

Innovación en el Control de Fugas en Yacimientos de Gas y Petróleo: Soluciones Tecnológicas para Restablecer la Hermeticidad y Garantizar la Seguridad

Salamanca, Maria Eugenia, YPF, (maria.e.salamanca@ypf.com); Lopez, Andrea Cristina, YPF, (andrea.c.lopez@ypf.com)

1. Abstract

La gestión medioambiental en la industria de petróleo y gas ha evolucionado hacia un enfoque integral, involucrando equipos interdisciplinarios que interactúan en diversas fases del proceso. Entendiendo que es una necesidad imperante monitorear y mantener la integridad de las barreras de un pozo, es que se ha puesto en primer plano la importancia de monitorear, gestionar y ejecutar acciones para mitigar cualquier tipo de fuga o pérdida de presión, tanto en superficie como en el fondo del pozo.

Cada situación presenta una particularidad que requiere un enfoque único, por lo que identificar las tecnologías adecuadas para restaurar la hermeticidad y la integridad de los pozos se convierte en un desafío que exige pensar de manera innovadora y aplicar soluciones tecnológicas avanzadas. La detección de fugas ya sea en superficie o en el fondo del pozo, indica que una o varias barreras están comprometidas. La determinación de la fuente de origen y del camino que recorre la fuga es una pieza clave para abordar de manera eficiente el restablecimiento del sello. La recopilación y análisis de pruebas directas e indirectas, así como el monitoreo de cabezales y presiones, forman parte de un proceso crucial para seleccionar la tecnología más apropiada.

En este trabajo, presentaremos tres casos de estudio en el que muestran el plan de ejecución Rigless y resultados obtenidos a través de la aplicación de polímeros para realizar sellos externos en cabezales con fuga, la inyección de compuestos elastoméricos para restablecer la integridad de cabezales con comunicación de presiones entre sellos y el uso de productos sellantes para mitigar fugas en válvulas de superficie.

2. Introducción

Durante la fase inicial del proyecto de desarrollo de un yacimiento es que se delinear las arquitecturas de los pozos tipo teniendo en cuenta que los mismos han de garantizar la integridad durante todo su ciclo de vida.

La operadora es la encargada de mantener monitoreada la evolución de las barreras con el paso del tiempo a través de herramientas de seguimiento y gestión. Parte del proceso de gestión también involucra compañías que brindan servicio de restablecimiento de barreras con ayuda de nuevas tecnologías como la de resinas o grasas sellantes.

La aparición de fugas durante el proceso de envejecimiento de los pozos ha quedado demostrada que es inevitable, tanto así que se han detectado aproximadamente 26 modelos típicos de falla, que suelen ocurrir de forma simultánea lo que muchas veces enmascara el origen de estos.

Ser capaz de gestionar la restauración de barreras requiere de una identificación del camino de la falla, así como también de un análisis para establecer la mejor opción técnico-económica para asegurar el pozo.

En este trabajo se presentarán tecnologías de grasas sellantes, indicadas para restablecer barreras durante periodos acotados de tiempo de manera satisfactoria, así como también la aplicación de resinas para restablecer sellos en cabezales con comunicación entre sellos y refuerzos externos de resinas epoxi para casos donde no es posible realizar un cambio de cabezal y el mismo presenta fugas al exterior.

3. Casos de estudio

I. Sello elastomérico externo en cabezales con fuga

Durante la etapa de la terminación del pozo (A) e produjo un evento por el cual se comunicó la presión de fractura al anular entre el casing de la aislación de 3 ½ plg (0.09 m) y la guía de 9 5/8 plg (0.24 m). Como consecuencia de esto se produce el corte del casing de aislación dañándose la vinculación de la sección A con el casing guía.

Luego de efectuar las maniobras de control de pozo y de restablecimiento de barrera primaria, se acondiciono el cabezal dejando:

- Sección “A”: Slip Lock 11plg (0.28 m) 5000 psi (351.5 kg/cm²) x 9 5/8 plg (0.24 m) 5000 psi (351.5 kg/cm²)
- Sección “B”: Con 2 bridas ciegas. Brida adaptadora 11plg (0.28 m) 5000 psi (351.5 kg/cm²) x 3 1/16 plg (0.08 m) 10000 psi (703 kg/cm²) con colgador 3 ½ plg (0.09 m)
- Sección “D”: Válvula Maestra y Válvula sobre maestra 3 1/16 plg (0.08 m) 10000 psi (703 kg/cm²)

