Mediante simulaciones avanzadas y caracterización experimental de fluidos atrapados, este estudio redefine los criterios de diseño para fracturamiento con CO_2 en pozos con liner, ampliando la ventana operativa segura y mejorando la toma de decisiones en escenarios de alta complejidad.

Modelamiento avanzado de esfuerzos en fracturamiento con CO_2: innovación en la integridad de pozos con volumen atrapado en el Piedemonte Llanero

Por ***Guido Moreno, Gloria Garcia, Daniel Morales, Oscar Henao, Natalia Avella y Mario Aramburo*** (Ecopetrol)

Este trabajo fue seleccionado en el *5º Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación e Intervención de Pozos*

La producción de hidrocarburos en la región del Piedemonte Llanero enfrenta desafíos técnicos significativos, particularmente al realizar fracturamientos hidráulicos efectivos en formaciones de baja permeabilidad (K < 2 *md*) con sistemas de fracturas naturales preexistentes. Si bien se han logrado niveles productivos importantes, las operaciones de estimulación hidráulica han conducido en ocasiones a efectos adversos como el entrampamiento de fluidos y el bloqueo por agua. Este problema es especialmente crítico en yacimientos de gas condensado, donde el daño en la cara del pozo compromete severamente la eficiencia del flujo multifásico y, consecuentemente, la productividad.

Para mitigar estas limitaciones, se acometió un rediseño integral de la arquitectura del pozo y del sistema de completamiento, enfocándose en el liner de producción para optimizar la versatilidad operativa. Esta nueva configuración mejoró las intervenciones futuras, incluyendo sistemas de cañoneo más eficientes, uso de empaques para aislamiento selectivo, calidad de registros y flexibilidad en operaciones con Coiled Tubing y Wireline, e incluso incrementó el éxito en operaciones de pesca debido al mayor diámetro interno (ID) del liner.

No obstante, este rediseño introdujo un nuevo desafío mecánico: la reducción del umbral de esfuerzo para falla por estallido, axial, triaxial y colapso. Esta reducción se vio exacerbada por la presencia de volúmenes de fluido atrapados por fuera del liner de producción. Esta condición limitó la capacidad de alcanzar presiones de estimulación necesarias en formaciones con altos esfuerzos in situ (UCS "Unconfined Compressive Strength" > 17,000 psi), representando un reto crítico para el diseño y ejecución de programas de estimulación. El presente trabajo detalla el desarrollo de una metodología integral de evaluación de esfuerzos que permite identificar, cuantificar y modelar los componentes del sistema, analizar el impacto del volumen atrapado en el liner y el uso de fluidos de fractura con CO_2 para mejorar la recuperación de agua inyectada, asegurando la integridad del pozo en estas complejas condiciones.

Desarrollo

La metodología de este estudio se enfoca en la identificación, modelamiento e interacción de las variables críticas que pueden comprometer la integridad del pozo y/o limitar la operatividad, evaluando sus impactos en la productividad.

Contexto Geomecánico y de Completamiento en el Piedemonte Llanero

Los pozos en el Piedemonte Llanero utilizan un esquemático de completamiento estándar "Lower Frac-PBR Completion" Ver Figura 1, diseñado teóricamente para soportar cargas máximas durante operaciones de estimulación hidráulica a alta presión (HPS). La construcción incluye la cementación total del liner de producción y la instalación previa de un Drilling liner para aislar formaciones superiores y dar estabilidad. El objetivo es habilitar la producción desde múltiples zonas, estimuladas individualmente en un orden ascendente y luego producidas conjuntamente.

Durante la estimulación, el pozo se desplaza con salmuera de baja tensión interfacial, se realiza cañoneo de alta penetración, a veces complementado con cañoneo abrasivo (sand jetting). La longitud del cañoneo se limita para concentrar la energía y generar una fractura dominante empaquetable con apuntalante. En yacimientos de gas condensado, la productividad afectada por agua no recuperada ha motiva-

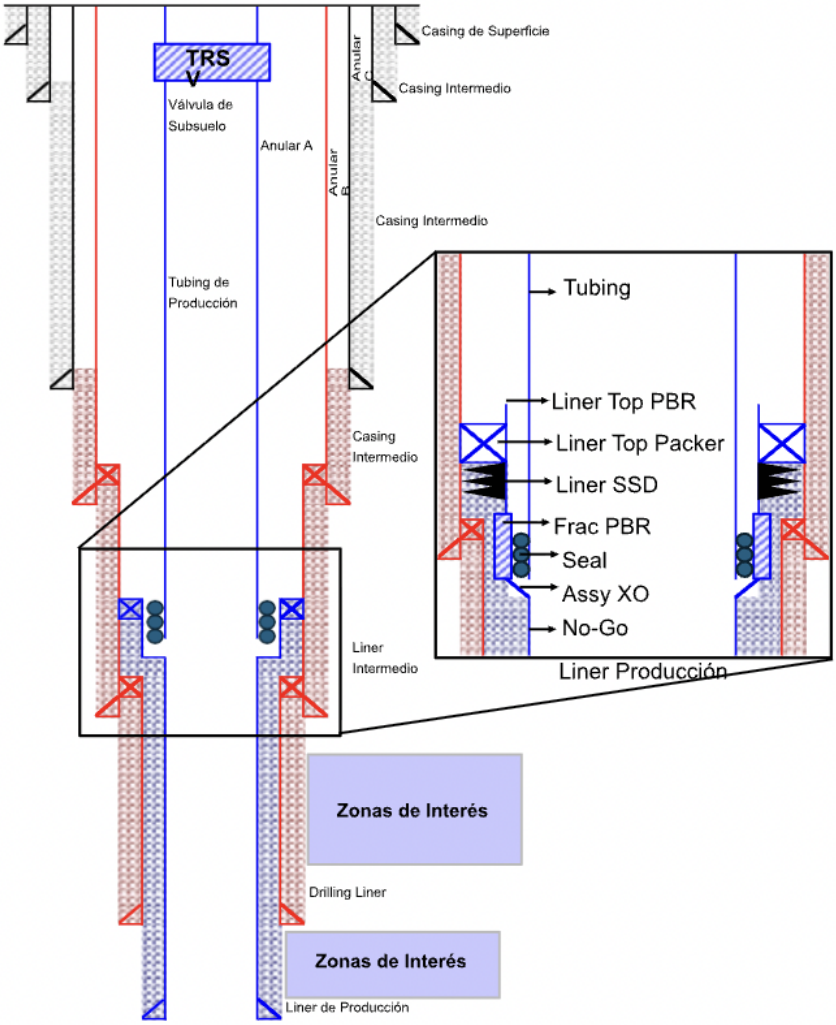

Figura 1. **Construcción típica de un pozo en el Piedemonte Llanero.**

Nota. Esquemático de barreras primarias (color azul) y secundarias (color rojo) de un pozo típico del Piedemonte Llanero Colombiano a nivel de subsuelo.

do el uso de fluidos de fractura con baja tensión interfacial, incluyendo mezclas de geles crosslinked e inyección simultánea de CO_2. Post-estimulación, se interviene con Coiled Tubing para limpieza y medición de producción por zona. Finalmente, todas las zonas se abren a producción conjunta. Este contexto resalta la necesidad de una metodología de evaluación de esfuerzos que considere el volumen atrapado y el uso de fluidos especiales.

Metodología de Evaluación de Esfuerzos y Caracterización de Fluidos

Se implementó un análisis mecánico-estructural que integra cargas de estallido, triaxial, axial y colapso; efectos de fluidos atrapados; evaluación de calidad de cemento; y el uso de fluidos energizados con CO_2. Se utilizaron software especializado para modelar efectos acoplados no lineales bajo cargas extremas, incluyendo esfuerzos por fluidos atrapados considerando contracción bajo pandeo y torsión.

Evaluación de la Calidad del Cemento y Propiedades del Liner

La calidad del cemento en pozos profundos del Piedemonte Llanero mostró alta variabilidad, con liner extendidos (5,000-6,000 pies) donde la cementación frecuentemente no alcanza el tope del liner (ToL "Top of Liner"), generando volúmenes atrapados. Las herramientas convencionales de evaluación de cemento tienen limitaciones en grandes holguras anulares (p. ej., 4-1/2" y 9-5/8"). Se implementaron buenas prácticas de cementación y se realizaron validaciones multidisciplinarias del Tope de Cemento (ToC "Top of Cement"). Como escenario conservador, se asumió la existencia de volúmenes atrapados entre el ToL y ToC.

Para una valoración precisa de las propiedades mecánicas del liner y componentes, se realizaron registros de espesor del liner (reduciendo tolerancia API del 12.5%) y se evaluó el grado del material mediante Pruebas de Resistencia Mecánica (MRT), ajustando el valor nominal de 80,000 psi del MYS "Minimum Yield Strength" a 85.4 Kpsi según especificaciones del fabricante. En componentes mecanizados (Crossover, PBR, etc.), la tolerancia de manufactura mínima de los dimensionales se usan valores cercanos o inferiores al 5%.

