

INSTALACION DE COMPLETACION HPHT PARA EVALUACION DE POZO EXPLORATORIO Y ESTIMULACION

Autores:

Raúl Sánchez: Total Argentina
Germán Martínez: Halliburton Argentina S.A.
José García López: Halliburton Nigeria

SINOPSIS

El enfoque tradicional para completación de pozos de alta presión y alta temperatura, para operaciones de producción y de estimulación posteriores, corresponde al tipo de ensamble de sellos que permiten el movimiento de tubería de acuerdo a las condiciones particulares en una etapa de la vida del pozo. Las mismas pueden o no ser monobore.

La experiencia de la completación del pozo exploratorio que aquí se discute, se aleja de este prototipo. La necesidad de evaluar y estimular múltiples capas sucesivamente, demandó una instalación mucho más simple de remover pero aún con capacidad de soportar los esfuerzos generados por la necesidad de una estimulación posiblemente a alta presión.

La evaluación del ambiente corrosivo esperado en los fluidos del pozo, más la alta presión y alta temperatura a manejar, hizo indispensable la selección de materiales apropiados para las herramientas de completación, de acuerdo a su función.

La experiencia detallada en esta publicación, permite establecer que la evaluación de los requerimientos y la planeación cuidadosa, conducen al diseño de una instalación de completación de alta capacidad de absorción de esfuerzos, sin detrimento de las capacidades requeridas, a la vez que simple.

Se discutirán los componentes de la instalación, sus características, su selección y compatibilidad de componentes. Además el procedimiento de corrida ejecutado y la conducción del tratamiento de estimulación a alta presión. Todos los escenarios mencionados fueron previamente modelados con un software para movimiento y esfuerzo de tubería.

INTRODUCCION

El pozo exploratorio en cuestión, se planeó para ser evaluado en corridas sucesivas de completación, cada una con el propósito de evaluar una capa de formación a la vez. El estado mecánico simplificado, se puede ver en la **Fig. 1**.

La primera zona se esperaba de aproximadamente 12800 psi y 320°F, requiriendo por tanto componentes para alta presión y alta temperatura en los componentes de la sarta. La completación y fases de prueba se planearon, considerando la opción de operaciones de estimulación a alta presión con el fin de lograr el mejoramiento del potencial de producción, como ha sido la experiencia del área.

Se esperaban agentes corrosivos en los fluidos de producción, como H₂S (ver **Tabla 1**) agregando la selección de los materiales, como otro componente del análisis, junto con las cargas generadas durante las operaciones de ensayo con estimulación ácida.

Las sucesivas instalaciones de completación, crearon la necesidad de sartas confiables y que fueran de fácil remoción. Después de cada recuperación, las zonas inferiores serían aisladas con cemento.

Este tipo de requerimientos, refuerzan el enfoque de que una instalación simple contribuiría en la reducción del tiempo gastado en la recuperación de lo que usualmente sería una gran cantidad de componentes en la sarta, además que reducirían los costos asociados al equipo que se usa típicamente en este tipo de completaciones.

DISEÑO DE LA COMPLETACION

En la industria, se ha optado por completar pozos HPHT y monobore en sistema tradicional (**Ref. 1 y 2**), instalando sistemas de viajes múltiples de tubería ó sistemas que requieren un solo viaje. Este enfoque, usado por años, involucra un packer, acompañado por un PBR y conjunto de sellos. Los packers para tal fin, han variado tanto en el método de sentamiento –que van desde los sentamiento hidráulico a los de sentamiento con peso (por ejemplo, al descargar peso sobre un colgador de liner), así como en la forma en que la tubería está vinculada con el packer (como es el caso de: un conjunto de sellos corrido en tandem con el packer y PBR, conjunto de sellos corrido en viaje separado y luego enchufado al PBR, e inclusive permitiendo el movimiento de la tubería mediante juntas de expansión).

Existe sin embargo, otro enfoque de instalación que además de ser corrida en un solo viaje también hace uso de menos componentes (o herramientas). En ocasiones, esto ha permitido que el packer (no en la aplicación que discute esta publicación) se sienta sin intervención (es decir, sin la necesidad de instalar tapones corridos a cable debajo del packer, que deban ser recuperados).

La simplificación de la instalación que aquí se discute, se ha hecho mediante la eliminación del PBR y conjunto de sellos o de cualquier otro accesorio similar (por ejemplo, juntas de expansión). De esta forma se logra eliminar fugas potenciales (sólo existe sello metal-a-metal en cualquier punto arriba del packer) y también reduce los costos (menos componentes).

La instalación que se discutirá aquí, será una completación para un pozo tipo HPHT con materiales seleccionados para ambiente corrosivo, corrida en un solo viaje de tubería, de complejidad reducida, adecuada para manejar las cargas generadas durante las operaciones de estimulación.

Con el fin de identificar las cargas a las que estarían sujetos los componentes de la instalación, se hizo necesario la simulación mediante software.

COMPONENTES DE LA SARTA DE COMPLETACION

El Equipo de Completación, incluyó tubería heavy weight y herramientas de 15000 psi de presión de trabajo.

Tubing

La tubería de producción fue de 3 ½” – 12.7 lb/ft, P-110, 13Cromo, con conexión Tenaris Blue. Las Propiedades Mecánicas aparecen en la **Tabla 2**.

Válvula de Seguridad de Subsuperficie, corrida con la tubería

La válvula seleccionada (ver **Fig. 2**) es del tipo de sello con charnela, con pistón tipo varilla, y operada desde superficie mediante una línea de control. La charnela tiene una superficie de sello de contorno esférico (ver **Fig. 3**). Este tipo de diseño en la charnela y pistón, es capaz del contenimiento

metal-a-metal en la válvula para las posiciones completamente abierta y completamente cerrada (ver **Fig. 4**).