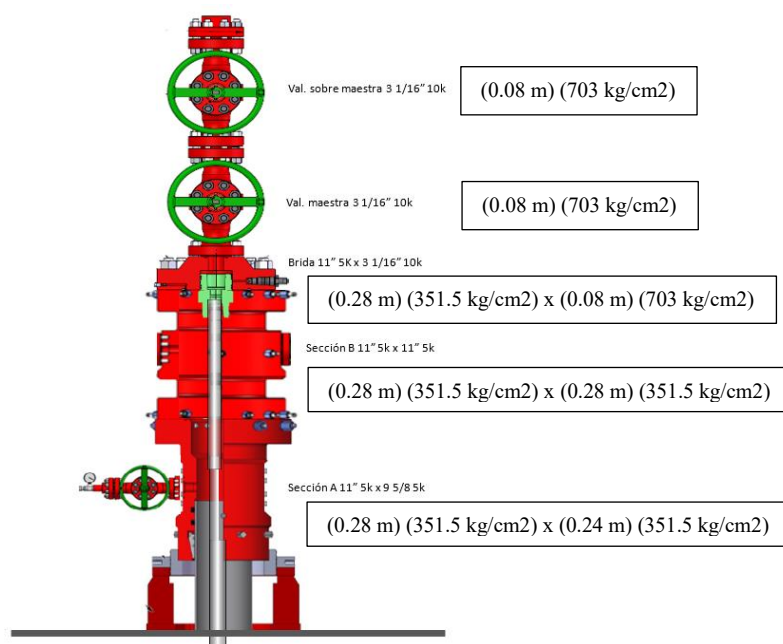


Fig. (1) Cabezal del pozo en estudio

Con resultado positivo de prueba de hermeticidad por entre columna con 6000 psi (422 kg/cm²) , se pescó el casing y se instalaron cuñas de contingencia. Al verificar su funcionamiento el mismo fue positivo.

La prueba de hermeticidad del empaquetador de la brida contra el casing de 3 ½ plg (0.09 m) con 5000 psi (351.5 kg/cm²) fue con resultado positivo.

Durante la prueba de hermeticidad del anular se observó una pérdida a través de los pernos del Slip Lock por lo que los mismos fueron retirados y acondicionados.

Al volver a colocar los pernos, a pesar de haber hecho uso de un sellador, los mismos continuaban perdiendo, incluso antes de colocar el sellador se veía la fuga por un perno en forma de spray, luego se evidencio un goteo a través de 7 de los 8 pernos por lo que finalmente se resuelve, realizar un cordón de soldadura sobre cada perno y se prueba nuevamente hermeticidad observando fuga por uno de ellos.

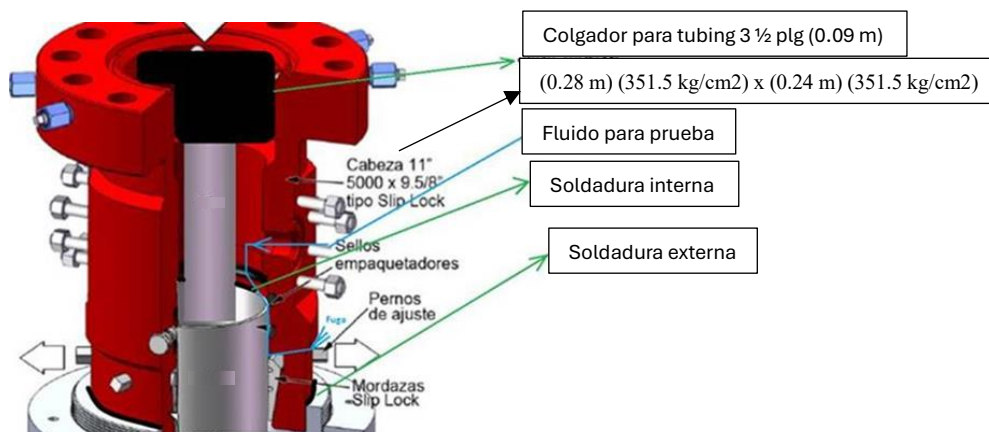


Fig. (2) Perno de Slip Lock con fuga

Motivo por el cual se realiza el fijado de dos tapones barreras (3200 mbbp y 3100 mbbp) a fines de dejar el pozo en forma segura.

