

LA IMPORTANCIA DE CONSIDERAR LA RESISTENCIA A LOS ESFUERZOS AXIALES EN LOS TUBULARES SOMETIDOS A OPERACIONES DE FRACTURA

Nicolás Rebas - Tenaris – nrebasa@tenaris.com

Fabián Benedetto – Tenaris – fbenedetto@tenaris.com

SINOPSIS

En aquellos trabajos de estimulación a través de columnas de maniobra, la tendencia tradicional para determinar la profundidad de fijación de los packers de fractura se inclina al mayor distanciamiento posible de la zona a estimular, teniendo siempre un buen anillo de cemento como respaldo. Con ello se disminuirían las probabilidades de tener problemas para librar dicha herramienta en caso de un “screen out” durante la operación, y optimizando al mismo tiempo la presión de bombeo en superficie, al resultar menor fricción en la tubería como consecuencia de una menor longitud de bombeo y por ende la potencia hidráulica consumida.

Durante las operaciones de fractura, no necesariamente es la presión interna la que domina la criticidad de la resistencia de la tubería, sino muchas veces es la tracción la protagonista.

En una estimulación hidráulica, se generan esfuerzos de tracción neta en las tuberías, producto de las bajas temperaturas involucradas (temperatura del fluido de fractura) y el abarrilamiento (ballooning) de la tubería, producido este último, por los esfuerzos circunferenciales.

Es justamente este esfuerzo axial el que podría llegar a atentar contra la integridad de las tuberías, y provocar, por ejemplo, el desacoplamiento de una columna, inclusive el corrimiento del packer respecto de su posición original.

El trabajo a presentar mostrará diferentes esquemas con fracturas, tomando como variables distintas profundidades de fijación del packer, y veremos cómo el Factor de Diseño a la tracción puede llegar a ser el condicionante del diseño mecánico, tanto en tubings como en liners.

INTRODUCCIÓN

El objetivo fundamental del proceso de diseño de tubulares es el aseguramiento de que la resistencia superará las cargas aplicadas durante la vida útil de un pozo. Una vez que las cargas son identificadas y cuantificadas mediante los perfiles de presiones internas, presiones externas y temperaturas, se prosigue a la selección de los tubulares que las verifican, identificando el diámetro, peso, grado de acero y tipo de conexión.

Claro está que esto no siempre se puede realizar de ésta manera, sino que a veces es común la verificación de las columnas ya adquiridas bajo determinadas situaciones no previstas durante la etapa de diseño. Y este es justamente el caso de las operaciones de fractura en las terminaciones y reparaciones de los pozos.

Las coacciones que conducen a la selección de los tubos en un pozo se basan en los Factores de Diseño deseados, aspectos geométricos vinculados al diámetro de la cabeza de pozo y tamaño de la tubería de producción, huelgos entre tuberías y entre tuberías y pozo abierto. Asimismo, es sumamente importante la consideración de los tipos de fluidos de producción e inyección, que pudieran conducir a diversos fenómenos corrosivos.

Los principales tipos de carga a los que son sometidos los tubulares pueden ser axiales (tracción y compresión), radiales (presión interna, colapso), de flexión (producto del pandeo o doglegs) y de torsión o corte (considerados solo cuando se necesita rotar la tubería al entubarla o cementarla, o bien en operaciones de perforación con casing)

En resumen, el proceso de diseño sigue el siguiente lineamiento:

- Identificar y cuantificar todos los posibles escenarios de carga
- Calcular las principales cargas axiales, de presión interna y externa y triaxiales en toda la longitud de la columna en cuestión, identificando los valores máximos para cada una de ellas.
- Calcular la resistencia de los tubulares y conexiones que resistan dichas cargas contemplando los Factores de Diseño seleccionados.

Para ello, es también necesario contar con una serie de inputs que afectarán los valores de dichas cargas, los cuales se definen de la siguiente manera:

- Presión poral y gradiente de fractura
- Temperaturas estáticas y de circulación
- Densidades del lodo de perforación y fluidos de completación
- Topes de cemento
- Desviación del pozo (Dogleg, buckling)
- Fuerzas de arrastre
- Concentración de CO₂ y H₂S.