Criterios de Diseño para Esfuerzos Triaxiales, Axiales, Estallido y Colapso

Para esfuerzos triaxiales, se adoptaron factores de diseño ajustados a (1.25) basados en Bellarby (2009) y experiencia local, considerando que el estallido es independiente de cargas axiales y el pandeo se incluye en análisis axiales y triaxiales (Crumpton, 2014). Para estallido y colapso, se validaron propiedades mecánicas con MTRs, se midieron individualmente accesorios y se corrieron registros de espesor del liner pie a pie. La Tabla 1 resume el comparativo del enfoque tradicional vs. el personalizado.

En la zona de doble revestimiento, se usó tecnología avanzada para determinar calidad del cemento y espesor de tubería. Se consideró un soporte lateral del cemento igual al UCA (Ultrasonic Cement Analyzer) a 24 horas para mitigar pandeo y esfuerzo triaxial. Aunque el cemento contaminado fraguado ofrece alguna resistencia, las simulaciones consideraron conservadoramente un volumen atrapado. El análisis de registros (Ver Tabla 2 y Figura 2) mostró dificultades en la zona de doble liner (4 ½" x 9 5/8"), interpretándose un material intermedio gas- líquido (micro anillo seco o cemento contaminado) entre 14,000 – 14,204 pies. El ToC es clave para el soporte mecánico; su estimación y la caracterización del cemento (UCS a 24 horas) son esenciales. Anillos de cemento de >20 pies proveen aislamiento efectivo.

Estimulación hidráulica con CO_2 y Modelamiento Térmico

El bloqueo por agua en yacimientos del Piedemonte llevó a explorar la estimulación con CO2 en estado líquido y supercrítico (>88 °F y 1,069 psi) Ver Figura 3. Sus propiedades (alta difusividad, baja viscosidad, capacidad disolvente) facilitan la pe-

Aspecto	Enfoque Tradicional	Enfoque Ajustado
Interacción Carga axial- estallido	Asumida según API	Cargas independientes demostradas
Análisis de Pandeo ("Buckling")	No siempre considerado	Incluido en análisis axial y triaxial
Tolerancia de espesor de pared	12.5% conservador API	Ajuste por medición real de espesor
Herramientas de simulación	Cálculos manuales, software limitado	Simulación avanzada y personalizada; incluye transferencia de calor, propiedades mecánicas del fabricante
Datos utilizados	Especificaciones nominales	Datos reales de campo: MTRs, mediciones de espesor, error de herramienta, calidad de cemento
Factores de diseño Triaxial	Altos (>1,25) para cubrir incertidumbres	Ajustados (1,15) por reducción de incertidumbre, mejor caracterización de tubería, modelado según resultados de campo

Tabla 1. **Comparativo de valoración de esfuerzos entre enfoque tradicional y ajustado.**

Intervalo Pies	Impedancia Mrayls	Flexural db/m	Señales de TIE	% de datos en zona de sólidos
14,000 - 14,125	1.4	40	No	10
14,125 - 14,204	1	33	No	5
14,204 - 14,300	2.8	65	Si, Vel. Anular: 2,200 m/s	40-60

Tabla 2. **Resumen del análisis para la determinación del tope de cemento.**

Nota. TIE (Tubing Inner Echo) o Reflejos del segundo tubular. La tabla presenta los valores promedio obtenidos durante la evaluación de integridad de cemento en los intervalos analizados, con énfasis en la identificación del tope de cemento y la caracterización del volumen anular.

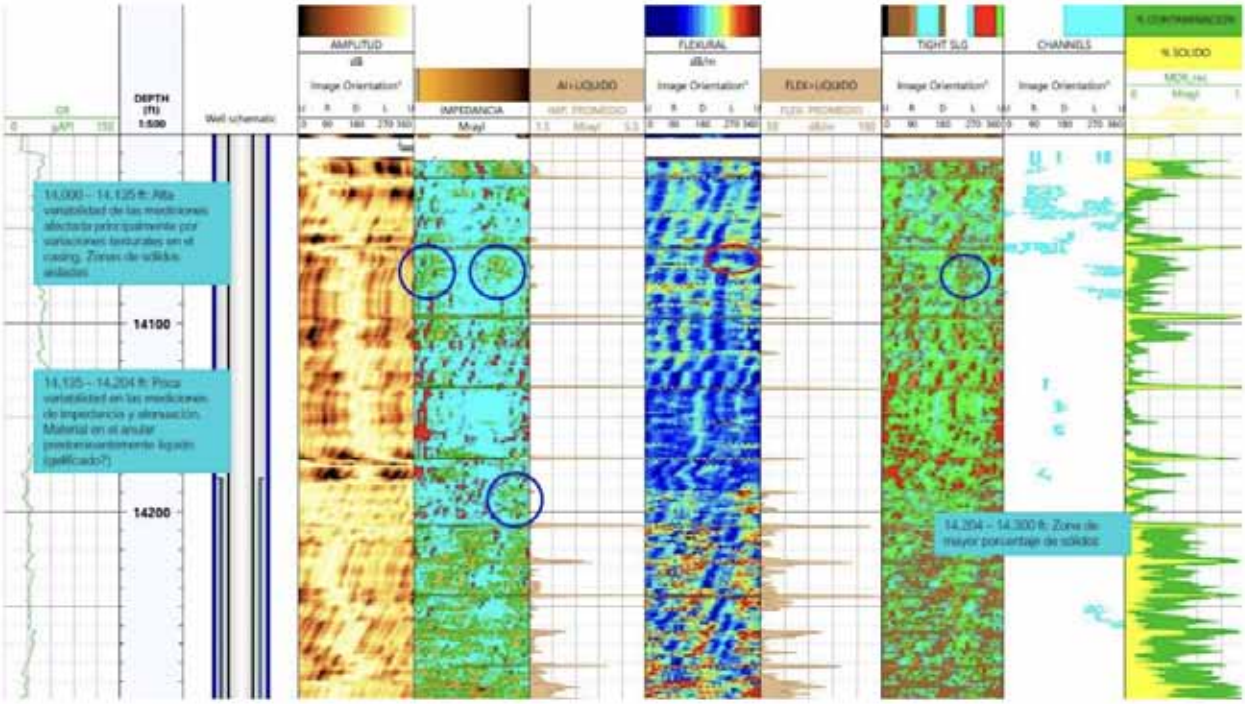

Figura 2. **Valoración de Calidad de Cemento en Doble Revestimiento**

Nota. Interpretación de registros adquiridos con la herramienta de evaluación de integridad de cemento, en un pozo del piedemonte. La figura ilustra la sección correspondiente al tope del liner, permitiendo identificar la altura de la columna del volumen atrapado en el espacio anular posterior al liner de producción.

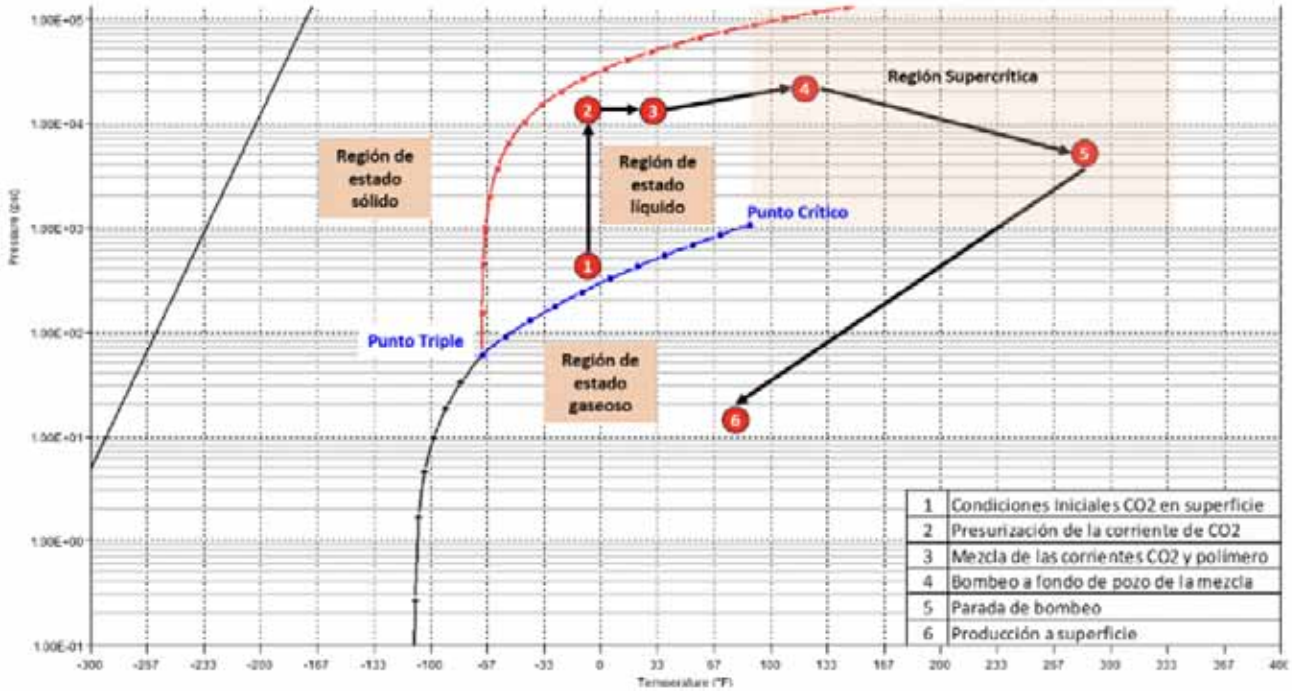

Figura 3 **Ruta del CO_2 en el Diagrama de fases y estado supercrítico.**

Nota. Tomado y modificado de Diagrama de Fases Módulo EoS CO_2 - WellCat Landmark.