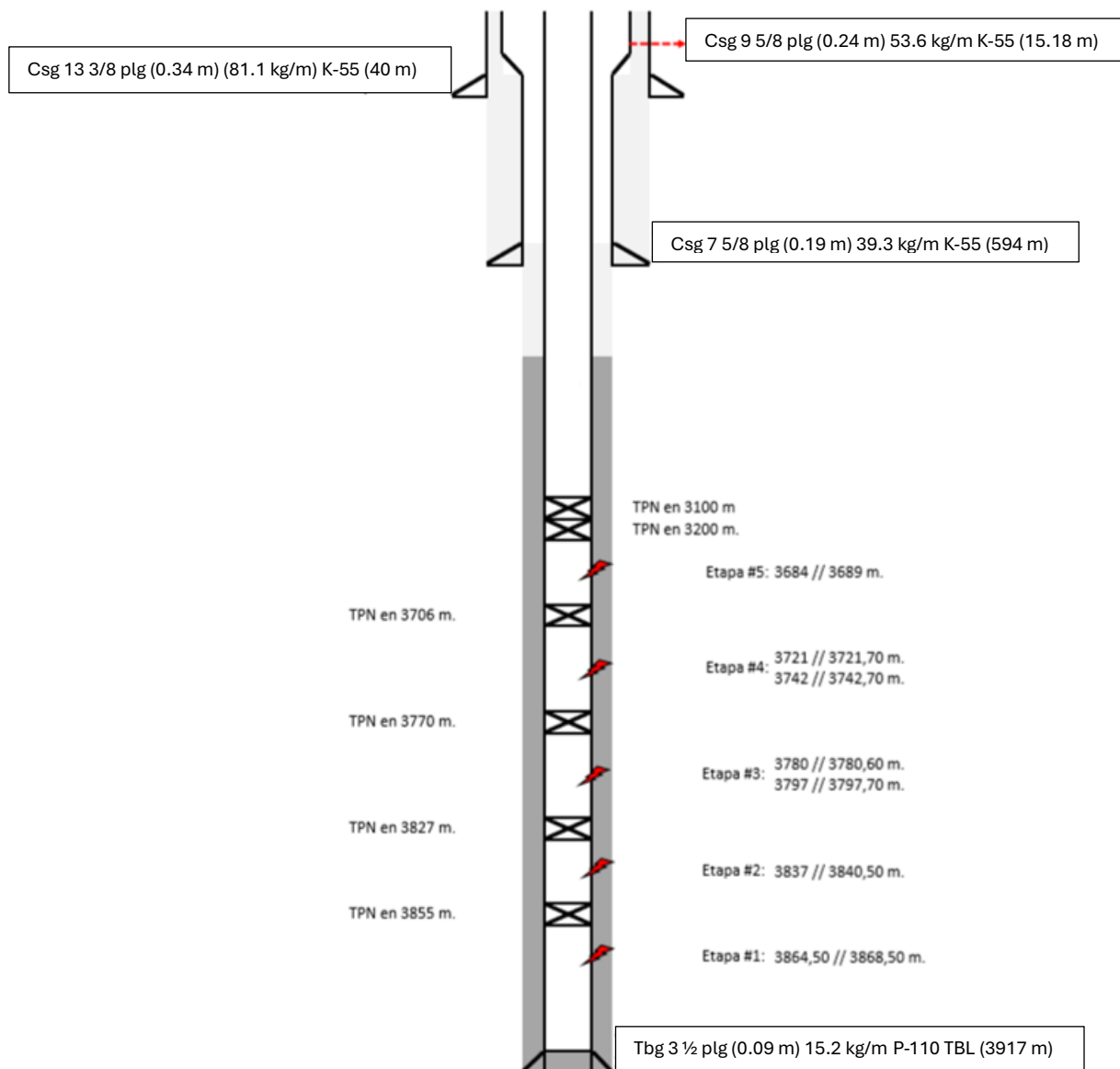


Fig. (3) Arquitectura del pozo

Para esta problemática se planteó la utilización de un sistema polimérico diseñado para generar sellos herméticos y permanentes.

Dentro de sus propiedades se encuentran las de alta adherencia, elasticidad y resistencia que los hacen ideales para restablecer la hermeticidad de componentes de cabezales e instalaciones de superficie que presenten fugas.