El mecanismo de bloqueo de emergencia para apertura permanente, forma parte de la construcción de la válvula. Esta característica, permite la instalación de una válvula de inserto corrida a cable, como contingencia.

Se cuenta con un perfil de niple asiento en la sección superior de la válvula. No se incluyó en su construcción, mecanismo alguno de auto-igualización.

El análisis de materiales indicó al Incoloy 925, como el apropiado para soportar los esfuerzos y fluidos esperados.

Packer

En la **Fig. 5**, se muestra un esquema del packer diseñado para este pozo; tanto en la posición de corrida como de sentamiento.

Este es un packer permanente de sentamiento hidráulico. Su diseño requirió un arreglo de doble pistón para disminuir la necesidad de presión de sentamiento. La presión aplicada en tubería, corta unos pernos de inicio de sentamiento y desplaza hacia arriba un arreglo de doble pistón, junto con las mordazas y elementos, hasta la posición de sentamiento final.

Los materiales elastoméricos se seleccionaron para manejar hasta 400°F. El paquete de tres elementos sellantes multiduro, contribuye a la adecuación a las irregularidades de la cañería. Se incorporaron además unos aditamentos de refuerzo, para minimizar la extrusión de los elementos cuando son expuestos a condiciones máximas de presión y temperatura, y todavía mantener la integridad de sello bajo cambios drásticos de dirección en la presión. La cámara hidráulica se localizó debajo del arreglo de elementos, minimizando así el potencial de comunicación entre la tubería y el espacio anular por arriba del packer. El packer se validó para satisfacer las especificaciones ISO V0 (especificaciones gas tight).

Se incorporó al packer, el diseño de mordazas tipo barril. Este diseño maximiza el contacto a la pared de la cañería (ver **Fig. 6**), confiriendo una alta capacidad de carga al tiempo que se reduce la concentración de esfuerzos causados en la pared de la cañería gracias a la mayor superficie de contacto.

La temperatura de fondo, permitió que no fuese necesario usar materiales metálicos exóticos; se usó en su lugar un material alloy de alta resistencia. Este criterio está soportado por la norma NACE MR-01-75 / ISO 15156. De esta forma se incorporó el análisis económico, sin comprometer el desempeño demandado.

El packer se conectó directamente a la tubería, ofreciendo una muy alta capacidad de tensión. De esta forma se ha eliminado cualquier método convencional de vinculación de estos componentes que permiten movimiento de tubería, resultando como valor agregado en un contenimiento metal-a-metal en la tubería arriba del packer.

En la la Carta de Operación del packer (ver **Fig. 7**) se aprecia completamente la capacidad de desempeño.

Niple Asiento

Con el fin de permitir la instalación de controladores de flujo -necesarios para asistir en la prueba de tubería, prueba del packer y ubicación de sensores electrónicos-, se incluyeron en la sarta varios Niples de Asiento.

Para eliminar el impacto de reducciones sucesivas en el diámetro interno, se seleccionó un mismo pasaje pulido para los niples asiento. Esto facilitó también la operación de punzado a través de

tubería, después de corrida la instalación. En la válvula de seguridad se cortó el mismo perfil de niple asiento.

La selectividad de los niples asiento fue posible gracias a la configuración de la herramienta de corrida para el lock mandrel (mandrel de anclaje). La compatibilidad con la tubería heavy weight también fue considerada para la selección de los perfiles de niple asiento.

Se corrieron niples asiento selectivos cerca del packer, uno localizado por arriba y otro por abajo. El único niple asiento de No-paso se corrió cerca del fondo de la instalación.

En la **Fig. 8** aparece un perfil de niple asiento de tipo selectivo por herramienta bajante, junto al tapón correspondiente.

Tubing Hanger

Se construyó un colgador de tubería especializado, para asegurar la integridad a Alta Presión para las condiciones de pozo esperadas.

El material utilizado fue Inconel. Se puede ver un esquemático del colgador de tubería en la **Fig. 9.**, mostrando en su parte interna el perfil del tapón de prueba del cabezal de producción.

Tapón de Prueba para Armadura de Surgencia

Para la prueba del cabezal a alta presión, se utilizó un dedicado tapón de prueba.

El tamaño compacto del tapón de prueba (cuyo perfil fue cortado en el colgador de tubería en estrecha coordinación con el fabricante de la armadura), requiere un equipo de superficie corto y por lo tanto menos costoso.

El tapón aparece en la **Fig. 10**. Es un sistema de dos viajes, que comprende un mandril de anclaje y una barra igualizadora. La presión diferencial de 15000 psi , se puede mantener en ambos sentidos.

El mandril de anclaje, es de tipo No-paso, que localiza positivamente en el perfil del colgador de tubería. El paso de herramientas de pasaje pleno para la tubería está garantizado.

PRUEBA DE HERRAMIENTAS EN TALLER

Todos los componentes fueron sometidos a rigurosas pruebas de presión antes de ser corridos en pozo.

Los niples de asiento se probaron en el taller, hasta 14000 psi en ambas direcciones, con el tapón instalado.

De igual forma se hizo con la válvula de seguridad de subsuperficie, mediante la instalación del tapón en el perfil del niple asiento (ver niple asiento y tapón en **Fig. 8**). El sello de la charnela se probó con 14000 psi de presión diferencial desde abajo. Lo mismo se hizo con el cuerpo de la válvula para garantizar la hermeticidad de las conexiones. Se decidió que los coples flujo para sacrificio, se instalaran en el pozo y no en taller.