netración, movilización de fluidos y remoción del daño. Para cálculos de P/T se usaron algoritmos de Span & Wagner (1996) y para propiedades del CO2 se utilizó el método de Vesovic et al. (1990). La validación de modelos térmicos (WellCat, Gohfer, PipeSim) mostró desviaciones (~15%) requiriendo validación cruzada y experiencia de campo (p. ej. Vaca Muerta).

Caracterización de Fluidos Atrapados y su Comportamiento Termo- Mecánico

La identificación precisa del fluido atrapado en el espacio anular y la comprensión de su comportamiento

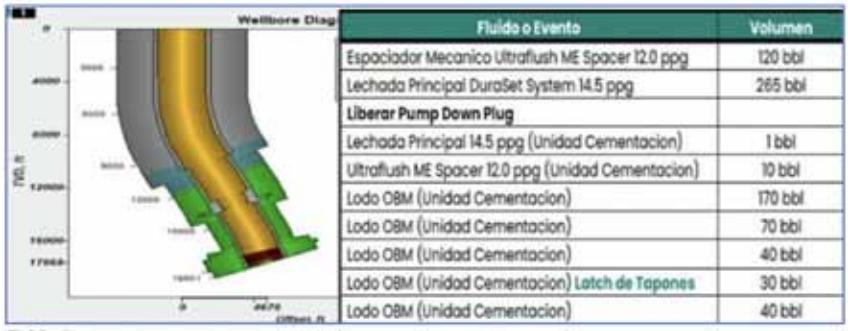

Figura 4. **Esquema de bombeo durante la cementación del liner de producción.**

Parámetros evaluados	Valores estimados
Densidad fluido retorno	12.4 ppg
Densidad promedio	13.0 ppg
Profundidad de asentamiento del ToL	13,232 ft (TVD)
Presión estimada columna de lodo OBM	5,605 psi
Presión estimada de la columna de espaciador + cemento	1,508 psi
Presión hidrostática total al momento de sentar el liner	7,113 psi

Tabla 3. **Valoración de presión del fluido atrapado a la hora de sentar el Tope del Liner**

bajo cambios de presión y temperatura son fundamentales para el análisis de integridad del pozo.

Identificación del Fluido Atrapado:

Basándose en la correlación entre datos operativos (como el desplazamiento del volumen de cemento, condiciones hidráulicas durante la cementación, exceso de cemento y análisis del playback de cementación) y modelos analíticos, se determinó la naturaleza del fluido atrapado. Se identificaron señales de contaminación por mezcla entre lodo base agua (WBM) y cemento en la sección intermedia del liner. El diagrama de bombeo Ver Figura 4 fue crucial para esta identificación. Se estimó una presión hidrostática del fluido atrapado de 7,113 psi con una densidad de 12.4 ppg al momento de asentar el colgador del liner (Ver Tabla 3).

Pruebas de Laboratorio para la Relación Presión-Temperatura en Sistema Cerrado:

Objetivo principal: El propósito de estas pruebas fue cuantificar como la presión del fluido atrapado en el anular cambia cuando su temperatura varía. Esto es crítico porque durante las operaciones de estimulación con CO2, el fluido inyectado enfría el pozo, lo que a su vez enfría el fluido atrapado en el anular. Este enfriamiento causa que el fluido atrapado se contraiga. En un volumen cerrado como el anular, esta contracción se traduce en una pérdida de presión, disminuyendo el soporte que este fluido ejerce sobre el liner de producción y afectando su integridad estructural.

Fluidos ensayados: Se llevaron a cabo pruebas de laboratorio con los fluidos que potencialmente podrían quedar atrapados en el anular. Estos incluyeron lodo base agua (WBM), que fue identificado como el mas probable de estar atrapado antes del asentamiento del tope del liner, lodo base aceite (OBM), el espaciador UltraFlush, y preflujos (Agua).

Metodología de laboratorio: En el laboratorio de la compañía de cementación, estos fluidos fueron sometidos a ciclos de calentamiento y enfriamiento dentro de un sistema cerrado, es decir, a volumen constante. Durante estos ciclos, se midieron de forma continua los cambios de presión resultantes de las variaciones de temperatura. La evaluación del volumen atrapado se basó en la ecuación (1) que rige la expansión térmica de fluidos y su efecto sobre la presión.

$$\Delta P = \frac{-\alpha \Delta T}{C} \qquad (1)$$

Donde, α es el coeficiente de expansión del fluido en el anular. (°F), C es la compresibilidad del fluido (psi) y ΔT es el cambio en la temperatura promedio en el anular. (°F).

Parámetro clave – coeficiente de expansión térmica (α): Los ensayos revelaron que los valores de compresibilidad (C) de los fluidos probados no mostraron una desviación significativa respecto de los valores comúnmente encontrados en la literatura técnica. Por lo tanto, el enfoque principal de las pruebas de laboratorio se centró en determinar con mayor precisión el coeficiente de expansión térmica (α) de cada fluido. Este coeficiente es un parámetro crucial porqué: (1) la literatura técnica presenta un rango muy amplio de valores para α, especialmente para lodos base agua (WBM) Ver Tabla 4, utilizar un valor genérico podría llevar a errores significativos. (2) Se observó que incluso pequeñas variaciones en el valor del coeficiente de expansión térmica tienen un impacto considerable en la predicción de la presión de soporte que ejerce el fluido atrapado. Una correcta estimación de α es, por tanto, esencial para modelar adecuadamente la contracción del fluido y la consecuente pérdida de presión de soporte.

Determinación de la Sensibilidad Presión-Temperatura (δP/δT):

Los resultados de las pruebas de laboratorio, como los mostrados en la Figura 5 para el fluido UltraFlush de 12 ppb (WBM), permitieron establecer una relación directa entre el cambio de presión y el cambio de temperatura (δδ*P*/δδ*T*) para cada fluido cuando se mantiene a volumen constante. Esta relación cuan-

Fluido	Factor de Compresibilidad (psi-1)	Factor de Expansión Termal (°F-1)
Agua	3.0 e -06	1.2 e -04
Lodo Base Agua	3.1 e -06	1.1 e -04 hasta 2.8 e -04
Lodo Base Aceite	5.5 e -06	3.2 e -4

Tabla 4. **Rango de valores de factores de compresibilidad y expansión térmica.**

Nota. Tomado de "Tubing Stress Analysis" Jonathan Bellarby (2010).

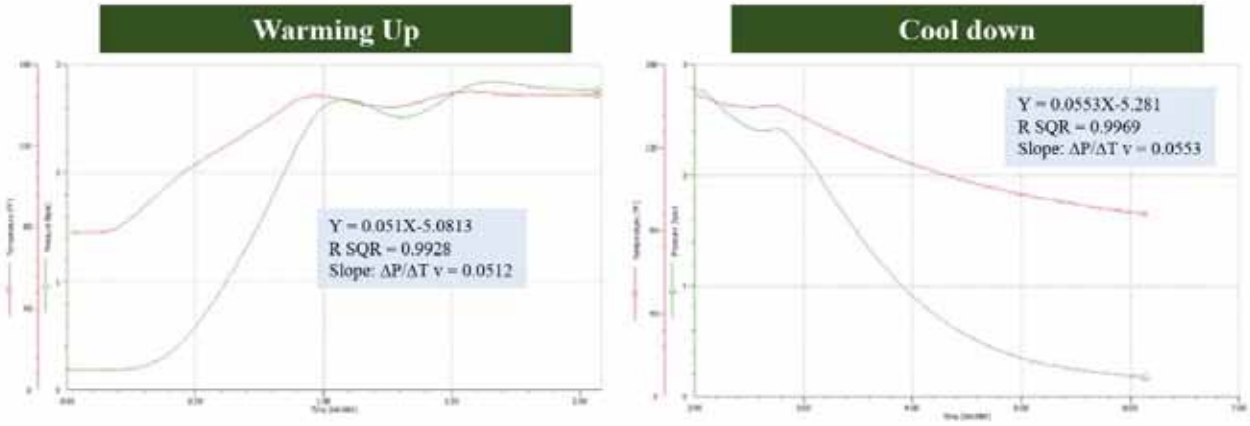

Figura 5. **Variabilidad comportamiento P/T Vs. Tiempo para fluido UltraFlush (WBM) con 12 ppg.**

tifica cuánto cambia la presión por cada grado de cambio de temperatura. Esta relación experimental $\delta\delta P / \delta\delta T$ se puede vincular teóricamente a las propiedades del fluido mediante la ecuación (2).

$$\delta\delta P / \delta\delta T = \alpha / C \qquad (2)$$

Conociendo el valor de la compresibilidad (C) a partir de la literatura (ya que se validó que no variaba mucho) y habiendo medido experimentalmente la pendiente $\delta\delta P / \delta\delta T$ en el laboratorio, fue posible calcular un valor mas representativo y ajustado del coeficiente de expansión térmica (α) para las mezclas de fluidos reales utilizadas en el pozo.