Estos se preparan a partir de dos componentes líquidos que se mezclan en batch según el diseño de la formulación. Una vez que la reacción concluye, adquieren estado sólido, con elevada elasticidad y resistencia

La densidad del sistema puede modificarse entre 7 ppg y 30 ppg (840 a 3600 gr/lit) mediante el agregado de carga sólida. En el caso del sistema polimérico, el agregado de carga sólida en una proporción que varía entre 25 a 50 % volumen sobre volumen permite controlar el proceso de curado minimizando el fenómeno de retracción durante el fragüe.

La evaluación del producto se ha realizado siguiendo los procedimientos de ensayo establecidos en la norma API RP 10 B para lechadas de cemento.

La incorporación de agentes extendedores permite ajustar la reología de la mezcla y disminuir la alta consistencia inicial en frío. Asimismo, la incorporación de estos aditivos extendedores incrementa el tiempo de bombeabilidad de la mezcla.

Dado que los anteriores intentos de restablecer la integridad del perno comprometido no dieron resultados positivos, fue que se diseñó un molde a medida del cabezal para poder generar un sello externo que fue rellenado con el compuesto polimérico anteriormente mencionado.

La secuencia operativa incluía los siguientes pasos:

- 1- Limpieza de cabezal y sellado de zona de pernos con compuesto polimérico puro.
- 2- Aplicación de malla de fibra de vidrio que actúa como un refuerzo, mejorando la resistencia a la tracción, la flexión y la fisuración.
- 3- Aplicación de sellador en zona de juntas
- 4- Colocación de malla de fibra de vidrio y adhesión de resina pura en la misma.
- 5- Montaje de molde externo
- 6- Preparado y vertido de compuesto polimérico
- 7- Espera de tiempo de reacción 48 hs

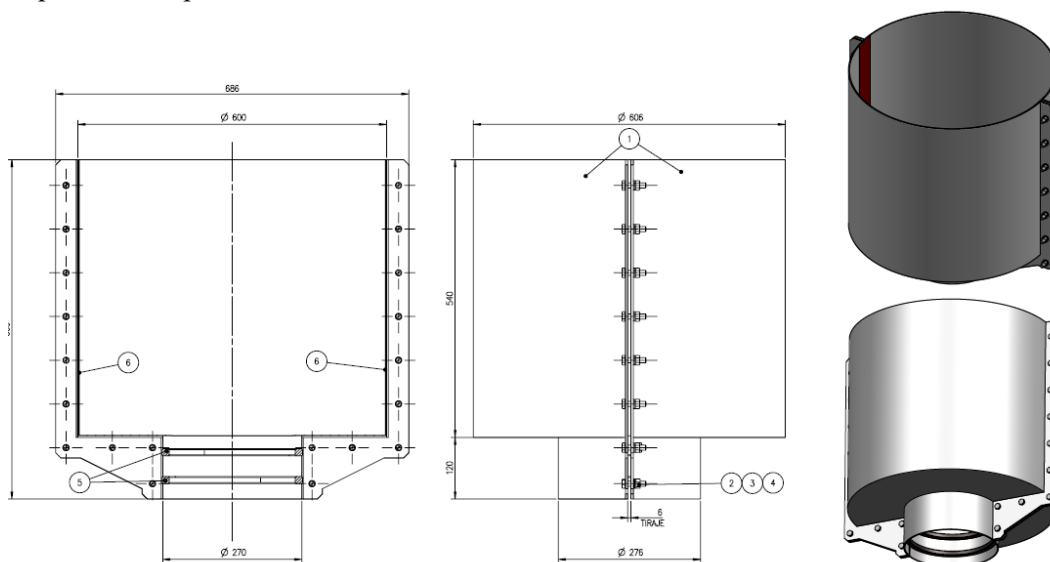


Fig. (4) Planos del molde externo del cabezal



Fig. (5) Secuencia operativa de izquierda a derecha: Sellado de pernos con sellador puro, revestimiento de fibra y sellador sobre pernos, armado de molde exterior.



Fig. (6) Secuencia operativa de izquierda a derecha: Montaje de molde externo, preparado de producto sellante, Llenado de molde con producto sellante

Una vez finalizada la intervención y pasadas las 48 hs necesaria para que la reacción entre los componentes finalice y solidifique, se realiza la prueba de hermeticidad del anular de la sección “A” con 300, 500, 800, 1000, 1300, 1500, 1800 y 2000 psi (21, 35, 56, 70 ,91, 105, 127, 141 kg/cm²) registrando en carta 5 min cada escalón de presión.

