

VOLÚMENES ATRAPADOS EN POZOS PROFUNDOS: EL DESAFÍO INVISIBLE QUE COMPROMETE LA INTEGRIDAD DEL POZO

Mario Aramburo, ECOPETROL, marioal.aramburo@ecopetrol.com.co
Natalia Avella, ECOPETROL, Natalia.avella@ecopetrol.com.co
Gloria García, ECOPETROL, gloriami.garcia@ecopetrol.com.co
Oscar Henao, ECOPETROL, oscar.henao@ecopetrol.com.co
Daniel Morales, ECOPETROL, daniel.moralespe@ecopetrol.com.co
Guido Moreno, ECOPETROL, guido.moreno@ecopetrol.com.co

1. Sinopsis

Las operaciones de estimulación hidráulica en yacimientos de baja permeabilidad, particularmente en formaciones con altos gradientes de fractura, plantean desafíos técnicos significativos para garantizar tanto la integridad estructural como la producción esperada. Estos retos se intensifican cuando de acuerdo con los objetivos del pozo (producir, inyectar, ser estimulados, permitir acceso a fondo y tener un tamaño en el que se puedan realizar operaciones de pesca si se requiere) los revestimientos o liners de producción cuentan con especificaciones técnicas restringidas, y deben además cumplir con factores mínimos de diseño establecidos por la operadora.

Ante este escenario, se desarrolló una metodología integral de valoración de esfuerzos, diseñada para mantener la integridad del pozo incluso bajo condiciones operativas extremas. Esta incluye el análisis detallado de esfuerzos mecánicos y el impacto de volúmenes atrapados durante la fase de terminación. El enfoque combina modelamiento avanzado de escenarios de presión, temperatura, comportamiento de fluidos y cargas estructurales, incorporando además la evaluación de la calidad del cemento, la determinación del espesor remanente de tubulares mediante registros, y la validación de propiedades mecánicas de materiales y herramientas de completamiento.

La metodología fue aplicada y validada en tres pozos reales, donde se observaron escenarios críticos, incluyendo condiciones extremas de "screen out" con presiones de fondo cercanas a las 23,000 (psi). En todos los casos, se mantuvo la integridad del pozo. Los resultados evidencian que esta aproximación no solo reduce la incertidumbre técnica, sino que permite seleccionar componentes adecuados, evitar sobreingeniería, y optimizar los costos asociados al diseño.

Este modelo proporciona una comprensión más precisa de los esfuerzos reales a los que están sometidos los elementos del completamiento. Asimismo, permite diseñar con mayor confianza operaciones de estimulación a altas presiones sin comprometer la integridad del pozo, constituyendo una herramienta dinámica, replicable y escalable para campos técnicamente complejos.

2. Introducción

En un campo ubicado en el oriente colombiano, productor de gas condensado a partir de formaciones de arenas apretadas a profundidades entre 18,000 y 21,000 (pies), se han identificado importantes restricciones relacionadas con el daño al yacimiento. Si bien inicialmente los pozos presentaron tasas elevadas de producción —alcanzando hasta 8,000 (Bcpd) y 40 (MMscfd)—, con el tiempo surgieron limitaciones operativas atribuibles a la presencia de estructuras geológicas complejas, baja permeabilidad, migración de finos, precipitaciones minerales, bloqueos por agua y condensado, así como modificaciones en la humectabilidad de la roca. Estos fenómenos han afectado la productividad sostenida del campo y han obligado a implementar técnicas de **estimulación hidráulica a alta presión** para reactivar la movilidad de los hidrocarburos hacia el pozo.

Las condiciones actuales de operación exigen parámetros extremos, con presiones de bombeo de hasta **14,000 (psi) en cabeza y 23,000 (psi) en fondo**, y caudales que pueden alcanzar los **30 (bpm)**. La representación adecuada de estas condiciones en los modelos de diseño y su predicción es crítica para seleccionar **tubulares y elementos de completamiento** capaces de resistir estas cargas sin comprometer la integridad del pozo. A partir del análisis de datos históricos, de experiencias en campo y de un avance constante en el entendimiento del fenómeno de la expansión de fluidos por efecto de la temperatura en volúmenes atrapados, se han evidenciado limitaciones mecánicas en los completamientos durante

tratamientos de estimulación a alta presión, particularmente en lo relacionado con la resistencia de los materiales utilizados en los componentes y herramientas.

Por tanto, se hace necesario diseñar **completamientos versátiles y técnicamente robustos**, que permitan ejecutar múltiples operaciones —entre ellas, pruebas de producción y conversiones de pozos productores a inyectores— sin requerir la permanencia de taladros de alta capacidad en sitio (3,000 HP), lo cual impacta directamente en los costos de operación.

Este estudio evalúa diversas alternativas de diseño de completamiento que aseguren una ejecución operativa segura, eficiente y adaptable a escenarios de alta exigencia. Su objetivo es **minimizar limitaciones mecánicas, reducir riesgos operativos y optimizar la producción**, bajo una perspectiva técnica integral.

Metodología

El diseño de completamientos en pozos profundos de gas condensado exige un enfoque multidisciplinario, que integre conocimientos de ingeniería de yacimientos, geología estructural, geomecánica, mecánica de fluidos y petrofísica. En este estudio, se implementó una metodología estructurada y progresiva, compuesta por las siguientes etapas clave:

a) Recopilación y análisis de datos históricos:

Se recolectó información detallada de pozos representativos del campo, incluyendo registros de perforación, completamiento, producción, cementación y pruebas de integridad. Estos datos fueron fundamentales para construir el modelo base de simulación en el software.

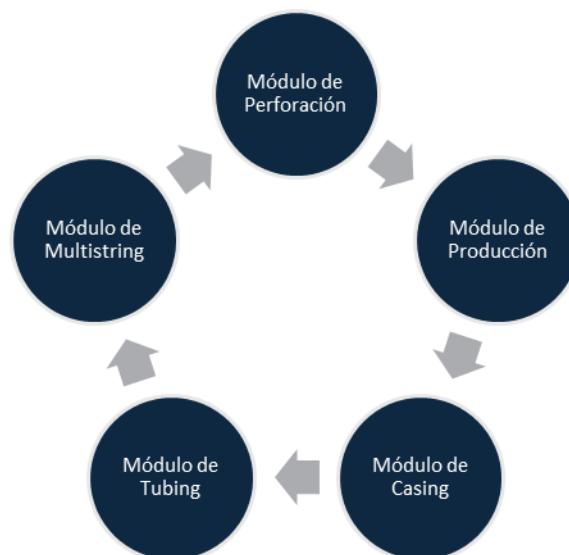


Figura 1: Módulos del software Wellcat™ para la simulación de un pozo.

El análisis de completamientos se desarrolló de manera progresiva mediante la aplicación secuencial de los módulos del software WellCat™, comenzando con el módulo de perforación y avanzando hacia el módulo de producción. Esta estructura permite representar con fidelidad las condiciones térmico-operacionales del pozo a lo largo de su ciclo de vida. Posteriormente, los escenarios simulados se aplican en los módulos de Casing y Tubing, para evaluar la respuesta estructural de los componentes ante cargas críticas.

El módulo Multistring desempeña un papel clave en este proceso, ya que permite analizar escenarios transitorios en los que existen riesgos asociados a la expansión o contracción de fluidos anulares atrapados, fenómeno que puede comprometer la integridad del pozo si no se gestiona adecuadamente (Bellarby, 2009; Kumar et al., 2010).

Esta secuencia metodológica facilita una comprensión detallada de cada etapa del diseño, permitiendo integrar decisiones informadas desde la fase de perforación —donde se recolectan parámetros críticos para definir revestimientos y geometría del pozo hasta la producción, donde se evalúan las condiciones operativas y la integridad mecánica del sistema.