En condiciones establecidas de diseño, estas variables estarán asociadas a hipótesis de carga que derivan de las condiciones de servicio, muchas de las cuales dependen de factores inherentes a la producción del pozo, pero otras a situaciones impuestas ex profeso para estimular o favorecer su producción. Tal es el caso de una fractura hidráulica, la cual se caracteriza por elevados niveles de solicitaciones en los tubulares.

DESARROLLO

Impacto de los esfuerzos axiales

En referencia al estudio del presente trabajo, la hipótesis de sollicitación mecánica de una fractura hidráulica a través del tubing o de casing contempla los siguientes perfiles de carga:

- Presión externa (tubing): Packer fluid con (o sin) presurización del anular
- Presión externa (liner): Presión Poral
- Presión interna: Presión de estimulación, con la máxima concentración de arena
- Temperatura de estimulación.

Ahora bien, considerando su influencia en las tensiones axiales de los tubulares, es importante mencionar que el efecto de la presión externa genera en éstos un abarrilamiento, también conocido como Ballooning, que dependerá de las variaciones de presiones internas y externas de la tubería, y de las áreas sobre las cuales éstas son aplicadas.

De este modo, resulta la siguiente expresión:

$$\Delta W = 2 \cdot v \cdot (A_i \cdot \Delta P_i - A_o \cdot \Delta P_o)$$

Donde

ΔW_b = variación de carga axial por ballooning [lb]
 v = módulo de Poisson
 A_i = Area interna
 A_o = Area externa
 ΔP_i = variación de presión interna
 ΔP_o = variación de presión externa

Por lo tanto, se deduce que un incremento de la presión interna conducirá a un aumento de la carga axial sobre la tubería.

Adicionalmente, considerando el efecto de la temperatura, todo cambio térmico resultará en variaciones de la longitud de la tubería. En caso que ésta se encuentre fija en ambos extremos, dicha variación se traducirá en un cambio en la tensión axial.

$$\Delta W_t = -207 \cdot \Delta T \cdot A$$

Donde

ΔW_t = variación de carga axial por temperatura [lb]
 ΔT = variación de temperatura [°F] [$T_f - T_i$]
 A = area transversal del tubo [in²]

En general, es útil emplear un promedio de temperaturas a lo largo de la columna, considerando los estadios inicial y final.

De este modo, como las operaciones de estimulación mediante fractura hidráulica involucran el bombeo de fluidos a bajas temperaturas, esto dará como resultado una tensión neta de tracción sobre la columna.

Según el método de diseño llamado Working Stress Design (WSD), los tubulares son seleccionados según cargas de trabajo, las cuales al ser comparadas con la resistencia mecánica correspondiente, resultan los denominados Factores de Diseño (FD). En este método, lo más usual es que el algoritmo de falla adoptado corresponda a no superar el régimen elástico del material.

Para solicitaciones de tracción, compresión, presión interna y colapso, el Factor de Diseño correspondiente resulta del siguiente cociente:

$$FD = \frac{\text{Mínima Resistencia especificada del tubo o la conexión}}{\text{Máxima carga posible durante el servicio del pozo}}$$

Asimismo, considerando el efecto de las tensiones triaxiales dados por la expresión de Von Mises, el Factor de Diseño resulta del siguiente cociente:

$$FD_{VM} = \frac{\text{Tensión de Fluencia del Material}}{\text{Tensión Equivalente de Von Mises}}$$

Los Factores de Diseño típicos para un tubing, casing de producción y liner son los siguientes:

$$FD_{BURST} = 1.10 - 1.25$$

$$FD_{CLLPS} = 1.00 - 1.12$$

$$FD_{TRAC} = 1.60 - 1.80 (*)$$

$$FD_{COMPR} = 1.10 - 1.20$$

$$FD_{VM} = 1.10 - 1.25$$

(*) En operaciones puntuales de estimulación bajo condiciones controladas, puede contemplarse un FD_{TRAC} mínimo de 1.30 – 1.40.