El packer hidráulico se armó con dos trozos de tubería. Se probó el packer hasta 5500 psi, bloqueando temporalmente el mecanismo de sentamiento (para evitar el movimiento de las partes durante la prueba) con un dispositivo especializado para la prueba, de acuerdo a las especificaciones indicadas por el diseño.

El tapón del cabezal se instaló en el colgador de tubería y se probó en taller con 12000 psi, desde arriba y desde abajo.

CORRIDA DE LA SARTA DE COMPLETACION

El procedimiento para la corrida de la instalación, se planeó para reducir el riesgo durante la corrida y el tiempo gastado para las conexiones de las herramientas a la tubería. La instalación se planeó para correrse en un solo viaje.

Se midió y registró cuidadosamente el torque de todos los componentes tubulares.

De acuerdo al esquemático que se muestra en la **Fig. 11**, en la cola del packer incluyó un niple asiento de No-paso y un niple asiento selectivo, con un trozo de tubería perforado en el medio. Esta es una práctica común para la ubicación de sensores electrónicos en el niple asiento de No-paso inferior y permitir todavía flujo del pozo a través del tubular perforado, para cualquier prueba de producción.

En el niple asiento selectivo debajo del packer, se bajó ya instalada una válvula de prueba pero con un asiento hueco (sin bola), esto sin utilizar línea de acero para su sentamiento. Luego, el niple se conectó directamente al trozo de tubería debajo del packer, prestando especial atención al torque, ya que esta conexión no sería probada. La válvula de prueba hueca, está diseñada para recibir una bola soltada en superficie y así brindar soporte para presurizar y sentar el packer una vez toda la instalación se encontrara a profundidad.

Se conectó un niple asiento selectivo arriba del packer. Se bajó con un tapón instalado en el niple, sin usar intervención de línea de alambre (ver tapón instalado en la **Fig. 8**).

De esta forma, los dispositivos ya instalados en los niples de asiento, mientras se corría la sarta, haría que teóricamente la operación de línea de acero fuera necesaria sólo al final de la instalación en vez de correrlos y luego usarlos (doble cantidad de viajes). Por lo tanto, se minimizó el riesgo reduciendo el número de viajes de línea de acero, y también debido a una instalación más fácil en superficie que en fondo.

La instalación entera se corrió a baja velocidad. La tubería se llenó regularmente y se probó cada 1000m, con 12000 psi sobre el tapón que estaba instalado arriba del packer.

Luego de conectar la válvula de seguridad a la tubería, también se probó la tubería arriba del packer. Se realizó otra prueba de hermeticidad de la válvula conectada, que consistió en permitir el cierre de la charnela y desfogando encima de la charnela a 500 psi manteniendo 12000 psi entrampadas por debajo. Esto para monitorear el sello de la charnela.

Para igualizar presiones a ambos lados de la charnela, se presurizó tubería en superficie hasta 12500 psi, y finalmente se logró apertura de la válvula combinando con presión de control line, dentro de las especificaciones del diseño.

Se realizó el espaciado final, se conectó colgador de tubería, y se probó la sarta por última vez, manteniendo abierta la válvula de subsuperficie.

El tapón del niple asiento, que estaba ubicado arriba del packer, fue retirado con línea de acero.

Se soltó la bola por tubería. En el momento calculado de su llegada a la válvula de prueba, se presurizó la tubería con 5500 psi para sentar el packer. La válvula de prueba (con la bola) se retiró con línea de acero.

El packer se probó desde abajo, presurizando a 6000 psi por directa contra el fondo del pozo. También se realizó una prueba por espacio anular con 2000 psi.

El paso siguiente fue sentar el tapón de prueba para el cabezal. El tapón se probó con 12000 psi desde arriba usando el caño de sentamiento del colgador. Se siguió el procedimiento recomendado para la instalación del mecanismo de sellos del colgador de tubería. En este momento se permitió el cierre de la válvula de subsuperficie.

El arreglo de preventores se retiró y se instaló el cabezal de producción. Se probó cada válvula con 12000 psi contra el tapón de prueba en el colgador de tubing.

Al final se retiró con línea de acero el tapón de prueba de equipo superficial, y se reabrió la válvula de seguridad para continuar con las operaciones.

AISLAMIENTO DE CAPA INFERIOR LUEGO DEL TRATAMIENTO Y EVALUACION

De acuerdo al diseño de la completación y considerando que la tubería fuera de fácil remoción, se planeó para que la recuperación de la tubería y el aislamiento de las capas ensayadas, fuese simple y económica. Referirse a la **Fig. 12**.

- Aislamiento con cemento frente a los punzados de la capa ensayada.
- Ejecución de un corte de tubería arriba del packer.
 - Considerando que el packer es de tipo permanente, y sólo el mismo con los accesorios de cola (caños de tubería de producción, niples de asiento) serían abandonados en fondo, el coste implicado sería mínimo. Recordar que no se incluyeron componentes adicionales como los de una completación estándar (Juntas de Expansión, PBR, etc.).
- Colocación de tapón de cemento arriba del packer cortado.
- Corrida de una nueva instalación para la evaluación de una capa subsiguiente superior.

TRATAMIENTO ACIDO

El tratamiento de estimulación fue parte del programa de completación, para evaluar la respuesta de la formación de interés.

En las **Fig. 13**, y **14**, aparece un registro del primer tratamiento ácido para la primera completación instalada en el pozo. La secuencia de Fluidos se muestra en la **Tabla 3**. El caudal de bombeo fue de 7.5 bpm, y la presión máxima en superficie de 8000 psi al finalizar la estimulación.