Consideraciones adicionales en el modelo: para los cálculos, las densidades de los fluidos atrapados se trataron como constantes, aunque se reconoció que la mezcla de los fluidos y el posible asentamiento de sólidos con el tiempo podrían generar variaciones no consideradas. Las mediciones de laboratorio ayudaron a inferir densidades mas precisas para las mezclas y reducir la incertidumbre. Se asumió que el fluido atrapado (WBM) se enfriaría o calentaría principalmente en función del gradiente geotérmico y, crucialmente, por la transferencia de calor durante las operaciones de bombeo de estimulaciones hidráulicas.

Análisis Termodinámico y Mecánico Detallado del Comportamiento de Volúmenes Atrapados

Compresibilidad relativa de los fluidos: Se corroboró que los fluidos de perforación son relativamente incompresibles. Por ejemplo, para generar un cambio volumétrico de solo el 1%, se requieren presiones del orden de 2,000 psi para un fluido base sintética, 2,500 psi para diésel y 3,500 psi para agua. Esta baja compresibilidad implica que, en un volumen confinado en el anular, pequeños cambios de volumen inducidos por la temperatura pueden generar cambios de presión muy significativos.

Factor	Efecto de n' y K'
Perfil de Velocidad	Un n' bajo (fluido pseudoplástico) genera un perfil más plano → menor gradiente de velocidad cerca de la pared → menor transferencia convectiva
Número de Nusselt (Nu)	Las correlaciones de Nu cambian para fluidos no newtonianos. Esto afecta el diseño de intercambiadores o enfriamiento en pozos
Coeficiente de película térmica	Un K' alto puede aumentar la viscosidad aparente y reducir la agitación, disminuyendo la eficiencia de la transferencia de calor

Tabla 5. **Efectos de n' y K' en transferencia de calor**

Para simplicidad de los cálculos, se asumió que la tubería del pozo es completamente rígida. Se despreció la expansión o contracción térmica del acero de las tuberías, enfocándose solo en la del fluido.

Importancia crítica de las propiedades reológicas (n' y K') en la Transferencia de Calor: Los parámetros reológicos de los fluidos no newtonianos, como el índice de comportamiento de flujo n' y el índice de consistencia K', son fundamentales en los cálculos de transferencia de calor por convección. Aunque estos parámetros no afectan la capacidad calorífica específica del fluido, si tienen una gran relevancia en la eficiencia con la que el calor se transfiere entre el fluido de tratamiento y el entorno del pozo (incluyendo el fluido atrapado en el anular).

Pequeños cambios en los valores de n' y K' pueden generar variaciones significativas en los perfiles de temperatura calculados (ΔT) a lo largo del pozo durante la inyección.

Consecuentemente, esto impacta de manera notable la presión final estimada debido a la expansión o contracción térmica del fluido atrapado (Ver Tabla 5) para ilustrar estos efectos.

Dada esta sensibilidad, es imprescindible una caracterización experimental precisa de estas propiedades reológicas para cada fluido (un ejemplo de modelo reológico se muestra en la Figura 6). Se recomendó el uso de software especializado en modelamiento de cargas, como WellCat™, que permite una tabulación detallada y el uso exacto de estas propiedades en la estructura de cálculo del APB.

Las propiedades reológicas y térmicas de los fluidos, especialmente los parámetros de n' y K', resultan críticas para el análisis de presión en volúmenes atrapados, debido a la alta sensibilidad del sistema a estas variables, su adecuada caracterización experimental resulta imprescindible para la validez del modelo predictivo.

Cálculo de la Expansión Volumétrica y la Presión Generada en el Fluido Atrapado

El cambio de volumen (V) de un fluido debido a un cambio en su tem-

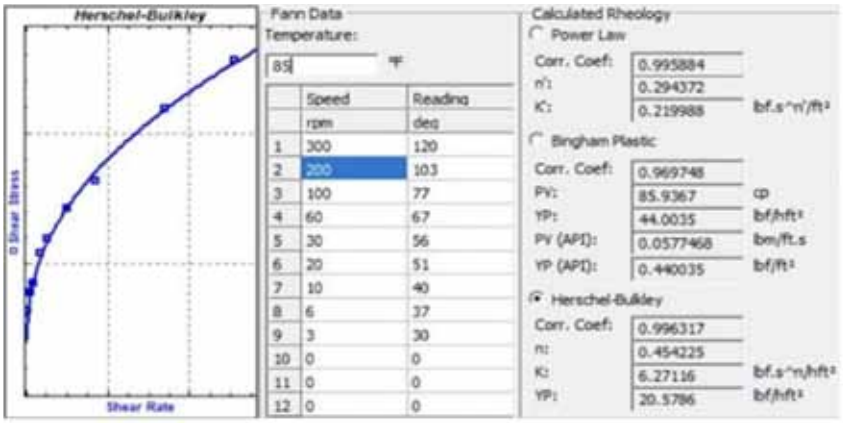

Figura 6. **Modelo Reológico para el WBM ultra flush de 12 ppg.**

peratura (ΔT) se puede calcular fundamentalmente con la ecuación (3)

$$V = V_o * (1 + \alpha \Delta T) \qquad (3)$$

Donde V_o es el volumen inicial y α es el coeficiente de expansión volumétrica del fluido.

Cuando este cambio de volumen ocurre en un espacio confinado (rígido), se genera un cambio de presión (ΔP). Este se puede expresar de forma simplificada mediante la ecuación (4):

$$\Delta P = \frac{(V - V_o)}{V_o * B_n} \qquad (4)$$

Donde, B_n representa el módulo de compresibilidad volumétrica del fluido (que es inverso de la compresibilidad, Cf). Esta ecuación ilustra la relación directa: un mayor cambio de temperatura o un mayor coeficiente de expansión resultarán en un mayor cambio de presión.

Para un análisis mas riguroso de la presión en el espacio anular atrapado, que considera no solo la expansión/contracción del fluido sino también otros factores, se utilizó la formulación mas completa basada en los trabajos de Oudeman y Bacarreza (1995), posteriormente ajustada por Oudeman (2006). Esta se representa en la ecuación (5):

$$\Delta P = \left(\frac{\alpha L}{K_T}\right)\Delta T - \left(\frac{1}{K_T \cdot V_{ann}}\right)\Delta V_{ann} + \left(\frac{1}{K_T \cdot V_L}\right)\Delta V_L \qquad (4)$$

Donde el primer término $\left(\frac{\alpha L}{K_T}\right)$

ΔT es el mas influyente y representa el cambio de presión debido directamente a la expansión o contracción térmica del fluido líquido en el anular. Aquí, αL es el coeficiente de expansión térmica del líquido, K_T es su compresibilidad isotérmica, y ΔT es el cambio en la temperatura promedio del anular. Los análisis de laboratorio demostraron que aproximadamente el 80% del incremento o disminución de presión proviene de este término, destacando la expansión térmica como el principal motor del fenómeno de APB.

El segundo término $\left(\frac{1}{K_T \cdot V_{ann}}\right)\Delta V_{ann}$, de signo negativo, refleja que un incremento en el volumen físico del espacio anular (ΔV_{ann}) induciría una reducción en la presión del fluido atrapado (y viceversa).

El tercer término $\left(\frac{1}{K_T \cdot V_L}\right)\Delta V_L$ representa la despresurización que podría ocurrir debido a una fuga de fluido o a una deformación plástica significativa de las tuberías. Este efecto fue considerado despreciable en la valoración realizada.

