO) en diferentes condiciones de presión.

La Tabla 15. presenta el procedimiento de cargue de estas operaciones en el módulo de producción, especificando las condiciones iniciales, la duración de cada fase y los parámetros operativos clave, tales como presión de cabeza, caudal, temperatura de entrada y volumen de fluido bombeado.

Tabla 15.

Cargue operaciones transitorias del módulo de producción.

Producción inicial			Matado de pozo post-prod		
Configuración	Production Tubing		Configuración	Production Tubing	
Tipo:	Production		Tipo:	Injection	
Condición:	Transient Conditions		Condición:	Transient Conditions	
Operación previa:	Cierre de pozo con Salmuera		Operación previa:	Producción inicial	
Presión:	3000	psi	Fluido:	Fresh Water	
Ubicación:	Perforados		Tubing:		
Profundidad perforados:	17300	ft	Presión:	3500	psi
Temperatura de entrada:	272.43	°F	Ubicación:	Wellhead	
Caudal de producción:	Oil, Gas & Water		Profundidad perforados:	17300	ft
Aceite:	636	bpd	Temperatura de entrada:	88	degF
Agua:	83	bpd	Caudal de inyección:	231	gpm
Gas:	9.1	MMscf/d	Volumen:	704	Bls
Duración:	7	days	Duración:	2.1	hrs
Cierre de pozo post-matado			Injectivity Test @ 20		
Configuración:	Production Tubing		Configuración	Production Tubing	
Tipo:	Shut-In		Tipo:	Injection	

Condición:	Transient Conditions	Condición:	Transient Conditions
Operación previa:	Matado de pozo post-prod	Operación previa:	Injectivity Test @10
Tubing:		Fluido:	Fresh Water
Presión:	4670 psi	Tubing:	
Ubicación:	Perforations	Presión:	14500 psi
Profundidad perforados:	17300 ft	Ubicación:	Wellhead
Duración:	4 hrs	Profundidad perforados:	17300 ft
Injectivity Test @10		Temperatura de entrada:	88 degF
Configuración	Production Tubing	Caudal de inyección:	840 gpm
Tipo:	Injection	Volumen:	200 Bls
Condición:	Transient Conditions	Duración:	0.17 hrs
Operación previa:	Cierre de pozo post-matado	Anular:	
Fluido:	Fresh Water	Presión:	5500 psi
Tubing:		Ubicación:	Wellhead
Presión:	14500 psi	Shut-in Pre Minifrac	
Ubicación:	Wellhead	Configuración:	Production Tubing
Profundidad perforados:	17300 ft	Tipo:	Shut-In
Temperatura de entrada:	88 degF	Condición:	Transient Conditions
Caudal de inyección:	420 gpm	Operación previa:	Injectivity Test @ 30
Volumen:	100 Bls	Tubing:	
Duración:	0.17 hrs	Presión:	4670 psi
Anular:		Ubicación:	Perforados
Presión:	5500 psi	Profundidad perforados:	17300 ft
Ubicación:	Wellhead	Duración:	4 hrs
Injectivity Test @ 30		Anular:	
Configuración	Production Tubing	Presión:	0 psi
Tipo:	Injection	Ubicación:	Wellhead
Condición:	Transient Conditions	Minifrac @ 20	
Operación previa:	Injectivity Test @ 20	Configuración	Production Tubing
Fluido:	Fresh Water	Tipo:	Injection
Tubing:		Condición:	Transient Conditions
Presión:	14500 psi	Operación previa:	Minifrac @10
Ubicación:	Wellhead	Fluido:	Gel Lineal 20
Profundidad perforados:	17300 ft	Tubing:	
Temperatura de entrada:	88 degF	Presión:	14500 psi
Caudal de inyección:	1260 gpm	Ubicación:	Wellhead
Volumen:	300 Bls	Profundidad perforados:	17300 ft
Duración:	0.17 hrs	Temperatura de entrada:	88 degF
Anular:		Caudal de inyección:	840 gpm
Presión:	5500 psi	Volumen:	200 Bls
Ubicación:	Wellhead	Duración:	0.17 hrs
Minifrac @10		Anular:	
Configuración	Production Tubing	Presión:	5500 psi

Tipo:	Injection	Ubicación:	Wellhead
Condición:	Transient Conditions	Shut-in Pre Frac	
Operación previa:	Shut-in Pre Minifrac	Configuración:	Production Tubing
Fluido:	Gel Lineal 10	Tipo:	Shut-In
Tubing:		Condición:	Transient Conditions
Presión:	14500	Operación previa:	Minifrac @ 30
Ubicación:	Wellhead	Tubing:	
Profundidad perforados:	17300	Presión:	4670
Temperatura de entrada:	88	Ubicación:	Perforados
Caudal de inyección:	420	Profundidad perforados:	17300
Volumen:	100	Duración:	4
Duración:	0.17	hrs	
Anular:		Anular:	
Presión:	5500	Presión:	0
Ubicación:	Wellhead	Ubicación:	Wellhead
Minifrac @ 30		Frac 20	
Configuración	Production Tubing	Configuración	Production Tubing
Tipo:	Injection	Tipo:	Injection
Condición:	Transient Conditions	Condición:	Transient Conditions
Operación previa:	Minifrac @ 20	Operación previa:	Frac 10
Fluido:	Gel Lineal 30	Fluido:	XLinked 20
Tubing:		Tubing:	
Presión:	14500	Presión:	13400
Ubicación:	Wellhead	Ubicación:	Wellhead
Profundidad perforados:	17300	Profundidad perforados:	17300
Temperatura de entrada:	88	Temperatura de entrada:	88
Caudal de inyección:	1260	Caudal de inyección:	840
Volumen:	300	Volumen:	800
Duración:	0.17	Duración:	0.67
Anular:		Anular:	
Presión:	5500	Presión:	5500
Ubicación:	Wellhead	Ubicación:	Wellhead
Frac 10		FSCO THP 13.4K	
Configuración	Production Tubing	Configuración	Production Tubing
Tipo:	Injection	Tipo:	Injection
Condición:	Transient Conditions	Condición:	Transient Conditions
Operación previa:	Shut-in Pre-Frac	Operación previa:	Frac 30
Fluido:	XLinked 10	Fluido:	XLinked 30
Tubing:		Tubing:	
Presión:	13400	Presión:	13400
Ubicación:	Wellhead	Ubicación:	Wellhead
Profundidad perforados:	17300	Profundidad perforados:	17300
Temperatura de entrada:	88	Temperatura de entrada:	88
Caudal de inyección:	88	Caudal de inyección:	5

Caudal de inyección:	420	gpm	Volumen:	1	Bls
Volumen:	500	Bls	Duración:	0.14	hrs
Duración:	0.83	hrs	Anular:		
Anular:			Presión:	5500	psi
Presión:	5500	psi	Ubicación:	Wellhead	
Ubicación:	Wellhead		FSCO BHP 21K		
Frac 30			Configuración	Production Tubing	
Configuración	Production Tubing		Tipo:	Injection	
Tipo:	Injection		Condición:	Transient Conditions	
Condición:	Transient Conditions		Operación previa:	Frac 30	
Operación previa:	Frac 20		Fluido:	XLinked 30	
Fluido:	XLinked 30		Tubing:		
Tubing:			Presión:	21000	psi
Presión:	13400	psi	Ubicación:	Perforations	
Ubicación:	Wellhead		Profundidad perforados:	17300	ft
Profundidad perforados:	17300	ft	Temperatura de entrada:	88	degF
Temperatura de entrada:	88	degF	Caudal de inyección:	5	gpm
Caudal de inyección:	1260	gpm	Volumen:	1	Bls
Volumen:	2300	Bls	Duración:	0.14	hrs
Duración:	1.28	hrs	Anular:		
Anular:			Presión:	5500	psi
Presión:	5500	psi	Ubicación:	Wellhead	
Ubicación:	Wellhead		FSCO BHP 19K		
FSCO BHP 23K			Configuración	Production Tubing	
Configuración	Production Tubing		Tipo:	Injection	
Tipo:	Injection		Condición:	Transient Conditions	
Condición:	Transient Conditions		Operación previa:	Frac 30	
Operación previa:	Frac 30		Fluido:	XLinked 30	
Fluido:	XLinked 30		Tubing:		
Tubing:			Presión:	19000	psi
Presión:	23000	psi	Ubicación:	Perforations	
Ubicación:	Perforations		Profundidad perforados:	17300	ft
Profundidad perforados:	17300	ft	Temperatura de entrada:	88	degF
Temperatura de entrada:	88	degF	Caudal de inyección:	5	gpm
Caudal de inyección:	5	gpm	Volumen:	1	Bls
Volumen:	1	Bls	Duración:	0.14	hrs
Duración:	0.14	hrs	Anular:		
Anular:			Presión:	5500	psi
Presión:	5500	psi	Ubicación:	Wellhead	
Ubicación:	Wellhead				

Nota. La información de las operaciones transitorias puede obtenerse de data real ejecutada de pozos, estimaciones en planes o programas de completamiento, es necesario contar con experiencia y conocimiento en la ejecución de cada operación que se desee reflejar para que los resultados tengan mayor precisión.

5.4.3. Etapas operativas estacionarias del módulo de producción

Las operaciones estacionarias en WellCat representan aquellas fases del pozo donde el sistema opera en condiciones de estado estable (Steady-State Conditions), es decir, sin un tiempo predefinido de ejecución. Ejemplos de operaciones estacionarias incluyen producción final de un pozo, conversión del pozo a inyector de gas.

En la Tabla 16. se muestran dos escenarios típicos en el módulo de producción, pozo productor de gas condensado con escenarios de producción mayor y menor, así como pozo inyector de metano en evaluación de inyección continua con diferentes presiones y caudales.

Tabla 16.

Cargue operaciones estacionarias del módulo de producción.

Producción final escenario mayor			Producción final escenario menor		
Configuración	Production Tubing		Configuración	Production Tubing	
Tipo:	Production		Tipo:	Production	
Condición:	Steady-State Conditions		Condición:	Steady-State Conditions	
Detalles:			Detalles:		
Presión:	3000	psi	Presión:	1300	psi
Ubicación:	Perforados		Ubicación:	Perforados	
Profundidad perforados:	18600	ft	Profundidad perforados:	18600	ft
Temperatura de entrada:	285.56	°F	Temperatura de entrada:	285.56	°F
Caudal de producción:	Oil, Gas & Water		Caudal de producción:	Oil, Gas & Water	
Aceite:	3041	bpd	Aceite:	1560	bpd
Agua:	220	bpd	Agua:	92	bpd
Gas:	47.2	MMscf/d	Gas:	26.2	MMscf/d
Anular:			Anular:		
Presión:	0	psi	Presión:	0	psi
Ubicación:	Wellhead		Ubicación:	Wellhead	
Inyección final de gas seco escenario mayor			Inyección final de gas seco escenario menor		
Configuración	Production Tubing		Configuración	Production Tubing	
Tipo:	Injection		Tipo:	Injection	

Condición:	Steady-State Conditions		Condición:	Steady-State Conditions	
Fluido:	CH4		Fluido:	CH4	
Detalles:			Detalles:		
Presión:	5200	psi	Presión:	5000	psi
Ubicación:	Wellhead		Ubicación:	Wellhead	
Profundidad perforados:	18600	ft	Profundidad perforados:	18600	ft
Temperatura de entrada:	88	°F	Temperatura de entrada:	88	°F
Caudal de inyección:	80	MMscf/d	Caudal de inyección:	40	MMscf/d
Anular:			Anular:		
Presión:	0	psi	Presión:	0	psi
Ubicación:	Wellhead		Ubicación:	Wellhead	

Nota. Los datos de producción e inyección de las etapas operativas estacionarias se han tomado de los requisitos mínimos de subsuelo, información esperada de producción del pozo.

En el módulo de Producción, se han incorporado las variables E (Presión en cabeza de pozo) y H (Tipo de fluido de bombeo), identificadas en el análisis de sensibilidad del capítulo anterior.

- La presión en cabeza de pozo se ha fijado en 14500 psi para escenarios de inyección de fluidos base agua y gel lineal y en 13400 psi para los escenarios de estimulación hidráulica, así también se ha sensibilizado para diferentes presiones de fondo en los escenarios de Frac Screen Out (FSCO) debido a que esta operación puede presentarse en cualquier momento de la operación, asegurando que las condiciones de fondo sean acordes a los registros históricos de operación.
- Se han definido fluidos de inyección según la composición real de campo en los casos de producción, diferenciando escenarios de inyección con fluidos base agua (salmuera y gel lineal), metano, gel crosslinked, espumas y CO₂.

Estas configuraciones permiten modelar la evolución de presiones y temperaturas a lo largo del pozo en función de los caudales de producción e inyección, así también en función del tipo de fluido. Los resultados de este módulo servirán como insumo para evaluar el desempeño estructural del completamiento en diferentes escenarios de operación.

5.4.4. Resultados y calibración del módulo de producción – cargas estacionarias

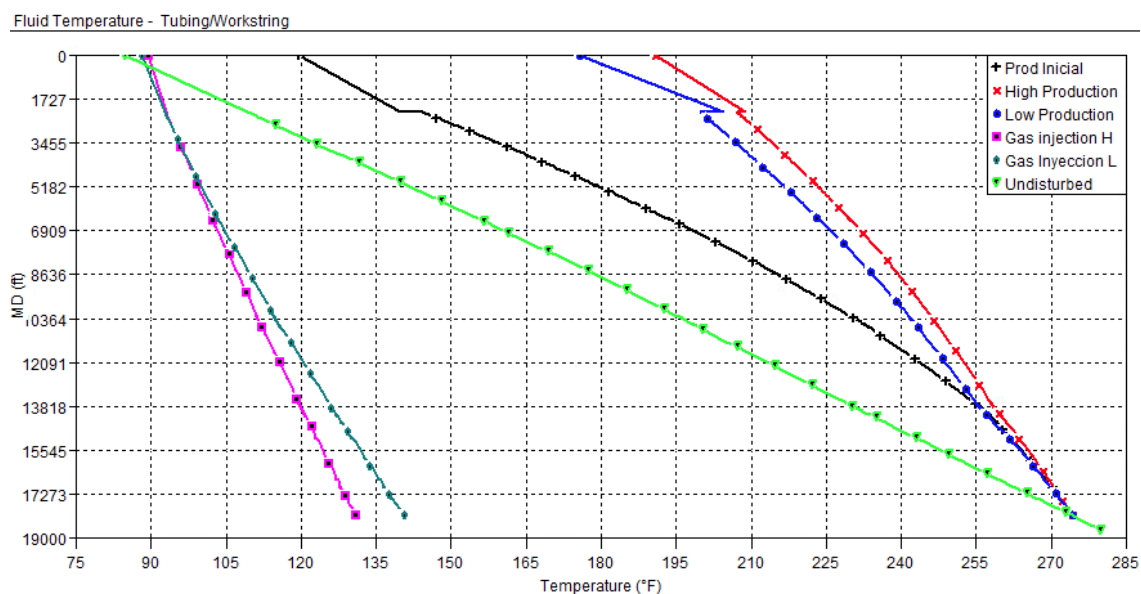
La calibración consiste en la comparación de los perfiles térmicos e hidrostáticos obtenidos en la simulación con datos de campo. Con enfoque en las cargas estacionarias y transitorias asociadas a operaciones de fracturamiento hidráulico y escenarios de Frac Screen Out (FSCO), ya que estas condiciones representan los escenarios de mayor exigencia mecánica.

Escenarios de menor caudal, el fluido inyectado estará expuesta al gradiente geotérmico durante un período más prolongado, resultando en un mayor incremento de temperatura durante su descenso. Por el contrario, en el escenario de mayor caudal, el menor tiempo de exposición al calentamiento geotérmico implica que el fluido base agua llegará al fondo del pozo con una temperatura considerablemente más baja en comparación con el escenario de menor caudal.

En producción, se confirma que, a mayor caudal de producción, mayor temperatura en superficie debido a la menor disipación térmica, mientras que, en inyección de gas, el efecto es inverso: a mayor caudal, menor temperatura en fondo, producto del enfriamiento generado por la expansión del gas.

Figura 18.

Resultados del perfil térmico de cargas estacionarias módulo de producción.

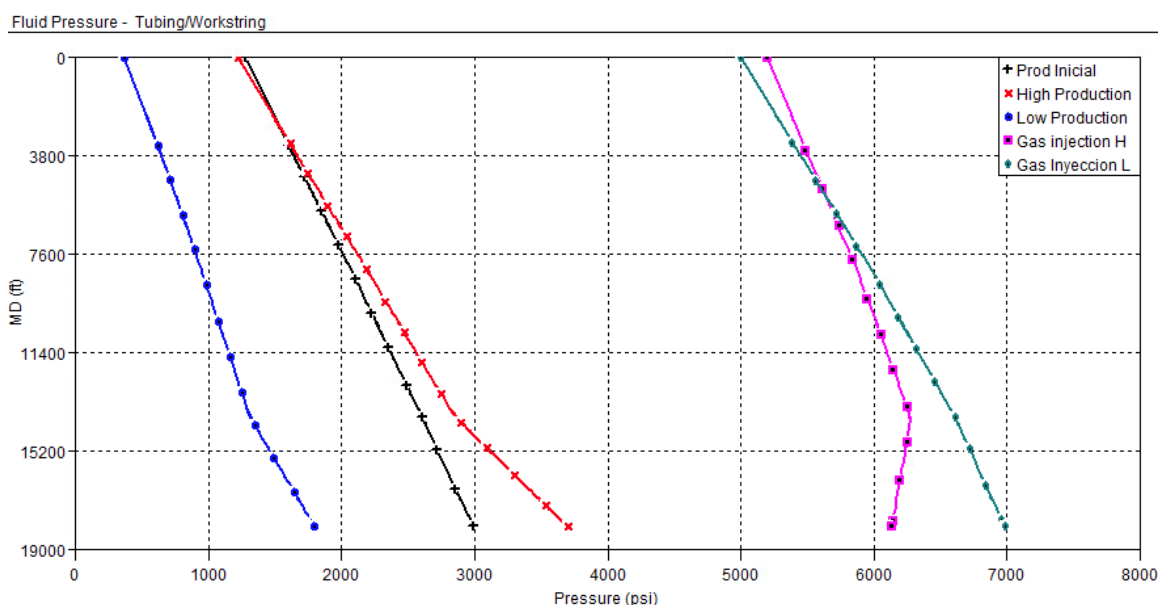


En la Figura 18. se valida que la curva de producción (roja) tenga una mayor temperatura en superficie y las curvas de producción menor (azul) presente una menor temperatura o la curva de producción inicial del primer intervalo sea aún menor su tendencia del perfil térmico resultando con la menor temperatura de superficie (negra). Por otro lado, en la inyección de gas se espera una menor temperatura de fondo para el escenario de mayor caudal del Gas de inyección (curva rosa) y una mayor temperatura de fondo para el menor caudal de inyección de gas (curva verde oscuro).

La validación del perfil hidrostático (Ver Figura 19) se observa una presión de fondo fluyente de 3,000 psi para producción inicial y 3,700 psi para alta producción (curvas roja y negra), con una presión de superficie estimada en 1,300 psi, cercana a los 1,250 psi de los pozos del campo. El escenario de depleción (curva azul) muestra bajas presiones tanto de fondo como de superficie. Además, se analizan escenarios de inyección de gas con presiones de cabeza de 5,000 y 5,200 psi (curvas verde oscuro y rosa), observándose en alta inyección de gas altas fricciones que reducen la presión de fondo.

Figura 19.

Resultados perfil hidrostático de cargas estacionarias módulo de producción.

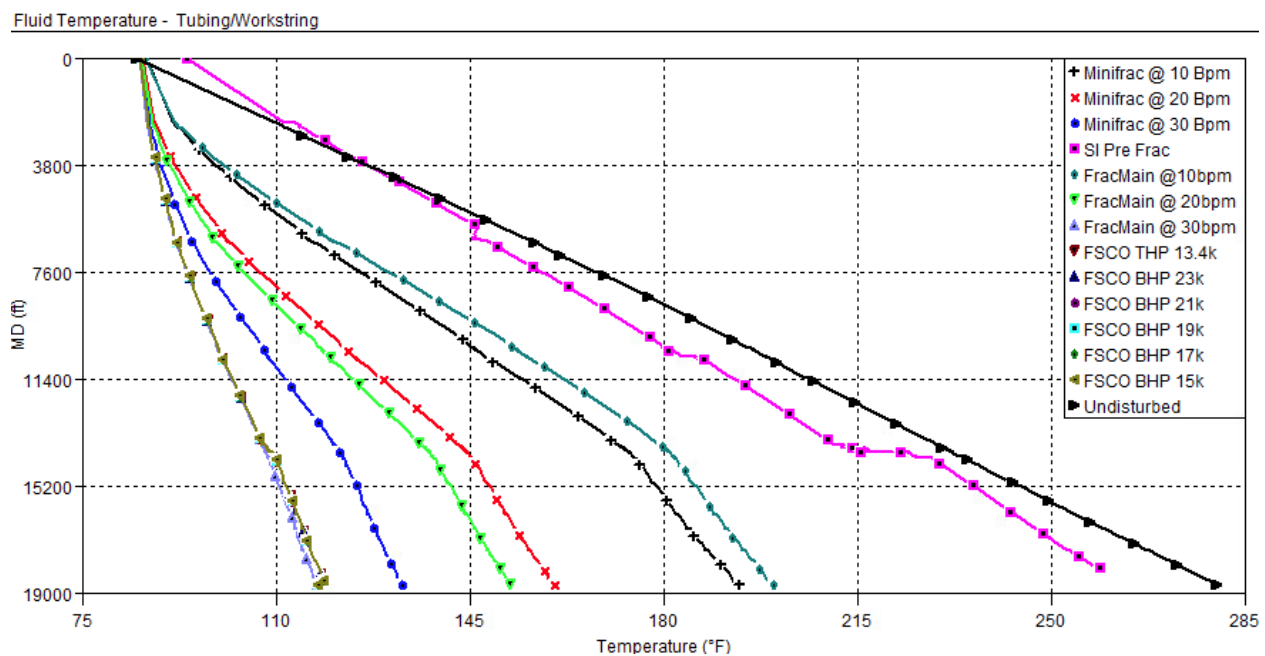


5.4.5. Resultados y calibración del módulo de producción – cargas transitorias

La validación de operaciones de producción transitorias difiere de las estacionarias ya que es necesario entender la secuencia operacional para verificar los resultados. En la Figura 20 se muestra la secuencia de operaciones de minifrac a 10, 20 y 30 bpm con temperaturas de fondo de 193 °F, 160 °F y 132 °F respectivamente (curvas negra, roja y azul). Después de la operación de minifrac, el pozo se mantiene cerrado por 18 horas para evaluar la tendencia de la presión, calentándose el fluido en fondo de pozo hasta los 259 °F.

Figura 20.

Resultados del perfil térmico de cargas transitorias módulo de producción.

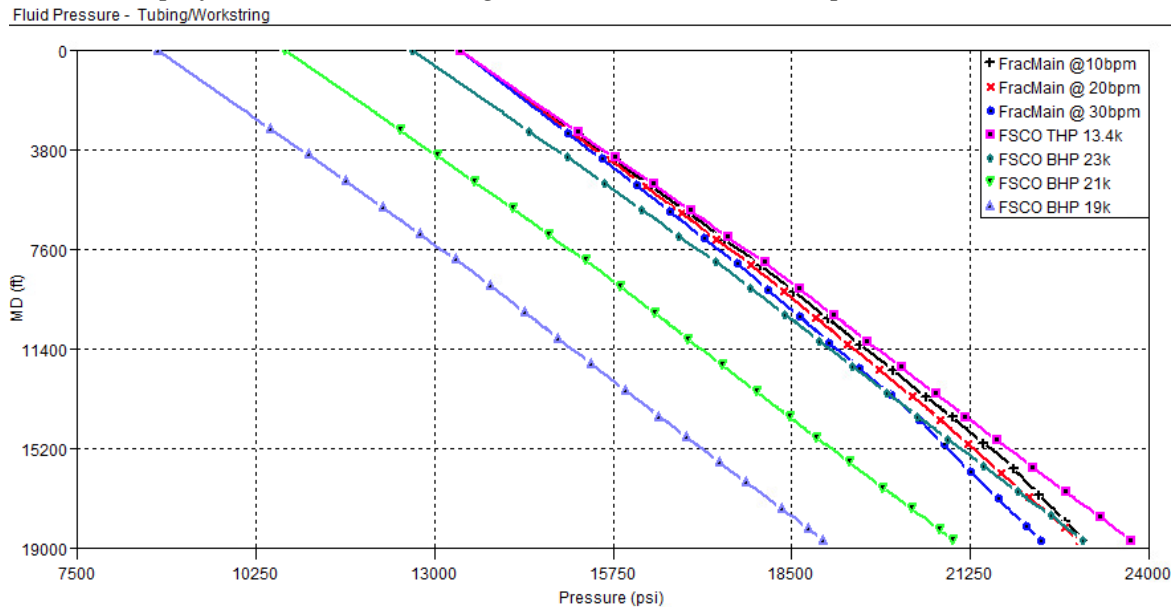


Después de cerrar el pozo, se realiza la estimulación hidráulica en etapas de 10, 20 y 30 bpm con temperaturas de fondo de 200 °F, 152 °F y 117 °F, respectivamente. Se solicita además estimar un posible escenario de puenteo de arena (Frac Screen Out - FSCO) a diferentes presiones. Un FSCO implica la pérdida de inyección en poco tiempo, eliminando pérdidas por fricción y aumentando las presiones de fondo. De acuerdo con la experiencia operativa, un FSCO dura entre

2 y 5 minutos, manteniendo la temperatura similar a la de la estimulación hidráulica a 30 bpm (Ver Figura 21).

Figura 21.

Resultados del perfil hidrostático de cargas transitorias módulo de producción.