El análisis de cargas en los módulos de Casing y Tubing resulta fundamental para verificar que todos los elementos estructurales del completamiento puedan resistir las presiones y temperaturas extremas esperadas durante la vida productiva del pozo. Según British Petroleum (2009) y Mohammed et al. (2020), este tipo de simulaciones permite anticipar eventos de falla por colapso o sobrepresión en componentes clave, reduciendo riesgos operacionales y económicos.

Se recopiló información operativa histórica de varios pozos del campo con el objetivo de capturar los tiempos reales asociados a los períodos transitorios entre operaciones. Esta información fue fundamental para alimentar los módulos de simulación, permitiendo ajustar los parámetros operativos y mejorar la representatividad del modelo. En aquellos casos donde no se disponía de datos históricos, se recurrió al plan operativo como insumo alternativo. Sin embargo, este enfoque puede introducir un mayor margen de error en los resultados simulados, especialmente en fases sensibles al tiempo de exposición térmica y presión acumulada.

Para el módulo de producción, se modelaron tanto condiciones estacionarias como operaciones transitorias. Las **operaciones estacionarias** (steady-state conditions) se definen como aquellas en las que los parámetros permanecen constantes en el tiempo una vez alcanzado un equilibrio operativo. En contraste, las **operaciones transitorias** están directamente condicionadas por la operación previa y tienen un impacto significativo sobre las subsiguientes, especialmente en términos de evolución térmica y perfiles de presión.

Es fundamental que la secuencia de las operaciones transitorias en la simulación sea lo más cercana posible a la ejecución real o al plan operativo del pozo. Esta aproximación mejora la precisión de los modelos al generar proyecciones más realistas de temperatura y presión a lo largo del tiempo.

b) Construcción del Modelo Base:

Con base en los datos recopilados, se construyó un modelo base utilizando el software **WellCat™**, el cual representa el estado mecánico integral de los pozos bajo estudio. Este modelo incluye variables críticas como las características del yacimiento, propiedades térmicas y mecánicas de los materiales, condiciones operativas esperadas y la configuración del completamiento.

La construcción inició con la definición estructural del pozo, incorporando información sobre datos de superficie, trayectoria direccional, gradiente geotérmico, registros de temperatura, propiedades geomecánicas, parámetros PVT de los fluidos de producción esperados y especificaciones técnicas de los materiales. Las propiedades de resistencia a presión, tensión y compresión fueron establecidas a partir de mediciones físicas específicas de cada componente, asegurando así una base confiable para el análisis estructural del sistema.

Una vez estructurado el módulo de perforación, se generaron resultados detallados sobre el comportamiento térmico del pozo y los fluidos para cada escenario operativo. Esta información permitió modelar las variaciones térmicas transitorias durante las distintas fases operacionales, aspecto crítico para la **optimización del diseño de completamiento** y la evaluación de riesgos durante las operaciones (Bellarby, 2009; Eaton et al., 2006).

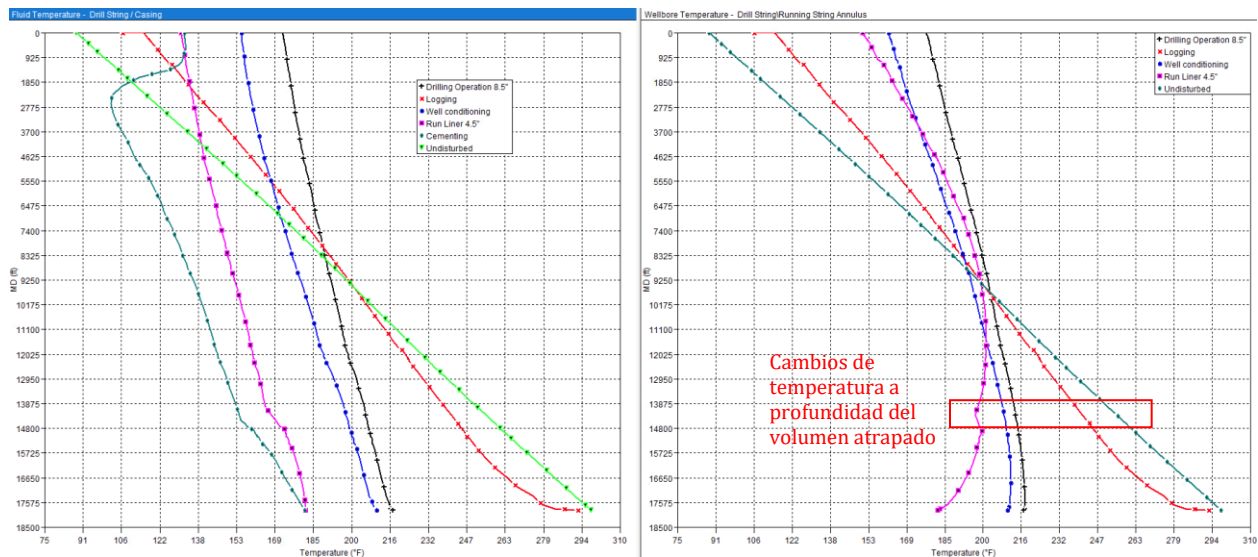


Figura 2: Resultados del módulo de perforación – perfil térmico de fluidos dentro de tubería y anular

Figura 2. Evolución térmica durante la perforación. Se representan las temperaturas en fondo y en superficie, ajustadas con base en datos reales de monitoreo de retornos, lo que permite validar los perfiles simulados y optimizar la respuesta térmica del modelo.

Posteriormente, se utilizó el módulo de producción para simular distintos escenarios operacionales. Este análisis entregó las curvas de comportamiento de **temperatura y presión**, fundamentales para validar que los componentes del completamiento operen dentro de límites seguros.

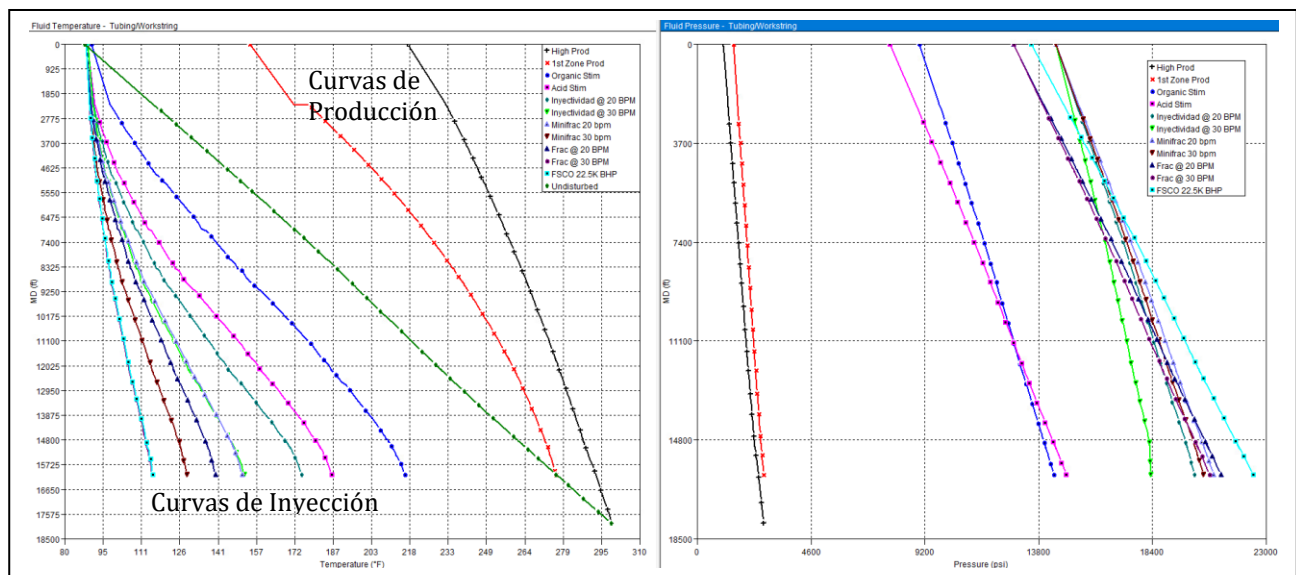


Figura 3: Resultados del módulo de producción – curvas de presión y temperatura

Figura 3. Perfiles simulados de presión y temperatura bajo condiciones de producción e inyección. Se destaca el gradiente geotérmico (línea verde), el cual permite verificar la activación térmica desde la profundidad esperada. Las curvas de inyección a la izquierda reflejan condiciones operativas particulares por tipo de fluido y caudal aplicado.