Finalmente, se reconoció que la densidad de la mezcla de fluido atrapado es un factor determinante en la magnitud de la presión que se desarrolla o se pierde. Variaciones en la concentración de sólidos (ya sea por sedimentación o por efectos de disolución térmica) pueden introducir fluctuaciones significativas en los valores de presión. Este comportamiento fue modelado conforme a lo descrito por Elsheikh et al. (2018).

Simulaciones de la corriente de CO_2 + H_2O y Perfiles Térmicos

Para evaluar el impacto térmico de la inyección de CO2 durante las estimulaciones hidráulicas, se realizaron simulaciones detalladas:

1. Condiciones de simulación: Se modeló la inyección de una mezcla de CO_2 + H_2O con una presión en cabeza de pozo de 13,000 psi a una temperatura de 32 °F y un caudal de 22 bbl/min. Obteniendo los siguientes resultados con ayuda del software PipeSim.
2. Parámetros de Transferencia de Calor: Se utilizaron los siguientes parámetros para los módulos de transferencia de calor del software: densidad del suelo de 140 lbs/ft3, conductividad térmica del suelo (K) de 1.25 BTU / h °F ft, y calor específico (Cp) de 0.23 BTU/ lbm °F.
3. Temperatura en Fondo: Con base en el diagrama de bombeo y las simulaciones, se obtuvieron los valores de temperatura en fondo a nivel del volumen atrapado, los

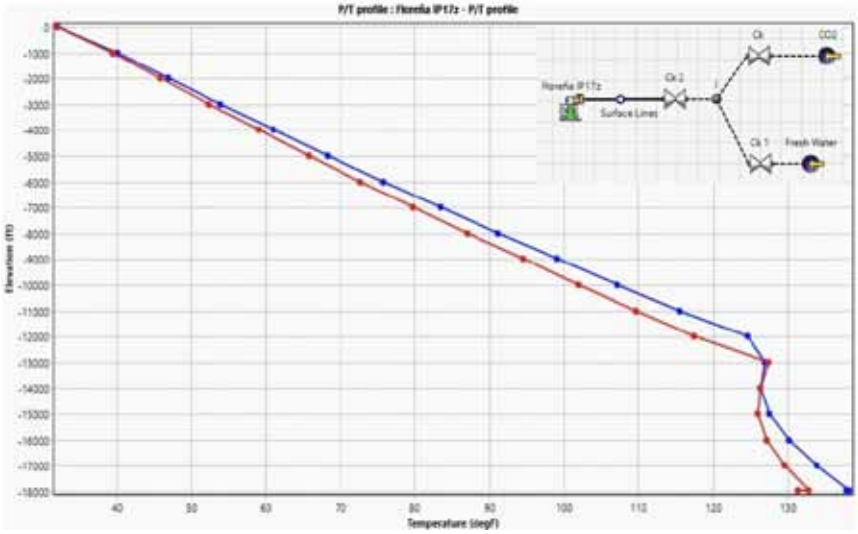

Figura 7. **Valoración perfil de temperatura en corriente combinada CO2 + Agua (Software PipeSim).**

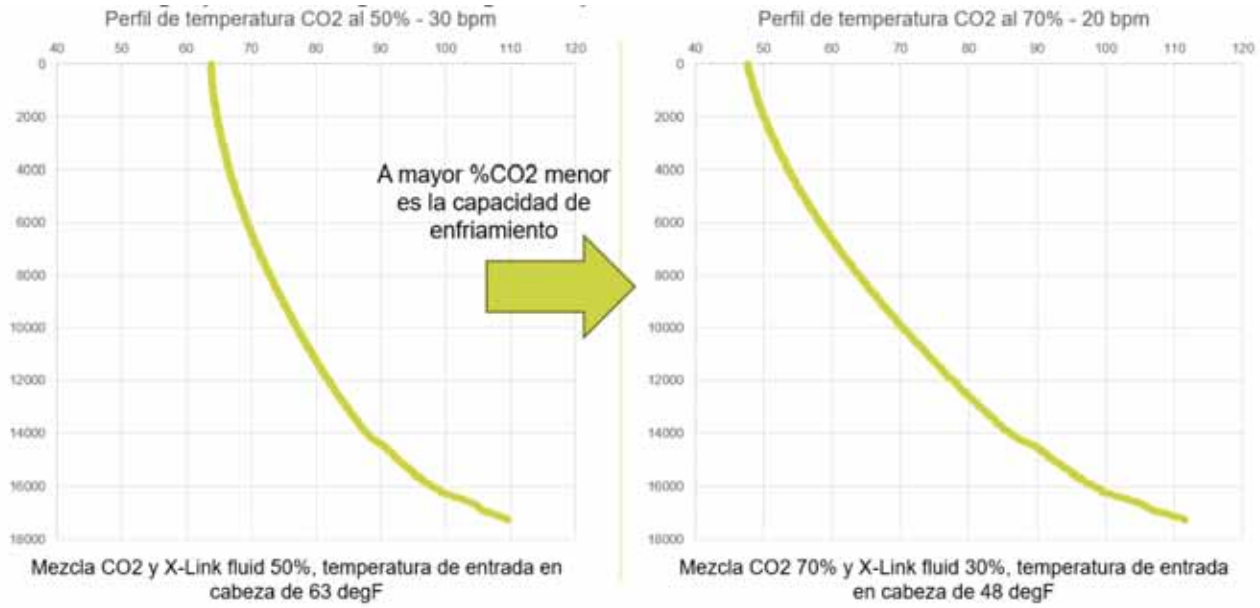

Figura 8. **Sensibilidad perfiles de temperatura para diferentes concentraciones de CO2.**

cuales fueron valorados entre 125 y 130 °F (Ver Figura 7).

4. Sensibilidad a la Contracción de CO_2 y Tasa de Inyección: Se evaluó el efecto de variar la concentración de CO_2 en la mezcla (50% y 70%) y la tasa de inyección sobre el perfil de temperatura. Se observó que a mayor porcentaje de CO_2, menor es la capacidad de enfriamiento del fluido de estimulación, lo cual es crucial para determinar la temperatura de fondo (Figura 8).
5. Estimaciones del Enfriamiento con Software Especializado: Se empleó el software Gohfer (Halliburton) para realizar diferentes simulaciones y determinar el perfil térmico en el fondo del pozo, variando los porcentajes de CO2 y agua, así como las tasas de inyección. Esto permitió valorar el proceso de enfriamiento en el fondo y, por ende, del volumen atrapado (Figura 9).
6. Rango de Variabilidad Térmica: Se corrieron simulaciones para diversos escenarios, desde 100% polímero hasta 100% CO2 y sus mezclas intermedias, para establecer los extremos de los perfiles de temperatura. La Figura 10 muestra el rango de variabilidad y los mejores escenarios de combinación de fluidos para la valoración de temperatura a nivel del volumen atrapado, análisis realizado con WellCat™. (Figura 10)

Resultados

Valoración Inicial de Esfuerzos (Sin Ajustes Completos)

Una valoración preliminar (Tabla 6) evidenció fallas en cargas de estallido y triaxial para escenarios como prueba de inyectividad, Minifrac, estimulación hidráulica y Screen Out. Los factores de seguridad (FS) estaban por debajo de los mínimos recomendados, especialmente en el liner de 4 ½" por encima del ToC (FS