La **Fig. 15**, corresponde al tratamiento realizado para la segunda completación instalada en el pozo. La primera capa fue aislada de acuerdo al lineamiento referido en la sección anterior, e instalando una nueva completación usando el mismo procedimiento de corrida. Los fluidos bombeados se muestran en la **Tabla 4**. El caudal de bombeo fue de 5 bpm, y la presión correspondiente de 5000 psi.

SIMULACIÓN DE CARGAS EN TUBERÍA Y PACKER

Se usó un software propietario para modelar los escenarios esperados.

En la etapa de diseño de la instalación, con el fin de anticipar si la instalación soportaría una inyección de ácido a alta presión (ver **Tabla 5**), se simuló el escenario de inyección por 72 horas, considerando una presión en cabeza de 12000 psi a un caudal de 0.25 bpm. Los resultados muestran que la tensión resultante sobre el packer (189830 lb) y el diferencial de presión (14688 psi) pueden ser manejados por el packer según se puede apreciar en su carta de Operación (**Fig. 7**).

El escenario de prueba de presión contra una formación cerrada (**Tabla 5**), es decir si no admitiese fluido, simulando también 12000 psi de presión en superficie, también arroja valores aceptables por la carta de operación del packer.

Se simuló también el caso del tratamiento ácido con datos reales (**Tabla 6**) para la primera instalación de completación, con 8000 psi a 7.5 bpm. De igual forma, los resultados muestran que la tensión resultante sobre el packer (141720 lb) y el diferencial de presión (7301 psi), también pueden ser manejados por el packer (**Fig. 7**). El escenario de prueba de presión, como referencia, también muestra valores aceptables.

Estos resultados confirman que las cargas de la tubería y sobre el packer podían ser soportadas sin ensamble de sellos alguno (stinger) o juntas de expansión, para las condiciones especificadas.

CONCLUSIONES

- Los componentes de la sarta de completación soportaron los esfuerzos inducidos durante el tratamiento de estimulación ácida.
- La simplificación de la instalación es técnicamente viable para operaciones de inyección ácida en completaciones HPHT, confirmando siempre contra un simulador de esfuerzos y cargas de tubería.
- La selección cuidadosa de los materiales es fundamental, para mantener controlados los costos de los componentes de una completación HPHT.
- La eliminación de un ensamble de sellos y/o junta de expansión tradicionales, combinados con equipos apropiados, permiten alcanzar un contenimiento de presión metal-a-metal por arriba del packer. Adicionalmente reducen los costos de la instalación.
- La planeación cuidadosa para la corrida de la sarta de completación, ayuda a minimizar los riesgos asociados a esta operación.
- La prueba rigurosa de las herramientas cerca a sus especificaciones máximas y siempre dentro de los límites alcanzables en taller, es clave para asegurar el buen estado inicial de las componentes antes de ser corridos en pozo, y minimizar el potencial de tiempos de espera de equipo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a la organización de Total Austral S.A. y de Halliburton, por su autorización para publicar los resultados de este trabajo.

Igualmente se agradece al personal operativo encargado de las pruebas y control de verificación de las herramientas, y al personal operativo encargado de la ejecución de la operación, cuyo trabajo contribuyó al éxito de la instalación.

Deseamos agradecer al personal técnico de soporte, cuyas observaciones y sugerencias contribuyó a la identificación de las características requeridas para los materiales.

REFERENCIAS

1. Michael O. Etuhoko & Lewis Proctor: "Monobore Completion Using Interventionless Technolotgy in Offshore Horizontal Gas-Injection Wells", paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 26-29 of 2004.
2. Publicación en la revista Drilling Contractor: "Monobore Design can benefit high-rate gas wells", Marzo / Abril de 2001.

Tabla 1. - Parámetros anticipados en los fluidos de pozo

Parámetros esperados en los fluidos de pozo		
Presión promedio de Yacimiento	12800	psi
Temperatura de fondo	320	gradF
H2S	14	ppm
Cloruros (en análisis de aguas pozos de referencia)	107997	mg / l
Bicarbonatos (en análisis de aguas pozos de referencia)	128	mg / l
pH (en análisis de aguas pozos de referencia)	6.7	

**Tabla 2. - Propiedades Mecánicas de la tubería Heavy Weight
(tomado de la página de Internet)**

Propiedades Mecánicas de la tubería, 3 ½” – 12.7 lb/ft, API P-110, Tenaris Blue	
Fuerza Cedencia en la Unión [x1000 lb]	405
Resistencia a la Cedencia por compresión [x1000 lb]	405
Eficiencia a la compresión [%]	100
Longitud de tubería de referencia [ft]	22778
Mínima presión al colapso [psi]	21050
Presión de Cedencia Interna psi]	20630
Torque de Cedencia [ft-lb]	10060
Maximum Bending Rate [°/100 ft]	144

Tabla 3. - Secuencia de Fluidos para primer tratamiento ácido, en la primera instalación de completación

Etapas	Caudal [bpm]	Volumen [Bbls]	
		Etapas	Acumulado
2.2 Treatment	7.5	25.8	147
1st Preflush	7.5	19	166
2nd Preflush	7.5	19	185
2 Diverter	7.5	6	191
3.1 Treatment	7.5	25.7	216.7
3.2 Treatment	7.5	25.8	242.5
1st Preflush	7.5	19	261.5
2nd Preflush	7.5	19	280.5
3 Diverter	7.5	6	286.5
4.1 Treatment	7.5	25.7	312.2
4.2 Treatment	7.5	25.8	338
1st Preflush	7.5	19	357
2nd Preflush	7.5	19	376
4 Diverter	7.5	6	382
5.1 Treatment	7.5	25.7	407.7
5.2 Treatment	7.5	25.8	433.5
1st Preflush	7.5	19	452.5
2nd Preflush	7.5	19	471.5
5 Diverter	7.5	6	477.5
6 Treatment	7.5	25.7	503.2