Los escenarios de FSCO sin pérdidas por fricción y con diferentes presiones de cierre en fondo deberían tener la misma tendencia y separación. Cada carga de fracturamiento hidráulico, planificada para ser bombeada con una presión en cabeza (Tubing head pressure - THP) de 13,400 psi, se compara con un FSCO a la misma THP, mostrando las pérdidas de presión por fricción para caudales de 10, 20 y 30 bpm, al comparar la operación de fracturamiento a 30 bpm con una presión de fondo de 22347 psi y un escenario de no flujo sin fricciones (FSCO) con 23734 psi en fondo da una diferencia en presión de fondo debido a pérdidas por fricción hidráulica de 1387 psi, lo anterior teniendo en cuenta el tamaño de tubería de 5-1/2" y las variaciones en densidad del fluido a lo largo de la columna hidrostática.

5.4.6. Escenarios avanzados de simulación del módulo de producción

La tecnología de estimulación con dióxido de carbono supercrítico (SC-CO₂) ha captado mayor atención en los últimos años debido a su capacidad para minimizar el daño a la formación

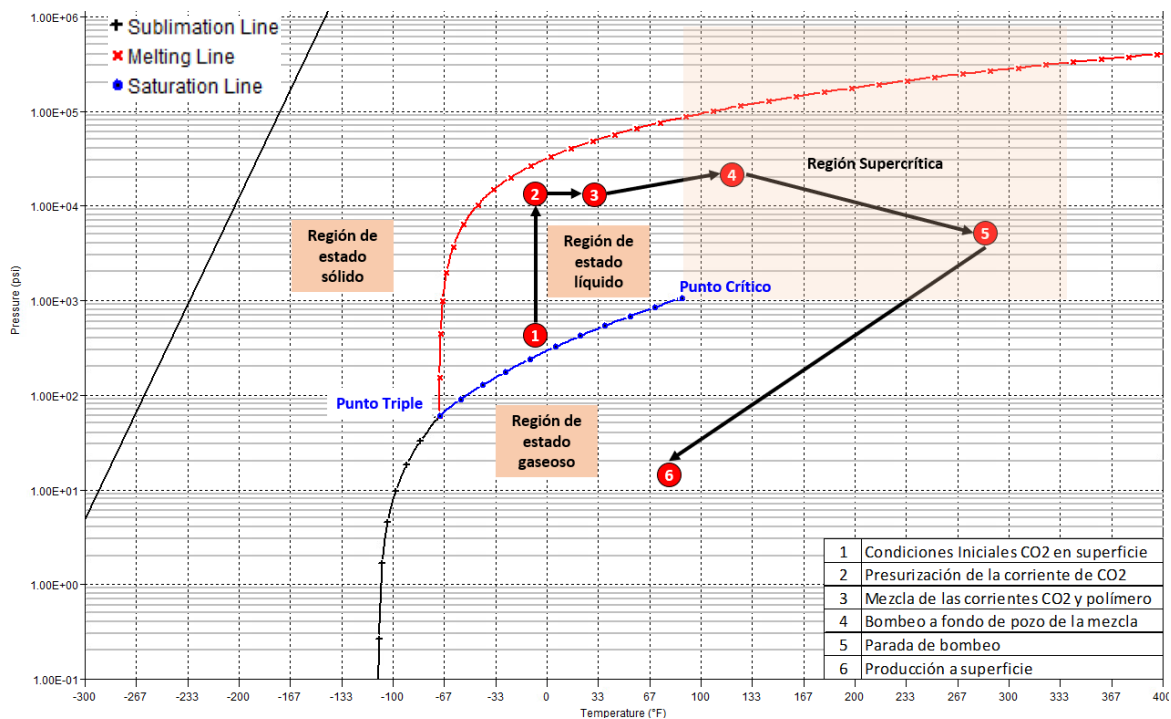
y reducir el impacto ambiental a nivel global. Esta tecnología ofrece ventajas clave, como la reducción de la presión de inicio de fisuras, la propagación de microfracturas y la generación de redes de fracturas complejas. En el caso de reservorios compactos con minerales sensibles, como los presentes en la cuenca de Junggar en China, se han identificado problemas críticos en la aplicación del SC-CO₂, lo que llevó al desarrollo de una tecnología de estimulación en seco con CO₂ supercrítico (Duan et al., 2021). Dado que en el campo de estudio predominan arenas apretadas altamente sensibles, se requiere la implementación de técnicas avanzadas para mejorar la recuperación de los fluidos de estimulación, como el fracturamiento con SC-CO₂.

En este estudio, se ha diseñado una operación de estimulación hidráulica que combina la inyección de gel fracturante activado con dióxido de carbono en estado líquido y apuntalante hacia la formación. Estas operaciones representan un desafío técnico, ya que no se ha documentado experiencia previa ni en la región ni a nivel nacional para este tipo de intervenciones.

En la estimulación de fracturamiento hidráulico planeada, se contemplan caudales operativos de entre 20 y 25 bpm. El dióxido de carbono líquido se almacena en superficie a -25 °C (-4 °F) y una presión de 280 psi, mientras que el gel fracturante se mantiene a 31 °C (88 °F) a presión atmosférica. Ambas corrientes de fluido se mezclan en una proporción 50%-50% y son presurizadas hasta alcanzar una presión de bombeo de 12,500 psi. La temperatura de la mezcla en superficie se ha registrado en 0 °C (32 °F) en la entrada del pozo. Posteriormente, la mezcla es inyectada hasta la formación, donde se detiene el bombeo y los fluidos de estimulación son producidos nuevamente hacia superficie. Un esquema detallado de las fases y características del CO₂ se presenta en la Figura 22..

Figura 22.

Diagrama de fase del dióxido de carbono y sus fases operativas.



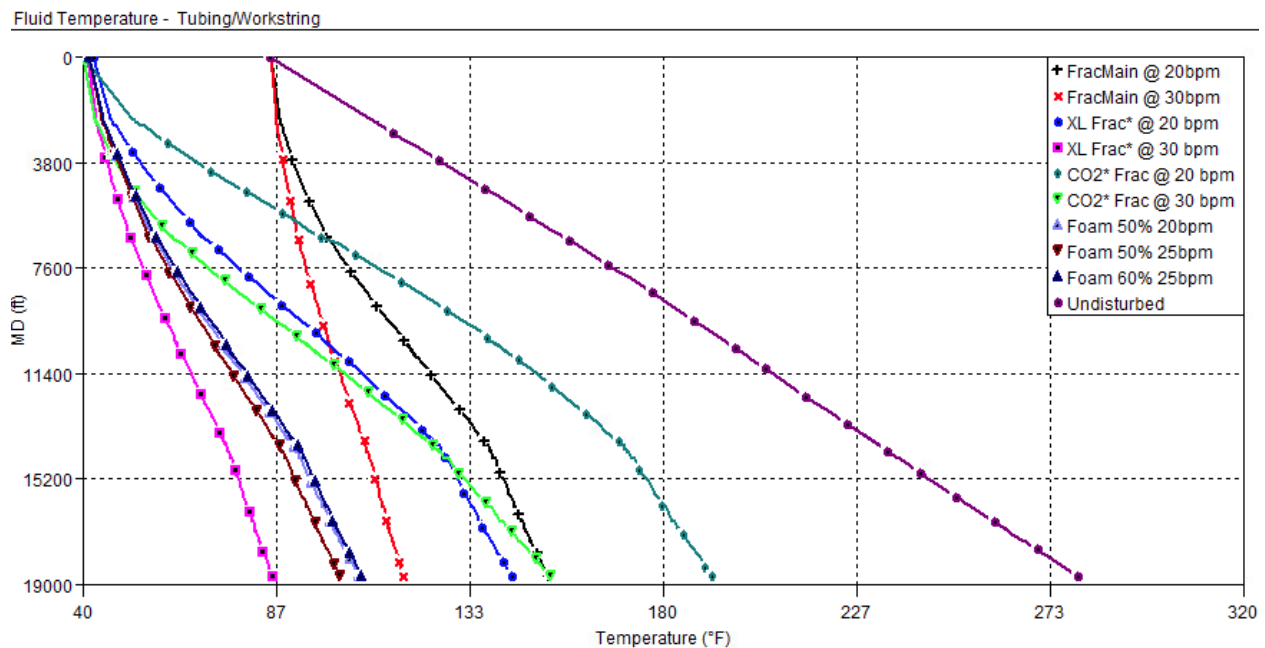
Nota. Imagen modificada del diagrama de fases del CO₂ del software WellCat™.

Para realizar la sensibilidad de diferentes tipos de fluidos, se seleccionaron tres escenarios: un fluido compuesto por 100% dióxido de carbono, un fluido polimérico base agua, y una combinación tipo espuma, que es una mezcla de fluido base agua con gas. En este análisis, se definió una densidad máxima del fluido de 10.8 ppg. Para la mezcla tipo espuma, se seleccionó dióxido de carbono (CO₂) como gas, estableciendo una proporción del 50%. Esto implica que, por cada barril de fluido, se agrega un volumen equivalente a 3,110 scf/bbl de CO₂, lo que corresponde a 1 Bbl de CO₂ en condiciones atmosféricas.

Los caudales seleccionados para la simulación incluyeron 20, 25 y 30 bpm, evaluando los tres escenarios mencionados: fluido polimérico “XL Frac”, CO₂ puro y una mezcla tipo espuma con una relación 50% y 60% CO₂. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 23.

Figura 23.

Sensibilidades estimulación hidráulica con CO₂, gel de fractura y espuma.



Al comparar las curvas resultantes de temperatura de fluido entre el gel de fractura y dióxido de carbono puro, el CO₂ presenta una capacidad más limitada de transferencia de calor esto debido a su baja conductividad térmica, resultando en mayores temperaturas en fondo de pozo. Por otro lado, el gel de fractura base agua llega a fondo de pozo con una mayor temperatura en comparación con el CO₂ o las mezclas tipo espuma, que, debido a su mayor capacidad calorífica, requiere más energía para aumentar su temperatura y, por tanto, llega más fría al fondo del pozo.

En el caso de las mezclas tipo espuma, los perfiles térmicos se sitúan en un rango intermedio entre los del CO₂ puro y el fluido polimérico puro. Para las condiciones de operación las cuales están limitadas a 20 y 25 barriles por minuto (bpm) como caudal máximo, se ha seleccionado para el modelo base la curva “Foam 50% 20 bpm” (identificada con el símbolo de triángulo apuntando hacia arriba de color lila). Esta curva corresponde al perfil térmico resultante

de una mezcla de polímero y CO₂ al 50% bajo un caudal operativo de 20 bpm, y se considera como la curva de referencia para la estimulación hidráulica en estas condiciones.

5.5. Simulación y análisis del volumen atrapado modelo base – módulo de Multistring

La variación térmica analizada anteriormente genera efectos significativos en la presión dentro de los anulares, dando lugar al fenómeno conocido como Annulus Pressure Build-up (APB), el cual se detalla seguidamente.

En el estado mecánico del pozo se identifica un liner intermedio de 9 5/8” con tope en 10382 pies y base en 14482 pies, seguido de un Drilling liner con tope a 14169 pies y base en 17122 pies y finalmente un liner de producción desde los 13845 pies hasta el fondo del pozo, a una profundidad total de 18,601 pies. Esta configuración de revestimientos y las profundidades involucradas presentan desafíos significativos para las operaciones de cementación, así como para la obtención de registros eléctricos que permitan determinar la presencia o ausencia de cemento en los traslapes de los revestimientos (Overlap). Es común que se generen volúmenes de fluidos atrapados en los espacios anulares, lo que requiere un análisis detallado para evitar riesgos operativos. Para este caso de estudio, se considera un escenario con un volumen atrapado de 365 pies de altura en el espacio anular.

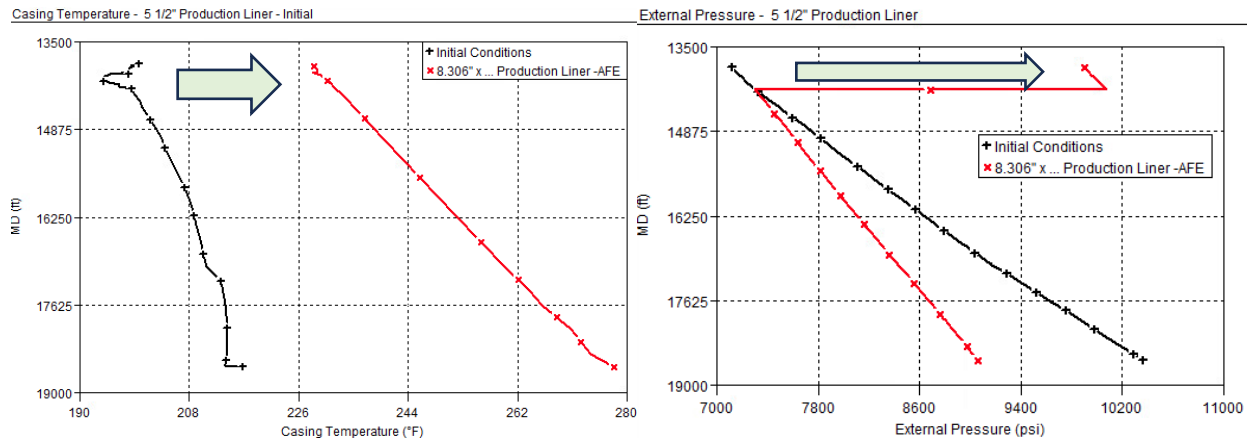
Para este análisis se utiliza el módulo Multistring de Wellcat. Esto incluye definir un estado inicial o de entrapamiento del volumen atrapado, el cual ocurre en el momento en que se realiza el asentamiento del Liner Hanger (cuñas y empaque de aislamiento anular), donde se registraron temperaturas iniciales de los fluidos cercanas a 193 °F.

Durante el proceso de asentamiento del empaque y las cuñas del liner, los fluidos atrapados por debajo estarán sujetos a un proceso de calentamiento. Este calentamiento se inicia con el fragüe del cemento y continúa hasta alcanzar el gradiente geotérmico normal del pozo que a la

profundidad del tope del liner es de 231 °F, generando un incremento térmico de 38 °F (Ver Figura 24). El incremento de temperatura genera una expansión de los fluidos y aumento de presión de 2777 psi, Ver Tabla 17.

Figura 24.

Curva Multistring comportamiento de presión en volumen atrapado en TOL.



Nota. Curva en color negro representa la temperatura del casing durante el asentamiento del liner de producción y en rojo temperatura del revestimiento al alcanzar la temperatura geotérmica.

Tabla 17.

Resumen de expansión de fluidos anulares – análisis multistring.

MultiString Annular Fluid Expansion Summary - SI well w Brine								
	String Annulus	Region		Device Failure		Incremental AFE Pressure (1) (psi)	Incremental AFE Volume (2) (bbl)	
			Top (ft)	Base (ft)	Disk			Foam
1	16" Intermediate Casing	Region 1	35.5	2425.0	-	-	-20.00	-2.2
2	11 3/4" Intermediate Casing	Region 1	35.5	6480.0	-	-	-20.00	-5.1
3	10.475" x ... Intermediate Liner	Region 1	10382.0	10630.0	-	-	290.00	0.0
4	8.306" x ... Production Liner	Region 1	13845.0	14210.0	-	-	2777.00	0.1
5	5 1/2" x 5" Production Tubing	Region 1	35.5	14010.0	-	-	-15.00	-4.0
6								
7	(1) Pressure change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) phenomenon.							
8	(2) Volume change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) effect.							

Un aspecto clave en la estabilidad mecánica del pozo es el comportamiento de los fluidos atrapados en el anular, lo que está directamente relacionado con las variables de alta dependencia y monitoreo identificadas en el capítulo 4:

G (Fenómeno de contracción de fluidos atrapados)

I (Perfil de temperatura a lo largo del pozo)

En el módulo Multi-string, se simulan los efectos térmicos sobre los fluidos atrapados en el anular y su impacto en las presiones inducidas sobre el completamiento. Se analizan escenarios donde la contracción de fluidos genera una disminución crítica de presión, lo que puede afectar la estabilidad estructural del pozo.

En el capítulo 6, estos resultados se utilizarán para proponer estrategias de mitigación de presiones anulares y evaluar alternativas de diseño que minimicen riesgos operacionales.

Se continúa realizando las corridas del análisis multistring para cada una de las cargas que verá el pozo en su etapa de producción u operaciones, estableciendo como condición inicial el asentamiento del Liner Hanger y como estado final cada una de las operaciones correspondientes, obteniendo así los datos de la Tabla 18, con incrementos de presión de 6,076 psi en producción, contracción de fluidos generando caída de presión de -5,524 psi en inyección de gas y -5,127 psi en operaciones de estimulación hidráulica.

Tabla 18.

Análisis Multistring en diferentes operaciones (volumen atrapado 250 pies).

Estado inicial	Estado final	Temperatura inicial	Temperatura final	DELTA Presión
Cementing	Alta producción	193	259	6076
Cementing	Baja producción	193	255	5716
Cementing	Producción 1 zona	193	254	5490
Cementing	Inyectividad 10 bpm	193	218	2148
Cementing	Inyectividad 20 bpm	193	190	-649
Cementing	Inyectividad 30 bpm	193	162	-2992
Cementing	Minifrac 10 bpm	193	189	-477
Cementing	Minifrac 20 bpm	193	168	-2358
Cementing	Minifrac 30 bpm	193	147	-3935
Cementing	HPS 10 bpm	193	195	103
Cementing	HPS 20 bpm	193	164	-2960
Cementing	HPS 30 bpm	193	121	-5127

Cementing	Inyección de Gas L	193	129	-5137
Cementing	Inyección de Gas H	193	123	-5524
Cementing	HPS CO2 30	193	147	-4016
Cementing	HPS XL fluid 30	193	102	-6693
Cementing	HPS Foam 50% 20	193	113	-6095
Cementing	HPS Foam 50% 25	193	111	-6200

Una vez calculados los cambios de presión en el anular debido a la compresión o expansión térmica de los fluidos, se construye el perfil de presión externa que actúa sobre el liner de producción bajo el efecto del volumen atrapado. Para este estudio, dicho volumen se extiende desde el Tope del Liner (13,845 pies) hasta el Tope de Cemento (14,210 pies).

En WellCat™, el volumen atrapado solo puede definirse desde el tope del liner hasta el tope de cemento, lo que limita la evaluación de espacios anulares intermedios o inferiores donde pueda haber anillos lavados de cemento. La presión inicial del volumen atrapado es de 7,124 psi en el Tope del Liner y 7,305 psi en el Tope de Cemento, mientras que por debajo del cemento se consideran las presiones de poro de las formaciones subyacentes.

Para determinar la presión final en cada volumen anular, se ajustan los valores iniciales sumando o restando el delta de presión obtenido en el análisis multistring, lo que se refleja en la Tabla 19.

Tabla 19.

Perfiles externos de presión para diferentes cargas de simulación.

Depth	Alta Prod	Producción 1 zona	Iny. 30 bpm	Minifrac 30 bpm	HPS 30 bpm	Gas Iny H	HPS Foam
pies	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
13845	13200	12614	4132	3189	1997	1600	1029
14210	13381	12795	4313	3370	2178	1781	1210
14211	8451	8946	8451	8451	8451	8451	8451
14484	8568	9072	8568	8568	8568	8568	8568
14485	5542	5758	5542	5542	5542	5542	5542
15101	5673	5898	5673	5673	5673	5673	5673
15102	8672	8822	8672	8672	8672	8672	8672
16261	9136	9297	9136	9136	9136	9136	9136
...	6482	6563	6482	6482	6482	6482	6482

Nota. En este caso de estudio, el volumen atrapado corresponde a la profundidad entre el Tope del Liner a 13845 pies y el tope de cemento a 14210 pies (demarcado en rojo). Por debajo de esta profundidad, se utiliza el perfil de presiones de poro y soporte de cemento cuando sea aplicable.

Los resultados obtenidos en estas simulaciones térmicas y operativas del módulo de producción fueron directamente utilizados como inputs clave para el análisis mecánico en el módulo Casing.

La coherencia entre ambos módulos permite evaluar de manera precisa el comportamiento estructural del revestimiento en respuesta a las condiciones operativas descritas.

5.6. Cargue del módulo de Casing del modelo base

El módulo de Casing se emplea para analizar las cargas en el revestimiento, evaluar su integridad estructural y determinar su comportamiento ante pandeo bajo condiciones mecánicas, térmicas y de presión. En este proyecto, el análisis se centrará en el liner de producción, ya que es el revestimiento más profundo y estará expuesto a todas las cargas de producción e inyección a lo largo de la vida útil del pozo.

Con este módulo, se identifican puntos críticos y factores de diseño, asegurando la seguridad del pozo y la optimización de la producción. Se generan curvas de presión y temperatura interna y externa, así como cargas axiales, elongación o acortamiento térmico y sus efectos asociados. Además, se obtienen los factores de seguridad triaxial, axial, colapso y estallido, permitiendo identificar posibles fallas y su tipo en el revestimiento.

El proceso de carga del módulo de Casing se inicia creando las "cargas" que se desean simular (Figura 25). A continuación, se describen los pasos para cargar una "carga" de tipo "custom":

- En la ventana de las cargas del módulo Casing "Load", se observan todas las cargas creadas (Ver Recuadro A de la Figura 26). Para cada carga, se selecciona la opción

"Details" para ver los detalles de los datos de presiones y temperaturas, tanto para el interior del revestimiento como para el exterior (anular).

- Una vez en la ventana de detalles de cada carga, se hace clic en "Fill" (Ver B en la figura 26) para importar los datos y perfiles creados desde el módulo de producción. Por ejemplo, se pueden importar los perfiles de presión y temperatura internos y externos.
- En la ventana de "Fill", se selecciona la operación creada desde el módulo PROD. Los escenarios de producción deben haber sido creados y simulados previamente. Se importa la información de perfiles de presiones/densidades y temperaturas, tanto para el interior como exterior del revestimiento (Ver C en la figura 26).
- Para calibrar y cargar correctamente la información de la expansión/contracción de los fluidos anulares, se selecciona la opción de "Perfil de presión anular" (Ver D en figura 26). Se reemplazan o indican los perfiles de presiones externas resultado de la simulación en el módulo de Multistring (Tabla 19).

Figura 25
Pasos de carga del módulo de Casing del modelo base.

Load

Name : **A**

8.306" x ... Production Liner

Type : Custom Load

External Pressure Profile

Import SCK Loads

OK

Cancel

Help

Details...

Copy Load

High production Load Details

8.306" x ... Production Liner | Annulus | Comments

Casing Density Profile

Sync Density Profile

Axial Force: 0 lbf Applied Depth: 18601.0 ft

	MD (ft)		Density (ppg)	Pressure Below Discontinuity (psi)
	Top	Base		
1	13845.0	13845.0	Hanger	5628
2	13845.0	13850.0	8.13	
3	13850.0	13860.0	8.13	
4	13860.0	13865.0	8.13	
5	13865.0	13870.0	8.13	

Casing Temperature Profile

	MD (ft)	Temperature (°F)
1	13850.0	257.59
2	13860.0	257.62
3	13865.0	257.64
4	13870.0	257.66
5	13880.0	257.74
6	13885.0	257.70
7	13890.0	257.78

Data Source : High Production operation

B → Fill... Default

Fill Casing Load

8.306" x ... Production Liner | Annulus | **C**

Operation or Load : High Production

Profiles to Be Filled :

Density and Pressure Profiles ←

Temperature Profile ←

OK Cancel Apply Help

High production Load Details

8.306" x ... Production Liner | Annulus | Comments | **D**

Annulus Pressure Profile

Sync Density Profile

	MD (ft)	Pressure (psi)
1	13845.0	Hanger
2	13845.1	13200.00
3	14210.0	13381.00
4	14211.0	8450.80
5	14484.0	8567.50
6	14485.0	5542.40

Annulus Temperature Profile

	MD (ft)	Temperature (°F)
1	13850.0	257.34
2	13860.0	257.37
3	13865.0	257.39
4	13870.0	257.40
5	13880.0	257.48
6	13885.0	257.45
7	13890.0	257.52

Data Source : User-entered

Fill... Default

Data Source : High Production operation

Fill... Default

Se repite este proceso para cada carga. Al finalizar el cargue de todas las operaciones, se realiza la corrida de simulación del módulo de Casing.

5.6.1. Validación datos de salida del módulo Casing del modelo base

La validación de los datos de salida del módulo de Casing es crucial para asegurar que la información obtenida sea precisa y confiable. Para ello, se revisan las presiones internas, externas y temperaturas del revestimiento, y se comparan con los datos esperados. Es crucial validar los datos de salida del modelo para asegurar su precisión y confiabilidad, ya que la calidad de los resultados de la simulación depende directamente de la calidad de los datos de entrada.

En primer lugar, se revisan las presiones internas. El diseño del presente estudio contempla una unidad de sellos en la base del tubing de producción, la cual aísla las presiones del Anular A del pozo con las presiones internas del liner de producción. El Anular A es el espacio anular que se encuentra por fuera del tubing de producción, el cual llega hasta la unidad de sellos en la punta del tubing, haciendo sello con el PBR a una profundidad de 14,010 pies. El liner de producción, por otro lado, tiene su tope en 13,845 pies. Por lo tanto, el liner internamente va a tener la presión hidrostática del Anular A hasta la profundidad de 14,010 pies, donde pasará a tener la presión interna del tubing y del liner de producción. Es por esto que a la profundidad de 14,010 pies se observan cambios repentinos de presión (Ver Figura 26).

Las presiones internas por encima de la unidad de sellos son consistentes con la columna hidrostática del Anular A, la cual está llena de la salmuera de empaque de 8.4 ppg. A una profundidad de 14,010 ft-MD / 13,416 ft-TVD, la presión hidrostática es de 5,860 psi (Ver A en la Figura 27). En los escenarios de estimulación, se aplica una presión de soporte anular en cabeza del casing al Anular A de 5,500 psi, por lo que la presión de fondo se ve incrementada hasta 11,360 psi (Ver B en la Figura 27).