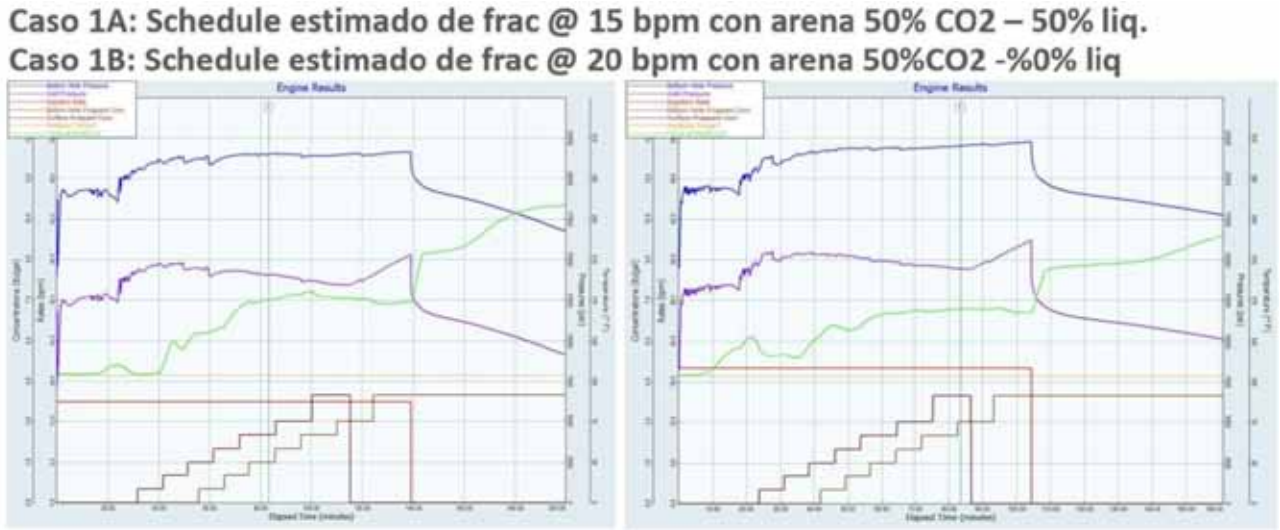

Figura 9. **Estimaciones del enfriamiento de la formación.**

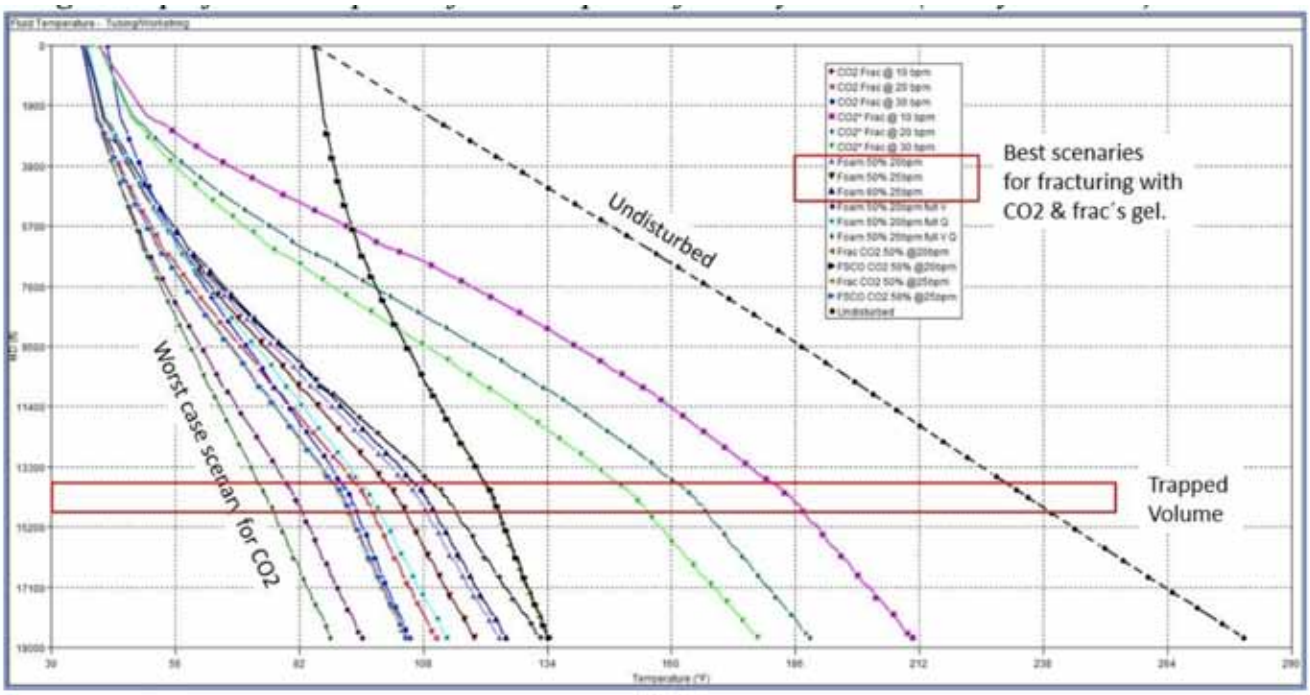

Figura 10. **Rangos del perfil térmico para diferentes tipos de fluidos y mezclas (CO2 y Polímero).**

Nota. Valoración del perfil de temperatura para el pozo en función de los diferentes fluidos y porcentajes de mezcla con potencial de ser utilizados. Se muestran los mejores escenarios de combinación de fluidos para la valoración de temperatura a nivel del volumen atrapado. (Tomado del análisis de Wellcat corrido para el pozo).

Componente	**XO´s 7 x 4 1/2»**		**Liner 4 1/2» @ TOC**		**Liner 4 1/2»**	
Operación	**Minimo SF**		**Minimo SF**		**Minimo SF**	
	Burst	**Triaxial**	**Burst**	**Triaxial**	**Burst**	**Triaxial**
Injectivity test	1.254	1.334	C 1.108	N 1.353	C 0.837*	N 1.021*
Mini Frac	1.171	1.246	C 1.035*	1.264	C 0.840*	N 1.026*
Frac @ 10 bpm	1.055*	1.118	C 0.945*	1.151*	C 0.836*	1.018*
Frac screen out	1.04*	1.103	C 0.931*	1.134*	C 0.821*	1.002*

Tabla 6. **Valoración de esfuerzos donde las cargas de Burst y triaxial muestran falla.**

Nota. Se observa una condición crítica donde el liner de 4 ½" está fallando por encima del ToC y con valores incluso cercanos al 20% del factor de seguridad.

~20% del umbral). Esto hubiese impedido la operación segura debido al volumen atrapado, ToC bajo y efectos térmicos del CO_2. Alternativas limitadas incluían restringir presiones de fondo, eliminar el tratamiento de CO2, rediseñar el pozo (futuros proyectos) o aceptar FS < 1.0.

Valoración Final de Ingeniería (Incorporando Variables Críticas)

Integrando variables operacionales y constructivas (pruebas de laboratorio, experiencia operativa, datos de cementación, especificaciones de equipos, condiciones de fondo y perfiles térmicos realistas) mediante análisis iterativo y validación multidisciplinaria, se redujo la incertidumbre. Se recalibraron perfiles de presión externos al liner de producción con y sin Annular Fluid Expansion (AFE), en la Tabla 7 se representan los perfiles externos ajustados con las simulaciones de volúmenes atrapados, observándose una reducción de presión hasta los 1,817 psi posterior al bombeo de CO_2.

Al reevaluar los esfuerzos con presiones y temperaturas actualizadas, los FS mejoraron sustancialmente (Estallido > 1.0 y Triaxial >= 1.15), validando una ventana operativa segura (Ver Tabla 8). El análisis consolidado para Screen Out (condición mas crítica) definió la máxima presión de fondo admisible.

La Figura 11 muestra los factores de seguridad en las cargas de Estallido y Triaxial a lo largo del liner de producción, donde se observa la criticidad en el intervalo superior del volumen atrapado entre los 14,000 – 14,250 pies con su punto mas bajo en estallido de 1.0 (Gráfico de Izquierda), por otro lado el factor de seguridad Triaxial llega a su punto mas bajo en 1.15 en el intervalo del volumen atrapado (gráfico de la derecha).

La Figura 12 representa la resultante de su carta límite de diseño en donde se integran las envolventes de Von Misses y Tresca, representando la sección tubular del Liner de Producción en su profundidad mas crítica (intervalo del volumen atrapado). Se observan que las curvas operacionales a pesar de encontrarse dentro de las curvas, se aprecia la criticidad de algunas de las cargas que están llegando a los límites operativos de diseño del Liner de producción.

Conclusiones

El análisis comparativo entre datos simulados y registros reales, junto con los hallazgos pre y post-operación, permiten establecer las siguientes conclusiones:

Perfiles de Presión Externos con aplicación de AFE												
Depth	High Prod	Mini 10	Mini 20	Mini 30	Frac 10	Frac 20	Frac 30	Gas Iny	CO2 Frac 30	Polymer Frac 30	Frac Foam 50% 20	Frac Foam 50% 25
13845	13186	8828	8357	7669	6723	5215	3180	1188	3896	1568	5120	1817
14204	13400	9042	8571	7883	6937	5429	3394	1402	4110	1782	5334	2031
14205	8946	8451	8451	8451	8451	8451	8451	8451	8451	8451	8451	8451
14484	9072	8568	8568	8568	8568	8568	8568	8568	8568	8568	8568	8568
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
18064	10425	9978	9978	9978	9978	9978	9978	9978	9978	9978	9978	9978
18065	6586	6229	6229	6229	6229	6229	6229	6229	6229	6229	6229	6229
18134	6602	6243	6243	6243	6243	6243	6243	6243	6243	6243	6243	6243
18135	10366	10097	10097	10097	10097	10097	10097	10097	10097	10097	10097	10097
18701	10612	10335	10335	10335	10335	10335	10335	10335	10335	10335	10335	10335

Tabla 7. **Perfiles externos de presión a diferentes operaciones en el volumen atrapado (recuadro rojo).**