Es importante destacar que todas las hipótesis de carga a las cuales está sometida un tubular se analicen y comparen frente a un “caso base”, el cual se denomina “como cementado” para un casing o liner y “como instalado” para un tubing.

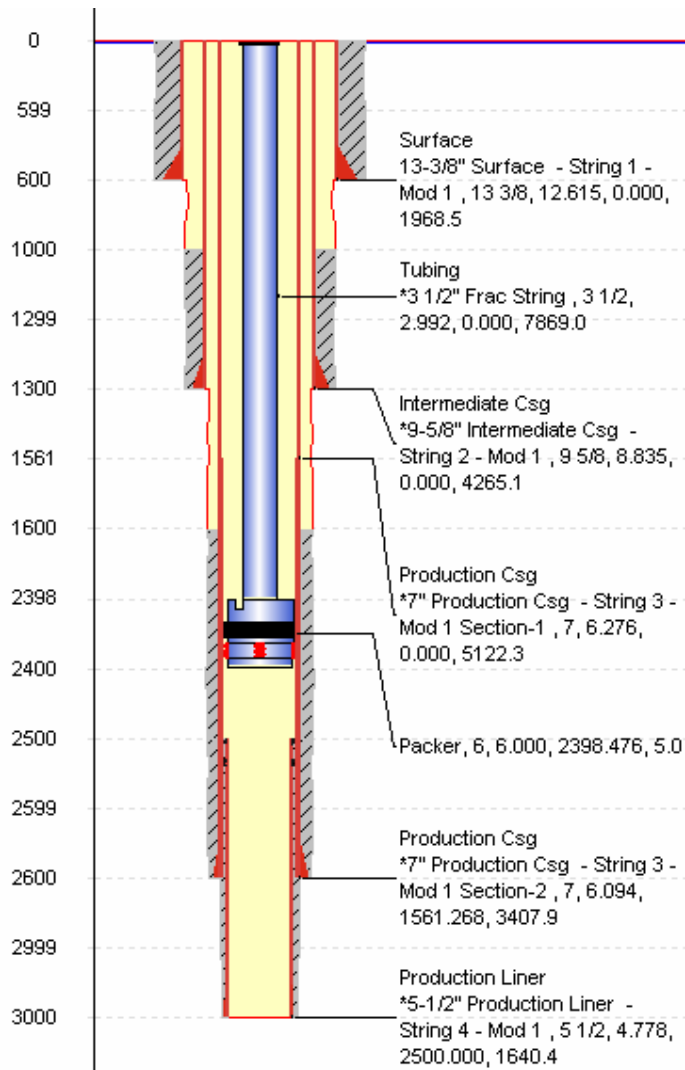
El caso base del liner está compuesto por un perfil de presión interna que contiene a la columna hidrostática del lodo con el cual se perforó ese tramo, mientras que externamente una columna hidrostática correspondiente al lodo y la lechada de cabecera y principal. Por otro lado el perfil de temperaturas es el correspondiente a la estática del pozo.

Del mismo modo, el caso base para el tubing contempla internamente y externamente el packer fluid, y perfil de temperaturas es el correspondiente a la estática del pozo.

Casos de Aplicación Real

A los efectos de comprobar la influencia de la tensión axial en los tubulares sometidos a operaciones de fractura se analizarán cuatro casos, cada uno con dos profundidades de fijación del packer, por encima del liner y dentro de éste.

Caso A: Pozo Bicentenario Bi.x-1 (Packer en 2400 m)



Casing de Superficie 13 3/8"

Zapato: 600 m
TOC: 0 m
Dens. del Lodo: 9 ppg

Casing Intermedio 9 5/8"

Zapato: 1300 m
TOC: 1000 m
Dens. del Lodo: 13 ppg

Casing de Producción 7"

Zapato: 2600 m
TOC: 1600 m
Dens. del Lodo: 10.2 ppg

Liner de Producción 5 1/2"

Zapato: 3000 m
Tope del Liner: 2500 m
TOC: 2500 m
Dens. del Lodo: 9.5 ppg

Tubing de Fractura 3 1/2"

Packer: 2400 m
Packer Fluid: 8.4 ppg

Es importante destacar que en este pozo, el liner entubado es de 5 1/2" 20# N80 con una conexión Integral Flush cuya eficiencia a la tracción es del 51.4%.