Figura 26.

Configuración de unidad de sellos, PBR, volumen atrapado y tope de cemento.

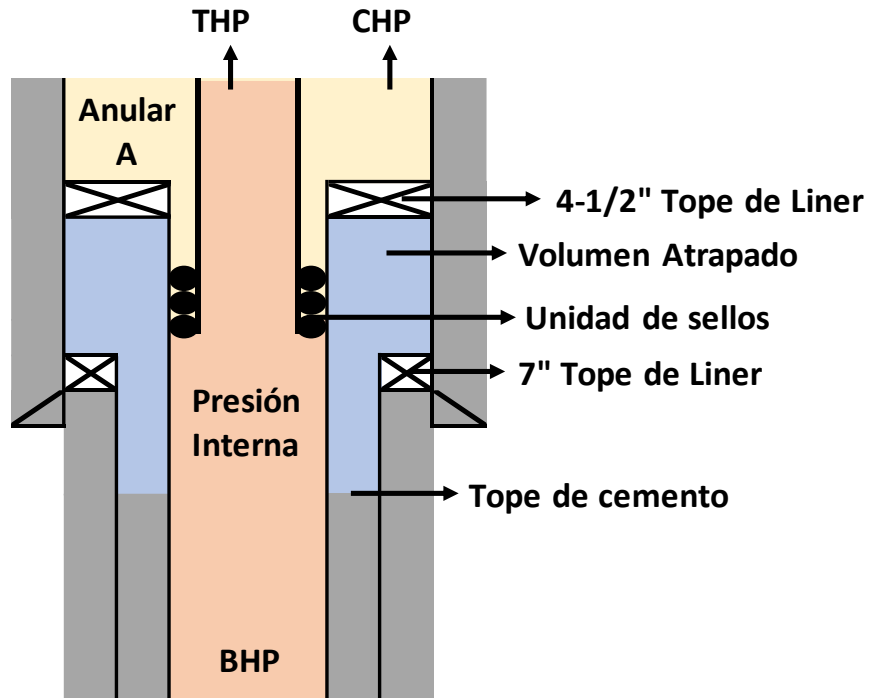
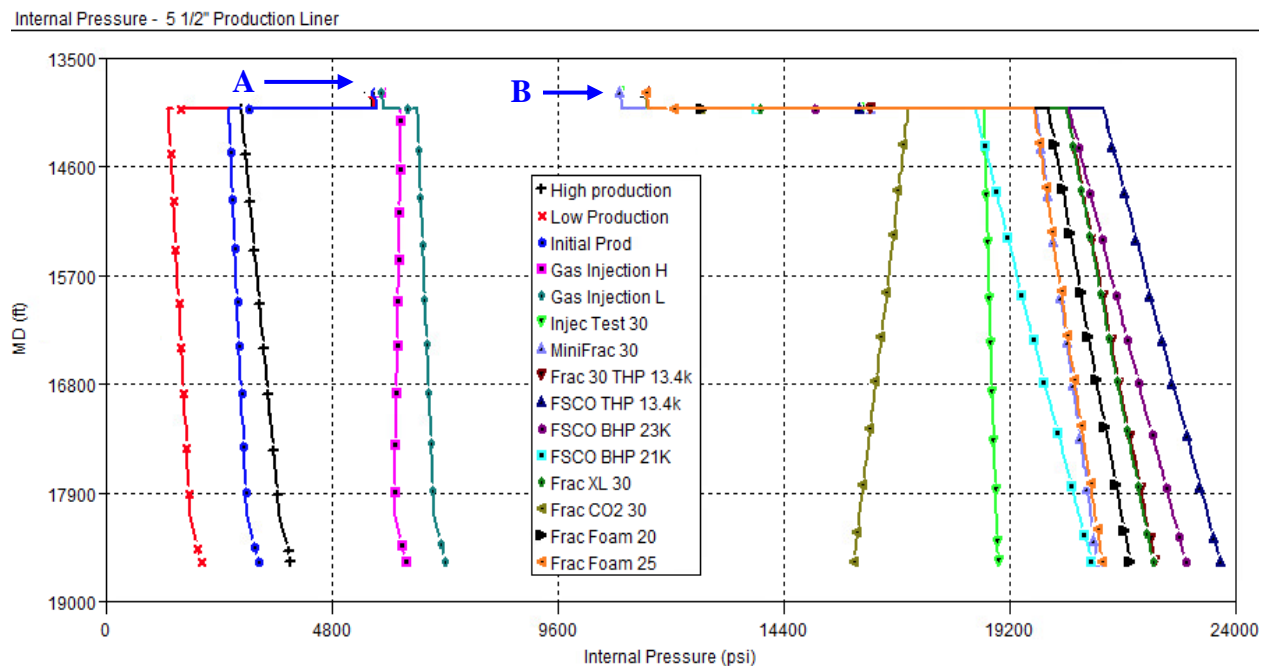


Figura 27

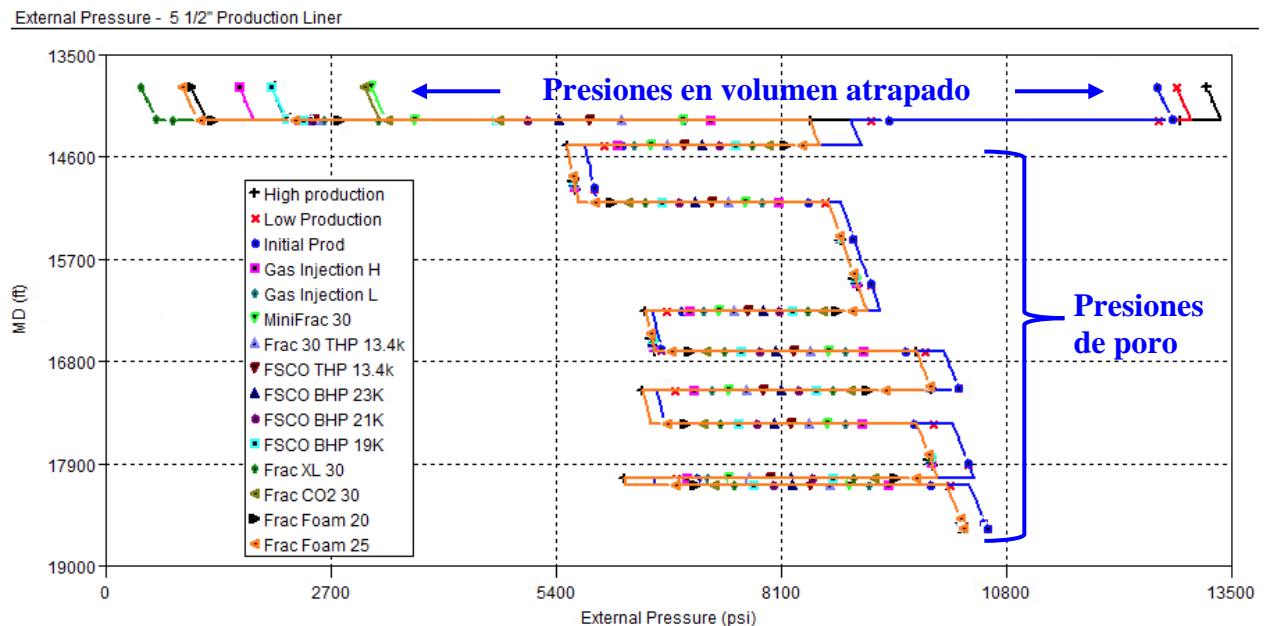
Resultados modulo casing – presión interna



En cuanto a la presión externa, se validan las presiones en el espacio anular, considerando los efectos de expansión y contracción de los fluidos anulares y las presiones de poro (Figura 28). En el intervalo de 13,845 a 14,210 pies, se encuentra un fluido atrapado, que puede ser cemento que no ha fraguado completamente, agua u otro tipo de fluido. Este fluido, al ser compresible, se ve afectado por las variaciones de temperatura, que provocan expansión o contracción. A partir de 14,210 pies hacia abajo, se asume una buena calidad de cemento en el espacio anular. De acuerdo con la normativa corporativa e internacional, se utilizan los gradientes de poro como perfil externo de presiones, adicionando un soporte adicional en relación con la calidad del cemento.

Figura 28

Resultados módulo casing – presión externa



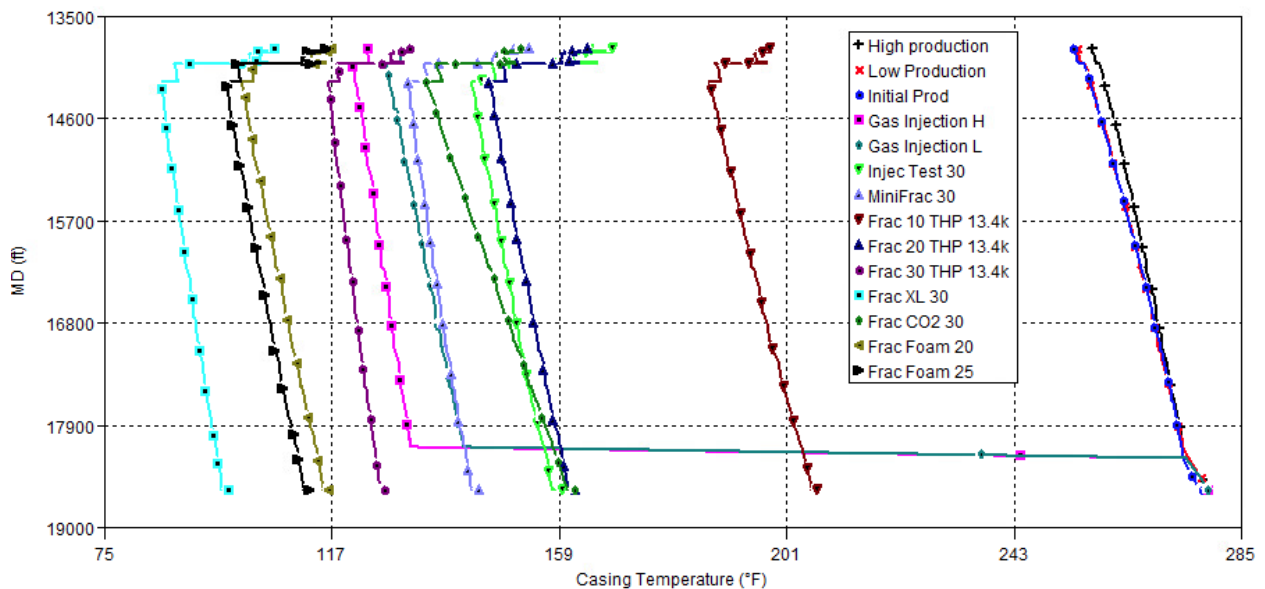
Finalmente, se validan los perfiles de temperatura para asegurar que sean consistentes con las operaciones especificadas y con la temperatura del liner de producción (Figura 29). Se espera que las temperaturas sean elevadas en los escenarios de producción, con valores entre 250 y 280 °F, y bajas en los escenarios de estimulación, con valores de hasta 96 y 111 °F en fondo de pozo.

Es crucial verificar que las temperaturas del modelo sean coherentes con las condiciones operativas, ya que las variaciones de temperatura pueden afectar la integridad del pozo.

Figura 29

Resultados módulo casing – temperatura del casing

Casing Temperature - 5 1/2" Production Liner - Final



A continuación, evaluaremos los resultados en cuanto a los límites de diseño de cada elemento de completamiento, considerando sus factores de seguridad axial, de estallido, colapso y triaxial. La calidad de los resultados depende en gran medida de la validación de las curvas analizadas en esta sección. En primer lugar, las temperaturas y presiones deben ser adecuadas para las operaciones, diferenciando entre curvas transitorias y estacionarias.

Si la información de validación no es consistente, por ejemplo, si las presiones de fondo son inferiores a 0 psi o 500 psi cuando la hidrostática es mayor, o si las temperaturas son superiores a 285 °F o inferiores a 85 °F, se debe revisar la propiedad de los fluidos, los datos reológicos de viscosidad y las pérdidas por fricción.

5.6.2. Evaluación de resultados diagramas de límites de diseño

Cada componente de completamiento tendrá su propia envolvente de diseño, la cual representa gráficamente los límites de carga mecánicos que el componente puede soportar sin fallar. A continuación, se analizarán dos envolventes de diseño críticas para el completamiento: la conexión superior del Polished Bore Assembly y la conexión inferior del Crossover No-Go.

La conexión superior del PBR tiene un límite de diseño por estallido de alrededor de 10,000 psi. Sin embargo, esta conexión no está expuesta a las presiones internas de la tubería por estar posicionada por encima de la unidad de sellos. Por lo tanto, solo verá la presión del Anular A en su interior y la presión del fluido atrapado por debajo del tope del liner en su presión externa. Siendo una conexión de revestimiento de 7" 32# P110, es importante porque forma parte del liner de producción, un elemento difícil de reparar. Su reparación puede tener un costo elevado, superior a los 5 millones de dólares. (Ver Figura 30).

Por otro lado, la conexión inferior del Crossover No-Go tiene una capacidad de estallido de 15,600 psi, pero su condición es aún más crítica. Al estar posicionada por debajo de la unidad de sellos, esta conexión está expuesta directamente a la presión interna de bombeo o estimulación y verá presiones diferenciales mucho más altas. Por esta razón, es necesario modificar o reemplazar este elemento de completamiento. (Ver Figura 31).

La sección superior derecha de las envolventes de diseño (Figuras 30 y 31) típicamente representa la región de estimulación, caracterizada por altas presiones internas y esfuerzos de tensión inducidos por la contracción térmica diferencial de los aceros. En el caso del PBR, estas presiones internas son diferenciales desde los 10.000 psi, mientras que para el crossover (XO) No-Go pueden alcanzar los 20.000 psi. Los esfuerzos de tensión son de aproximadamente 450.000 lbf para el PBR y 225.000 lbf para el crossover No-Go. Cada punto en esta región representa una

operación simulada. La excedencia de la envolvente por parte de estos puntos indica un riesgo de falla en el completamiento.

Figura 30

Resultados módulo Casing – envolvente de diseño conexión superior PBR

Design Limits - 5 1/2" Production Liner - Section 5 - OD 7.024 in - Weight 32.000 ppf - Grade Upper Conn Frac PBR

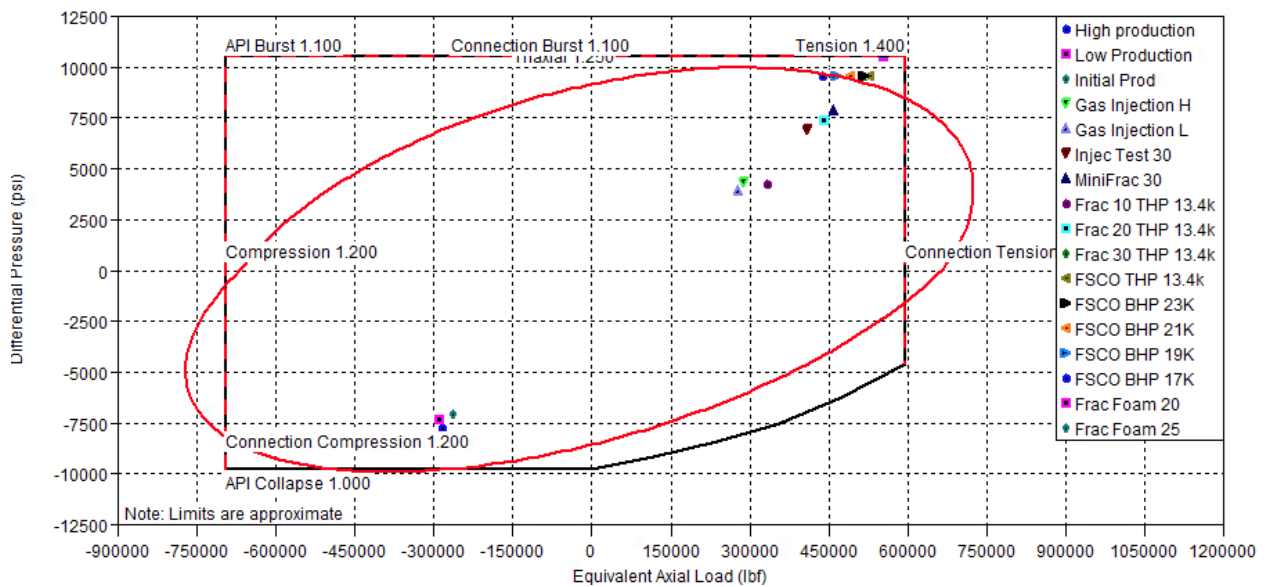
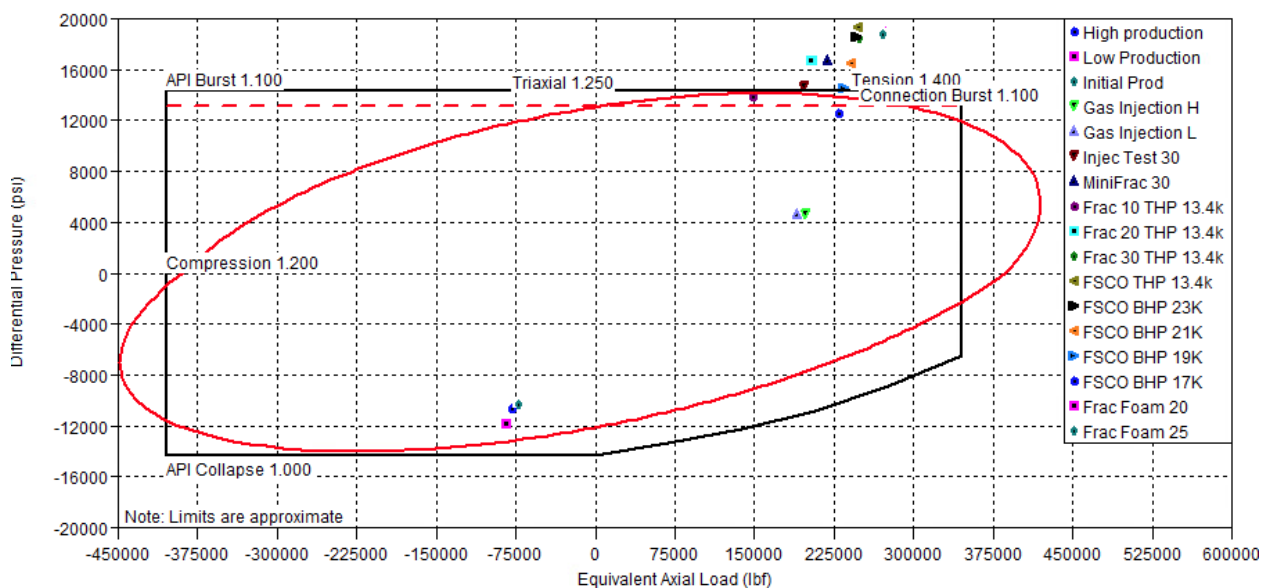


Figura 31

Resultados módulo Casing – envolvente de diseño Crossover No-Go

Design Limits - 5 1/2" Production Liner - Section 9 - OD 4.500 in - Weight 15.200 ppf - Grade XO Nogo 7x4.5 Up

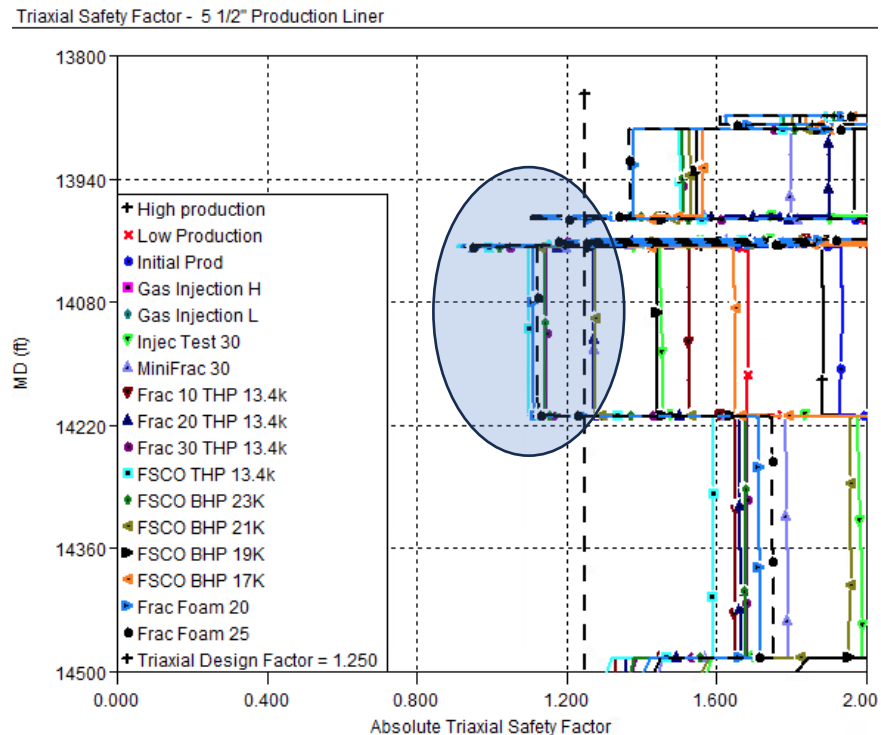


5.6.3. Evaluación de resultados factores de seguridad – módulo Casing

En esta sección, se analizan los factores de seguridad triaxial y de estallido de los elementos de completamiento. El factor de seguridad triaxial evalúa la capacidad del componente para resistir la combinación de esfuerzos axiales, radiales y tangenciales. Por otro lado, el factor de seguridad de estallido mide la resistencia del componente a la presión interna. Estos dos factores son cruciales en este estudio debido a que la falla se atribuye principalmente al estallido.

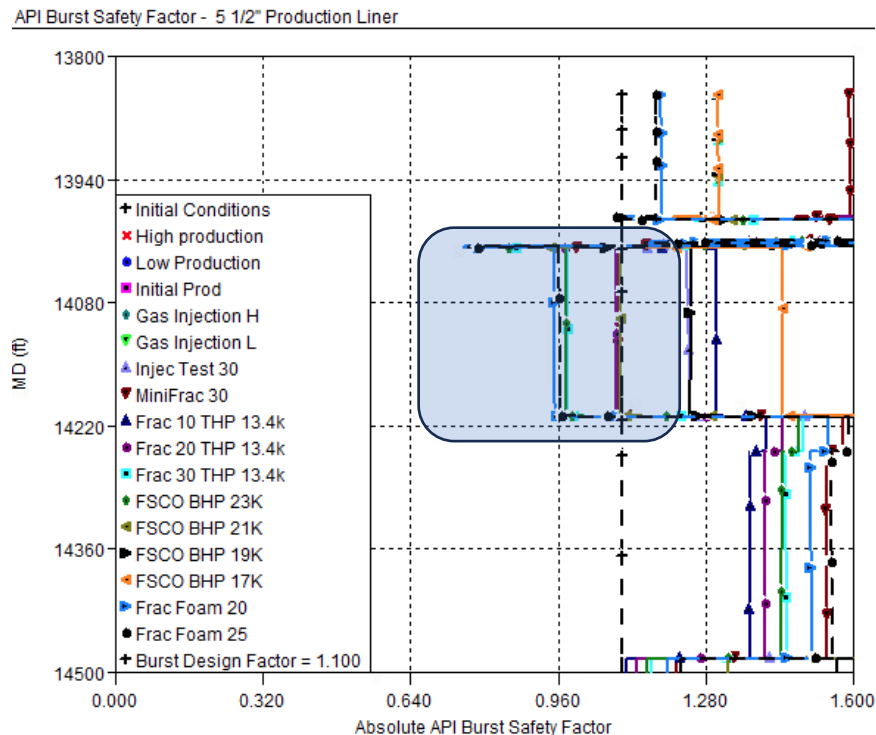
Los factores de seguridad de colapso y axial, que evalúan la resistencia a la presión externa y a las cargas axiales, respectivamente, son menos relevantes en este escenario de falla. Esto se debe a que el revestimiento no estará expuesto a cargas externas inducidas excesivas. Las presiones externas se derivan principalmente de la expansión de los fluidos anulares por efecto térmico, las cuales son muy inferiores a la resistencia mecánica al colapso del revestimiento. Además, las conexiones son de alta resistencia axial por ser conexiones premium. Por ejemplo, la conexión de 4 1/2" 15.2 (lb/ft) 110 MYS tiene un rendimiento del 100% en límite elástico con 485.000 lbs, así como de su compresión también del 100%.

Los resultados del análisis triaxial (Figura 32) muestran valores inferiores a 1.25 en los elementos de completamiento y el liner de producción a lo largo de la zona de volumen atrapado, incluyendo la conexión superior del PBR. En particular, se observan valores mínimos de hasta 0.913, lo que indica una alta susceptibilidad a la falla. Dado que cualquier valor por debajo de 1.25 se considera crítico, se recomienda optimizar la capacidad mecánica de estos componentes.

Figura 32*Resultados módulo Casing - Factor de seguridad triaxial*

Por otro lado, el análisis del factor de seguridad de estallido revela una situación aún más crítica, con un valor de 0.75 (Figura 33) en la conexión inferior del crossover No-Go justo debajo del PBR y en todo el liner de producción de 4-1/2" que se encuentra ubicado en la zona de volumen atrapado. Este valor, significativamente inferior al límite de seguridad establecido en 1.1, confirma la inminencia de la falla por estallido en estos elementos.

Este análisis de los factores de seguridad triaxial y de estallido resulta crucial para la prevención de fallas catastróficas en pozos de producción. La identificación de puntos débiles en el sistema permite implementar medidas correctivas que garanticen la integridad del pozo y la seguridad de las operaciones.