Load Case	FRAC PBR (YS= 82,236 psi) / OD Conn Nominal						FRAC PBR (YS= 85,400 psi) / OD Conn Nominal					
	SAFETY FACTOR						SAFETY FACTOR					
	@ Upper Conn PBR		@ PBR Body		@ Lower Conn PBR		@ Upper Conn PBR		@ PBR Body		@ Lower Conn PBR	
	Burst	Triaxial	Burst	Triaxial	Burst	Triaxial	Burst	Triaxial	Burst	Triaxial	Burst	Triaxial
Main Frac 10 bpm (bottom)	C1.070*	1.088*	1.195	1.188*	1.085*	1.096*	1.113	1.131*	1.241	1.235*	1.128	1.158*
Main Frac 20 bpm (bottom)	C1.032*	1.054*	1.192	1.185*	1.084*	1.153	1.073*	1.095*	1.238	1.232*	1.126	1.149*
Main Frac 30 bpm (bottom)	C1.030*	1.054*	1.214	1.207*	1.104	1.114*	1.071*	1.095*	1.262	1.254	1.147	1.157*
FSCO 10 bpm	C1.069*	1.085*	1.181	1.175*	1.073*	1.162	1.111	1.128*	1.227	1.220*	1.114	1.152*
FSCO 20 bpm	C1.030*	1.049*	1.161	1.154*	1.055*	1.165*	1.070*	1.089*	1.206	1.199*	1.096*	1.162*
FSCO 30 bpm	C1.028*	1.046*	1.159	1.153*	1.054*	1.164*	1.068*	1.087*	1.204	1.198*	1.095*	1.155*
Main Frac Mirador PM 10 bpm	C1.073*	1.087*	1.165	1.159*	1.058*	1.168*	1.115	1.129*	1.210	1.204*	1.099*	1.165*
Main Frac Mirador PM 20 bpm	C1.037*	1.055*	1.162	1.156*	1.056*	1.166*	1.078*	1.096*	1.207	1.201*	1.097*	1.158*
Main Frac Mirador PM 30 bpm	C1.032*	1.053*	1.183	1.177*	1.076*	1.086*	1.073*	1.094*	1.229	1.222*	1.118	1.158*
FSCO Mirador PM 10 bpm	C1.068*	1.080*	1.145	1.139*	1.040*	1.051*	1.110	1.122*	1.190	1.184*	1.081*	1.191*
FSCO Mirador PM 20 bpm	C1.032*	1.046*	1.126	1.120*	1.024*	1.034*	1.072*	1.087*	1.170	1.164*	1.063*	1.174*
FSCO Mirador PM 30 bpm	C1.030*	1.044*	1.125	1.119*	1.023*	1.033*	1.070*	1.085*	1.169	1.162*	1.162*	1.173*
Main Frac MPM 10 bpm (22.5 Kpsi)	C1.067*	1.085*	1.192	1.185*	1.083*	1.093*	1.109	1.128*	1.238	1.232*	1.125	1.149*
Main Frac MPM 20 bpm (22.5 Kpsi)	C1.032*	1.054*	1.189	1.182*	1.081*	1.091*	1.073*	1.095*	1.235	1.228*	1.123	1.153*
Main Frac MPM 30 bpm (22.5 Kpsi)	C1.030*	1.054*	1.211	1.204*	1.101	1.111*	1.070*	1.095*	1.258	1.251	1.144	1.154*
FSCO Mirador PM 30 bpm (22.5 Kpsi)	C1.027*	1.046*	1.156	1.150*	1.051*	1.061*	1.068*	1.086*	1.201	1.195*	1.092*	1.148*

Tabla 8. **Valoración de esfuerzos en dos PBR con diferente MYS bajo las cargas más críticas.**

Nota. Se muestra a nivel del cuerpo y conexión inferior del PBR el análisis de cargas presenta valores >1.0 en el Burst y ≥1.15 en el triaxial.

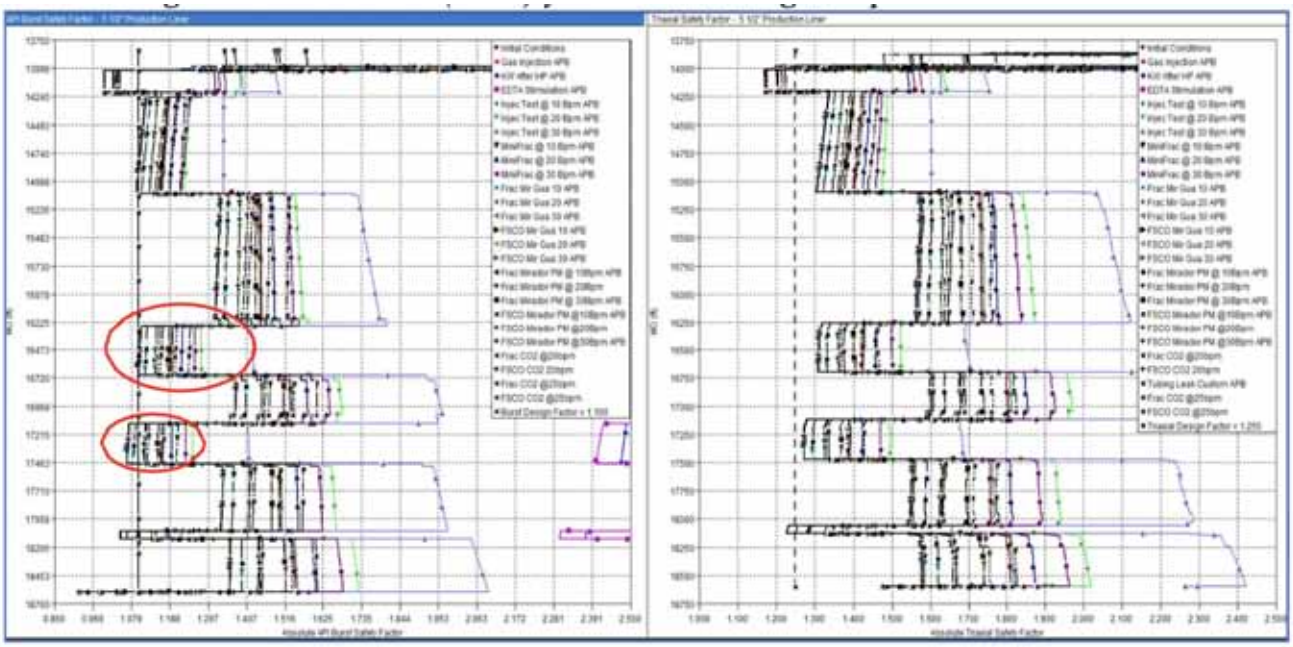

Figura 11. **Factor de seguridad de estallido (Burst) y Triaxial a lo largo del pozo.**

Nota. Para la condición de estallido (Burst) frente a la zona de interés se observa un Mínimum Safety Factor por debajo del Factor de requerido en el escenario de Screen Out, y para el cual debe ser implementada la condición de la calidad del cemento para soportar las cargas durante la estimulación a alta presión.

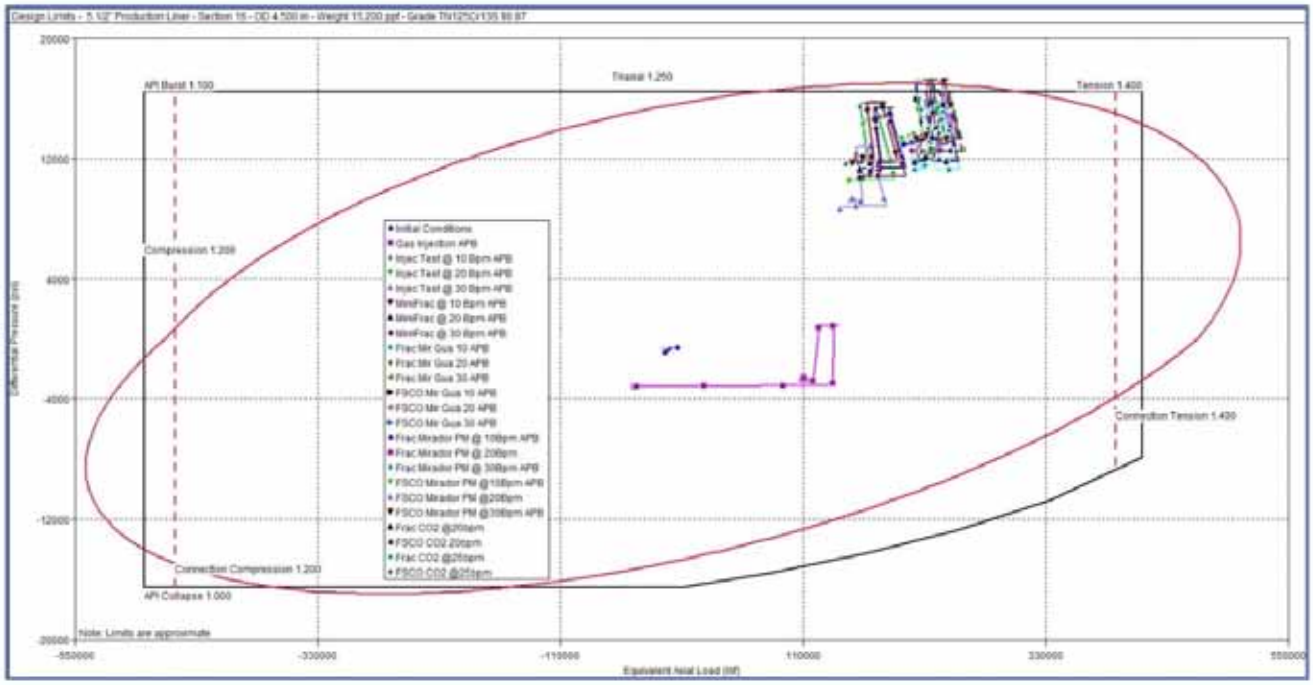

Figura 12. **Envolventes límites de diseño (Von Mises y Tresca) para el Liner de Producción.**

Nota. Se puede ver cómo algunos valores están por encima de los factores de seguridad establecidos y se requiere una valoración de su impacto y la generación de la dispensación soportada en todo el trabajo de ingeniería previo que garantice la integridad durante la materialización de la o las condiciones críticas durante el fracturamiento hidráulico.