Las conexiones de este tipo son de aplicación difundida en aquellos casos en los que se requiera maximizar el huelgo geométrico, ya que poseen un $OD_{CONEXIÓN} = OD_{TUBO}$.

Fractura Hidráulica	
Presión en boca de pozo	8700 psi
Fricción en tubing	0.7 psi/m
Fricción en punzados	500 psi
Presión en punzados (2750 m)	11715 psi
Densidad Fluido de Fractura	10.5 ppg
Temperatura de fractura (2750 m)	50°C
Presurización Anular	800 psi

Tabla N°1: Resumen de variables operación de fractura pozo Bi.x-1 (Packer en 2400 m)

A los efectos de dimensionar el cambio térmico actuante, es útil indicar que el perfil de temperatura estática del pozo posee un gradiente de 3.98°C/100 m, alcanzándose en el fondo (3000 m) una temperatura de 135°C.

Por lo tanto, para el análisis mecánico del liner de 5 ½”, los perfiles de carga de la operación de fractura son los siguientes:

Presión Interna (Fractura)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	8700
2400	10819
2900	11715
3000	11894

Tabla N°2: Perfil de presión interna pozo Bi.x-1 (Packer en 2400 m)

Presión Externa (Presión Poral)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	0
600	869
1300	2770
2600	4298
3000	4700

Tabla N°3: Perfil de presión externa pozo Bi.x-1 (Packer en 2400 m)

Temperatura (Fractura)	
TVD (m)	Temperatura (°C)
0	16
2900	50
3000	52

Tabla N°4: Perfil de temperatura de fractura pozo Bi.x-1 (Packer en 2400 m)

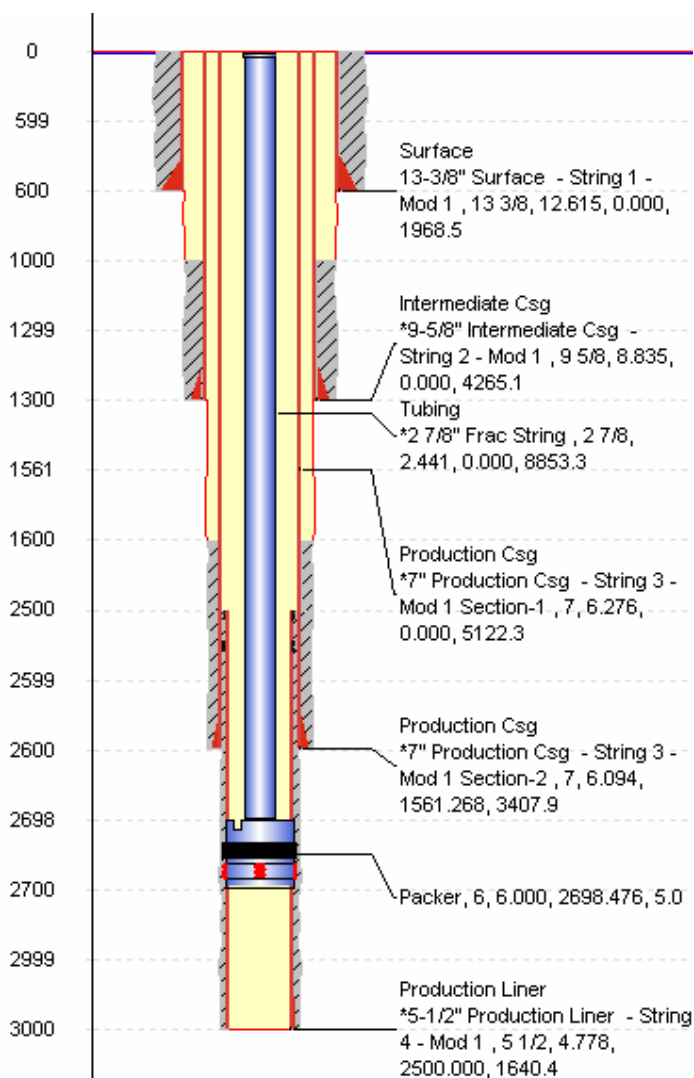
Como se mencionara anteriormente, muchas veces la necesidad de una operación de fractura surge durante la etapa de terminación, con la imposibilidad de realizar algún cambio en los casings y liners. Por este motivo, en esos casos solo se debe seleccionar el tubing adecuado, y fijar convenientemente el packer de fractura.