Figura 33*Resultados módulo Casing - Factor de seguridad Estallido*

El análisis de los factores de seguridad triaxial y de estallido ha revelado puntos críticos en el diseño del revestimiento, especialmente en la conexión inferior del crossover No-Go y el liner de producción de 4-1/2", los cuales presentan un alto riesgo de falla por estallido. Estos hallazgos demuestran la importancia de la simulación avanzada de esfuerzos para garantizar la integridad del pozo y optimizar la producción, lo cual se alinea con el objetivo general del proyecto. La identificación de estos puntos críticos permitirá guiar la selección de materiales y la configuración de equipos para mejorar la resistencia del completamiento y minimizar los riesgos operativos.

5.7. Cargue del módulo de Tubing

Con este módulo, se pueden evaluar los esfuerzos axiales a lo largo de la tubería, así como los componentes de capacidad de estallido, colapso y triaxial. También se pueden obtener los perfiles de temperatura de los fluidos, del tubing y de los fluidos anulares.

Al igual que en el módulo de Casing, se crean todas las cargas en el módulo de Tubing, importando los perfiles de temperatura y presiones/densidades que fueron simulados en el módulo de producción a través de una carga de tipo "Prod Link". A diferencia del módulo de Casing, el anular del tubing o Anular A llega hasta la superficie y puede ser monitoreado y drenado según se requiera. Por lo tanto, no es crítico un análisis de volumen atrapado tan detallado como en el caso de volumen atrapado por detrás del liner de producción como se evaluó en el módulo Multistring.

5.7.1. Validación datos de salida del módulo Tubing

La validación de los datos de salida del módulo de Tubing es crucial para asegurar que la información obtenida sea precisa y confiable. Para ello, se revisan las presiones internas, externas y temperaturas del tubing, y se comparan con los valores esperados para cada escenario de carga.

5.7.1.1. Validación presiones internas – módulo tube. En primer lugar, se validan las presiones internas del tubing para las cargas estacionarias de producción. Se espera que las presiones de fondo fluyendo estén entre 1200 y 3000 psi, y las presiones en superficie entre 350 y 1200 psi. En el escenario de inyección de gas, se espera una presión en cabeza de 5200 psi. En la prueba de presión, se espera una presión de 10,000 psi. En el escenario de evacuación total, se espera una columna de presión de 0 psi (Figura 34).

A continuación, se validan las presiones internas para los escenarios de estimulación. Se espera que las presiones en cabeza sean de 14,500 psi para los bombeos de diagnóstico de pruebas de inyectividad y minifrac, y de 13,400 psi para la estimulación hidráulica. Se verifica que, entre mayor sea el caudal, menor sea la presión de fondo debido a las pérdidas de presión por fricción (Figura 35). También se validan las presiones para las cargas de taponamiento por puenteo de arena o "Frac Screen Out" (FSCO), considerando los diferentes escenarios de presión de superficie (Figura 36).

Figura 34

Presión interna del tubing de producción cargas estacionarias – Módulo Tube

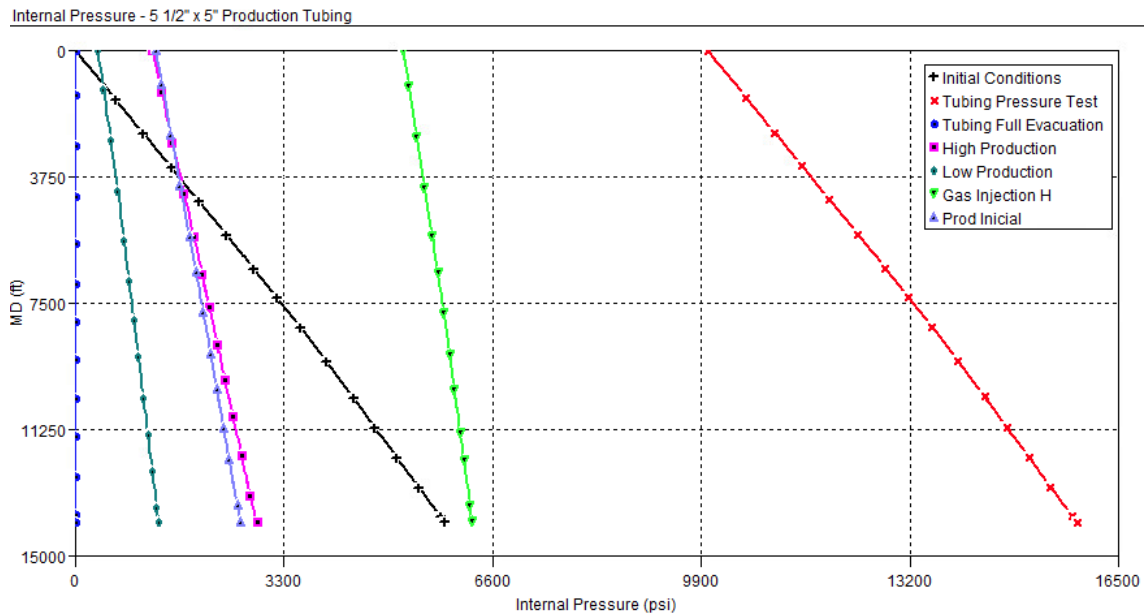


Figura 35.

Presión interna del tubing de producción cargas estimulación – Módulo Tube

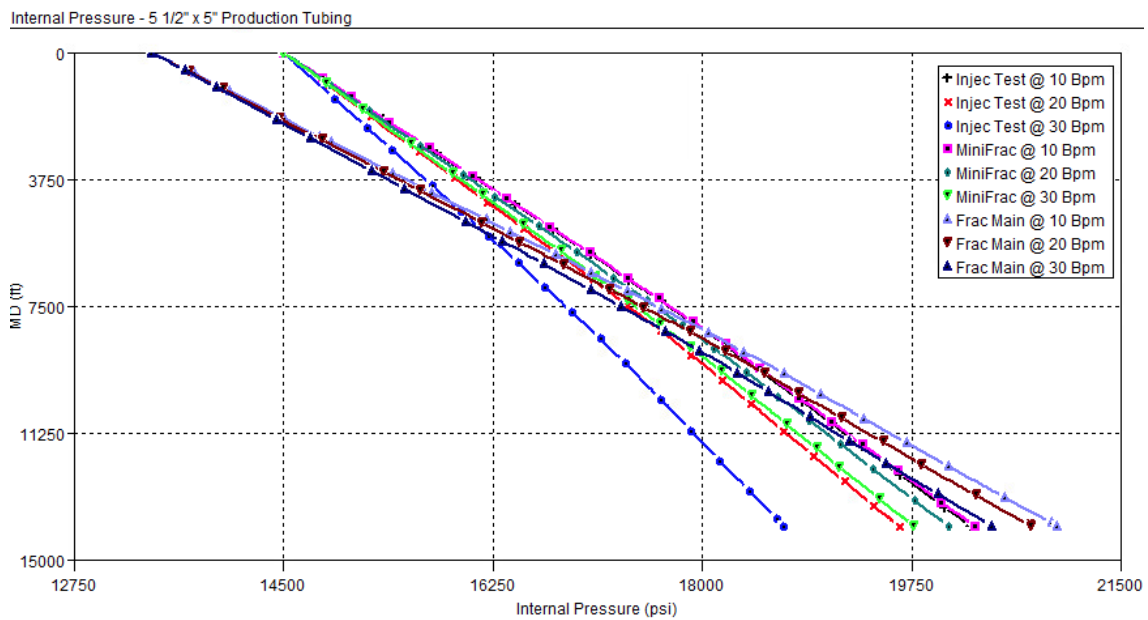
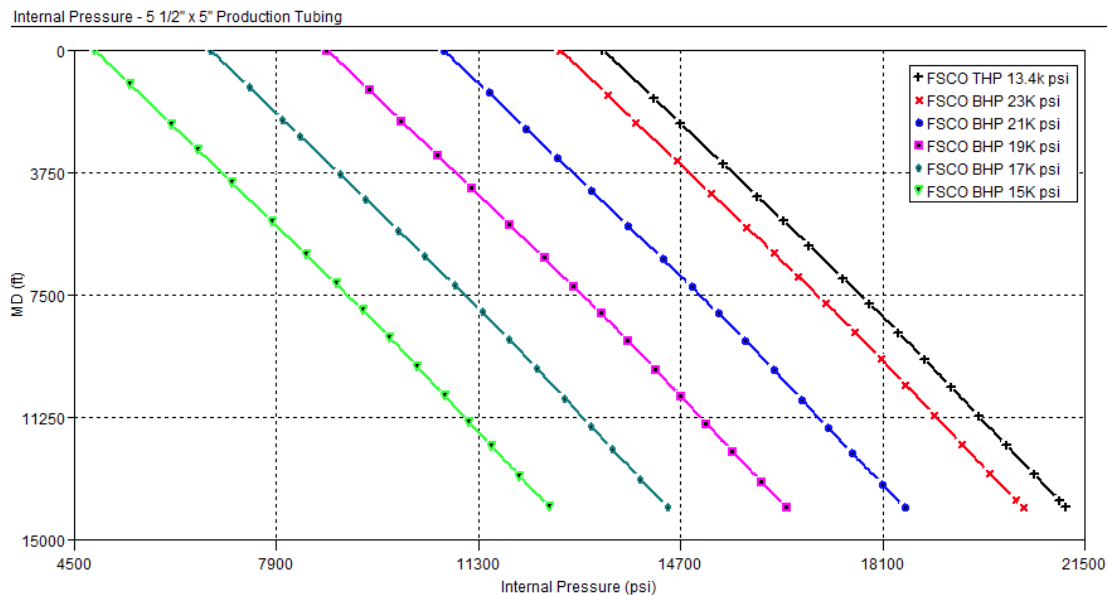


Figura 36.

Presión interna del tubing de producción cargas FSCO – Módulo Tube



5.7.1.2. Validación de temperaturas en módulo Tube. Se validan los perfiles de temperatura, verificando que las temperaturas sean elevadas en los escenarios de producción. Se espera una temperatura de hasta 190 °F en superficie para el escenario de mayor producción, 175 °F para el escenario de baja producción y 120 °F para el escenario de producción inicial de un solo intervalo productor. Para el escenario de inyección de gas, se espera una temperatura de fondo de hasta 120 °F (Figura 37).

En cuanto a las cargas de estimulación, se verifica que las temperaturas en superficie sean de 88 °F, ya que los fluidos se encuentran a temperatura ambiente al momento de ser bombeados. Se valida que, entre mayor sea el caudal, mayor sea el enfriamiento en fondo. El menor efecto de enfriamiento se observa en la prueba de inyectividad a 10 bpm, con una temperatura de fondo de 208 °F. El caso más severo es la estimulación hidráulica a 30 bpm, con una temperatura de fondo de 112 °F (Figura 38).

Figura 37.

Temperatura del tubing de producción cargas estacionarias – Módulo Tube

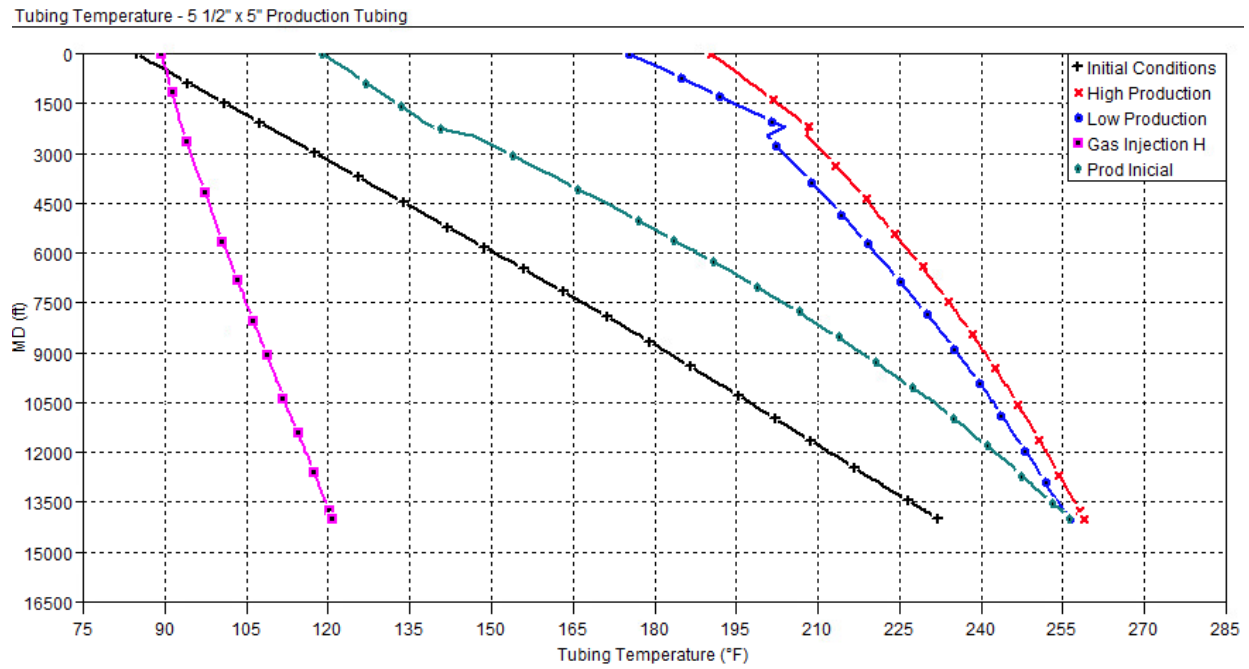
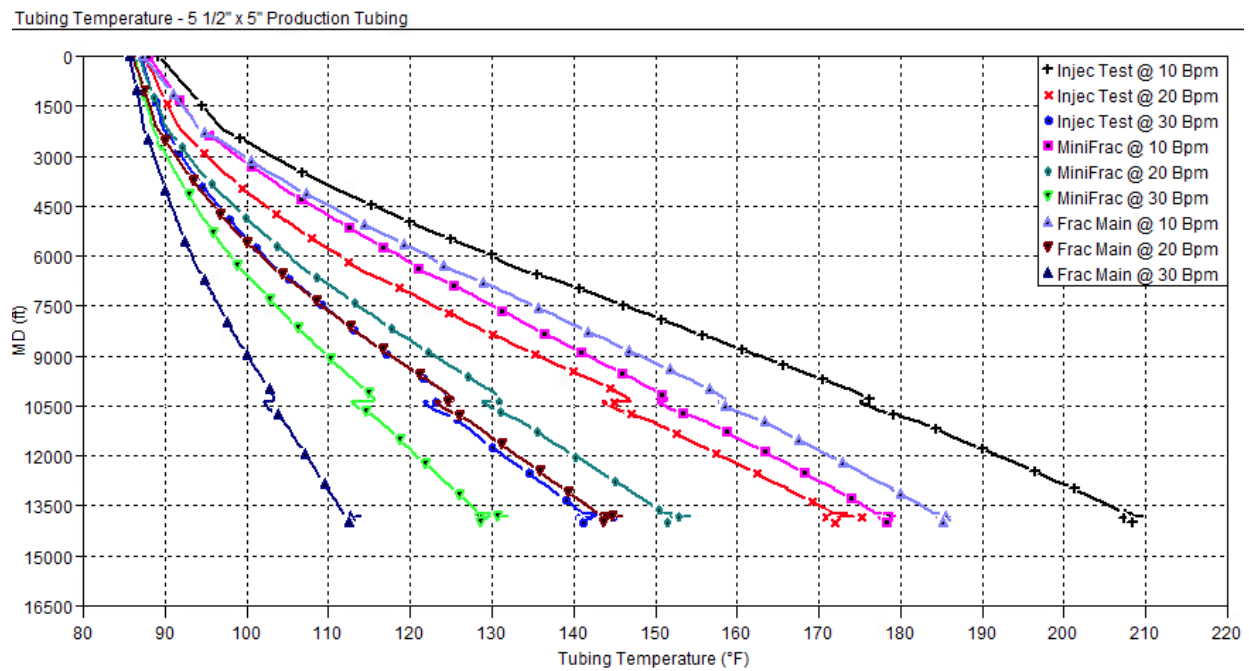


Figura 38.

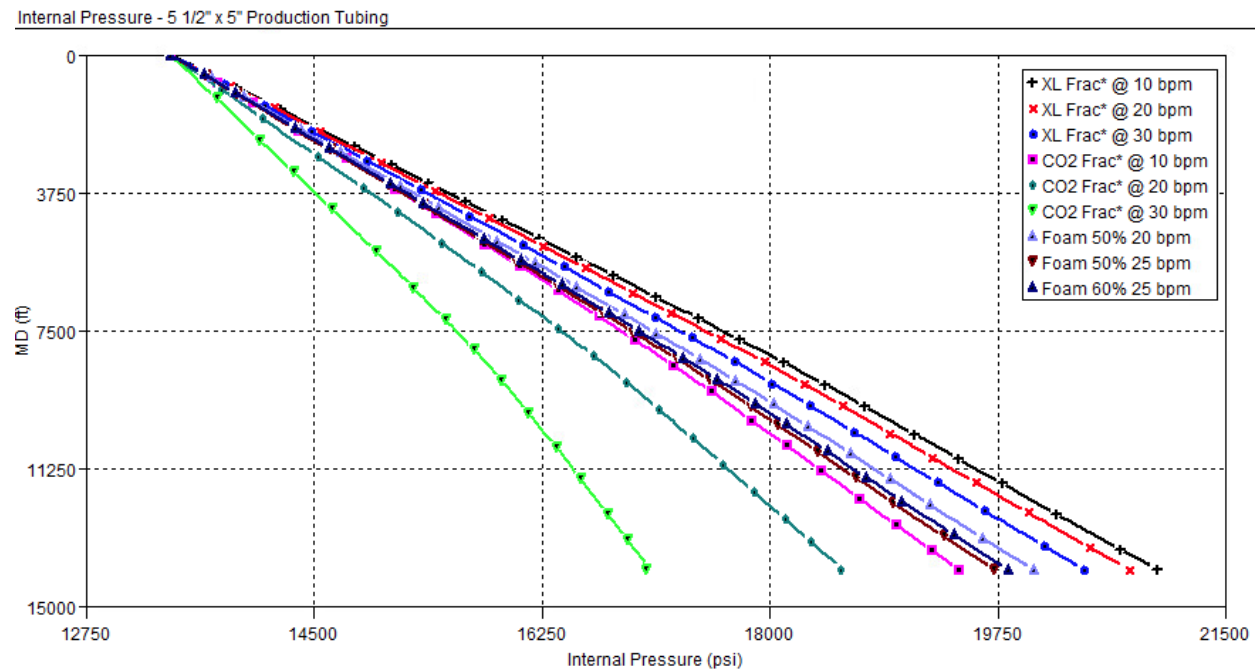
Temperatura del tubing de producción cargas estimulación – Módulo Tube



5.7.1.3. Validación cargas especiales – módulo Tube. Finalmente, se validan las presiones y temperaturas para las cargas especiales, que incluyen la estimulación con CO₂ en estado líquido y supercrítico. Se observa que las mayores fricciones se presentan en los casos con mayor contenido de CO₂ (Figura 39). Las temperaturas de superficie son de 40 °F, y se observa un enfriamiento crítico en fondo, con temperaturas de hasta 81 °F (Figura 40).

Figura 39.

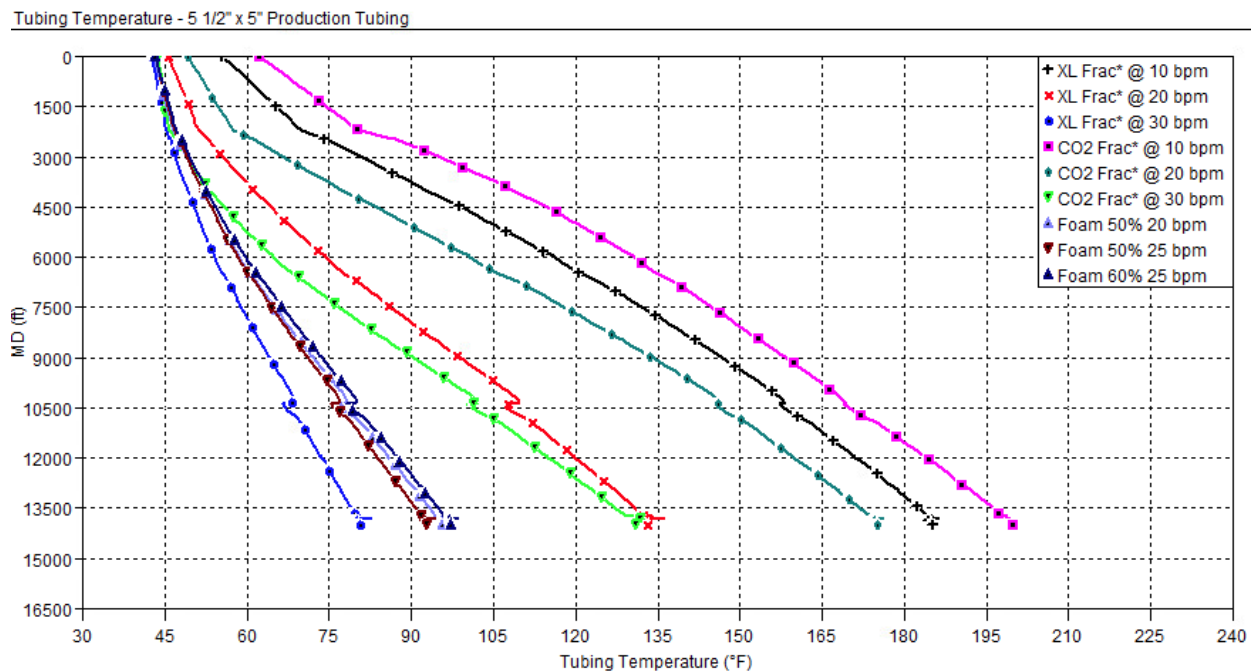
Presión interna del tubing de producción cargas especiales – Módulo Tube



En resumen, la validación de los datos de salida del módulo de Tubing ha demostrado que el modelo reproduce adecuadamente los comportamientos de temperatura y presión del sistema, considerando las variaciones en los parámetros y variables identificadas en el capítulo 4. Se ha verificado que los perfiles de temperatura y presión son consistentes con las condiciones operativas, y que los cambios en las variables de entrada, como el caudal de inyección y la presión de fondo, se reflejan correctamente en los resultados de la simulación.

Figura 40.

Temperatura del tubing de producción cargas especiales – Módulo Tube



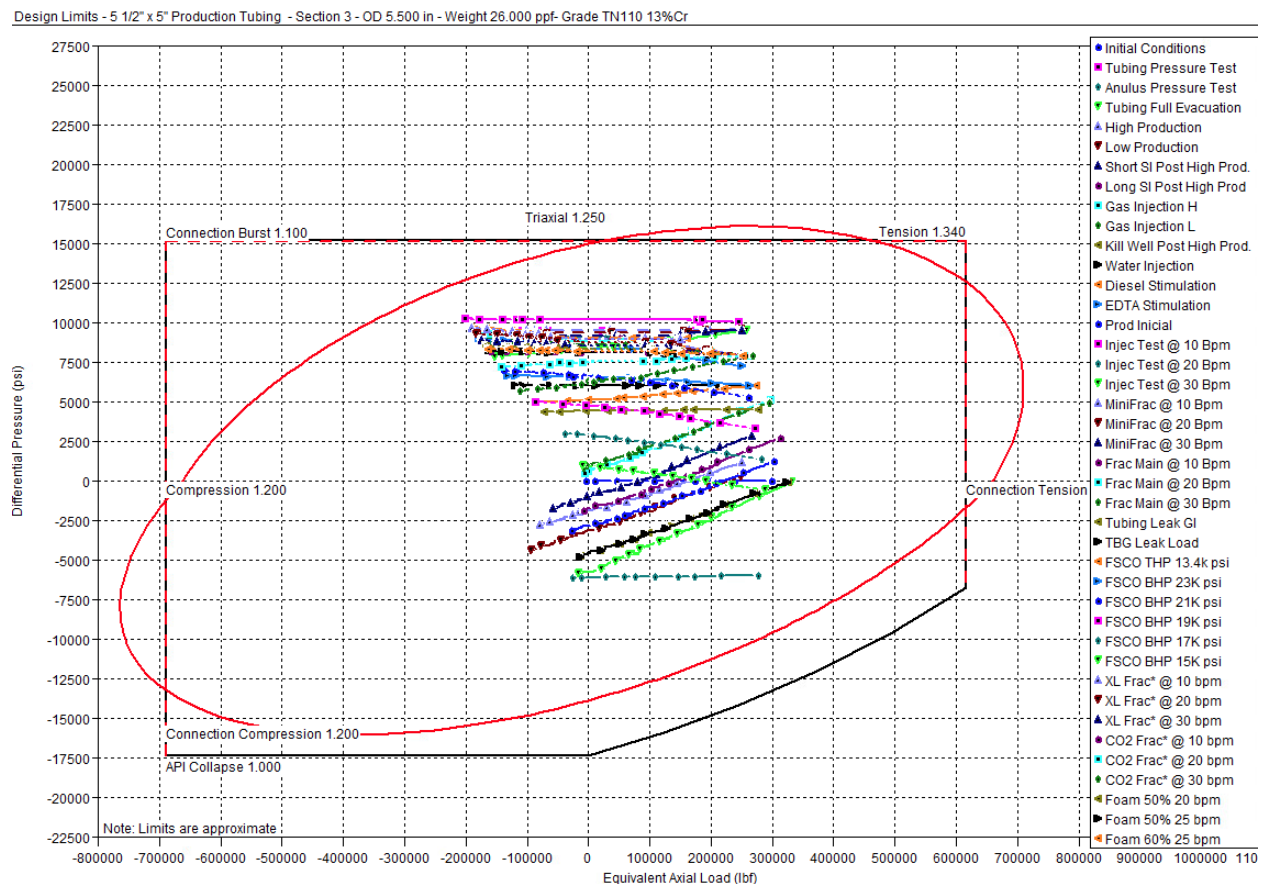
Es importante destacar que, en el caso de las cargas especiales con CO₂, se observa un mayor calentamiento en comparación con los fluidos base agua, a pesar de que el CO₂ es bombeado a 40 °F desde la superficie. Este mayor calentamiento se debe a la menor capacidad de transferencia térmica del CO₂ líquido, que se calienta a medida que desciende por el pozo debido al gradiente geotérmico. El calor específico del CO₂ líquido es de aproximadamente 0.583 BTU/lbm°R, mientras que el del agua es de 1 BTU/lbm°R (Çengel & Ghajar, 2015, p. 973). Esta diferencia en la capacidad calorífica explica por qué el CO₂, a pesar de ser inyectado a una temperatura inicial más baja, presenta este comportamiento. La validación de los datos de salida del módulo de Tubing ha confirmado la precisión del modelo y su capacidad para simular el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas.