Tabla 4. - Secuencia de Fluidos para tratamiento ácido, en la Segunda Instalación de Completación, , usando Divergencia con Bolitas

Stage (#)	Time (min)		Flow rate (bpm)	Volume (bbl)		Ball Sealers (#)		
	Stage	Cumul.		Stage	Cumul.	Stage	Cumul.	
1			3.0	40.0	40.0	600	600	Brine
2			5.0	60.0	100.0	0	600	Acid
3			5.0	10.0	110.0	0	600	solvent
4			5.0	60.0	170.0	0	600	acid
5			5.0	60.0	230.0	160	760	acid
6			5.0	5.0	235.0	0	760	solvent
7			5.0	60.0	295.0	0	760	acid
8			5.0	60.0	355.0	140	900	acid
9			5.0	5.0	360.0	0	900	solvent
10			5.0	70.0	430.0	0	900	acid
11			5.0	70.0	500.0	120	1020	acid
12			5.0	15.0	515.0	0	1020	solvent
13			5.0	100.0	615.0		1020	acid
Desp.			5.0	97.3	712.3		1020	brine

**Tabla 5. - Cálculos de cargas y Esfuerzos a Condiciones Máximas posibles:
Escenarios de Tratamiento Acido y Prueba de Presión contra la formación**

Escenario de Inyección 12000 psi en cabeza a 0.25 bpm, por 72 horas
Escenario de Prueba de Presión contra fondo de pozo: 120000 psi en cabeza

Parameter	Unit	Injection	Pressure-Test
Maximum Stress	psi	68471.83	69774.82
Max. Stress Location	m	0.03	4322.98
Buckling Length	m	514.20	911.72
Shear Force On PBR Pins	lb	189830.00	174640.00

Diferencial de Presión en Escenario de Inyección

Category	Parameter	Unit	Value
Residual Tension		lb	2612.539
Total Tension	Force	lb	2612.539
	Length + Stretch	m	0.000
Tool Passage Check: NOT ENABLED			
Diff. Pressure across Prk from		psi	below 14868

Diferencial de Presión en Escenario de Prueba de Presión

Category	Parameter	Unit	Value
Residual Tension		lb	2612.539
Total Tension	Force	lb	2612.539
	Length + Stretch	m	0.000
Tool Passage Check: NOT ENABLED			
Diff. Pressure across Prk from		psi	below 14940

Tabla 6. - Cálculos de cargas y Esfuerzos a Condiciones Reales de pozo, para la primera completación instalada
Escenarios de Tratamiento Acido y Prueba de Presión contra la formación

Escenario de Inyección 8000 psi en cabeza a 7.5 bpm
 Escenario de Prueba de Presión contra fondo de pozo: 8000 psi en cabeza

Parameter	Unit	Injection	Pressure-Test
Maximum Stress	psi	63327.58	53831.85
Max. Stress Location	m	0.03	0.03
Buckling Length	m	0.00	690.22
Shear Force On PBR Pins	lb	141720.00	126970.00

Diferencial de Presión en Escenario de Inyección

Category	Parameter	Unit	Value
Residual Tension		lb	2612.539
Total Tension	Force	lb	2612.539
	Length + Stretch	m	0.000
Tool Passage Check: NOT ENABLED			
Diff. Pressure across Prk from		psi	below 7301

Diferencial de Presión en Escenario de Prueba de Presión

Category	Parameter	Unit	Value
Residual Tension		lb	2612.539
Total Tension	Force	lb	2612.539
	Length + Stretch	m	0.000
Tool Passage Check: NOT ENABLED			
Diff. Pressure across Prk from		psi	below 10940