El análisis de los Factores de Diseño involucrados en la hipótesis de carga de fractura arroja entonces los siguientes valores:

Factores de Diseño Mínimos		
Carga	FD	TVD (m)
Presión interna	1.28	3000
Tracción	1.35	2500
Von Mises	1.36	3000

Tabla N°5: Tabla de Factores de Diseño Mínimos pozo Bi.x-1 (Packer en 2400 m)

Caso B: Pozo Bicentenario Bi.x-1 (Packer en 2700 m, dentro del liner de 5 1/2")



Casing de Superficie 13 3/8"

Zapato: 600 m
TOC: 0 m
Dens. del Lodo: 9 ppg

Casing Intermedio 9 5/8"

Zapato: 1300 m
TOC: 1000 m
Dens. del Lodo: 13 ppg

Casing de Producción 7"

Zapato: 2600 m
TOC: 1600 m
Dens. del Lodo: 10.2 ppg

Liner de Producción 5 1/2"

Zapato: 3000 m
Tope del Liner: 2500 m
TOC: 2500 m
Dens. del Lodo: 9.5 ppg

Tubing de Fractura 2 7/8"

Packer: 2700 m
Packer Fluid: 8.4 ppg

Fractura Hidráulica	
Presión en boca de pozo	9500 psi
Fricción en tubing	1 psi/m
Fricción en punzados	500 psi
Presión en punzados (2750 m)	11495 psi
Densidad Fluido de Fractura	10.5 ppg
Temperatura de fractura (2750 m)	50°C
Presurización Anular	800 psi

Tabla N°6: Resumen de variables operación de fractura pozo Bi.x-1 (Packer en 2700 m)

El análisis mecánico del liner de 5 ½”, contempla los siguientes perfiles de carga de la operación de fractura, donde ahora la presión interna será la correspondiente al packer fluid presurizado por encima del packer, y la presión de fractura por debajo de éste:

Presión Interna (Fractura)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	800
2700	4665
2701	11138
2900	11495
3000	11674

Tabla N°7: Perfil de presión interna pozo Bi.x-1 (Packer en 2700 m)

Presión Externa (Presión Poral)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	0
600	869
1300	2770
2600	4298
3000	4700

Tabla N°8: Perfil de presión externa pozo Bi.x-1 (Packer en 2700 m)