c) Simulación de Esfuerzos:

Se llevaron a cabo simulaciones avanzadas para evaluar el comportamiento mecánico de distintos diseños de completamiento bajo condiciones operativas exigentes. Estas simulaciones consideraron perfiles dinámicos de temperatura y presión derivados del módulo de producción, y se enfocaron en cuantificar los factores de diseño asociados a **esfuerzos axiales, triaxiales, de estallido y de colapso** en los diferentes componentes del sistema.

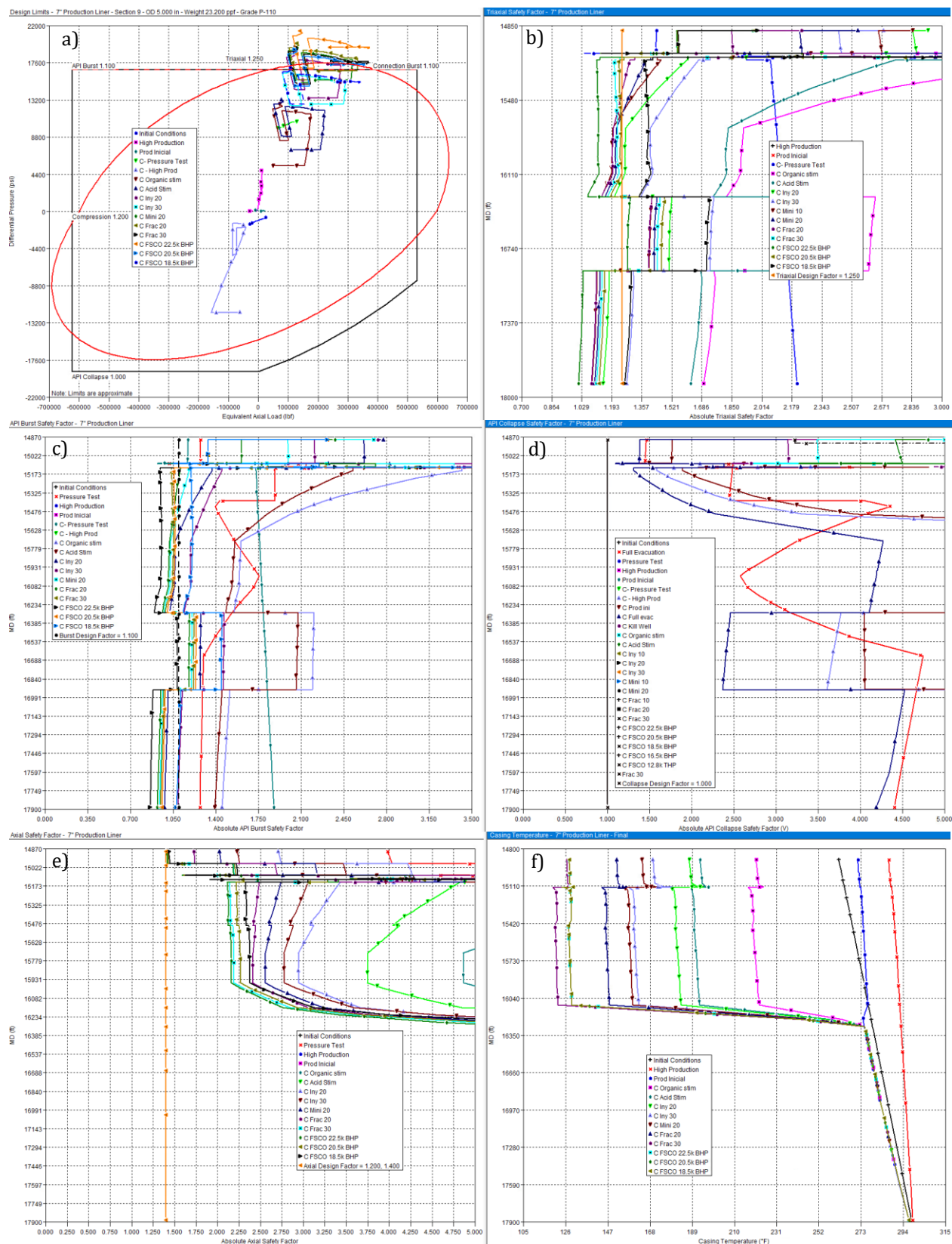


Figura 4: Resultados de factores de diseño triaxial, estallido, colapso, axial y envoltante de diseño

Figura 4. Evaluación de integridad del liner de producción ante cargas operacionales. Se muestran: (a) envoltante de diseño general, (b) factor de seguridad triaxial, (c) factor de seguridad frente a estallido, (d) colapso, (e) tensión axial, y (f) perfil de temperatura durante la operación.

Las curvas obtenidas permiten identificar con precisión los elementos del completamiento que operan cerca o por fuera de su capacidad estructural. Esta información es crítica para realizar ajustes operacionales oportunos y evitar fallas durante la vida útil del pozo. La evaluación se centró en asegurar que todos los

componentes permanezcan dentro de los márgenes de seguridad definidos por normativas internacionales y políticas internas de la operadora.

En términos de referencia, las compañías petroleras suelen establecer los siguientes **rangos objetivo de factores de diseño** como parte de sus criterios técnicos o recomendaciones prácticas:

- Triaxial: 1.20 – 1.30
- Estallido (API Burst): 1.10 – 1.25
- Colapso (API Collapse): 1.00 – 1.10
- Tensión axial: 1.20 – 1.60
- Compresión axial: 1.20 – 1.30

Estos rangos consideran el grado de incertidumbre inherente al proceso de manufactura, las tolerancias dimensionales de los materiales, y las condiciones a las que estarán expuestos durante su operación en campo (Sugden et al., 2012).

d) Análisis de Resultados:

A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones, se identificaron los elementos del sistema de completamiento y tubulares que presentaban un desempeño crítico bajo ciertas condiciones operativas. Este análisis permitió anticipar riesgos estructurales y proponer ajustes en diseño, materiales o configuración, especialmente en aquellos componentes que no cumplían con los factores de diseño requeridos.

Una parte esencial del estudio consistió en evaluar los efectos de **volúmenes de fluido atrapado** entre el tope del liner y el tope de cemento, una condición común en pozos profundos. Utilizando parámetros reales del pozo, se modeló el comportamiento térmico de estos volúmenes tras el asentamiento del colgador, momento en el cual el fluido queda sellado en el anular inferior.