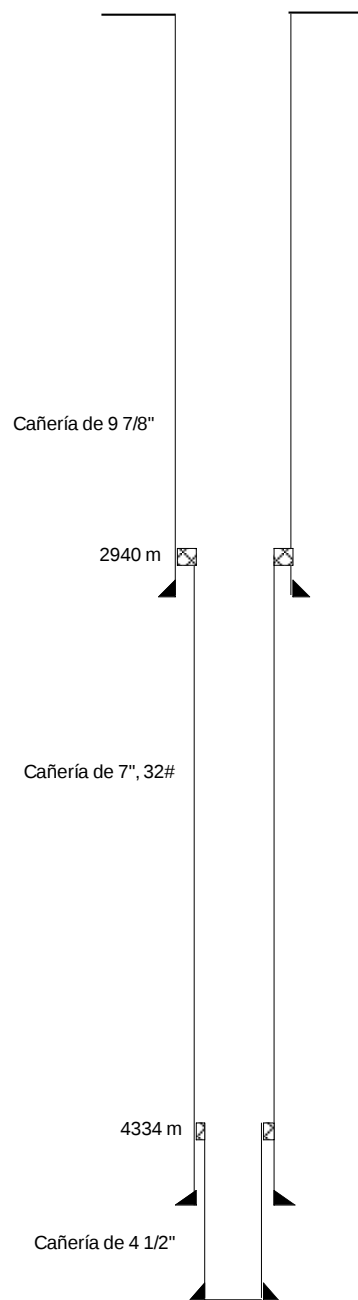


Fig. 1 - Esquema simplificado del estado mecánico

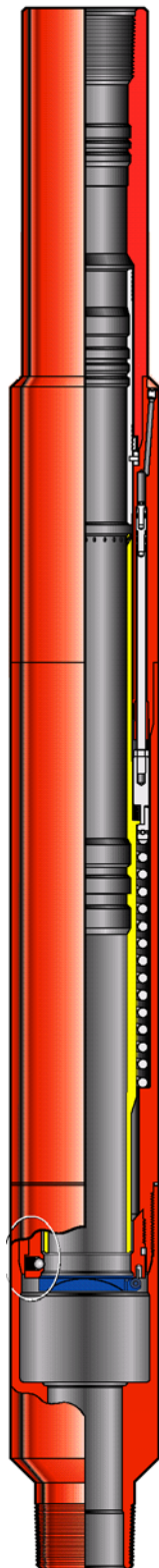


Fig. 2 - Válvula de Seguridad de Subsuperficie

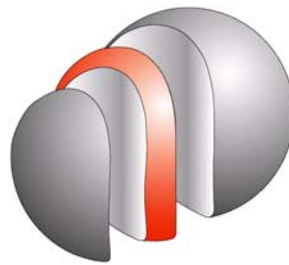
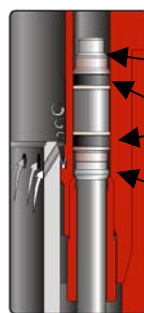


Fig. 3 - Detalle de la charnela de contorno esférico en la superficie de sello



SELO METAL-A-METAL SUPERIOR
(actúa con la válvula completamente cerrada)

SELLOS DINAMICOS NO ELASTOMERICOS

SELO METAL-A-METAL INFERIOR
(actúa con la válvula completamente abierta)

Fig. 4 - Ensamble del Piston

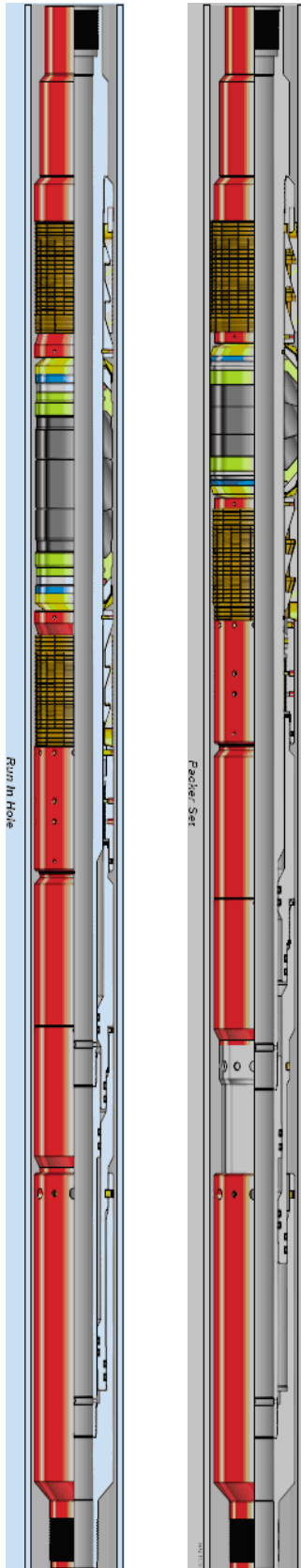


Fig. 5. - Packer permanente, en las posiciones de Corrida y Sentado

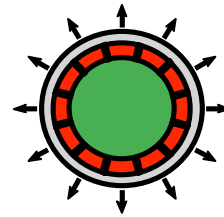


Fig. 6. - Mordaza tipo Barril, con soporte circunferencial completo en la pared de la cañería

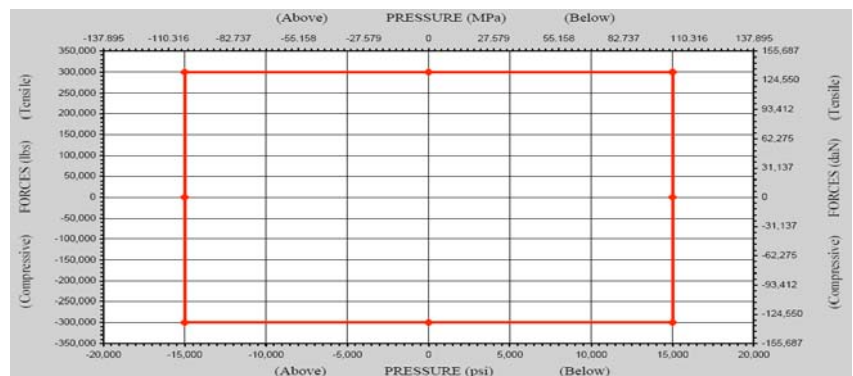


Fig. 7. - Carta de Operación del Packer, at 400degF y con ID máximo de cañería de 6.275"