Temperatura (Fractura)	
TVD	Temperatura (°C)
0	16
2900	50
3000	52

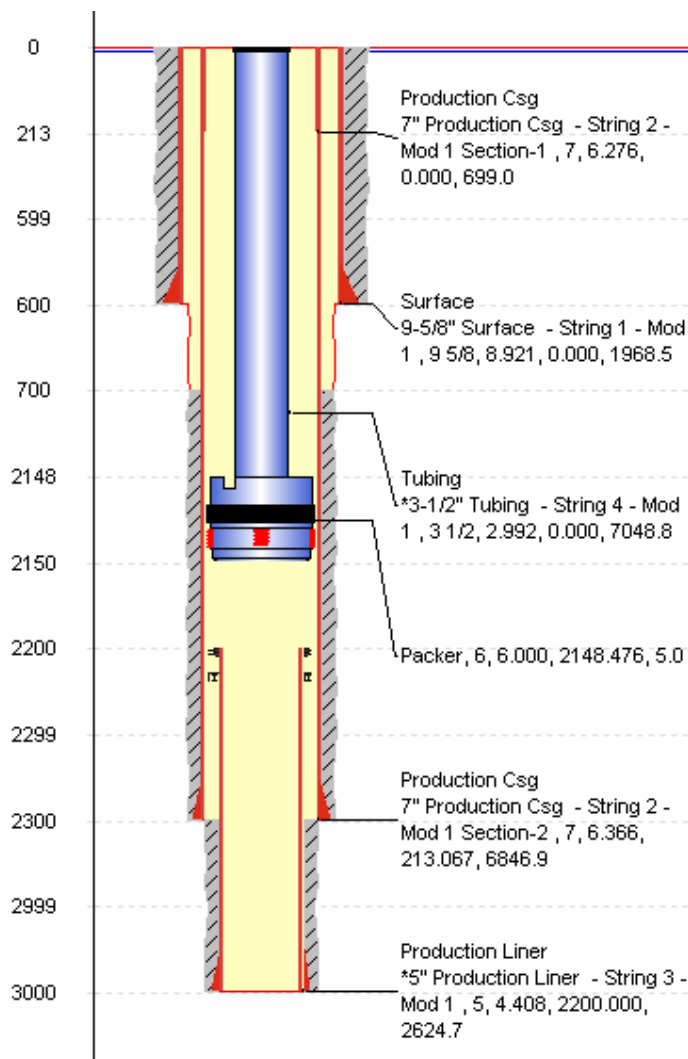
Tabla N°9: Perfil de temperatura de fractura pozo Bi.x-1 (Packer en 2700 m)

Luego del análisis, resultan entonces los siguientes Factores de Diseño:

Factores de Diseño Mínimos		
Carga	FD	TVD (m)
Presión interna	1.32	3000
Tracción	1.41	2701
Von Mises	1.40	3000

Tabla N°10: Tabla de Factores de Diseño Mínimos pozo Bi.x-1 (Packer en 2700 m)

Caso C: Pozo Bicentenario Bi.x-2 (Packer en 2150 m)



Casing de Superficie 9 5/8"

Zapato: 600 m
TOC: 0 m
Dens. del Lodo: 9 ppg

Casing de Producción 7"

Zapato: 2300 m
TOC: 700 m
Dens. del Lodo: 9.3 ppg

Liner de Producción 5"

Zapato: 3000 m
Tope del Liner: 2200 m
TOC: 2300 m
Dens. del Lodo: 9.5 ppg

Tubing de Fractura 3 1/2"

Packer: 2150 m
Packer Fluid: 8.4 ppg

En este caso, el liner entubado es de 5" 15# N80 con una conexión Integral Flush cuya eficiencia a la tracción es del 46%.

Fractura Hidráulica	
Presión en boca de pozo	6000 psi
Fricción en tubing	0.7 psi/m
Fricción en punzados	300 psi
Presión en punzados (2750 m)	9155 psi
Densidad Fluido de Fractura	11 ppg
Temperatura de fractura (2750 m)	52°C
Presurización Anular	800 psi

Tabla N°11: Resumen de variables operación de fractura pozo Bi.x-2 (Packer en 2150 m)

El perfil de temperatura estática del pozo, necesario para determinar el cambio térmico, posee un gradiente de 3.98°C/100 m generando en el fondo (3000 m) una temperatura de 135°C.

Los perfiles que identifican a la hipótesis de fractura son los siguientes:

Presión Interna (Fractura)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	6000
2150	8030
2300	8311
2750	9155
3000	9625

Tabla N°12: Perfil de presión interna pozo Bi.x-2 (Packer en 2150 m)

Presión Externa (Presión Poral)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	0
600	869
2300	3450
3000	4602

Tabla N°13: Perfil de presión externa pozo Bi.x-2 (Packer en 2150 m)