Una vez validados los perfiles operacionales de temperatura y presión, se procede ahora a analizar detalladamente cómo estos impactan los límites estructurales del completamiento mediante diagramas específicos denominados 'envolventes de diseño'.

5.7.2. Evaluación de resultados diagramas de límites de diseño – Módulo Tube

El análisis de la envolvente de diseño del tubing de producción, mediante el módulo Tube de Wellcat, permite evaluar la respuesta de este ante las diferentes cargas operacionales. En la Figura 41, se observa que los diferenciales de presión máximos alcanzan los 10,000 psi. Esto se debe a la posibilidad de aplicar presión de soporte anular en el Anular A, lo que reduce el diferencial de presión al que está sometido el tubing. Para los bombeos de diagnóstico, se utilizan presiones de soporte de 5,000 psi, mientras que para las estimulaciones orgánicas se aplican 5,500 psi. La presión de soporte es una variable clave para asegurar la integridad del tubing, ya que reduce el esfuerzo de estallido al que está expuesto.

Las tensiones o cargas axiales equivalentes varían desde -200,000 lbf en fondo, debido a la compresión provocada por el movimiento ascendente de los sellos, hasta 300,000 lbf en tensión en la superficie. En cuanto al colapso, se observan valores máximos de 6,000 psi, correspondientes a la prueba de presión anular. Es importante destacar que todos los datos se encuentran dentro de la envolvente de Von Mises del tubing de producción, lo que indica que no hay riesgo de falla bajo las condiciones operativas simuladas.

Figura 41*Envolvente de límites de diseño al tubing de producción***5.7.3. Evaluación de resultados factores de seguridad – Módulo Tube**

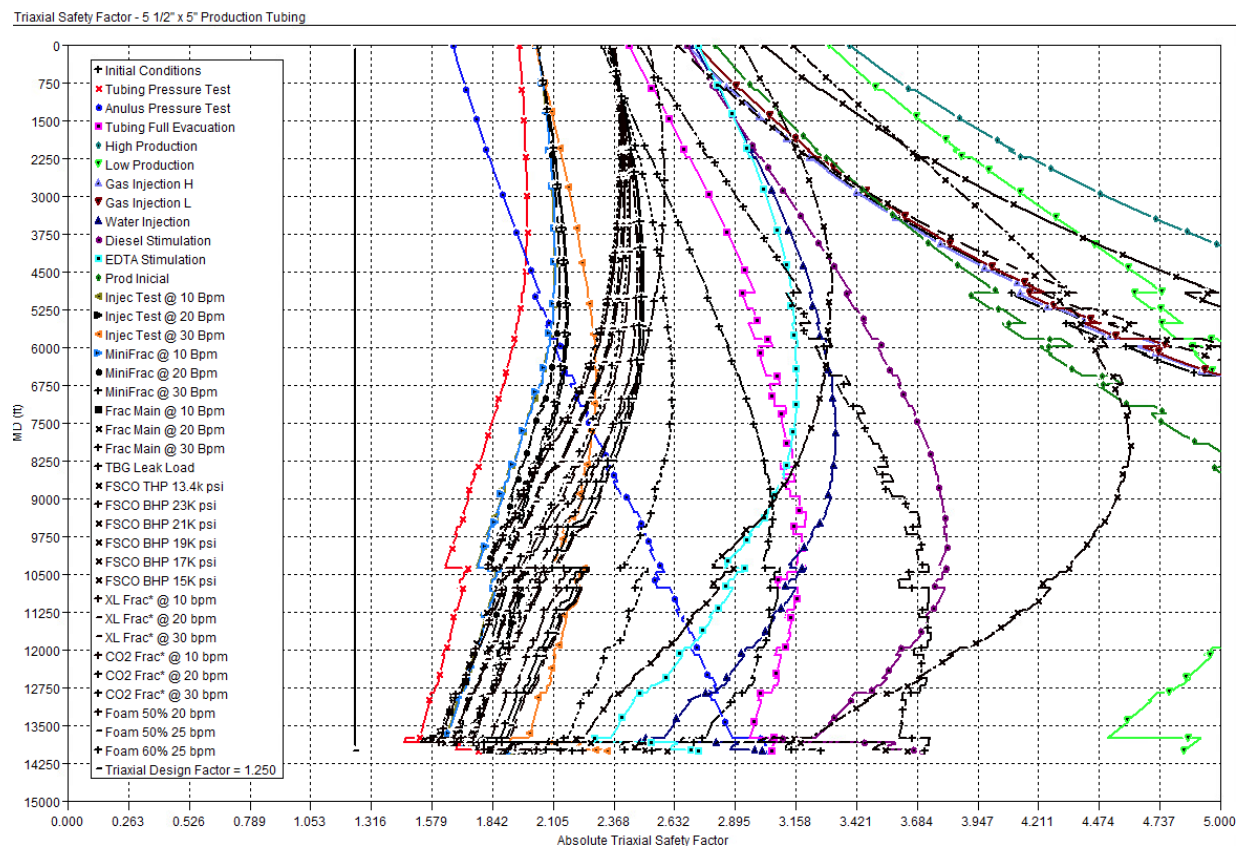
El análisis de los factores de seguridad del tubing de producción, mediante el módulo Tube de Wellcat, permite evaluar la seguridad de este ante las diferentes cargas operacionales. Generalmente, si todas las cargas se encuentran dentro de la zona segura de la envolvente de diseño, los factores de seguridad también estarán en un margen seguro. En la Figura 42, se observa que todas las cargas se ubican a la derecha de la línea del factor de diseño triaxial, que está establecido en 1.25. El menor valor del factor de seguridad triaxial es de 1.46, lo que indica que no hay riesgo de falla para el tubing de producción bajo las condiciones operativas simuladas.

Es importante destacar que el factor de seguridad triaxial evalúa la capacidad del componente para resistir la combinación de esfuerzos axiales, radiales y tangenciales. En este caso, el valor de 1.46 indica un margen de seguridad adecuado para el tubing de producción.

En resumen, el análisis de los diagramas de límites de diseño y los factores de seguridad del módulo Tube de Wellcat ha demostrado que el tubing de producción es seguro y no presenta riesgo de falla bajo las condiciones operativas simuladas.

Figura 42.

Resultados Factor de seguridad triaxial al tubing de producción



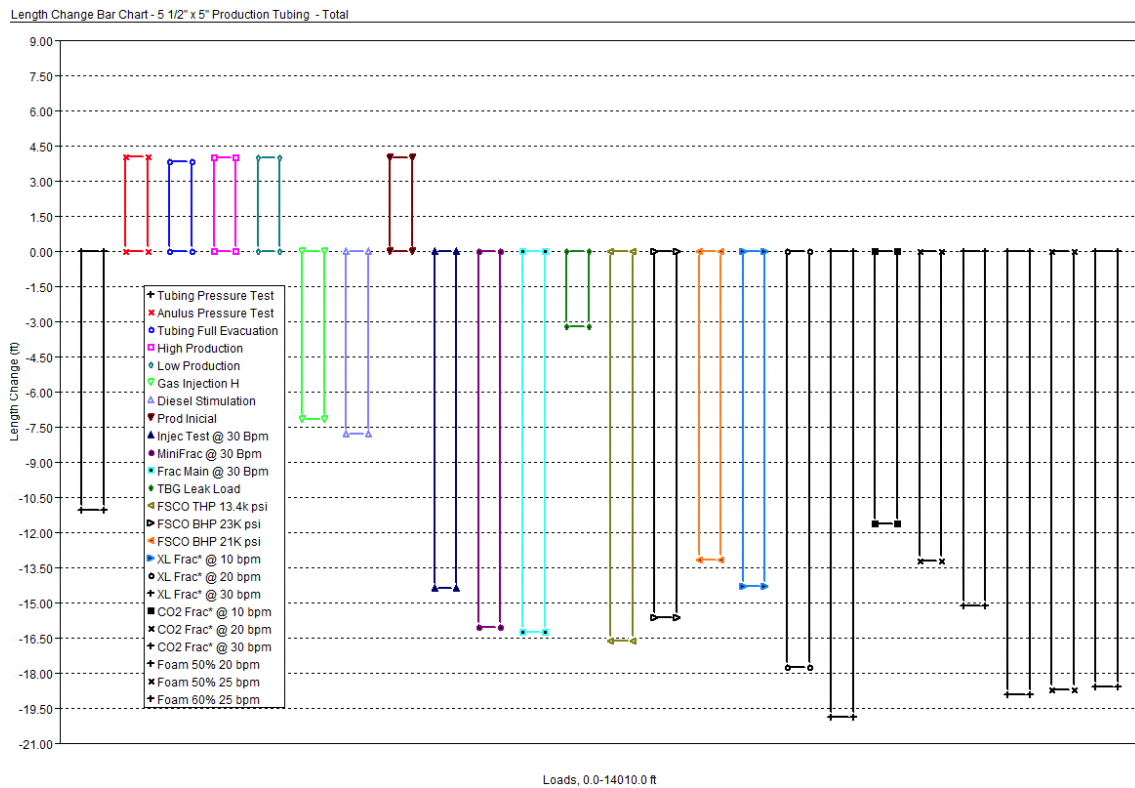
5.7.4. Evaluación de movimiento de tubería y envolvente de ensamble de sellos

Como se mencionó anteriormente, la reducción máxima en la longitud de la tubería es de 19.9 pies, con respecto a la máxima permitida de 21 pies (Figura 43). Esto indica un margen de

seguridad adecuado para el movimiento de la tubería. Este movimiento se presenta en el escenario de estimulación hidráulica al mayor caudal y enfriamiento del tubing.

Figura 43.

Cambios en longitud del tubing de producción – resultados modulo Tube

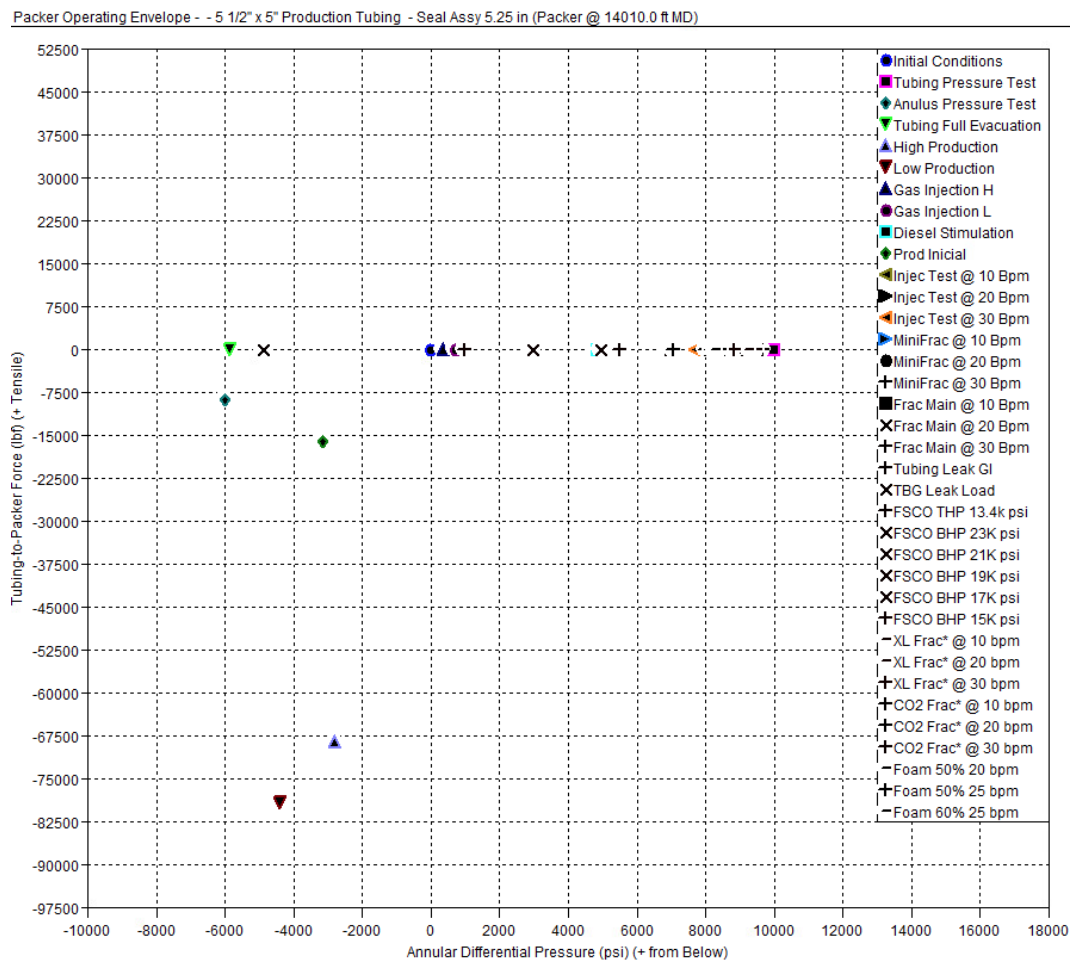


En este escenario, el tubing está sujeto a ballooning, lo que significa que la presión interna es mayor que la externa, lo que acorta su longitud en 3.5 pies. El enfriamiento también provoca una contracción en la longitud de 9.8 pies. Otros factores que contribuyen al movimiento de la tubería son el pandeo (buckling) y la ley de Hooke, que están relacionados con la compresión que sufre la tubería debido a la fuerza de pistón resultante de la presión interna sobre el área de sello de la unidad de sellos con respecto al diámetro interno del PBR. El tubing experimenta una fuerza ascendente que provoca el pandeo, con una resultante calculada por el software de -0.9 pies para el pandeo y -5.7 pies para la ley de Hooke.

En cuanto a la envolvente de los sellos (ver Figura 44), se evalúan las tensiones o compresiones, así como las presiones diferenciales a las que estarán sujetos.

Figura 44.

Envolvente unidad de sellos – resultados modulo Tube



Los completamientos descritos en este proyecto contemplan sellos clasificados como "zero bubble" (A0) de acuerdo con la norma API RP 11D1, con una capacidad de diferencial de presión de 20,000 psi. Dado que los diferenciales de presión no superan los 10,000 psi, se encuentra un margen de seguridad adecuado para la operación. En cuanto a la esfuerzos axiales, se observa una compresión de hasta 80,000 lbf, que está muy por debajo de la capacidad de la conexión de la unidad de sellos, que es de 536,000 lbf.

El análisis del movimiento de la tubería y la envolvente de los sellos del modelo base ha demostrado que el sistema es seguro y no presenta riesgo de falla bajo las condiciones operativas simuladas.

5.8. Resumen del modelo base y evaluación global de resultados

En este capítulo se desarrolló la construcción del modelo base de simulación en WellCat™, en cumplimiento del Objetivo Específico 2, el cual establece que el modelo debe ser construido tomando como caso de estudio pozos tipo del campo de referencia y validado con data operacional real del campo.

Este modelo se fundamentó en la selección de variables críticas identificadas en el Capítulo 4, asegurando que las condiciones operacionales y mecánicas reflejen la realidad del campo. Se empleó un enfoque metodológico estructurado, integrando información de cuatro pozos históricos con características similares en términos de perfil geotérmico, condiciones de presión y diseño mecánico. En la simulación, se estandarizó el uso de un estado mecánico con hueco de 6" y un liner de producción de 4-1/2" con libraje de 15.2 lb/ft, configuración representativa de los completamientos en el área de estudio.

El modelo base de simulación en WellCat™ se construyó a partir de la integración de los siguientes módulos:

- 5.2 Construcción del Estado Mecánico: Se definió la configuración del revestimiento y tubing, asegurando la representación precisa del completamiento estándar del campo (hueco de 6" y liner de producción de 4-1/2"). Se incorporaron las dimensiones y propiedades mecánicas del sistema, priorizando la representación exacta de las conexiones, espesores de pared y resistencia estructural de los tubulares.

- 5.3 Módulo de Perforación (Drill): Se calibraron las condiciones térmicas e hidráulicas de perforación y cementación, obteniendo perfiles de temperatura y presión que sirvieron como base para evaluar el impacto de la contracción térmica de los fluidos atrapados (G) y el comportamiento térmico del completamiento (I - Perfil térmico del pozo).
- 5.4 Módulo de Producción (Prod): Se validaron las condiciones operacionales en escenarios estacionarios y transitorios, permitiendo analizar la evolución térmica e hidrostática bajo distintas condiciones de inyección y producción. Este módulo permitió evaluar el impacto del caudal de inyección (B), la presión en cabeza de pozo (E), la densidad del fluido (C), el volumen bombeado (D) y el tipo de fluido (H) en la estabilidad mecánica del pozo.
- 5.5 Módulo Multi-string: Se analizó la expansión y contracción térmica de fluidos atrapados en los anulares, evaluando su influencia en la generación de presiones diferenciales que podrían comprometer la estabilidad del completamiento, específicamente en el liner de producción y elementos de completamiento en la longitud del volumen atrapado en el anular de dicho liner.
- 5.6 Módulo de Casing: Se determinaron los esfuerzos mecánicos en el revestimiento, evaluando factores de seguridad en colapso, estallido y carga axial. Se identificó que el liner de producción de 4-1/2" se encuentra fuera del umbral de seguridad en estallido y esfuerzo triaxial, lo que representa un riesgo de falla estructural en condiciones de máxima exigencia operativa. Además, se determinó que la conexión superior del PBR y la conexión inferior del crossover No-Go

presentan factores de seguridad críticos, lo que sugiere la necesidad de modificaciones en el diseño del completamiento.

- 5.7 Módulo de Tubing: Se evaluaron las condiciones mecánicas de la tubería de producción, determinando la envolvente de diseño y los esfuerzos críticos en las conexiones. En este análisis no se identificaron riesgos operativos, ya que todos los resultados se encuentran dentro del umbral de los factores de diseño, por lo que no se requiere ninguna modificación en el tubing.

Cada uno de estos módulos permitió definir las condiciones mecánicas y operacionales que enfrenta el completamiento del pozo, asegurando que la simulación refleje escenarios realistas con base en datos de campo y estableciendo una base de validación para la comparación de alternativas de diseño en el siguiente capítulo.

Los resultados del modelo base reflejan la interacción entre las variables operacionales y los esfuerzos mecánicos del completamiento. Se determinó que el caudal de inyección y el tipo de fluido tienen una influencia directa en los perfiles térmicos y en el fenómeno de expansión/contracción de fluidos anulares, afectando los esfuerzos de estallido y la estabilidad del liner de producción. Asimismo, la presión en cabeza de pozo se identificó como un factor determinante en los esfuerzos de estallido en los elementos del completamiento, condicionando su desempeño bajo diferentes escenarios operacionales.

A partir de estos resultados, en el Capítulo 6 se evaluarán alternativas de diseño para optimizar la resistencia estructural del completamiento. Se analizarán modificaciones en el espesor de pared del liner de producción, la selección de materiales y el diseño de las conexiones críticas para mejorar la seguridad del sistema. Además, se estudiará el impacto de ajustes en la

configuración de la conexión superior del PBR y el crossover No-Go con el objetivo de incrementar su desempeño en condiciones operativas exigentes.

6. Optimización del Diseño de Completamiento

A partir del análisis realizado en el Capítulo 5, se identificaron elementos del completamiento que presentan factores de seguridad críticos, así como la influencia del caudal de inyección, el tipo de fluido y la presión en cabeza de pozo sobre los perfiles térmicos y los esfuerzos mecánicos. Con base en estos hallazgos, en este capítulo se analizarán las fallas encontradas y se propondrán alternativas de diseño para mejorar la resistencia estructural del completamiento. Se evaluarán modificaciones en el espesor de pared del liner de producción, la configuración de la conexión superior del PBR y la conexión inferior del crossover No-Go, con el objetivo de mitigar riesgos operativos y mejorar la seguridad del sistema.

Las alternativas de diseño serán simuladas utilizando el modelo base definido en el capítulo anterior, permitiendo cuantificar su impacto en los esfuerzos mecánicos del pozo. A partir de los resultados obtenidos, se seleccionará la configuración óptima que garantice un desempeño estructural más seguro y eficiente, alineando la integridad del completamiento con los criterios operacionales y de producción establecidos en el estudio.

6.1. Identificación de las fallas en el liner de producción

Los resultados de la simulación revelaron tres puntos críticos con alto riesgo de falla: dos en los elementos de completamiento (conexión superior del PBR y conexión inferior del Crossover No-Go) y uno en el liner de producción.

6.1.1. Conexión superior del PBR

A pesar de no estar directamente expuesta a las altas presiones internas del tubing, la conexión superior del PBR forma parte integral del liner de producción, un componente crítico cuya reparación es compleja y costosa.

Los resultados de la simulación revelan que esta conexión presenta un factor de seguridad de estallido de 1.088, un valor inferior al mínimo aceptable de 1.1, lo que indica una condición límite de operación. Asimismo, el factor de seguridad triaxial se ve comprometido, registrando un valor de 1.108, por debajo del umbral de 1.25, lo que sugiere una alta susceptibilidad a fallas estructurales.

Estos resultados evidencian un riesgo significativo de falla mecánica, que en el peor de los casos podría derivar en la pérdida del pozo, con costos de reparación que podrían superar los 5 millones de dólares. Es importante destacar que la capacidad de presión interna de esta conexión está limitada a 11,538 psi, lo que restringe el margen operativo en escenarios de alta presión.

6.1.2. Conexión inferior del Crossover No-Go

Ubicada por debajo de la unidad de sellos, la conexión inferior del Crossover No-Go está directamente expuesta a las altas presiones de bombeo y estimulación, lo que la convierte en un punto crítico dentro del sistema.

El análisis de los factores de seguridad revela que esta conexión presenta el mayor riesgo de falla estructural, con un factor de seguridad de estallido de 0.759, un valor considerablemente inferior al mínimo requerido de 1.1. Esta cifra es inferior a la de la conexión superior del PBR y al liner de producción, lo que confirma que este elemento es el punto más vulnerable del completamiento.

Además, el factor de seguridad triaxial también se encuentra por debajo del umbral de diseño, con un valor de 0.922, inferior al límite de 1.25, lo que evidencia la necesidad de un rediseño inmediato para mitigar el riesgo de falla estructural.

Por otro lado, el factor de seguridad axial no presenta inconvenientes, registrando un valor mínimo de 1.691 durante la operación de estimulación hidráulica, lo que se encuentra por encima del límite requerido de 1.4. Esto indica que, si bien la conexión soporta adecuadamente las cargas axiales, su desempeño ante cargas de presión interna y esfuerzos combinados es inadecuado, representando un punto crítico en la integridad del sistema.

6.1.3. Liner de producción

La simulación también evidenció que el liner de producción de 4-1/2" 15.2 lb/ft, con grado MYS 125,000, no ofrece la robustez necesaria para resistir las cargas extremas de presión y temperatura a las que estará sometido a lo largo de la vida útil del pozo.

Si bien el diseño actual considera el efecto de expansión y contracción de los fluidos anulares, los resultados indican que este fenómeno es una de las principales causas de falla estructural. La interacción de estas variaciones térmicas y de presión genera esfuerzos mecánicos adicionales que pueden comprometer la integridad del liner.

Dado que el liner de producción es un elemento de gran longitud, compuesto por múltiples tubulares conectados en serie y que puede superar los 500 pies, se hace necesario evaluar alternativas de diseño. Estas soluciones deben incluir no solo la optimización de la selección del tubular, sino también la integración de herramientas de completamiento que mitiguen los efectos de la expansión térmica y la acumulación de presión en el anular atrapado.

Identificadas claramente estas fallas críticas, se propone a continuación evaluar distintas alternativas técnicas con el objetivo específico de mitigar los riesgos identificados y mejorar la seguridad operativa del completamiento.

6.2. Propuestas de optimización del diseño

Las propuestas de optimización del diseño presentadas en esta sección se fundamentan en los resultados del análisis de sensibilidad desarrollado previamente (ver Tabla 7), donde se identificaron las variables operacionales con mayor influencia sobre los esfuerzos mecánicos del completamiento. Particularmente, variables como el tipo de fluido, el caudal de bombeo, la presión en cabeza de pozo y las dimensiones del liner mostraron una motricidad significativa en la matriz MICMAC. A partir de estas variables, se diseñaron las tres alternativas evaluadas, con el objetivo de reducir los esfuerzos críticos (triaxiales y estallido) y mejorar la integridad del sistema sin comprometer la operabilidad del pozo.

A partir de los análisis de factores de seguridad y resistencia mecánica, se han identificado mejoras en el diseño del liner de producción para reducir el riesgo de fallas estructurales y mejorar su desempeño en condiciones operacionales críticas. Se evaluarán tres alternativas enfocadas en optimizar la capacidad del liner sin comprometer la operatividad del pozo ni la compatibilidad con herramientas de intervención.

Las alternativas incluyen:

1. Incremento del libraje del liner de producción, aumentando su espesor de pared para mejorar su resistencia al estallido.
2. Uso de un liner combinado, instalando un tramo superior de 5” para reforzar la zona de volúmenes atrapados y manteniendo 4-1/2” en la sección inferior.

3. Selección de un grado de acero superior en el liner de 4-1/2”, incrementando su resistencia mecánica sin modificar su diámetro interno.