Inicialmente, posterior a las operaciones de circulación, la temperatura del fondo del pozo se estimó en aproximadamente **200 (°F)**. A medida que el pozo recupera su gradiente térmico natural, la temperatura puede alcanzar hasta **263 (°F)**, generando un delta térmico de hasta **+63 (°F)**. Este calentamiento afecta directamente el volumen atrapado, provocando un incremento de presión en función de la expansión térmica del fluido.

Durante este proceso, el fluido atrapado, aún influenciado por el fraguado del cemento, puede experimentar un aumento teórico de presión de hasta **50 (psi) por cada grado Fahrenheit** de incremento de temperatura (esta aproximación puede variar para cada campo y para cada pozo, debe ser determinada).

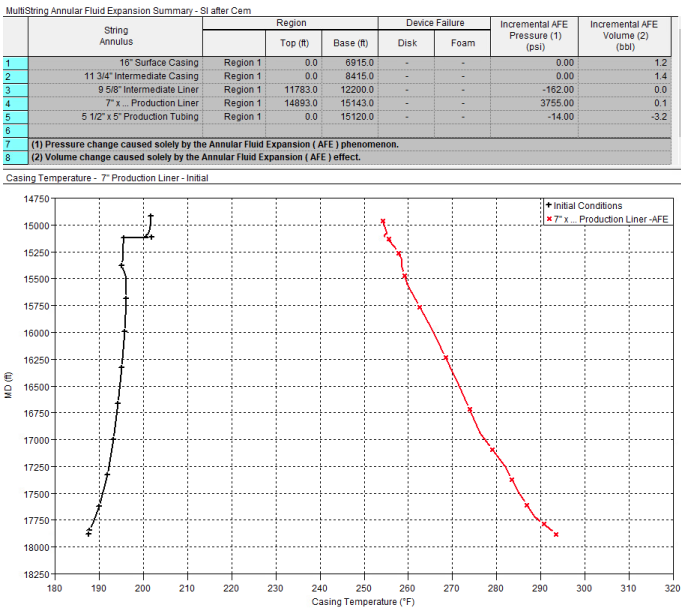


Figura 5: Comportamiento de presión en volumen atrapado bajo el TOL (curva Multistring)

Figura 5. Simulación térmico-mecánica del volumen atrapado bajo el tope del liner. La curva negra representa la temperatura del casing durante el asentamiento, mientras que la curva roja muestra la temperatura posterior al restablecimiento del gradiente geotérmico.

Con base en esta simulación, se analizó el comportamiento del volumen atrapado durante las distintas operaciones planificadas. La **Tabla 1** muestra los resultados de presión para un volumen de 250 (pies) de altura como ejemplo, comparando los escenarios de **carga térmica (producción) y enfriamiento (inyección)**. Se observan incrementos de hasta **4,712 (psi)** y caídas de hasta **-4,610 (psi)**, dependiendo de la magnitud del cambio térmico y de las características del fluido.

Estado inicial	Estado final	Temperatura inicial	Temperatura final	DELTA Presión
Run & set TOL	Alta producción	196.25	261.82	4712
Run & set TOL	Producción 1 zona	196.25	233.26	2391
Run & set TOL	Matado de pozo	196.25	188.39	672
Run & set TOL	Estimulación orgánica	196.25	183.05	163
Run & set TOL	Estimulación ácida	196.25	151.27	-1026
Run & set TOL	Inyectividad 10 bpm	196.25	158.64	-1548
Run & set TOL	Inyectividad 20 bpm	196.25	148.7	-1747
Run & set TOL	Inyectividad 30 bpm	196.25	136.62	-2053
Run & set TOL	Minifrac 10 bpm	196.25	151.06	-1994
Run & set TOL	Minifrac 20 bpm	196.25	135.22	-2430
Run & set TOL	Minifrac 30 bpm	196.25	121.66	-2979
Run & set TOL	HPS 10 bpm	196.25	152.15	-2057
Run & set TOL	HPS 20 bpm	196.25	127.6	-2989
Run & set TOL	HPS 30 bpm	196.25	112.84	-3982
Run & set TOL	Inyección de Gas	196.25	121.18	-4610

Tabla 1: Resultados del análisis Multistring para diferentes operaciones en volumen atrapado de 250 (pies)

Tabla 1. Cambios de presión (ΔP) inducidos por variaciones térmicas en el volumen atrapado. El análisis contempla condiciones de producción, estimulación e inyección, mostrando su impacto potencial sobre la integridad del revestimiento.

Finalmente, con esta información se construyeron los **perfiles externos de presión** que actúan sobre el liner de producción, los cuales fueron usados como insumo en la validación estructural del sistema de completamiento.

Depth (pies)	Alta Prod (psi)	Producción 1 zona (psi)	Est. Ácida (psi)	Iny. 10 (bpm) (psi)	Iny. 30 (bpm) (psi)	HPS 30 (bpm) (psi)	Gas Iny. (psi)
12627	10828	8507	5090	4568	4063	2134	1506
12876	10950	8629	5212	4690	4185	2256	1628
12877	5794	5794	5537	5537	5537	5537	5537
13233	6049	6049	5781	5781	5781	5781	5781
13234	4168	4168	3495	3495	3495	3495	3495
13825	4355	4355	3653	3653	3653	3653	3653
13826	3794	3794	3232	3232	3232	3232	3232
14141	3881	3881	3306	3306	3306	3306	3306
...	4456	4456	3306	3306	3306	3306	3306

Tabla 2: Perfiles externos de presión según condiciones de simulación

Tabla 2. Perfiles externos de presión calculados para distintas condiciones operativas. Se destaca la zona crítica entre el tope del liner (12,627 pies) y el tope de cemento (12,876 pies), donde se concentra el volumen atrapado.

Este análisis demostró que la combinación de delta térmico, tipo de fluido, volumen atrapado y secuencia operacional puede generar condiciones de sobrepresión o subpresión significativas. Estos efectos deben ser

cuidadosamente considerados en el diseño de completamientos para evitar fallas por colapso, estallido o deformación del liner.

3. Resultados

Las simulaciones realizadas con el software **WellCat™** permitieron evaluar distintos diseños de completamiento bajo condiciones operativas extremas, incluyendo presiones de fondo cercanas a los 23,000 (psi). A partir de estos análisis, se identificaron puntos críticos en los componentes del sistema que requerían ajustes para garantizar su integridad mecánica. A continuación, se presentan los principales hallazgos, organizados por caso de estudio.

Caso 1: Fallas en la conexión superior del PBR y el liner de producción

Durante la simulación de operaciones con cargas de estallido y colapso, se identificaron dos puntos de falla estructural:

- (A) La **conexión superior del receptáculo pulido (PBR)**
- (B) El **liner de producción**

Ambos elementos mostraron factores de seguridad triaxial por debajo del umbral deseado, especialmente bajo escenarios como pruebas de presión y condiciones de "screen out" durante operaciones de estimulación.