Temperatura (Fractura)	
TVD (m)	Temperatura (°C)
0	16
2750	52
3000	55

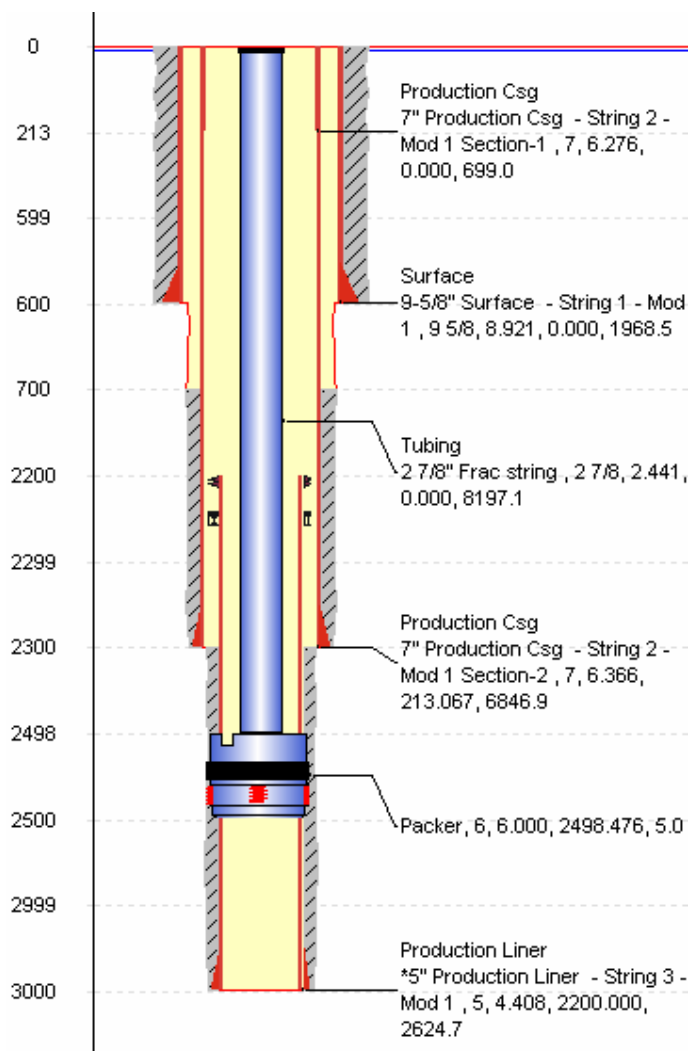
Tabla N°14: Perfil de temperatura de fractura pozo Bi.x-2 (Packer en 2150 m)

Resultan luego del análisis los siguientes Factores de Diseño:

Factores de Diseño Mínimos		
Carga	FD	TVD (m)
Presión interna	1.65	3000
Tracción	1.25	2200
Von Mises	1.74	3000

Tabla N°15: Tabla de Factores de Diseño Mínimos pozo Bi.x-2 (Packer en 2150 m)

Caso D: Pozo Bicentenario Bi.x-2 (Packer en 2500 m, dentro del liner de 5")



Casing de Superficie 9 5/8"

Zapato: 600 m
TOC: 0 m
Dens. del Lodo: 9 ppg

Casing de Producción 7"

Zapato: 2300 m
TOC: 700 m
Dens. del Lodo: 9.3 ppg

Liner de Producción 5"

Zapato: 3000 m
Tope del Liner: 2200 m
TOC: 2300 m
Dens. del Lodo: 9.5 ppg

Tubing de Fractura 2 7/8"

Packer: 2500 m
Packer Fluid: 8.4 ppg

Fractura Hidráulica	
Presión en boca de pozo	7000 psi
Fricción en tubing	1 psi/m
Fricción en punzados	300 psi
Presión en punzados (2750 m)	9160 psi
Densidad Fluido de Fractura	11 ppg
Temperatura de fractura (2750 m)	52°C
Presurización Anular	800 psi

Tabla N°16: Resumen de variables operación de fractura pozo Bi.x-2 (Packer en 2500 m)

Al fijar ahora el packer dentro del liner de 5", el perfil de presión interna del caso de carga de fractura será el correspondiente al packer fluid presurizado por encima del packer, y la presión de fractura por debajo de éste.