Adicionalmente, se considera necesario ajustar la conexión superior del Polished Bore Receptacle (PBR) y la conexión inferior del Crossover No-Go, ya que ambos elementos forman parte de los puntos críticos del ensamblaje del completamiento y su desempeño está directamente relacionado con la alternativa de liner seleccionada.

Cada alternativa será analizada en términos de capacidad estructural, compatibilidad con herramientas de intervención, factibilidad operativa y disponibilidad de materiales en inventario.

6.2.1. Alternativa 1: Incremento del libraje del liner de producción

Esta alternativa plantea incrementar el libraje del liner de producción, manteniendo su diámetro externo (4-1/2” OD) y su grado de acero (110,000 psi MYS nominal). La modificación tiene como propósito aumentar la resistencia mecánica del liner, reduciendo el riesgo de falla por presión diferencial y mejorando la integridad estructural del completamiento en condiciones operacionales críticas. (Ver Tabla 20).

Tabla 20

Comparación de parámetros claves – Alternativa 1

Parámetro	Liner Modelo Base	Liner Propuesto
Diámetro Externo (OD)	4-1/2”	4-1/2”
Libraje	15.2 lb/ft	18.9 lb/ft
Espesor de pared	0.337”	0.430”
Capacidad de presión interna (Nominal con 87.5%)	14,416 psi	18,394 psi
Capacidad de presión interna (Medido, con tolerancia 91.16%)	18,118 psi	23,118 psi
Diámetro interno (ID)	3.826”	3.640”

Nota. El cálculo de la capacidad de presión interna con valores nominales puede diferir del valor real debido a variaciones en la manufactura de la tubería. En este caso, tras la medición en campo,

se determinó una tolerancia de 91.16% en el espesor y un MYS medido de 132,700 psi, lo que afecta la capacidad de presión interna real del liner.

El incremento en el libraje del liner aumenta el espesor de pared de 0.337” a 0.430”, lo que mejora la capacidad de presión interna nominal de 14,416 psi a 18,394 psi. Sin embargo, al considerar las mediciones reales de espesor y el MYS medido (132,700 psi), la capacidad de presión interna recalculada es de 23,118 psi, reflejando más fielmente las condiciones del material en campo.

Ventajas:

- Mayor resistencia estructural: El aumento del espesor de pared mejora la capacidad del liner frente a presiones internas y diferenciales.
- Disponibilidad comprobada en el campo: Este revestimiento ha sido utilizado previamente en otros pozos del área de estudio, por lo que se puede obtener sin problemas contractuales ni retrasos en suministro.

Desventajas:

- Reducción del diámetro interno (ID) de 3.826” a 3.640”, lo que puede generar desafíos operacionales en la corrida de herramientas.
- Impacto en la intervención del pozo:
 - Cañoneo: Se utilizan cañones de 3-1/8” OD, los cuales pueden experimentar *swelling* (expansión tras la detonación), aumentando el riesgo de pega mecánica en un espacio reducido.
 - Molienda de tapones: Durante la estimulación, se instalan tapones de aislamiento para probar múltiples zonas de abajo hacia arriba. La reducción

del clearance aumenta el riesgo de atrapamiento de debris y bloqueos mecánicos durante la molienda.

- Limpieza de arena proveniente de estimulación hidráulica: Un menor ID restringe la circulación de fluidos, dificultando la remoción de arena y otros residuos, incrementando las pérdidas de circulación y la fricción hidráulica.
- Mayor costo relativo: El incremento en el libraje implica un costo superior en comparación con el liner base.

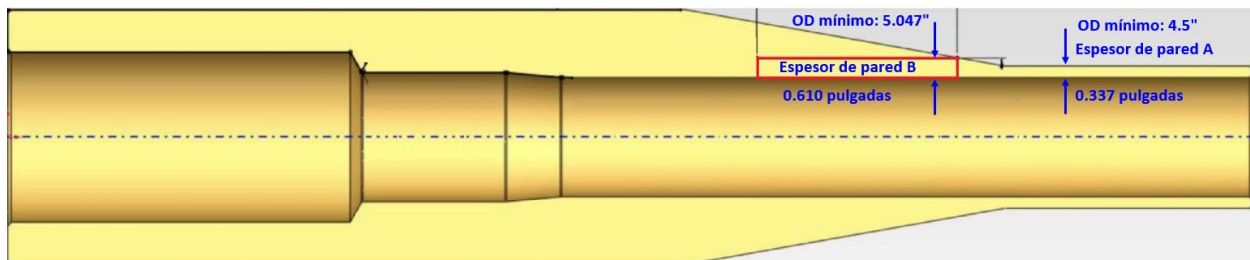
Modificación de la Conexión Inferior del Crossover No-Go:

Dado que el crossover No-Go es el punto de transición entre el PBR y el Liner de producción, su configuración debe ajustarse para optimizar su resistencia mecánica.

- Cambio en la conexión inferior: De tipo PIN a tipo CAJA (BOX).
- Nuevo diseño de la conexión CAJA:
 - Diámetro externo (OD): De 4.5" a 5.047"
 - Espesor de pared: De 0.337" a 0.61"
 - Libraje: De 15.2 lb/ft a 29.34 lb/ft
 - Capacidad de estallido: De 15,652 psi a 25,281 psi
 - Ver la modificación en la figura 45.

Figura 45

Modificación del Crossover No-Go.



Nota. A diferencia del liner de producción, el Crossover No-Go es un equipo maquinado, por lo que sus tolerancias de manufactura son más estrictas. En este caso, se aplicó una tolerancia de manufactura del 95%, lo que ajusta el espesor de pared efectivo y permite calcular una capacidad de estallido corregida de 15,652 psi con un MYS nominal de 110,000 psi.

Beneficios:

- Mayor espesor de pared, lo que incrementa la capacidad estructural y reduce el riesgo de falla por presión diferencial.
- Optimización del desempeño del crossover No-Go, alineándolo con el incremento de libraje del liner.
- Mejor transmisión de cargas mecánicas, ya que las conexiones tipo CAJA proporcionan un soporte estructural superior en comparación con las tipo PIN.

Si bien esta alternativa mejora significativamente la resistencia mecánica del liner de producción, la reducción del diámetro interno es un factor crítico por evaluar, ya que afecta la corrida de herramientas, la molienda de tapones y la limpieza de arena tras la estimulación hidráulica.

Es fundamental evaluar la factibilidad operativa de la corrida de herramientas con este diámetro reducido, asegurando que no se comprometan futuras intervenciones del pozo.

La implementación de esta alternativa también implica costos adicionales asociados al incremento de libraje y la modificación estructural en la conexión inferior del Crossover No-Go.

En la siguiente sección, se evaluará la segunda alternativa, que busca una solución diferente mediante el uso de un liner combinado de 5" y 4-1/2".

6.2.2. Alternativa 2: Liner de producción combinado

Esta alternativa propone combinar dos tipos de liner de producción para incrementar la resistencia en la sección superior, donde se encuentra el volumen atrapado, y mantener la capacidad de correr herramientas en la sección inferior.

En la parte superior, se utilizará un liner de 5" con 23.2 lb/ft y un MYS corregido de 116,776 psi, con un espesor de pared de 0.478" y una capacidad de presión interna de 20,354 psi. Este liner es estándar en el campo y ofrece un diámetro interno de 4.044", facilitando la corrida de herramientas.

En la parte inferior, se mantendrá el liner actual de 4-1/2" 15.2 lb/ft con 110,000 psi MYS nominal y 132,700 psi medido, asegurando compatibilidad con las operaciones de intervención, ver el comparativo en la Tabla 21.

Tabla 21

Comparación de parámetros claves – Alternativa 2

Parámetro	Liner Modelo Base	Liner Propuesto Alternativa 2	
		Liner Superior (5")	Liner Inferior (4-1/2")
Diámetro Externo (OD)	4-1/2"	5"	4-1/2"
Libraje	15.2 lb/ft	23.2 lb/ft	15.2 lb/ft
Espesor de pared	0.337"	0.478"	0.337"
Capacidad de presión interna (Nominal con 87.5%)	14,416 psi	18,403 psi	14,416 psi
Capacidad de presión interna (Medido con valores corregidos)	18,118 psi	20,354 psi	18,118 psi
Diámetro interno (ID)	3.826"	4.044"	3.826"

Nota. Para asegurar una comparación justa entre opciones, se ha corregido el MYS del liner de 5" a 116,776 psi, manteniendo la misma relación de aumento del 6.16% observada en el liner de 4-1/2". Esto permite comparar con mayor precisión el desempeño mecánico de ambas alternativas.

Ventajas:

- Mayor resistencia en la sección superior del liner, en el volumen atrapado.
- Se mantiene la capacidad de correr herramientas en la sección inferior, asegurando intervenciones eficientes.
- Ambos Liner son estándar en el campo, lo que facilita su adquisición y disponibilidad operativa.

Desventajas:

- Mayor complejidad en la instalación debido a la combinación de dos tipos de liner.
- Posible aumento en el costo total del completamiento.
- Transición de diámetros entre el liner superior de 5" y el liner inferior de 4-1/2", lo que puede generar restricciones en operaciones de intervención.

Modificación de la Conexión Inferior del Crossover No-Go

Dado que en esta alternativa el liner es combinado, el crossover No-Go se conecta al liner de 5", atravesando la zona de alto potencial de falla por los volúmenes atrapados. Más abajo, habrá otro crossover (fuera del alcance de este estudio) donde se conectará el liner de 4-1/2".

Cambio en la conexión inferior del crossover No-Go: Se adapta a 5" OD para conectar con el liner de producción superior de 5" 23.2 lb/ft.

- Nuevo diseño de la conexión para 5" OD
- Diámetro externo (OD): 5.756"
- Diámetro interno (ID): 4.134"
- Espesor de pared: 0.811"
- Libraje: 43.45 lb/ft

- Capacidad de presión interna: 29,447 psi. Al igual que la opción anterior se manejará una tolerancia de manufactura del 95%, ajustando su espesor de pared efectivo y calculando una capacidad de estallido corregida de 29,447 psi con un MYS nominal de 110,000 psi.

Beneficios:

- Optimización de la transición entre liner de 5" y liner de 4-1/2", reduciendo restricciones operacionales.
- Mayor resistencia estructural del crossover No-Go, adaptándose al incremento de diámetro del liner superior.
- Mejor transmisión de cargas mecánicas, minimizando riesgos de falla en la unión del completamiento.

La combinación de un liner superior de 5" con un liner inferior de 4-1/2" proporciona una solución balanceada entre resistencia estructural y operatividad. Sin embargo, la transición de diámetros y la complejidad en la instalación son factores por evaluar en la selección final del diseño. Por lo tanto, se recomienda realizar un análisis de compatibilidad mecánica en la transición de liner de 5" a 4-1/2", verificar posibles restricciones en operaciones de intervención, asegurando que las herramientas puedan circular sin problemas, evaluar costos y disponibilidad operativa en campo.

6.2.3. Alternativa 3: Incremento del grado del liner de producción

Esta alternativa propone incrementar el grado del acero en el liner de producción para mejorar su resistencia mecánica sin modificar el diámetro interno del revestimiento.

Se utilizará un liner de 4-1/2" con 15.2 lb/ft, pero el grado de acero aumentará de 110,000 psi MYS nominal a 135,000 psi MYS nominal, lo que mejora la resistencia estructural.

Aplicando la misma metodología de corrección basada en registros de campo, el MYS medido equivalente es 143,316 psi. Esto proporciona una capacidad de presión interna de 17,692 psi nominal y 19,568 psi medido, ver el comparativo en la Tabla 22.

Tabla 22

Comparación de parámetros claves – Alternativa 3

Parámetro	Liner Modelo Base	Liner Propuesto
Diámetro Externo (OD)	4-1/2"	4-1/2"
Libraje	15.2 lb/ft	15.2 lb/ft
Espesor de pared	0.337"	0.337"
Grado (psi)	132,700	143,316
Capacidad de presión interna (Nominal con 87.5%)	14,416 psi	17,692 psi
Capacidad de presión interna (Medido con valores corregidos)	18,118 psi	19,568 psi
Diámetro interno (ID)	3.826"	3.826"

Nota. Para asegurar una comparación justa, el MYS corregido para el liner de 4-1/2" se ajustó a 143,316 psi, siguiendo la misma metodología de incremento del 6.16% observada en otras mediciones de campo.

Ventajas:

- Mayor resistencia del liner sin reducir el diámetro interno, asegurando compatibilidad con herramientas de intervención.
- No introduce mayor complejidad en la instalación, ya que mantiene el mismo diseño de liner.

Desventajas:

- Mayor costo del tubular, debido al uso de acero de mayor resistencia.
- Posible limitación en disponibilidad del material en el mercado, ya que no es un grado estándar en el campo.

Modificación de la Conexión Inferior del Crossover No-Go

Dado que esta alternativa mantiene el liner de 4-1/2", la modificación del Crossover No-Go será la misma presentada en la Alternativa 1. Se implementará una conexión inferior de tipo CAJA ("Box") con mayor espesor de pared, asegurando una mayor resistencia estructural y mejor transmisión de cargas mecánicas.

6.2.4. Modificación de la Conexión Superior del Frac PBR

Independientemente de la alternativa seleccionada, se propone una mejora en la conexión superior del Frac PBR para incrementar su resistencia al estallido sin afectar la compatibilidad con el resto del sistema. La modificación propuesta será la siguiente:

- Se aumentará el libraje de la conexión superior del PBR de 7" OD 32 lb/ft a 7" OD 41 lb/ft, manteniendo el mismo grado de acero (MYS 80,000 psi).
- Este cambio incrementa el espesor de pared en la conexión superior de 0.453" a 0.590", lo que mejora su capacidad de presión interna de 11,538 psi a 14,396 psi, considerando el MYS medido de 85,400 psi.
- El diámetro interno de la conexión superior del PBR se reducirá de 6.094" a 5.82", sin generar restricciones operacionales, dado que el cuerpo del PBR en su zona pulida ya cuenta con un diámetro interno de 5.25".

Desde el punto de vista de compatibilidad y viabilidad, esta modificación no requiere adaptaciones adicionales en la configuración del completamiento, ya que la conexión utilizada es del tipo BLUE, permitiendo su acople directo con el Coupling y juntas de revestimiento de 7" 32 lb/ft P110. Además, debido a que la reducción del diámetro interno de la conexión superior no impacta la operatividad del sistema, se garantiza la compatibilidad con las herramientas de intervención y operación del pozo.

Otro aspecto relevante es la optimización de costos, ya que, en caso de que el PBR ya se encuentre en inventario, la modificación puede realizarse mediante mecanizado con un costo estimado de \$1,500 dólares, lo que representa una alternativa significativamente más económica en comparación con el reemplazo total del PBR por una versión con un MYS superior.

La implementación de esta modificación proporciona beneficios importantes para la integridad del completamiento. El incremento en la resistencia a la presión interna mejora la seguridad del pozo en escenarios de alta presión, al tiempo que se mantiene la compatibilidad con el diseño original del completamiento sin necesidad de modificaciones adicionales. Adicionalmente, la viabilidad del mecanizado como alternativa de optimización permite minimizar los costos de implementación, favoreciendo su adopción sin incurrir en inversiones significativas.

6.3. Simulación de las alternativas de diseño

La simulación de las alternativas propuestas se realizará con el objetivo de evaluar el comportamiento mecánico del completamiento bajo las condiciones operacionales previstas en el campo de estudio. Para cada alternativa, se analizaron los factores de seguridad en estallido y carga triaxial, comparándolos con los criterios de diseño establecidos. Estos análisis permiten identificar los márgenes de seguridad de cada diseño frente a los escenarios de operación crítica, incluyendo la estimulación hidráulica con apuntalante y con CO₂ líquido, así como la posible ocurrencia de frac screen out (FSCO) y sus efectos sobre la integridad del liner de producción.

Los resultados que se presentarán en los siguientes numerales corresponden a las simulaciones realizadas en el módulo de Casing de WellCat™, en donde se han importado los perfiles de presión y temperatura obtenidos en los módulos DRILL y PROD, así como la configuración de presiones externas en el volumen atrapado. Estos perfiles, que reflejan las condiciones de producción y escenarios operativos previamente descritos en los capítulos

anteriores, ha sido utilizados como “LOADS” en los elementos del completamiento (Liner de producción y tubing). A partir de esta configuración, se calcularon los esfuerzos de tensión, compresión, estallido, colapso y carga triaxial a lo largo de la trayectoria del pozo, obteniendo las gráficas y resultados que se detallan en las siguientes secciones.

Cabe destacar que, aunque se realizaron simulaciones en el módulo de Tubing, los resultados obtenidos no generaron restricciones ni inconvenientes significativos en cuanto a la capacidad de carga de la sarta de producción. En contraste, el Liner de producción presentó la mayor criticidad en términos de esfuerzos mecánicos, por lo que las siguientes secciones se enfocará el análisis en sus condiciones de operación y desempeño estructural.

6.3.1. Alternativa 1: Incremento del libraje del liner de producción

Los resultados de la simulación indican que esta alternativa presenta un desempeño satisfactorio en términos de integridad mecánica. Como se muestra en la Figura 46, el factor de seguridad triaxial se mantiene dentro de los márgenes aceptables, con valores superiores a 1.25, registrando un mínimo de 1.39, lo que asegura una resistencia estructural suficiente frente a las cargas aplicadas. Asimismo, el factor de diseño mínimo en estallido (Ver figura 47) alcanza un valor de 1.23, superando el umbral mínimo permitido de 1.1, lo que indica que la capacidad del liner para soportar presiones internas se encuentra dentro de los límites de seguridad establecidos.

Figura 46

Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 1

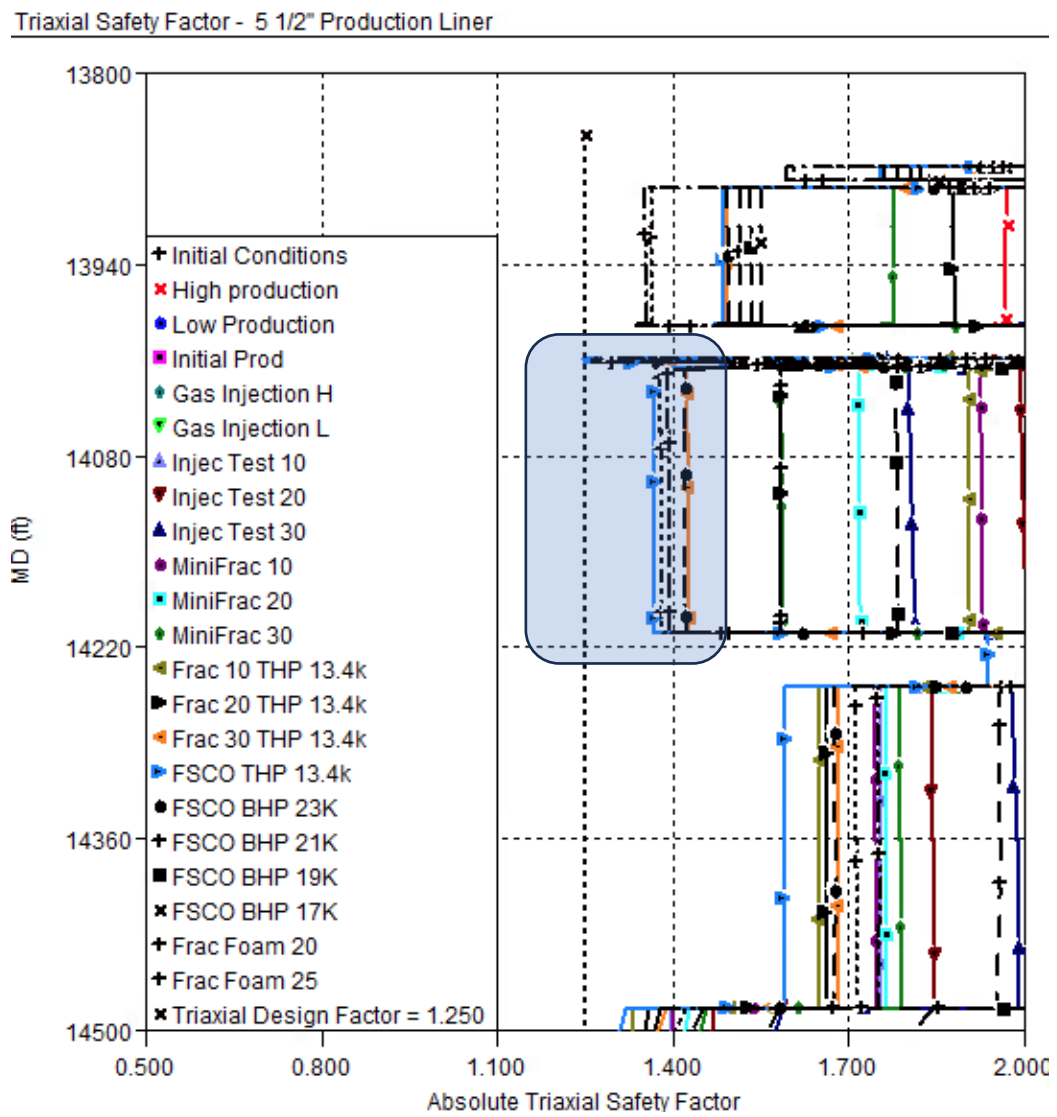
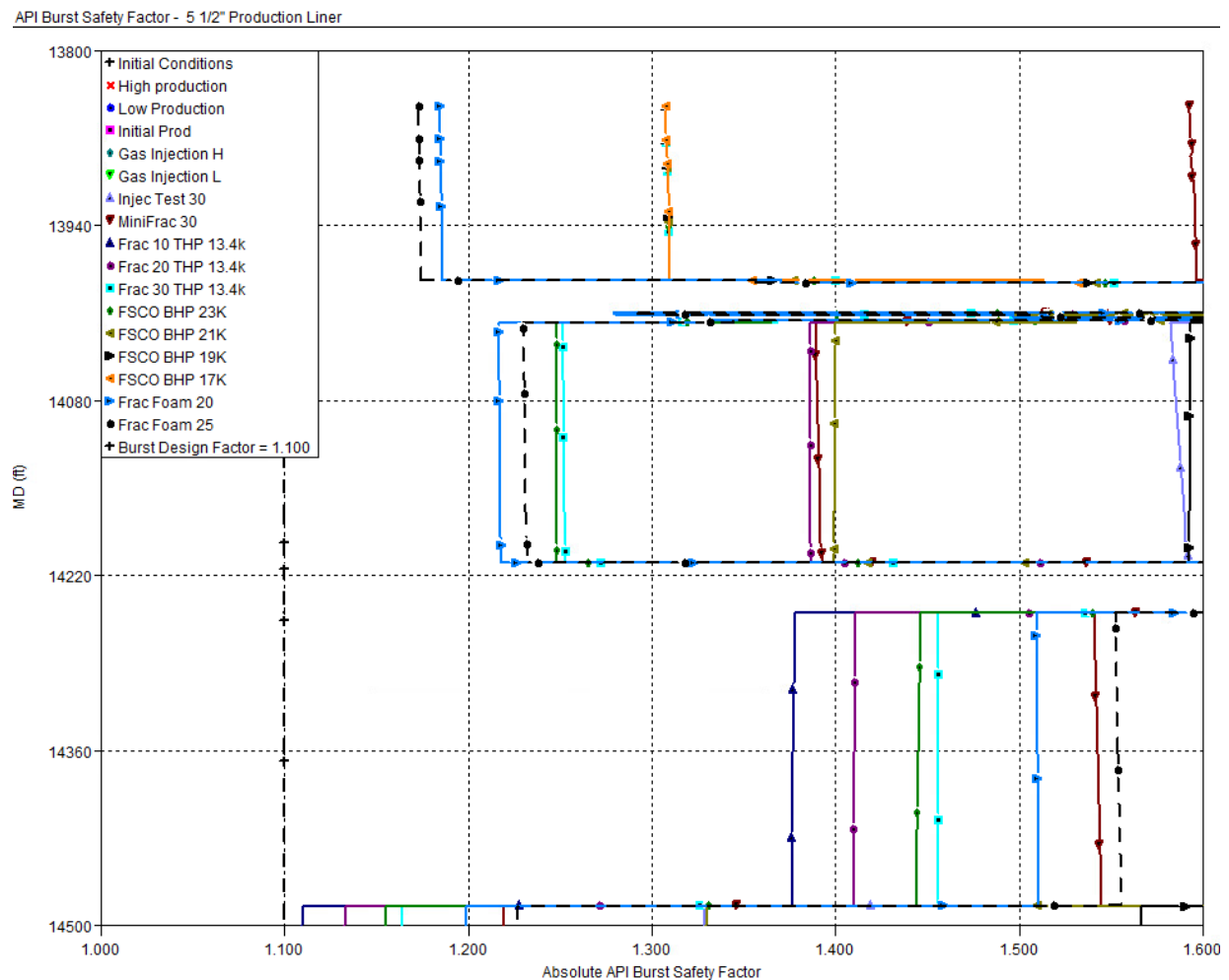


Figura 47

Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #1.