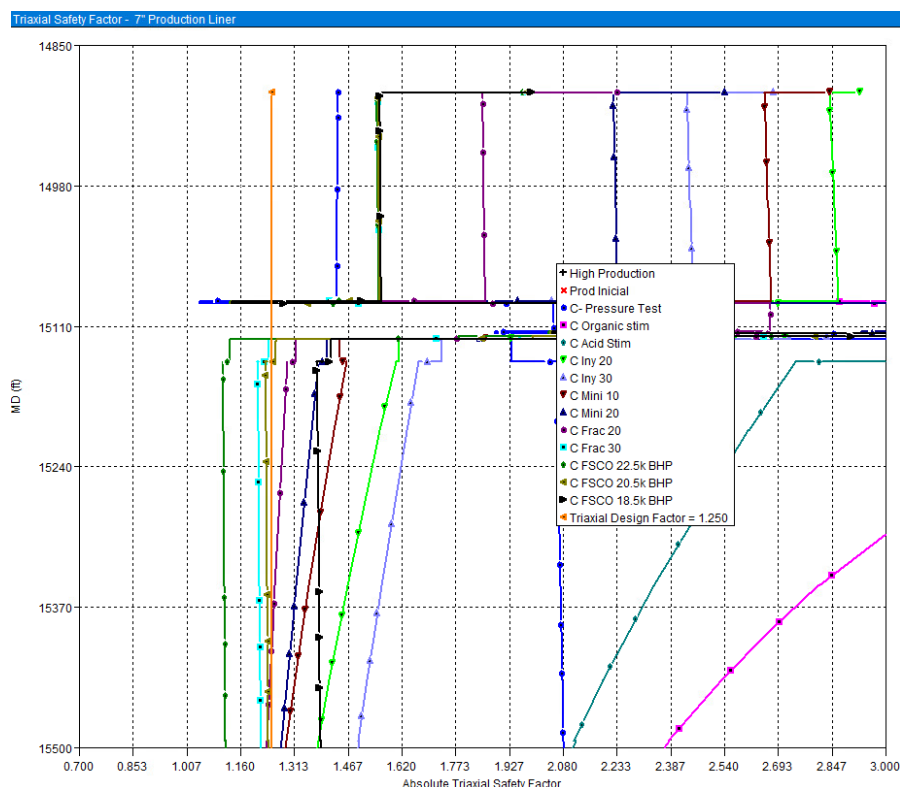


Figura 6: Identificación de puntos críticos en el factor de seguridad triaxial

Figura 6. Curvas del factor de diseño triaxial. Se observan fallas en la conexión superior del receptáculo pulido (A) y en el liner de producción (B) durante operaciones críticas.

Caso 2: Optimización de conexiones en PBR y crossover

En este caso, se reiteraron las fallas en la **conexión superior del PBR**, lo cual confirmó la necesidad de reforzar esta zona. Se aplicó la solución propuesta en el caso anterior: incremento del **libraje de la conexión**, dentro del rango aceptado por el diseño operativo, lo cual permitió cumplir con los factores de seguridad sin necesidad de cambiar el componente.

Adicionalmente, se identificó como punto débil la **conexión inferior del crossover**, ubicada entre el PBR y el liner de producción. Originalmente diseñada con una terminación tipo **PIN**, esta fue modificada a una configuración **BOX**, incrementando su espesor y, por consiguiente, su capacidad de presión interna. Esta modificación permitió alcanzar los factores de diseño requeridos sin necesidad de adquirir equipos de mayor especificación, optimizando los costos del completamiento.

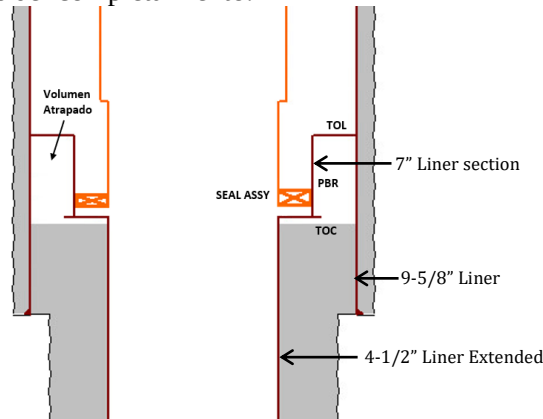


Figura 7: Configuración de unidad de sellos, PBR, volumen atrapado y tope de cemento

Figura 7. Ensamblaje del sistema de completamiento, incluyendo PBR de alta resistencia, unidad de sellos y conexión inferior tipo crossover.

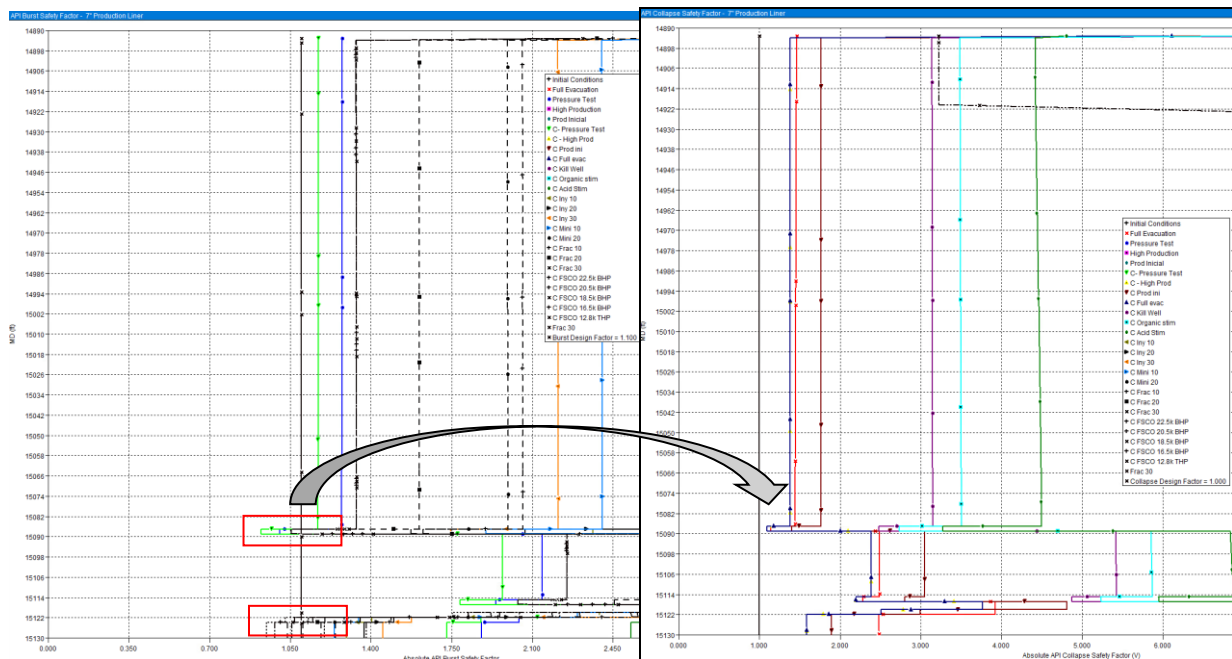


Figura 8: Identificación de puntos críticos por estallido – Caso 2

Figura 8. Comparación entre condición inicial y posterior al ajuste en conexiones. La imagen izquierda muestra fallas en ambas conexiones; a la derecha, se evidencia cumplimiento tras ajustes en libraje y configuración.

Caso 3: Requerimiento de mayor grado de material por profundidad

En este caso, el receptáculo pulido se ubicaba a una profundidad aún mayor, lo que generaba mayores presiones internas durante las operaciones de estimulación hidráulica. Las simulaciones indicaron que el cuerpo del PBR, fabricado inicialmente con un material de **80,000 (psi) de MYS (Minimum Yield Strength)**, no soportaba adecuadamente las cargas de estallido.

Como solución, se seleccionó un nuevo componente con un grado de **110,000 (psi) de MYS**, lo que permitió superar las exigencias de diseño sin comprometer la integridad estructural del sistema de completamiento.