Fig. 8 - Niple Asiento con Tapón instalado

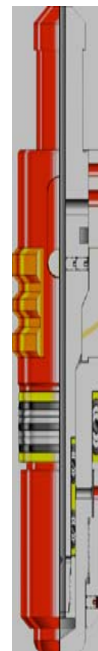


Fig. 10. - Tapón de prueba para armadura de surgencia

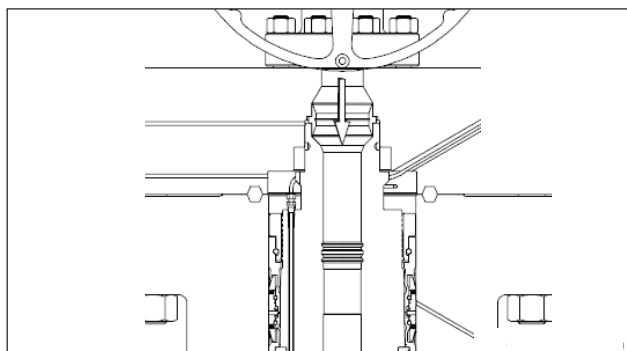


Fig. 9 - Detalle del Colgador de Tubería

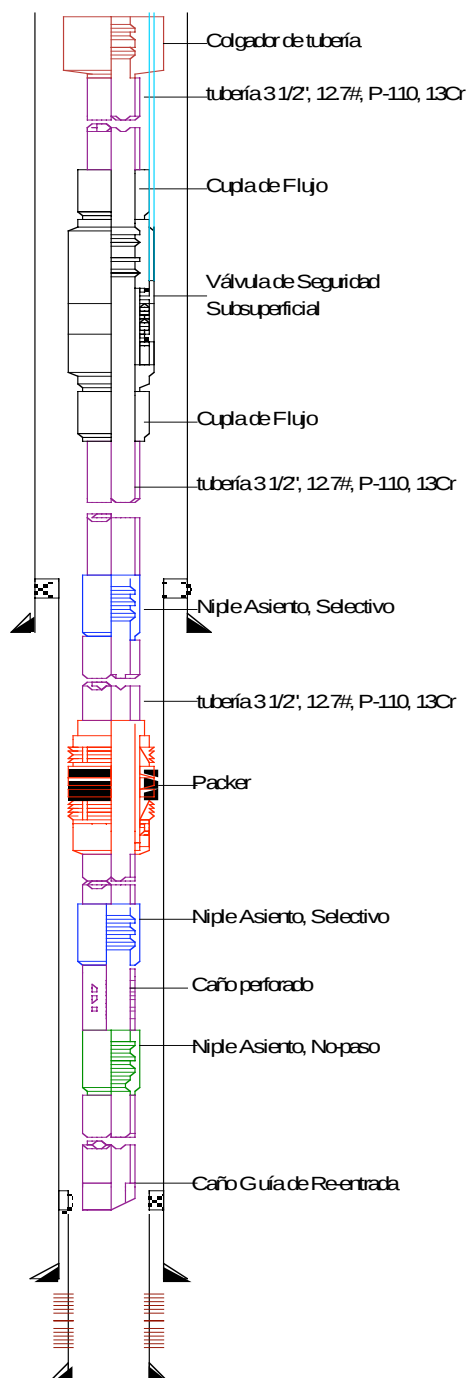


Fig. 11 - Esquema de la Completación

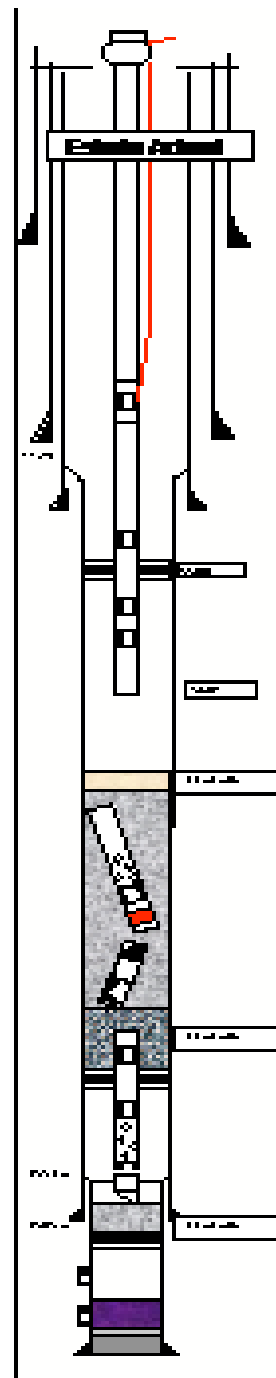


Fig. 12 - Esquemático de Completación y Evaluación Sucesiva de capas

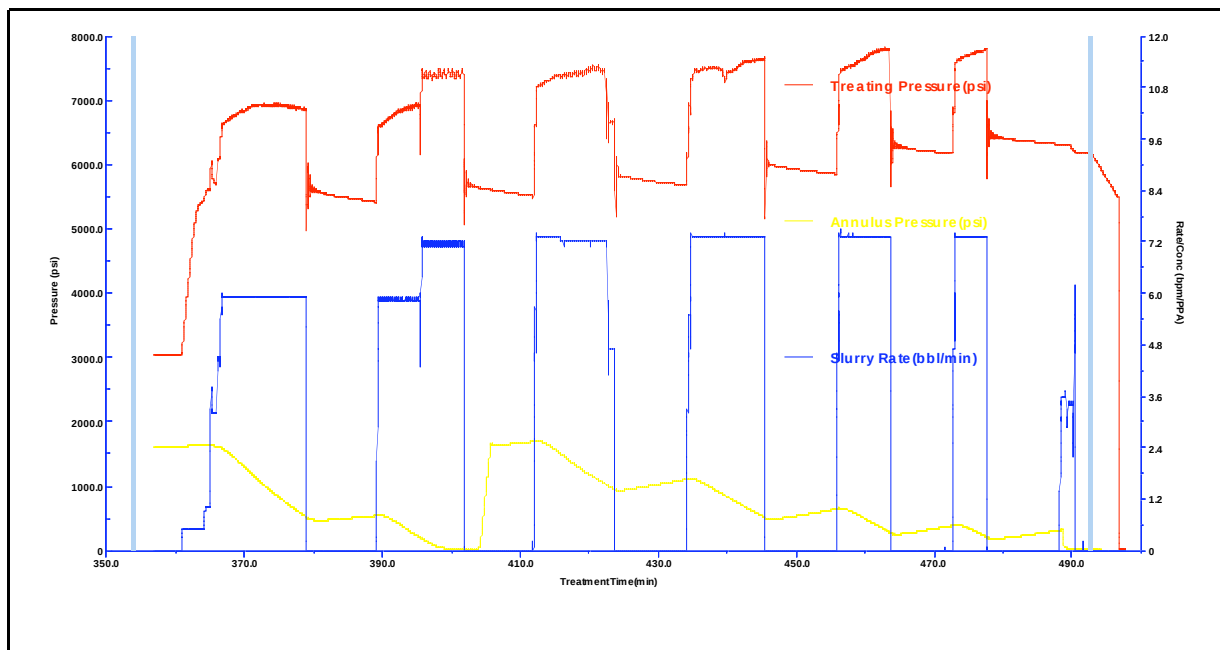


Fig. 13 - Gráfica de Bombeo para primer tratamiento ácido, en la primera instalación de completación