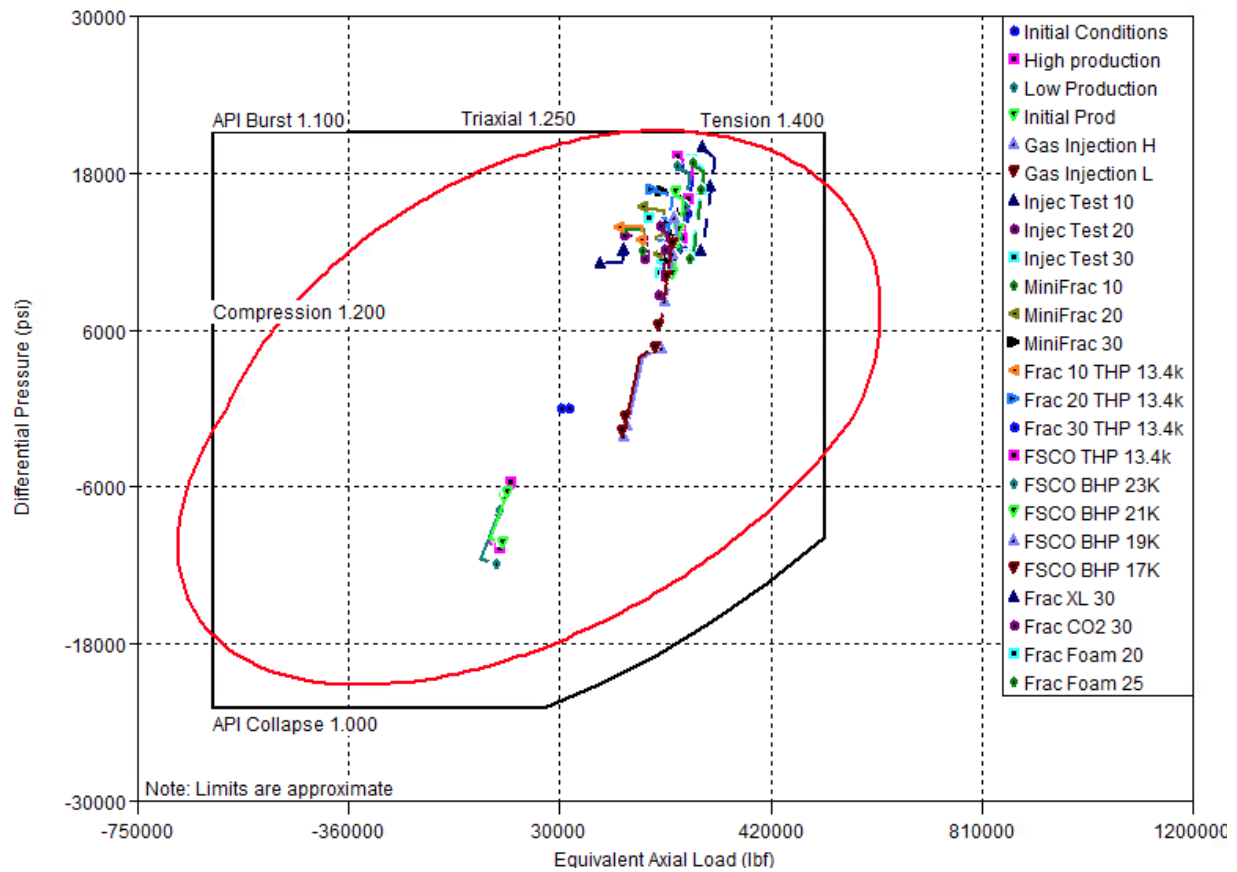


En la Figura 48 se observa que todos los puntos operativos simulados se encuentran dentro de la envoltura de diseño, lo que significa que la capacidad de carga del revestimiento es suficiente para soportar las condiciones de presión interna y esfuerzos mecánicos inducidos por la operación del pozo.

Figura 48

Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 1

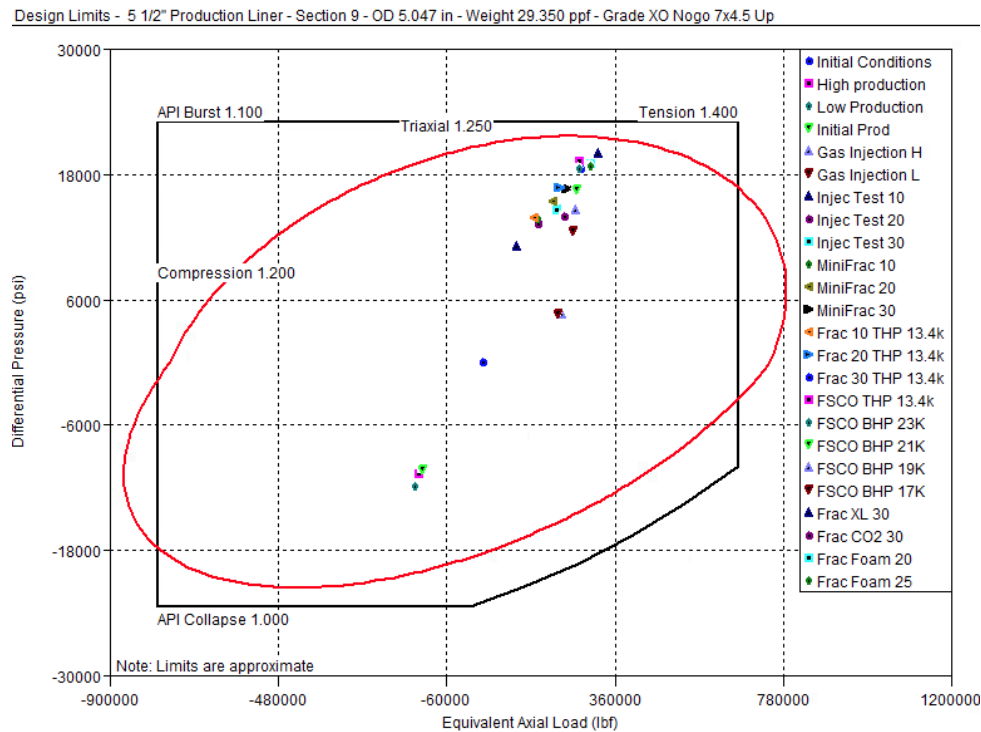
Design Limits - 5 1/2" Production Liner - Section 10 - OD 4.500 in - Weight 18.800 ppf - Grade TN125Cr13S 91.16



La modificación del Crossover No-Go el cual es la misma para las alternativas 1 y 3, aumentando su robustez mediante una conexión BOX en su parte inferior, ha permitido incrementar significativamente su resistencia al estallido, evitando que los puntos operativos superen su envolvente de carga como se puede ver en la Figura 49.

Figura 49

Envolverte de diseño Crossover NoGo propuesta de Alternativas 1 y 3



Este diseño logra superar las restricciones en cuanto a los factores de diseño en estallido y triaxial, asegurando que las operaciones planificadas puedan ejecutarse sin riesgos de falla estructural en el liner de producción ni en los elementos de completamiento. Sin embargo, la principal desventaja de esta alternativa es la reducción del diámetro interno del liner de producción, lo que podría dificultar la corrida de herramientas para futuras intervenciones en el pozo.

6.3.2. Alternativa 2: Liner de producción combinado (5" – 4-1/2")

En la simulación de esta alternativa, se observó que el diseño propuesto ofrece mejoras en la resistencia mecánica del completamiento, pero presenta algunas limitaciones operacionales en escenarios críticos. Como se muestra en la Figura 50, el factor de seguridad triaxial en la sección del liner de 5" desciende a 1.23, situándose por debajo del margen seguro de 1.25, lo que indica un riesgo de falla en escenarios de alta carga. Adicionalmente, en la Figura 51 el factor de diseño de estallido se reduce a 1.08, quedando por debajo del umbral de 1.1, lo que compromete la integridad del liner ante condiciones de presión interna elevadas.

Figura 50
Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 2

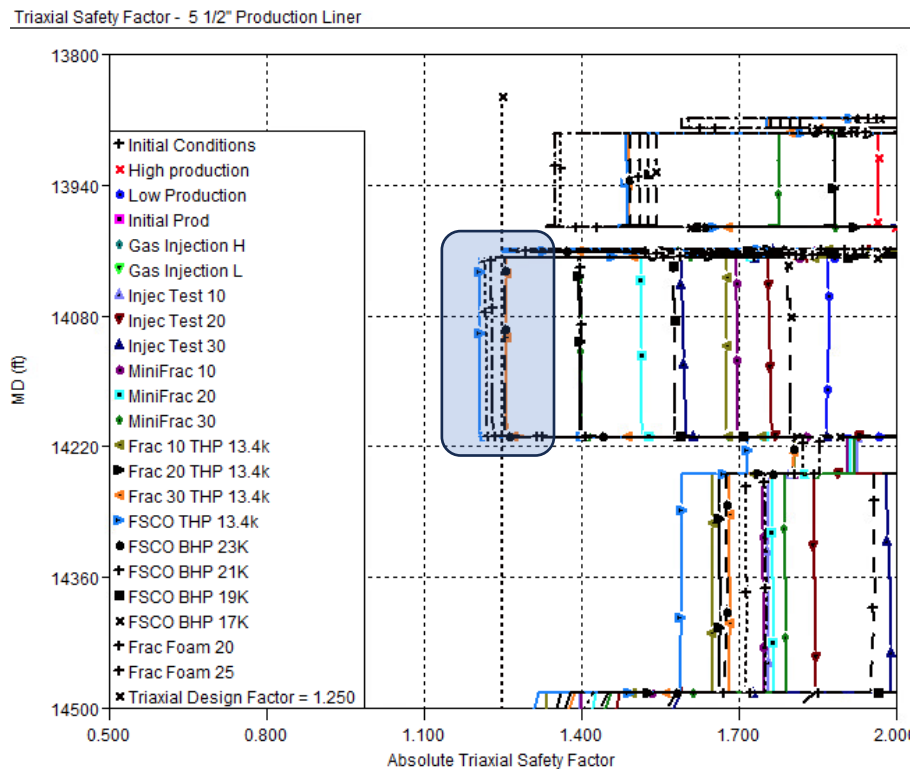
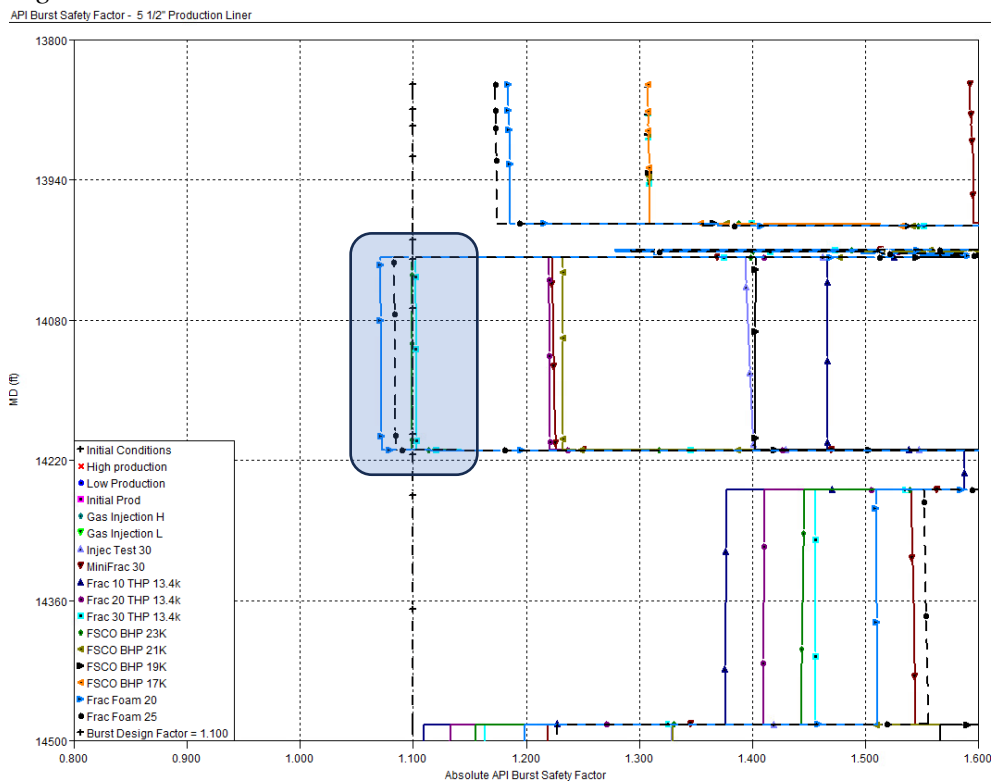


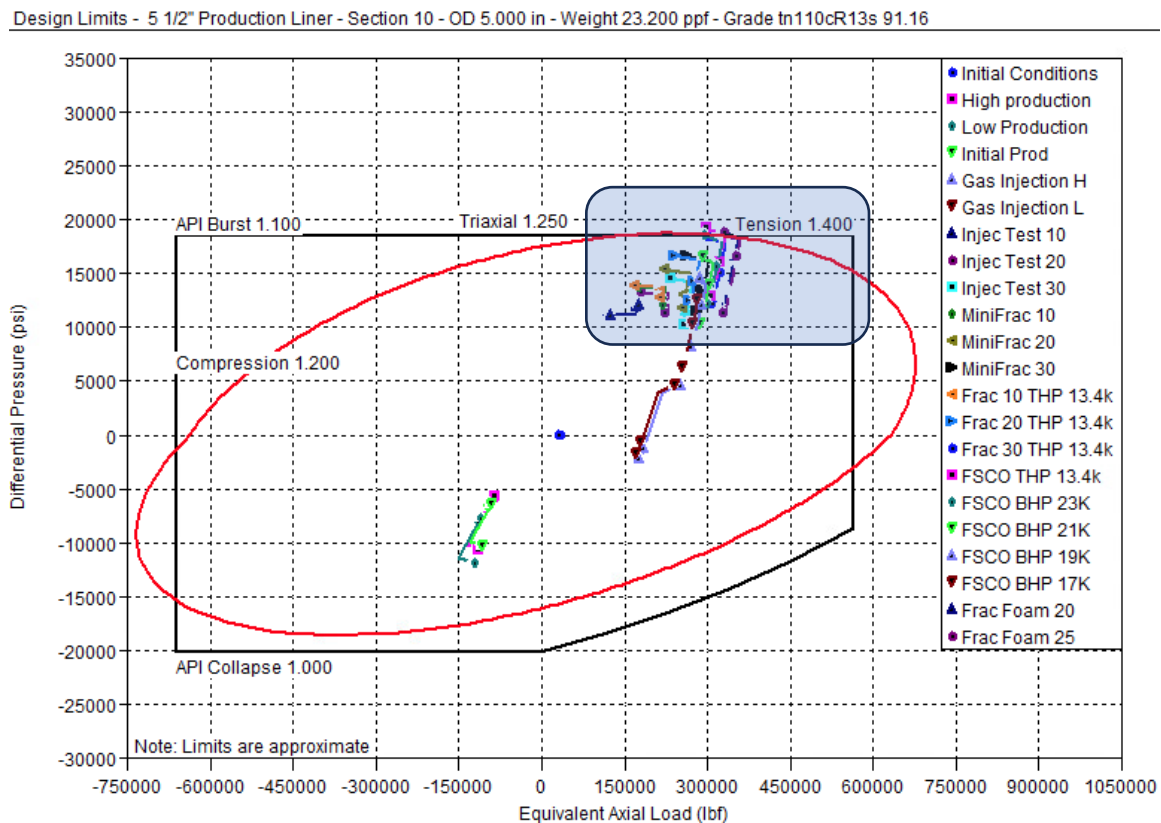
Figura 51
Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #2.



La Figura 52 muestra que la envolvente de diseño del liner de producción evidencia que algunas curvas operacionales exceden la envolvente de Von Mises, lo que indica que, en ciertos escenarios operativos el liner podría estar sometido a esfuerzos superiores a su capacidad mecánica.

Figura 52

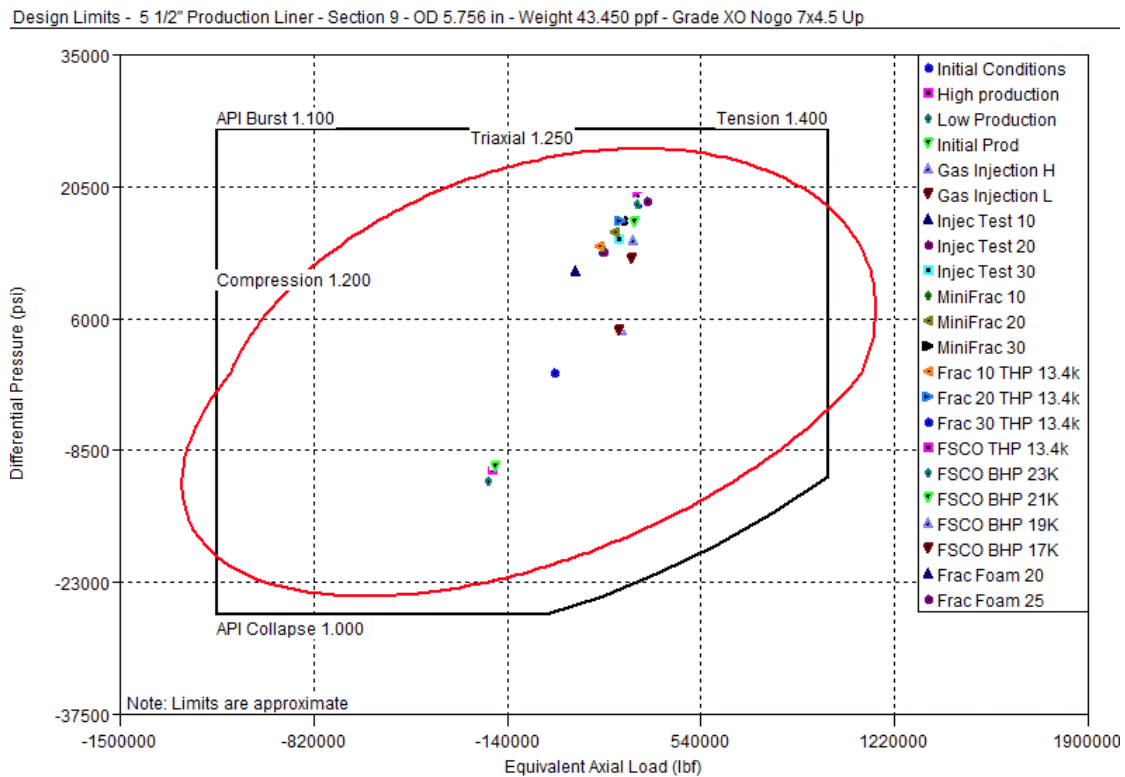
Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 2



El crossover No-Go modificado ofrece mejores resultados en comparación con la configuración del modelo base, como se aprecia en la Figura 53, donde todos los puntos operativos se encuentran dentro de su envolvente de diseño. Esto indica que, aunque el liner presenta restricciones de carga en ciertos escenarios, la modificación del crossover ha permitido mejorar su resistencia estructural, asegurando la estabilidad del completamiento en la transición entre el Frac PBR y el liner de producción.

Figura 53

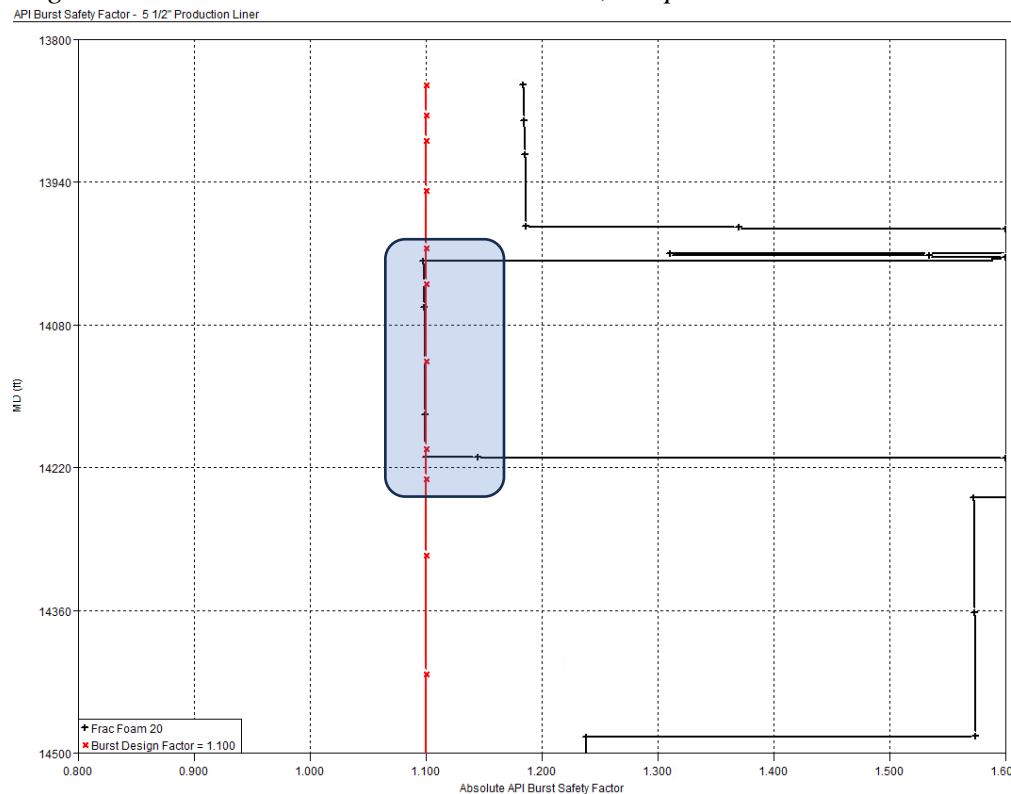
Envolvente de diseño Crossover NoGo propuesta de Alternativa 2



Para viabilizar la integridad del completamiento, se requiere reducir la presión en cabeza en 450 psi, estableciendo un máximo de 12,950 psi. Sin embargo, esta reducción restringiría en menor medida la capacidad de generación de fracturas en fondo, impactando directamente la productividad del pozo. Como se muestra en la Figura 54, al ajustar la presión en cabeza a 12,950 psi, se obtiene un factor de diseño de estallido de 1.10 en la condición de la carga más crítica, correspondiente a la estimulación hidráulica con espuma de CO₂, manteniéndose dentro de los márgenes de seguridad.

Figura 54

Factor de seguridad estallido alternativa 2 con THP 12,950 psi.



La Alternativa 2 presenta una reducción en la capacidad de presión interna de 450 psi, lo que podría impactar el rango operativo de las estimulaciones. Sin embargo, al no reducir el diámetro interno del liner de producción, esta opción mantiene ventajas operativas que podrían ser evaluadas en conjunto con las áreas de yacimientos y el equipo de estimulaciones de pozo. A través de este análisis interdisciplinario, se podrá determinar si esta alternativa es viable en función de sus beneficios y posibles limitaciones dentro del diseño del completamiento.

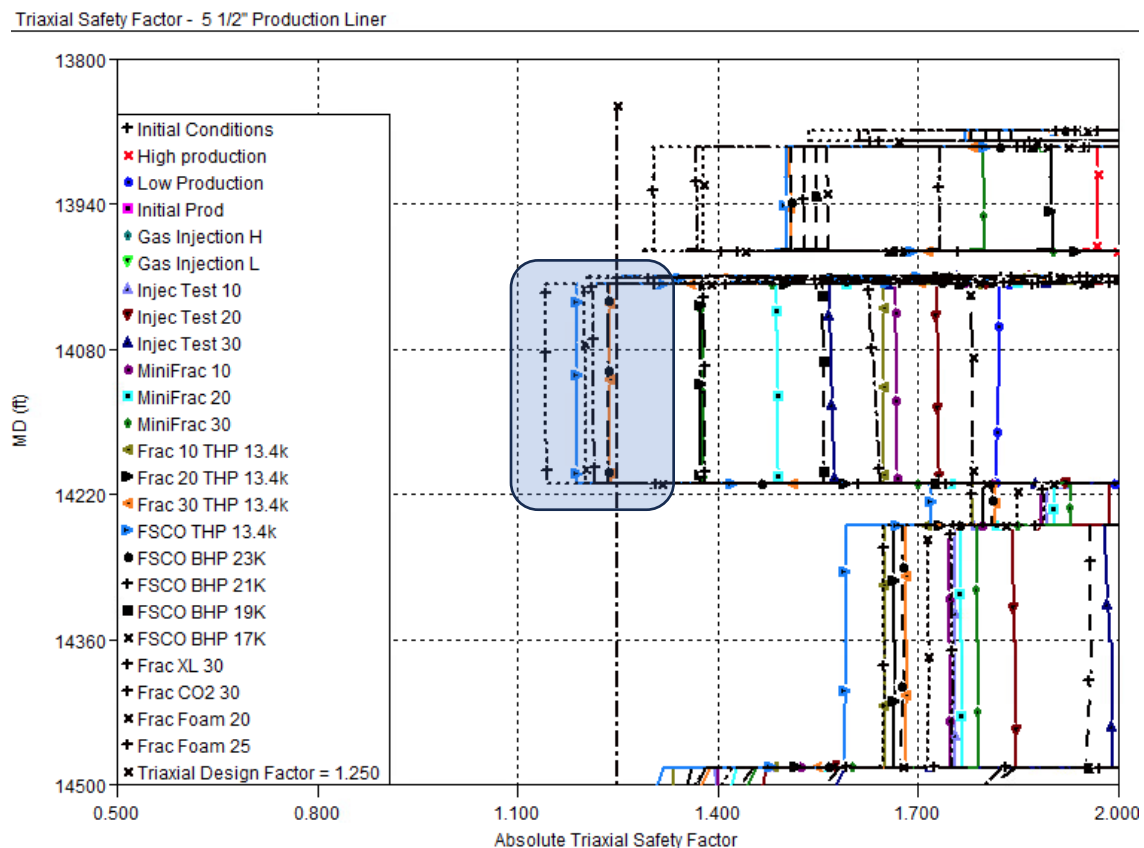
6.3.3. Alternativa 3: Incremento del grado del liner de producción

En la simulación de la Alternativa 3, se observó que el diseño propuesto mejora la resistencia mecánica del completamiento, pero presenta limitaciones operacionales en escenarios críticos. Como se muestra en la Figura 55, el factor de seguridad triaxial en la sección del liner de

5" descende a 1.21, situándose por debajo del margen seguro de 1.25, lo que indica un riesgo de falla en condiciones de alta carga.