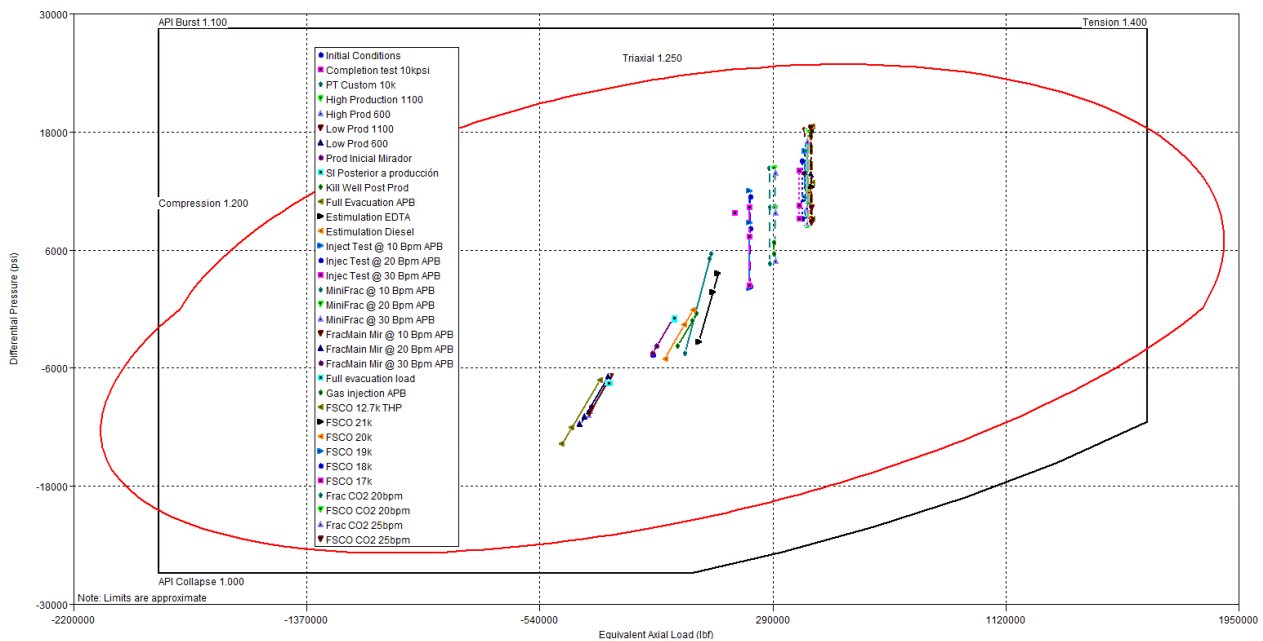


Figura 9: Envolvente de límites de diseño para el PBR 7" x 5.25" – Caso 3

Figura 9. Envolvente de Von Mises del PBR con material de 110,000 (psi) MYS. El nuevo componente garantiza un margen de seguridad adecuado bajo condiciones de alta presión.

a) Optimización del Diseño:

Con base en los resultados de las simulaciones, se realizaron ajustes en el diseño de completamiento enfocados en mejorar la resistencia de los componentes críticos sin comprometer la viabilidad económica del proyecto. Las optimizaciones se centraron principalmente en la selección de materiales y en la adaptación de configuraciones mecánicas.

En los casos en que se identificó falla en la **conexión superior del receptáculo pulido (PBR)**, una solución técnica viable fue aumentar el grado del material, pasando de un **Minimum Yield Strength (MYS)** de 80,000 (psi) a uno de 110,000 (psi). No obstante, esta opción implica un aumento significativo en el costo del equipo, pero no un cambio estructural del diseño. Alternativamente, se optó por una estrategia más eficiente desde el punto de vista económico: **aumentar el libraje de la conexión**, lo cual permitió mejorar su resistencia sin necesidad de cambiar el componente ni elevar el grado del material.

Esta solución fue suficiente en los casos 1 y 2, donde las conexiones eran los puntos limitantes. Sin embargo, en el **Caso 3**, el problema no radicaba en la conexión sino en el cuerpo del PBR en sí. En este escenario, sí fue necesario adquirir un componente con **MYS de 110,000 (psi)** para soportar adecuadamente las operaciones de estimulación a alta presión.

Adicionalmente, se evaluó el desempeño del **revestimiento de producción** identificado como el punto B del Caso 1. Aunque este componente se vió exigido por cargas puntuales, como las generadas durante los **screen outs**, los factores de seguridad triaxiales se mantuvieron por encima del umbral mínimo de 1.0. Dado que la condición crítica en este caso se concentra en los extremos de la curva de Von Mises (zona superior izquierda o inferior derecha), y considerando que el revestimiento no estará continuamente expuesto a estas condiciones durante su vida útil, se concluyó que las operaciones podrían ejecutarse sin necesidad de reforzar este elemento, siempre que los **parámetros operativos se mantengan dentro del margen de seguridad aceptable**.

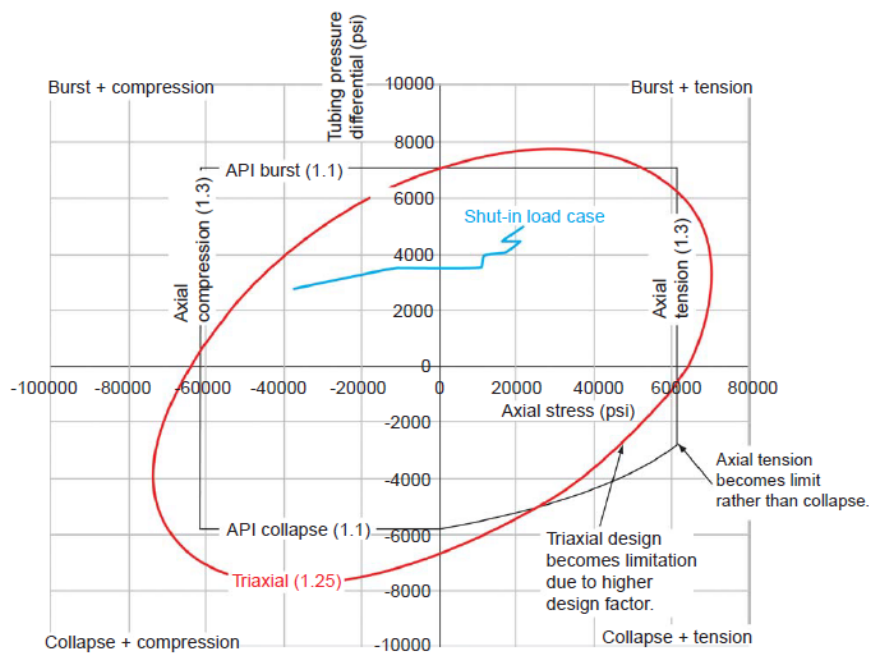


Figura 10: Envolvente de Von Mises del modelo con sus factores de diseño

Figura 10. Envolvente de esfuerzos Von Mises aplicada al revestimiento de producción. Se visualizan los márgenes de diseño alcanzados bajo distintos escenarios operativos. Fuente: adaptado de Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*.

b) Reducción de Riesgos Operativos:

Las mejoras implementadas en el diseño de completamiento contribuyeron significativamente a la **reducción de riesgos operativos** asociados con las operaciones de estimulación y producción. Estos ajustes no solo aumentaron la eficiencia de las operaciones, sino que también reforzaron la **integridad mecánica del pozo** para todas las condiciones operacionales previstas.

Para asegurar un desempeño confiable y mitigar posibles fallas durante la vida útil del pozo, se recomienda tener en cuenta los siguientes lineamientos:

Recomendaciones generales para mitigación de riesgos:

- Definir adecuadamente las condiciones del volumen atrapado** en los análisis: tipo de fluido, densidad equivalente y presión hidrostática, utilizando los fluidos más probables según los registros de calidad de cemento y el playback de cementación.
- Utilizar el espesor real de la tubería corrida en el pozo**, determinado a través de mediciones con registros ultrasónicos o herramientas equivalentes.
- Validar el Minimum Yield Strength (MYS)** de los materiales mediante los **Material Test Reports (MTRs)** certificados de fábrica, asegurando la trazabilidad del material utilizado.
- Incluir la valoración de la calidad del cemento** como elemento de soporte adicional, especialmente en zonas críticas o con estructuras complejas.