De este modo, los perfiles que identifican a la hipótesis de fractura son los siguientes:

Presión Interna (Fractura)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	800
2500	4379
2501	8693
2750	9160
3000	9630

Tabla N°17: Perfil de presión interna pozo Bi.x-2 (Packer en 2500 m)

Presión Externa (Presión Poral)	
TVD (m)	Presión (psi)
0	0
600	869
2300	3450
3000	4602

Tabla N°18: Perfil de presión externa pozo Bi.x-2 (Packer en 2500 m)

Temperatura (Fractura)	
TVD (m)	Temperatura (°C)
0	16
2750	52
3000	55

Tabla N°19: Perfil de temperatura de fractura pozo Bi.x-2 (Packer en 2500 m)

Del análisis resultan entonces los siguientes Factores de Diseño mínimos:

Factores de Diseño Mínimos		
Carga	FD	TVD (m)
Presión interna	1.65	3000
Tracción	1.36	2501
Von Mises	1.64	3000

Tabla N°20: Tabla de Factores de Diseño Mínimos pozo Bi.x-2 (Packer en 2500 m)

Por último, se resume un cuadro los tubings empleados en cada uno de los casos (Tabla N°21) y una tabla (Tabla N°22) con los Factores de Diseño mínimos involucrados en la operación de fractura de cada uno de los casos.

Los perfiles de presión interna y temperatura son iguales a los mencionados anteriormente para cada caso, y el correspondiente a la presión externa es la columna hidrostática con packer fluid de 8.4 ppg con una presurización de 800 psi en boca de pozo.

Caso	Pozo	TVD Packer (m)	Tubing
A	Bi.x-1	2400	3 1/2" 9.3# N80 MIJ*
B	Bi.x-1	2700	2 7/8" 6.5# N80 MIJ*
C	Bi.x-2	2150	3 1/2" 9.3# J55 MIJ*
D	Bi.x-2	2500	2 7/8" 6.5# J55 MIJ*

Tabla N°22: Tubings y profundidades de fijación del packer en cada uno de los casos analizados
(*) MIJ: Metal to Metal Seal Integral Joint (denominación genérica conexión integral upset)

Caso	Factores de Diseño Mínimos		
	Presión interna	Tracción	Von Mises
A	1.29	1.65	1.23
B	1.21	1.50	1.14
C	1.34	2.47	1.12
D	1.17	2.13	1.23

Tabla N°23: Factores de Diseño Mínimos correspondientes al Tubing de fractura

CONCLUSIONES

- Las operaciones de fractura generan esfuerzos de tracción en los tubulares sometidos a operaciones de fracturas, que pueden resultar críticos dependiendo de las temperaturas y las presiones involucradas (ballooning)
- La criticidad del Factor de Diseño a la tracción, se hace más evidente en tubulares que poseen conexiones con baja eficiencia a la tracción, como por ejemplo las conexiones integral flush.
- Bajar la posición de fijación del packer de fractura, colocándolo dentro del liner, si bien implica disminuir el OD del tubing y con ello incrementar la presión de bombeo en boca de pozo debido a las pérdidas por fricción, mejora el Factor de Diseño a la tracción, alejando el valor mínimo de la profundidad del colgador.
- En los tubulares con conexiones cupladas o integrales que posean 100% de eficiencia, el Factor de Diseño a la tracción debido a operaciones de fractura no siempre resulta crítico. No obstante, es importante considerar estos esfuerzos axiales en aquellos pozos construidos con uniones API 8rd, las cuales poseen elevada tendencia al desenchufe.

BIBLIOGRAFÍA

- “Fundamentals of Casing Design. Volumen 1”. Hussain Rabia. 1987.
- “Petroleum Engineering Handbook”. Howard B. Bradley. 1992
- Curso Interno Tenaris. “Basic Casing and Tubing String Design”. Miguel Pagani, Fabián Benedetto. Campana, Argentina, Octubre de 2009.
- Curso Petroskills “Advanced Casing and Tubing Design”. Blade Energy Partners. David Lewis, P.V. Suryanarayana. London, England, Agosto de 2008.
- “Software TDAS 6.1.6” (Tubular Design and Analysis System). Schlumberger.