Figura 55

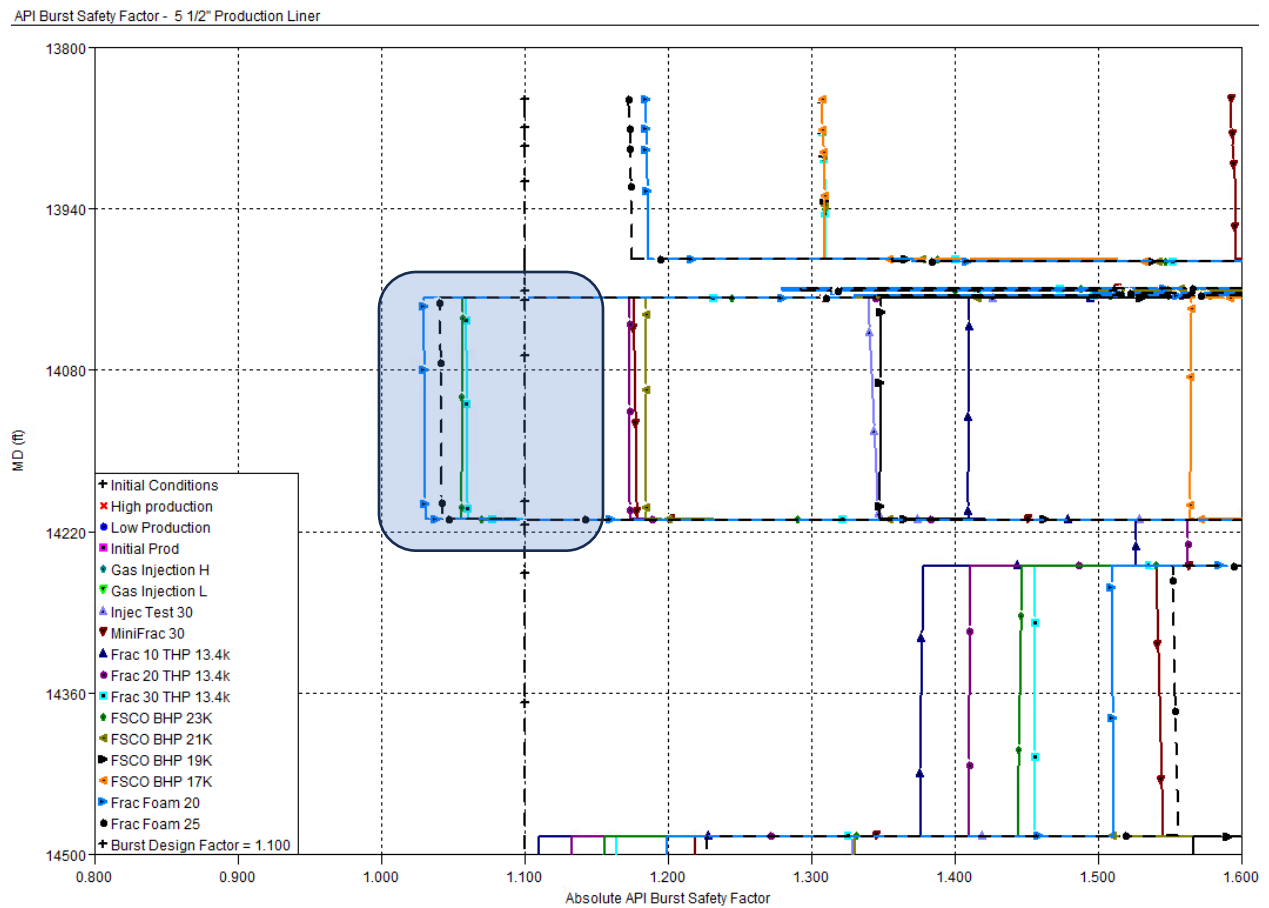
Factor de seguridad triaxial resultante Alternativa 3



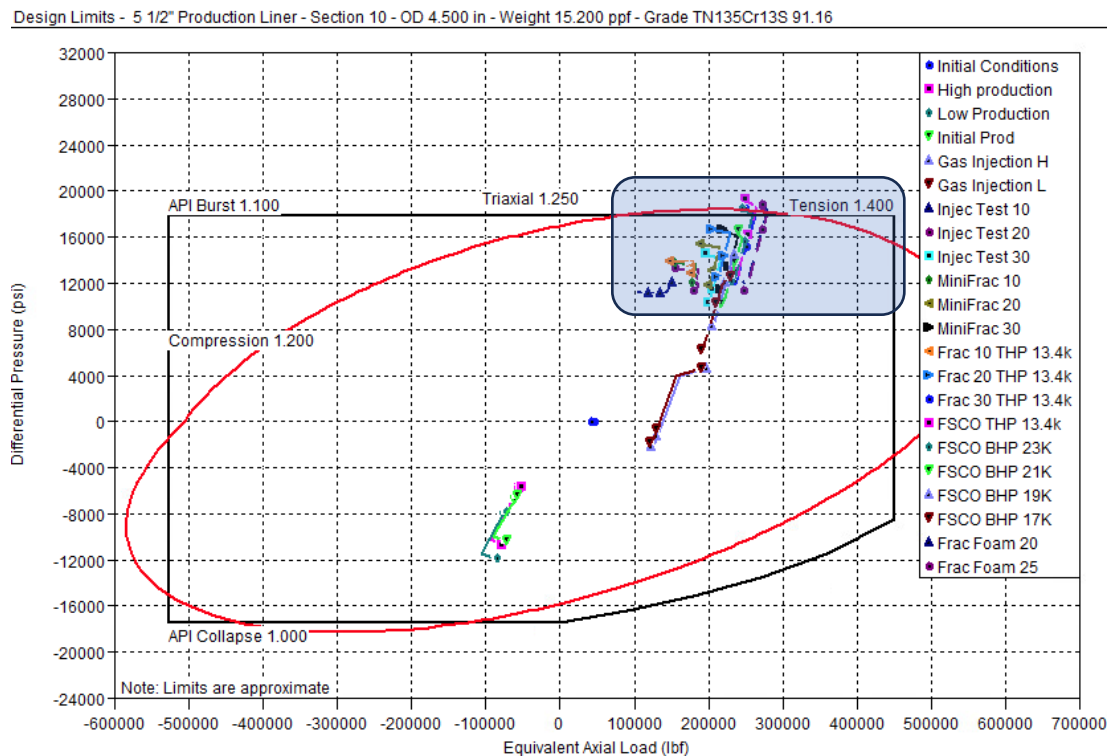
Adicionalmente, en la Figura 56, se evidencia que el factor de diseño de estallido se reduce a 1.04, ubicándose por debajo del umbral de 1.1, lo que compromete la integridad estructural del liner ante presiones internas elevadas. Estos resultados sugieren que, bajo ciertas condiciones operativas, esta alternativa podría no proporcionar la seguridad requerida para garantizar la estabilidad del completamiento en el pozo.

Figura 56

Factor de seguridad de estallido resultante de la alternativa #3.



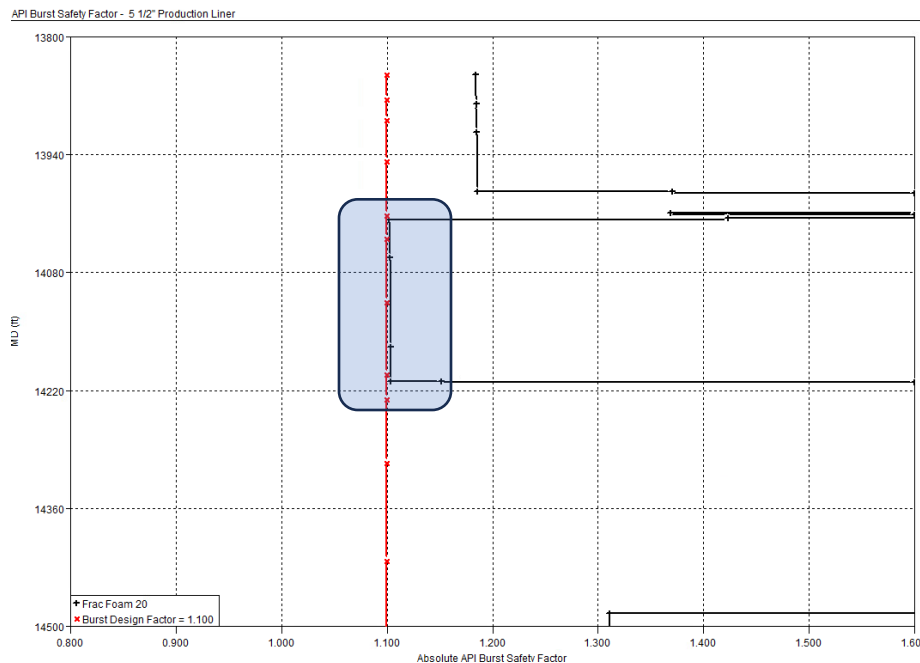
La Figura 57, al igual que la alternativa 2, muestra que la envolvente de diseño del liner de producción evidencia que algunas curvas operacionales exceden la envolvente de Von Mises, lo que indica que, en ciertos escenarios operativos el liner podría estar sometido a esfuerzos superiores a su capacidad mecánica.

Figura 57*Envolvente de diseño Liner de producción propuesta de Alternativa 3*

Para viabilizar la integridad del completamiento, se requiere reducir la presión en cabeza en 1200 psi, estableciendo un máximo de 12,200 psi. Sin embargo, esta reducción restringiría significativamente la capacidad de generación de fracturas en fondo, impactando directamente la productividad del pozo. Como se muestra en la Figura 58, al ajustar la presión en cabeza a 12,200 psi, se obtiene un factor de diseño de estallido de 1.102 en la condición de la carga más crítica, correspondiente a la estimulación hidráulica con espuma de CO₂, manteniéndose dentro de los márgenes de seguridad.

Figura 58

Factor de seguridad estallido alternativa 3 con THP 12,200 psi.



La alternativa 3 no cumple con los criterios de diseño del proyecto, ya que la reducción en la capacidad de presión interna limita el rango operativo de las estimulaciones, restringiendo la generación de fracturas de tamaño adecuado para garantizar el desempeño óptimo del pozo.

6.4. Evaluación de resultados y selección del diseño óptimo

El análisis comparativo de las alternativas simuladas, presentado en la Tabla 23, permite establecer que la pérdida de capacidad de presión en las estimulaciones hidráulicas afecta directamente el tamaño de la fractura generada en fondo, lo que influye en el índice de productividad del pozo. De acuerdo con los objetivos del proyecto, se busca maximizar la producción del yacimiento a través de un completamiento técnicamente robusto, por lo que una reducción significativa en la presión de bombeo no es un escenario deseado.

Tabla 23*Resultados de las alternativas propuestas*

Alternativa	Descripción	Factor de seguridad mínimo triaxial	Factor de seguridad mínimo en estallido	Ventajas	Desventajas
Alternativa 1	Incremento del libraje del liner de producción	1.39	1.23	Mayor resistencia mecánica	Reducción del diámetro interno del liner
Alternativa 2	Uso de liner combinado con distintos diámetros	1.23	1.08	Optimización de esfuerzos mecánicos y operabilidad	Mayor complejidad en la instalación
Alternativa 3	Incremento del grado del liner de producción	1.21	1.04	Mayor resistencia sin afectar el diámetro interno	Costos elevados de materiales

Bajo estos criterios, la alternativa 3 queda descartada, ya que su limitación en la presión operativa impide realizar las estimulaciones con la eficiencia requerida. Las alternativas 1 y 2 son viables, aunque cada una presenta ventajas y desventajas que deben ser evaluadas en conjunto con todas las áreas operativas.

La Alternativa 1 garantiza una alta resistencia mecánica y supera todas las restricciones de diseño en estallido y triaxial, permitiendo la ejecución de todas las operaciones planificadas. Sin embargo, su principal desventaja es la reducción del diámetro interno del liner, lo que podría dificultar intervenciones futuras.

Por otro lado, la Alternativa 2 ofrece una solución más flexible, evitando la reducción del diámetro interno y permitiendo la estimulación hidráulica convencional sin restricciones. No obstante, en escenarios críticos como FSCO o estimulaciones con CO₂ líquido, se requiere reducir

la presión de bombeo en 450 psi para evitar comprometer la integridad mecánica del completamiento.

La selección del diseño óptimo requiere una evaluación integral por parte de todas las áreas de la operadora, considerando la disponibilidad de materiales, costos operativos y la viabilidad de cada alternativa dentro del esquema de desarrollo del campo. La decisión final debe alinearse con los objetivos específicos del proyecto y garantizar que el diseño de completamiento seleccionado permita alcanzar el desempeño productivo esperado sin comprometer la integridad del pozo a largo plazo.

7. Conclusiones

La selección de variables influyentes en los esfuerzos mecánicos del completamiento, si bien utilizó la estructura de la metodología MICMAC para clasificar la influencia y dependencia, se fundamentó principalmente en un enfoque empírico. Esta selección consideró la experiencia del autor, la participación de autoridades técnicas de la compañía operadora y el conocimiento experto del equipo de trabajo sobre las condiciones del Piedemonte Llanero. Variables como el tipo de fluido de inyección, el volumen de bombeo, las dimensiones de los tubulares y densidades de los fluidos se identificaron como prioritarias por su reconocido impacto en la estabilidad estructural, mientras que otras, como la presión de soporte en el anular, se consideraron de efecto marginal para este estudio particular. Esta caracterización pragmática fue esencial para definir los escenarios a simular y fundamentar las propuestas de optimización del diseño.

El modelo base de simulación en WellCat™ fue desarrollado y validado con datos operacionales reales del campo, permitiendo representar con fidelidad los estados mecánicos del completamiento. La simulación consideró condiciones transitorias y estacionarias, incorporando variables críticas previamente identificadas. Se evaluaron esfuerzos de colapso, estallido, cargas axiales y triaxiales, así como fenómenos como la contracción térmica del volumen atrapado y la expansión de fluidos anulares. Los resultados confirmaron la confiabilidad del modelo como base para la evaluación de alternativas de diseño.

Las tres alternativas de diseño simuladas mostraron diferentes niveles de mejora estructural. La Alternativa 1 (incremento de libraje) ofreció la mayor resistencia mecánica, pero con limitaciones en diámetro interno. La Alternativa 2 (liner combinado) logró un balance entre integridad estructural y operabilidad, permitiendo corridas convencionales sin restricciones. La Alternativa 3 (incremento del grado del liner) fue descartada por limitaciones en capacidad de

presión interna. La evaluación de factores de seguridad en colapso, estallido y triaxialidad permitió seleccionar las configuraciones óptimas según criterios técnicos y operacionales del campo.

La integración del análisis de sensibilidad mediante MICMAC con simulaciones avanzadas en WellCat™ demostró ser una metodología robusta para el diseño de completamientos en pozos profundos. Este enfoque permitió anticipar escenarios críticos de operación, evaluar con precisión el comportamiento mecánico del sistema y definir estrategias de diseño adaptativas basadas en evidencia técnica. El estudio ofrece una base sólida para la toma de decisiones en contextos reales de operación, contribuyendo al mejoramiento de la productividad, la seguridad y la integridad a largo plazo del pozo.

8. Recomendaciones

Con base en los hallazgos obtenidos a partir de las simulaciones avanzadas de esfuerzos mecánicos, se presentan las siguientes recomendaciones para futuras aplicaciones en el diseño de completamiento de pozos profundos:

Optimización del diseño del liner de producción: Se recomienda evaluar la implementación de liners con mayor libraje o combinaciones de liners de diferentes diámetros para mejorar la resistencia estructural sin comprometer la operabilidad del pozo. La selección de materiales debe considerar aleaciones con alta resistencia a la tracción y baja susceptibilidad a la deformación térmica.

Mitigación de la presión en volúmenes atrapados: Se sugiere el uso de estrategias como la instalación de válvulas de alivio en el anular o la inclusión de espumas comprimibles para absorber los cambios de presión inducidos por la expansión térmica de los fluidos atrapados. Esto es

especialmente relevante en pozos con altos gradientes térmicos donde la presión anular puede alcanzar niveles críticos.

Mejoras en la selección de conexiones mecánicas: Se recomienda optimizar las conexiones en el completamiento superior, particularmente en la unión del PBR y el crossover No-Go, para minimizar la concentración de esfuerzos en estos puntos críticos. El uso de conexiones premium con sellos metal-metal y mayor resistencia a esfuerzos triaxiales puede mejorar la integridad estructural del sistema de completamiento.

Validación experimental de las simulaciones: Para mejorar la precisión de los modelos numéricos, se recomienda realizar pruebas de campo que permitan validar los resultados de la simulación, incluyendo mediciones de temperatura y presión en diferentes fases de la operación. La integración de datos reales fortalecerá la capacidad predictiva del modelo y permitirá ajustes en las metodologías de diseño.

Aplicación de la metodología en otros campos y tipos de pozo: La metodología utilizada en este estudio puede ser replicada en otros proyectos de completamiento de pozos, independientemente del tipo de yacimiento o sistema de producción. Su aplicación es válida tanto en pozos productores como inyectores, incluyendo aquellos con sistemas de levantamiento artificial, donde las condiciones operativas pueden generar cargas críticas en los elementos de completamiento. Se recomienda su implementación en futuras campañas de perforación y completamiento, con el fin objetivo de optimizar la confiabilidad del diseño de completamiento, minimizar riesgos operacionales y mejorar la eficiencia en la producción e inyección. La integración de simulaciones avanzadas de esfuerzos mecánicos permitirá evaluar escenarios específicos en diferentes tipos de pozos, facilitando la toma de decisiones para maximizar la integridad estructural y la vida útil del completamiento.

Referencias Bibliográficas

- Adam, J. (1991). How to design for annulus fluids head up. SPE 22871.
- Adams, A. J., & Hodgson, T. (1999). Calibration of Casing/Tubing Design Criteria by Use of Structural Reliability Techniques. SPE Drilling & Completion, 14(1), 21-27.
<https://doi.org/10.2118/55041-PA>
- Adams, N. J., Asbill, S. W., & Brechtel, C. E. (2001). Collapse Strength of Modern Casing: A Reevaluation of API Collapse Formulas. Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/74456-MS>
- American Petroleum Institute (API). (2018). Bulletin 5C3: Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing (7th ed.). API Publishing Services.
- Ansari, M. (2014). Evaluation of annular pressure build up (APB) during WCD blowout of deepwater HP/HT wells.
- Ashby, M. F., & Jones, D. R. H. (2012). Engineering Materials 1: An Introduction to Properties, Applications and Design (4^a ed.). Butterworth-Heinemann.
- Bellarby, J. (2009). *Well completion design* (1st ed). Elsevier.
- Bloys, B., Green, S., Kimbler, D., & Carter, R. (2007). Thermal Wellbore Fluids for Reducing APB. SPE Drilling & Completion. <https://doi.org/10.2118/108580-MS>
- Bradford, J., Ellis, M., & Gosch, D. (2004). Failure Analysis of a Deepwater Well. Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/90965-MS>
- British Petroleum. (2009). *Effect of Wear on Casing Collapse Resistance*.
- Bureau of Ocean Energy Management. (2020). HPHT production in the Gulf of Mexico (OCS Report No. BOEM 2020-042). <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/about-boem/HPHT-Production-in-the-GOM.pdf#:~:text=,40>

- Cely B., A. V. (1999). Metodología de los escenarios para estudios prospectivos. *Ingeniería e Investigación*, (44), 26-35. <https://doi.org/10.15446/ing.investig.n44.21296>
- Cihan, A., & Cinar, M. (2022). Interpretation of temperature transient data from coupled reservoir and wellbore model for single phase fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(Part A), 109632. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109632>
- Dieter, G. E. (1986). *Mechanical Metallurgy*. McGraw-Hill.
- Duan, W., Sun, B., Pan, D., Xu, J., & Liu, J. (2021). Recent Advances in Supercritical CO₂ Fracturing: New Theory, New Technology, and Application. *Day 2 Mon, November 29, 2021*, D021S005R006. <https://doi.org/10.2118/204725-MS>
- Eaton, L. F., Reinhardt, W. R., Co, C., Bennett, J. S., & Corp, D. E. (2006). *Liner Hanger Trapped Annulus Pressure Issues at the Magnolia Deepwater Development*.
- Elgin–Franklin fields. (2025, 18 de marzo). En Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Elgin%E2%80%93Franklin_fields
- Gao, D., & Zhang, J. (2020). Real-time monitoring and evaluation of well integrity in offshore drilling operations. *Ocean Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107946>
- Hahn, D., & Pearson, B. (2005). *Gulf of Mexico Shelf Deep Ultra-HP/HT Completions—Current Technology Gaps*.
- Hahn, P., & Pearson, R. (2015). Advanced thermal modeling of deepwater HPHT wells. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/92511-MS>
- Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1994). Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/24850-PA>
- Hasan, A. R., Kabir, C. S., & Wang, X. (2010). A New Approach to Annular Pressure Buildup in Deepwater Wells. *SPE Drilling & Completion*. <https://doi.org/10.2118/135345-MS>

- Howard, J. A., Trevisan, R., McSpadden, A., & Glover, S. (2021). History, evolution, and future of casing design theory and practice (SPE paper 206183-MS). Society of Petroleum Engineers. <https://www.google.com/url?sa=E&source=gmail&q=https://doi.org/10.2118/206183-MS>
- Kelly, P. A. (2013). Solid Mechanics Part II: Engineering Solid Mechanics – small strain. The University of Auckland.
- Landmark Graphics Corporation. (2000). *WellCat*.
- Li, H., Zhang, L., & Liu, Y. (2018). Thermo-hydro-mechanical coupled modeling of wellbore stability in deep geothermal reservoirs. *Geothermics*, 71, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2017.08.006>
- Lubinski, A., Althouse, W. S., & Logan, J. L. (1962). Helical buckling of tubing sealed in packers. *Journal of Petroleum Technology*, 14(6), 655–670. <https://www.google.com/search?q=https://doi.org/10.2118/178-G>
- MDPI. (2023). Advances in Oil and Gas Wellbore Integrity. Recuperado de <https://www.mdpi.com/topics/UK45137ZV5>
- Mostafa, A. M., Hegele, L. A., & Oppelt, J. F. (2020). Numerical transient and steady state analytical modeling of the wellbore temperature during drilling fluid circulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106794. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106794>
- NORSOK D-010. (2013). *NORSOK D 010, Rev.4 June 2013 Well integrity in drilling and well operations* (Versión 4). www.standard.no/petroleum
- Oudeman, P., & Bacarreza, O. (1995). Modeling of Annular Pressure Build-up in Wells. SPE Drilling & Completion. <https://doi.org/10.2118/30006-PA>

- Oudemans, P., & Kerem, D. (2006). Advances in Annular Pressure Buildup Control. SPE Drilling & Completion. <https://doi.org/10.2118/101762-MS>
- Payne, M. L., & Klever, F. J. (2001). Evolution of API Casing and Tubing Strength Formulas. SPE Drilling & Completion, 16(3), 170-176. <https://doi.org/10.2118/74145-PA>
- Ramey, H. J. (1962). Wellbore Heat Transmission. Journal of Petroleum Technology, 14(04), 427–435. <https://doi.org/10.2118/125-PA>
- Restrepo, A., Acosta, L. G., & Junca, E. (2006). *SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields—A War Story*.
- Sathuvalli, U. B., Suryanarayana, P. V., Pai, R. M., & Pilko, R. M. (2005). Design and Performance of Annular Pressure Build-Up (APB) Mitigation Techniques. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Shell International Petroleum Maatschappij (SIPM). (1995). Guideline for HPHT well operations (Report No. EP 94-1300). <https://www.google.com/search?q=https://es.scribd.com/document/454316208/Shell-HPHT-well-construction-pdf>
- SLB. (n.d.). Eclipse industry-reference reservoir simulator. <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/eclipse-industry-reference-reservoir-simulator/eclipse>
- Solares, R. (2001). *Efficient Technology Application to Optimize Deep Gas Well Completions in the Khuff and Jauf Formations Requiring Hydraulic Fracturing in Saudi Arabia*.
- Teodoriu, C., Kosinowski, C., & Falcone, G. (2013). Wellbore integrity and cement failure at HPHT conditions. ResearchGate. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/311898501_Wellbore_integrity_and_cement_failure_at_HPHT_conditions
- Timoshenko, S. P., & Goodier, J. N. (1970). Theory of Elasticity (3^a ed.). McGraw-Hill.

- TotalCAE. (n.d.). What is the Abaqus software?. <https://www.totalcae.com/resources/what-is-the-abaqus-software/>
- Von Mises yield criterion. (2024, 29 de abril). En Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Von_Mises_yield_criterion
- Wang, W., & Sun, Q. (2019). Numerical simulation of casing deformation in shale gas wells under hydraulic fracturing conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66, 284-295. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.005>
- Wu, X., Xu, B., & Ling, K. (2015). A semi-analytical solution to the transient temperature behavior along the vertical wellbore after well shut-in. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, 122–130. <https://www.google.com/url?sa=E&source=gmail&q=https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.034>
- Yakoot, M. S., Elgibaly, A. A., Salem, A. M. S., & Mahmoud, O. (2021). Well integrity management in mature fields: a state-of-the-art review on the system structure and maturity. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(1), 1833-1853. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01154-w>
- Young, K. C., & Millisen, M. H. (2000). Finite element prediction of the ultimate collapse strength of casings. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: Journal of Mechanical Engineering Science*, 214(12), 1527–1536. <https://www.google.com/url?sa=E&source=gmail&q=https://doi.org/10.1243/0954406001528452>
- Zhang, Z., Ding, J., Zheng, Y., Sang, P., Chen, L., Fan, Y., & Li, Y. (2022). Mechanical integrity of tubing string in high-temperature and high-pressure ultra-deep gas wells based on

uncertainty theory. *Energy Science & Engineering*, 10(7), 2106-2122.
<https://doi.org/10.1002/ese3.1119>

Zhang, X., Li, Y., & Wang, J. (2022). Mechanical integrity of tubing string in high-temperature and high-pressure ultra-deep gas wells based on uncertainty theory. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109434. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.109434>