Consideraciones específicas para volúmenes atrapados en liners extendidos:

- La **presión inicial del volumen atrapado** debe calcularse como la presión hidrostática de la mezcla de fluidos presente en el anular (espaciador + cemento), sumándole el incremento derivado de la **expansión térmica** tras el asentamiento del colgador.
- Para análisis conservadores, se debe asumir que el fluido atrapado se comporta como un **fluido base agua**, lo cual representa el caso más extremo en términos de expansión volumétrica.
- La **temperatura inicial del fluido atrapado** debe ser estimada con base en datos reales registrados durante la instalación del liner, considerando las circulaciones previas, las condiciones térmicas al momento de la cementación y el perfil geotérmico local.
- En el caso de **componentes maquinados con medidas específicas** —como receptáculos pulidos, crossovers o unidades de sellos— se debe emplear el MTR del material correspondiente. Para estos

elementos, se recomienda asumir entre **95 % y 100 % de las dimensiones críticas**, dado que su fabricación involucra tolerancias mínimas (a diferencia del estándar de 87.5 % comúnmente aplicado a tubulares comerciales).

- ix. El **espesor efectivo de la tubería** debe calcularse a partir del valor más conservador dentro del margen de error de las herramientas de inspección, garantizando así un diseño seguro frente a incertidumbres dimensionales.

Este conjunto de recomendaciones permite mejorar la confiabilidad del diseño, minimizar la probabilidad de fallas en condiciones extremas y cumplir con los estándares más exigentes de integridad estructural en completamientos de pozos profundos.

4. Discusión

Los resultados obtenidos en este estudio evidencian la relevancia de realizar un análisis detallado del diseño de completamiento en **pozos profundos de gas condensado**, especialmente bajo condiciones operativas extremas. El uso de **simulaciones avanzadas de esfuerzos** fue determinante para identificar zonas críticas, mitigar riesgos operacionales y optimizar tanto la productividad como la integridad estructural de los pozos.

Uno de los aspectos más relevantes es la **selección adecuada de materiales**, ya que los elementos de completamiento deben ser capaces de resistir esfuerzos mecánicos combinados, así como elevadas presiones y temperaturas inducidas durante operaciones como estimulación hidráulica, producción sostenida o conversiones a inyección.

La evaluación de esfuerzos axiales, triaxiales, de estallido y colapso permitió validar la capacidad mecánica de los componentes frente a escenarios exigentes. Las simulaciones revelaron con precisión los puntos críticos, permitiendo **proponer mejoras de diseño** con base en evidencia cuantitativa y criterios de ingeniería sólidos.

Asimismo, la **validación del modelo de simulación con datos reales de campo** fue clave para garantizar la confiabilidad de los resultados. Esta validación permitió ajustar los parámetros del modelo y extender su aplicabilidad a otros pozos con condiciones similares.

De cara al futuro, se sugiere continuar explorando el desarrollo de nuevos materiales de alto desempeño y la aplicación de **tecnologías emergentes**, como la inteligencia artificial (IA), modelado por elementos finitos (FEM) y simulación multiparamétrica, para evaluar diversos escenarios operativos y su impacto en la producción y la vida útil del pozo.

Determinación precisa del fluido atrapado y presión hidrostática inicial: Una de las variables críticas en la simulación estructural es la **presión inicial del volumen atrapado** que se forma entre el tope del liner y el tope de cemento. Para calcular esta presión de forma precisa, fue necesario determinar previamente la **densidad del fluido atrapado** y su comportamiento frente a variaciones térmicas.

Este cálculo se realizó mediante la técnica de **igualación de presiones al finalizar la cementación**, utilizando la información real del trabajo de cementación: columnas de fluidos, pérdida por fricción, pesos específicos y geometría del pozo. El momento clave de cierre corresponde al asentamiento del **empaque superior del liner de producción**, que atrapa el fluido y sella la presión hidrostática en esa sección.

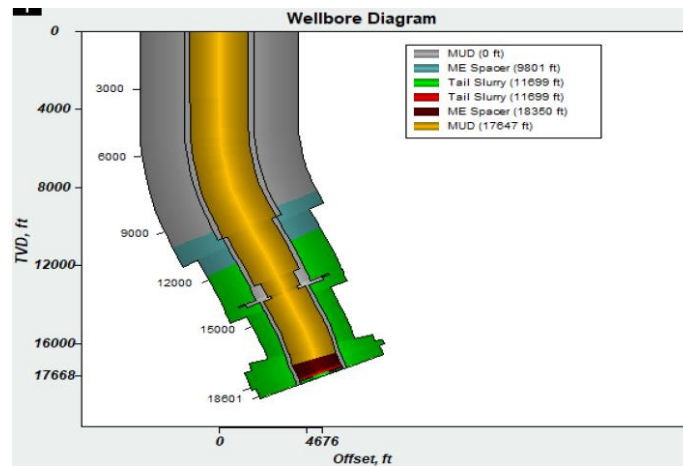


Figura 11: Posición de los fluidos al finalizar la cementación – igualación de presiones

Figura 11. Posiciones relativas de los fluidos en el momento del asentamiento del empaque del liner. Se identifican el lodo base aceite, espaciadores y lechada de cemento, usados para calcular la presión atrapada inicial.

Con esta metodología, fue posible estimar con precisión no solo la **presión inicial atrapada**, sino también la **naturaleza del fluido** (densidad específica, coeficiente de expansión térmica), lo que permitió simular los efectos térmicos en el volumen atrapado durante operaciones posteriores.

5. Conclusiones

El presente estudio sobre el diseño de completamientos en **pozos profundos de gas condensado** ha evidenciado la importancia de adoptar un **enfoque integral y multidisciplinario** para optimizar la productividad y garantizar la **integridad estructural** de los pozos en condiciones operativas extremas.

A continuación, se resumen las principales conclusiones del trabajo:

Optimización del diseño: Las simulaciones avanzadas de esfuerzos permitieron identificar puntos críticos en los componentes del completamiento, lo que facilitó una selección más precisa de materiales, configuraciones mecánicas y condiciones operativas. Los materiales seleccionados demostraron ser adecuados para soportar altas presiones, temperaturas y cargas mecánicas, reduciendo significativamente los riesgos de falla.

Reducción de riesgos operativos: La evaluación detallada de cargas axiales, triaxiales, de estallido y colapso permitió anticipar escenarios de riesgo y mitigarlos eficazmente mediante ajustes en diseño. Esto se tradujo en una mayor seguridad y eficiencia durante operaciones de estimulación, producción e inyección, mejorando la continuidad operativa de los pozos.

Importancia de la metodología aplicada: La metodología combinó herramientas avanzadas de simulación con datos históricos operativos, lo que permitió construir modelos confiables y representativos. Esta aproximación no solo aportó valor al diseño específico evaluado, sino que también constituye una guía replicable y adaptable para otras condiciones operacionales en la industria petrolera.

Este estudio proporciona una base sólida para el desarrollo de diseños robustos de completamiento en **pozos en flujo natural o intervenidos**. El uso riguroso de simulaciones ajustadas a condiciones reales permitió alcanzar un balance efectivo entre desempeño técnico, seguridad operativa y optimización de recursos, reafirmando la importancia del modelamiento como herramienta de soporte en decisiones críticas de ingeniería de pozos.