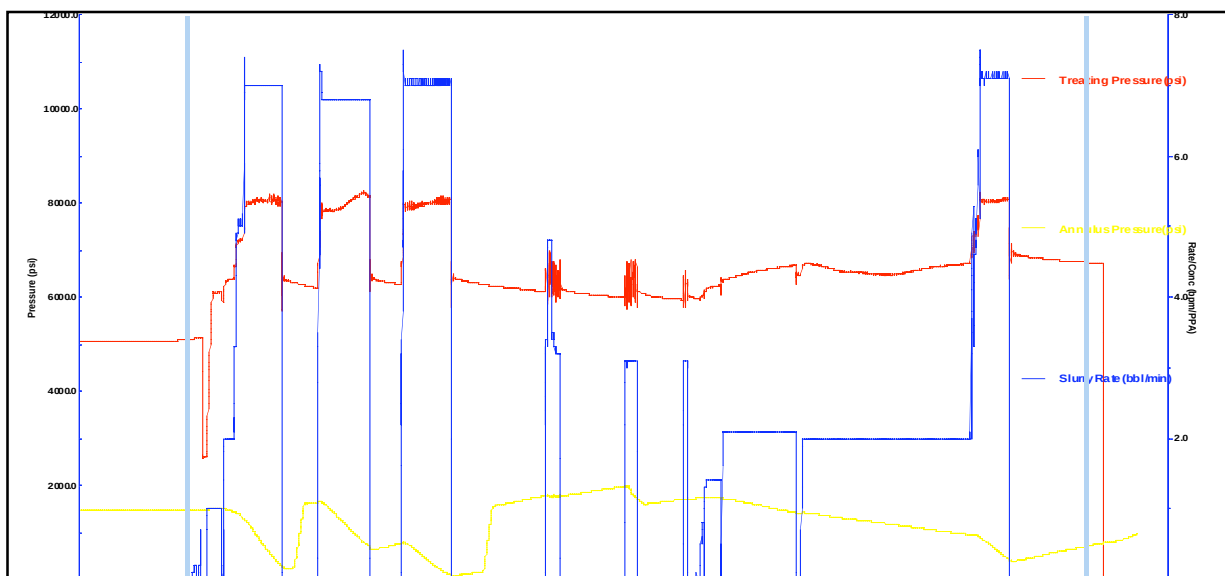


Fig. 14 - Continuación de Gráfica de Bombeo de la Fig. 12 (del primer tratamiento ácido, en la primera instalación de completación)

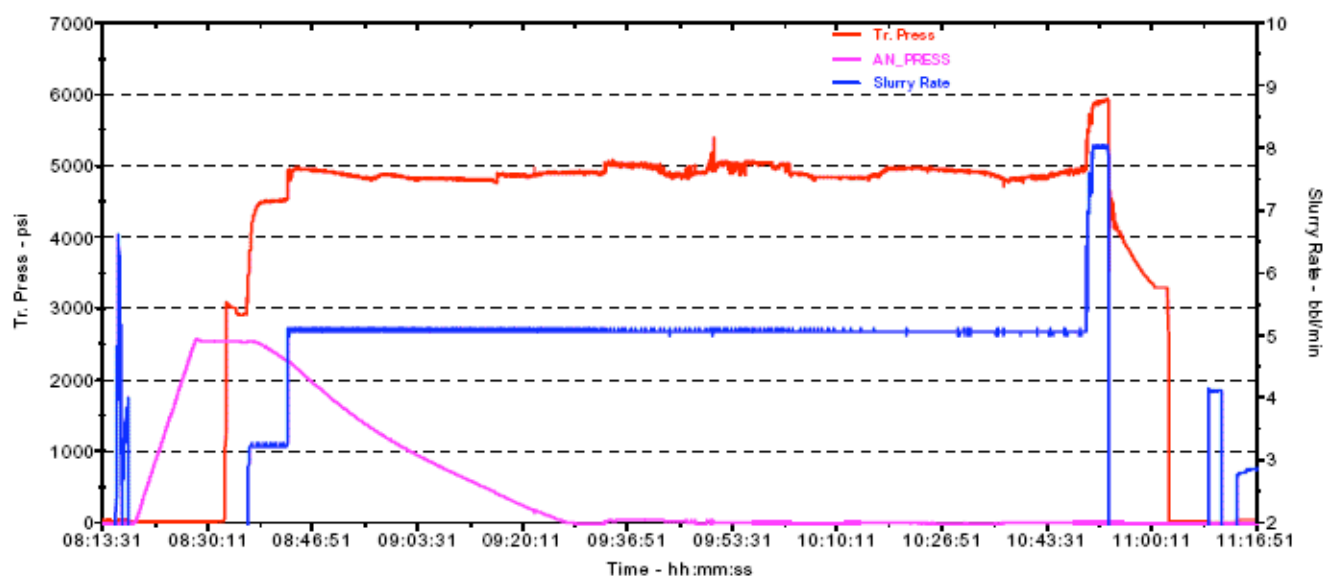


Fig. 15 - Gráfica de Bombeo para tratamiento ácido, en la Segunda Instalación de Completación, usando Divergencia con Bolitas