1. Integridad del liner bajo condiciones críticas: A pesar de que el liner de producción no cumple, en principio, con los requerimientos de resistencia ante los esfuerzos esperados, la metodología de valoración de esfuerzos desarrollada permitió una estimación más precisa de las cargas reales. Esto fue clave para garantizar la integridad del sistema tubular durante la estimulación y, a su vez, mantener una ventana de presión operativa adecuada, incluso bajo condiciones restrictivas como la limitación de robustez del liner y la presencia de volumen atrapado.
2. Evaluación integral de la calidad del cemento: La valoración de la calidad de la calidad del cemento, realizada por un equipo multidisciplinario y sustentada tanto en la interpretación de registros como en el análisis de datos de campo durante la cementación, permitió una caracterización más precisa de la calidad del cemento, especialmente en zonas de doble revestimiento donde la integridad estructural es crítica.
3. Incorporación de propiedades del cemento en el análisis de esfuerzos: Incluir en las simulaciones realizadas con WellCat™ la dimensión y calidad del recubrimiento del cemento, basada en pruebas UCA a 24 horas, resultó fundamental para el análisis de cargas de estallido (Burst), particularmente en situaciones donde el liner carece de suficiente robustez para ser analizado sin este componente.
4. Sensibilidad a las propiedades del fluido atrapado: Dada la naturaleza de los volúmenes atrapados, es fundamental tener especial cuidado en la estimación de sus propiedades termodinámicas. Variaciones mínimas en temperatura, presión, volumen o densidad pueden tener impactos significativos en la presión de soporte y, por tanto, en la valoración de integridad. Una mala estimación puede llevar a decisiones equivocadas que comprometan la seguridad del pozo.
5. Importancia de la medición en tiempo real: Los valores estimados por simuladores pueden presentar alta variabilidad. Por ello, se recomienda la implementación de mediciones en tiempo real de temperatura en fondo durante las operaciones de estimulación para restringir el margen de incertidumbre en la simulación y obtener resultados más confiables.
6. Consideración de la transferencia de calor transitoria: Asumir la transferencia de calor entre el pozo y la formación como un proceso transitorio es una aproximación adecuada para caracterizar la interacción térmica. Esta transferencia puede incluir mecanismos como conducción, convección o una combinación de ambos, dependiendo principalmente del tamaño del anular y del material que lo ocupa.
7. Interacción entre enfriamiento, presión de tratamiento y volumen atrapado: La combinación de enfriamiento inducido, presiones elevadas de tratamiento y la existencia de volumen atrapado genera una condición crítica, intensificando significativamente los esfuerzos de estallido y triaxial sobre la tubería.
8. Caracterización real de propiedades de fluidos atrapados: Ensayos de laboratorio realizados sobre

fluidos estimados como atrapados evidenciaron desviaciones importantes en propiedades como coeficiente de expansión térmica respecto a los valores comúnmente referenciados en literatura. Por tanto, se recomienda establecer parámetros específicos por fluido a ser considerados en las simulaciones.

9. Propósito del enfoque de evaluación desarrollado: La metodología implementada busca no solo predecir con mayor certeza posibles fallas de integridad, sino también definir ventanas operativas seguras que garanticen la continuidad de las operaciones aún en escenarios de carga extrema.
10. Limitaciones de los modelos térmicos comerciales: Los modelos térmicos empleados en software comerciales pueden mostrar discrepancias significativas frente a los valores reales. Por ello, se enfatiza la necesidad de ajustar y personalizar las variables críticas definidas en este estudio, con el objetivo de garantizar una valoración técnica alineada a los requerimientos de negocio, sin comprometer la integridad del pozo.

Aporte a la Industria Petrolera

Este trabajo presenta una metodología robusta y pionera en Colombia para el modelamiento avanzado de esfuerzos en pozos sometidos a fracturamiento con CO2, especialmente en contextos de alta complejidad geomecánica y con presencia de volúmenes atrapados. Los principales aportes radican en los siguientes puntos:

- Mejora de la Predicción y Mitigación de Riesgos: Proporciona una herramienta más precisa para evaluar la integridad del pozo, permitiendo identificar y mitigar riesgos asociados a la contracción de fluidos anulares y los efectos térmicos del CO2.
- Optimización de la Ventana Operativa: Permite definir con mayor certeza los límites de presión y temperatura seguros para las operaciones de estimulación, maximizando la efectividad del tratamiento sin comprometer la integridad estructural.
- Validación de Operaciones en Condiciones Restrictivas: Demuestra la viabilidad de ejecutar operaciones complejas de fracturamiento con CO2 en pozos con liners de producción cuya robustez inicial podría considerarse insuficiente, mediante un análisis detallado y personalizado de las condiciones reales.
- Enfoque Integrado y Multidisciplinario: Subraya la importancia de integrar datos de laboratorio, simulaciones avanzadas, experiencia de campo y validación multidisciplinaria para abordar problemas complejos de integridad de pozos.
- Guía para Futuros Diseños y Operaciones: Ofrece una base metodológica y lecciones aprendidas que pueden ser aplicadas en el diseño de futuros pozos y en la planificación de operaciones de estimulación en entornos similares, contribuyendo a la eficiencia y seguridad de la explotación de hidrocarburos en formaciones complejas.

Agradecimientos

Los autores quieren expresar su agradecimiento total a las directivas de Ecopetrol S.A. Especialmente al Ingeniero Fernando Portela por su acompañamiento en la valoración de los fluidos utilizados y las compañías aliadas Baker Hughes & Halliburton por el soporte y acompañamiento en la publicación de este documento.

Referencias

Ansari, M. (2014). Evaluation of annular pressure build up (APB) during WCD blowout of deepwater HP/HT wells.

Adam, J. (1991). How to design for annulus fluids head up. SPE 22871.

Bellarby, J., et al. (2013). Annular pressure build up analysis and methodology with examples from multifrac horizontal wells and HPHT reservoirs. SPE/IADC 163557.

Bellarby, J., (2009) Well Completion Design. TRACS International Consultancy Ltd. Duan, X., et al. (2021). Recent advances in supercritical CO2 fracturing: New theory, new technology and application.

Elsheikh, M. (2018). Modelling and simulation of annular pressure build up (Master's thesis).

Fredric, A. (1962). Modeling variations in annular pressure due to fluid injection ahead. Pattillo, P. D., et al. (2004). Analysis of an annular pressure build up failure during drill wells.

Oudeman, B., et al. (2006). Transient behavior of annular pressure build up in HP/HT

Vargo Jr, J., et al. (2003). Practical and successful prevention of annular pressure build up on the Marlin Project.

Hashemi, H., et al. (2022). Effect of supercritical CO2 permeability and surface characteristics of fracture in shale.

Elsheikh, M., et al. (2018). Modelling and simulation of a nnular pressure build up.

Nomenclaturas

AFE: Annular Fluid Expansion APB: Annular Pressure Build-up Cp: Calor específico (BTU/lbm·°F) FSCO: Fracture Screen Out

HP/HT: High Pressure/High Temperature ID: Diámetro Interno (Internal Diameter) K: Conductividad térmica (BTU/h·°F·ft) MTR: Metal Testing Report

PBR: Polished Bore Receptacle PVT: Pressure-Volume-Temperature STB: Stock Tank Barrel

TOC: Top of Cement TOL: Top of Liner

UCA: Ultrasonic Cement Analyzer Vp: Plastic Viscosity

YP: Yield Point

α: Coeficiente de expansión térmica

ΔP: Cambio de presión

ΔT: Cambio de temperatura

KT: Coeficiente de compresibilidad isotérmica

V: Volumen

Vo: Volumen inicial

Vann: Volumen en el anular

VL: Volumen líquido