6. Agradecimientos

Expresamos gran agradecimiento a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización de este trabajo. Al equipo técnico multidisciplinario de Ecopetrol S.A que contribuyó con su experiencia y la recopilación de datos operacionales necesarios para la validación de las simulaciones.

7. Referencias

- Bellarby, J. (2009). Well completion design (1st ed.). Elsevier.
- Bellarby, J., Kofoed, S. S., & Marketz, F. (2013). Annular Pressure Build-up Analysis and Methodology with Examples from Multifrac Horizontal Wells and HPHT Reservoirs. All Days, SPE-163557-MS. <https://doi.org/10.2118/163557-MS>
- British Petroleum. (2009). Effect of Wear on Casing Collapse Resistance.
- Duarte Ferreira, M. V. (2020). New Challenges for Predicting Annulus Pressure Variation During Transient Operations in the Pre-Salt Wells. Day 2 Tue October 27 2020 D021S013R004. <https://doi.org/10.2118/201498-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.
- Kumar, V., Singh, R., & Mabunga, S. J. (2010). Tubing Stress Analysis to Design Completions for Mangala Oil Wells—Onshore India. All Days, SPE-127991-MS. <https://doi.org/10.2118/127991-MS>
- Mohammed, A. I., Oyeneyin, B., Bartlett, M., & Njuguna, J. (2020). Prediction of casing critical buckling during shale gas hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106655. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106655>
- Nikas, G. K. (2017). Friction and Wear of Seals. En G. E. Totten (Ed.), *Friction, Lubrication, and Wear Technology* (pp. 957-968). ASM International. <https://doi.org/10.31399/asm.hb.v18.a0006371>
- NORSOK D-010. (2013). NORSOK D 010 Rev.4 June 2013 Well integrity in drilling and well operations (Versión 4). www.standard.no/petroleum
- Parker Hannifin Corporation. (2014). Fluid Power Seal Design Guide Catalog EPS 5370. <https://www.parker.com/content/dam/Parker-com/Literature/Engineered-Polymer-Systems/5370.pdf>
- Pongratz, R. (2007). Perforating for Fracturing—Best Practices and Case Histories.
- Restrepo, A., Acosta, L. G., & Junca, E. (s. f.). SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields—A War Story.
- Smith, R. (2014). Advanced Drilling Techniques: Best Practices and Case Studies. *Journal of Petroleum Technology*, 66(05), 75-89.
- Srivastava, M., Spuskanyuk, O., Abdulhai, W., & Alshehhi, A. S. (2016). Advanced Well Modeling and Diagnostics to Manage Annulus Pressure. Day 1 Mon November 07 2016 D011S006R003. <https://doi.org/10.2118/183303-MS>
- Sugden, C., Johnson, J., Chambers, M., Ring, G., & Suryanarayana, P. V. V. (2012). Special Considerations in the Design Optimization of the Production Casing in High-Rate Multistage-Fractured Shale Wells. *SPE Drilling & Completion*, 27(04), 459-472. <https://doi.org/10.2118/151470-PA>
- Zambetti, R., Bianchini, L. P., Parrozza, F., Gibilterra, V., Orlando, L., Malesani, S., Codognotto, I., & Novelli, P. (2020). Cemented Casings Collapse Resistance Enhancement: Full-Scale Experience. Day 1 Mon May 04 2020 D011S005R005. <https://doi.org/10.4043/30895-MS>
- Zhang, Z., & Wang, H. (2016). Sealed annulus thermal expansion pressure mechanical calculation method and application among multiple packers in HPHT gas wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 692-702. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.091>

8. Nomenclatura

- API: American Petroleum Institute. Organización que establece normas para la industria del petróleo y gas.
- Bcpd: Barriles de condensado por día. Unidad de medida de la producción de condensado.
- bpm: Barriles por minuto. Unidad de medida del caudal de inyección o producción.
- HPHT: High Pressure High Temperature. Altas presiones y temperaturas.
- psi: Pounds per square inch. Libras por pulgada cuadrada, unidad de presión.
- TOL: Top of Liner. Punto superior del liner en el pozo.
- Wellcat™: Software comercial utilizado para simulaciones avanzadas de esfuerzos en pozos.

9. CV de los autores

Mario Alejandro Aramburo Velez

Ingeniero de Petróleos, Universidad América, Colombia

Más de 20 años de experiencia y sólida trayectoria en diseño, planificación y ejecución de programas de completamiento, pruebas de formación y levantamiento artificial. Reconocido por su liderazgo en equipos multidisciplinarios, gestión técnico-operativa y toma de decisiones estratégicas en entornos desafiantes a nivel internacional, brindando soporte técnico y comercial. Especialista en software de la industria, alta capacidad de adaptación tecnológica, enfoque en seguridad operativa y optimización continua de procesos.

Ing. Integral de Perforación y Completamiento

Natalia Leonor Avella Tello

Ingeniera de Petróleos, Universidad Nacional de Colombia

Más de 20 años de experiencia y sólida trayectoria en diseño, planificación y ejecución de programas de completamiento, pruebas de formación y levantamiento artificial. Reconocido por liderazgo en equipos multidisciplinarios, gestión técnico-operativa y toma de decisiones estratégicas en entornos desafiantes a nivel internacional, brindando soporte técnico y comercial. Especialista en software de la industria, alta capacidad de adaptación tecnológica, enfoque en seguridad operativa y optimización continua de procesos.

Ing. Integral de Perforación y Completamiento

Gloria Milena García Mantilla

Ingeniera de Petróleos, Universidad Industrial de Santander de Colombia

Más de 23 años de experiencia en operaciones de perforación y completamiento en campos con alta complejidad en el Piedemonte Llanero, Putumayo y Magdalena Medio.

Cuenta con habilidades técnicas, de liderazgo, trabajo en equipo y excelente comunicación donde maneja contratistas, profesionales de las diferentes áreas y líderes; habilidad para manejar logística y contratos. Comprometida con entregar resultados bajo procesos y estándares de desempeño de la compañía.

Ing. Integral de Perforación y Completamiento

Oscar Eduardo Henao Zambrano

Ingeniero de Petróleos, Universidad América, Colombia

Ingeniero de Petróleos con más de 25 años en la industria de hidrocarburos. Experiencia en BP, Equion Energía y actualmente en Ecopetrol, liderando equipos de alto desempeño en operaciones de completamiento. Especialista en planeación de intervenciones en el Piedemonte llanero, optimización de pozos y análisis de cargas en tubulares con WellCat. Enfocado en eficiencia operativa, estándares HSE y sostenibilidad, fuerte compromiso con la excelencia técnica e innovación en el sector energético.

Líder ingeniería y operaciones de completamiento Piedemonte

Daniel Augusto Morales Perez

Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander de Colombia

Más de 13 años de experiencia en operaciones de completamiento y workover en la industria de hidrocarburos. Especialista en Producción de Hidrocarburos y Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas. Amplia trayectoria en intervenciones con y sin equipo (rigless), incluyendo estimulaciones, fracturamiento, CTU, Braided Line/Slickline y SLA. Actualmente liderando operaciones en campo Piedemonte, coordinación de contratistas y logística. Reconocido enfoque técnico y trabajo en equipo.

Ing. Integral de Perforación y Completamiento

Guido Fabrizio Moreno Zorrila

Ingeniero de Petróleos, Universidad Surcolombiana de Colombia

Más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas, especialista en diseño y ejecución de completamientos e intervenciones de pozos profundos y de alta complejidad, con énfasis en análisis de esfuerzos de tubería, operaciones de coiled tubing, wireline y completamiento con taladro. Actualmente lidera actividades desde el diseño hasta la ejecución con alto rigos técnico, priorizando la seguridad (HSE) y la integridad de pozos.

Company Man de Completamiento