Se observa en cada escalón de presión que la misma cae 20 psi (1.4 kg/cm²) en 5 min, en el cabezal donde se colocó la resina no se observan fugas ni goteos.

Al realizar la prueba con 2000 psi (140.6 kg/cm²), luego de monitorear la misma durante 12 min, ésta tiende a estabilizarse. Por lo cual se estima que dicha caída puede atribuirse a la compresión del fluido en el anular (se fue completando el pozo por un anular y la purga de la bomba pudo no ser muy efectiva). Se verificó que el bombeador no tenía fuga.

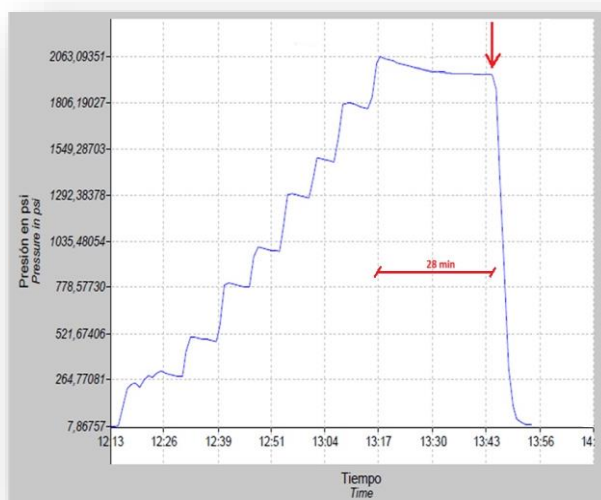


Fig. (7) Prueba de hermeticidad post intervención de aseguramiento

Como conclusión se observa que:

Con la aplicación de este material, se logra el restablecimiento de la integridad del pozo en tiempo récord.

- +1: Día para tomar medidas para fabricar el molde del cabezal.
- +1: Día para colocar el molde y verter la resina.
- +2: Días de espera de tiempo de reacción y prueba hidráulica.

No requiere de equipos especiales para su preparación o bombeo.

El personal requerido para realizar la operación es mínimo.

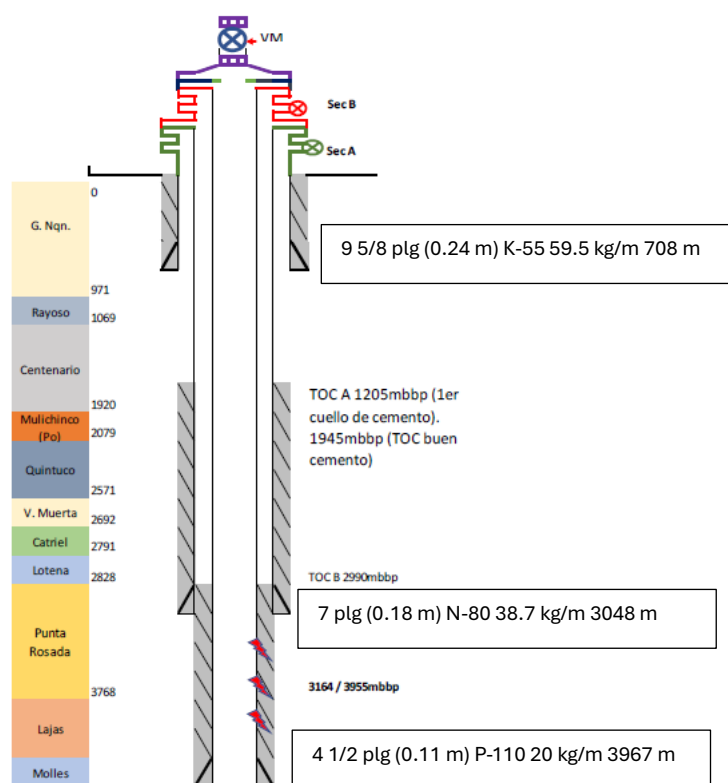
En caso de que sea necesario, la resina puede retirarse de manera segura.

Es una alternativa económicamente rentable para realizar aseguramiento de pozos de similares características.

El costo representa aproximadamente solo un 7% de una operación que requeriría un equipamiento de Workover, gatos hidráulicos para efectuar el cambio de cabezal y servicios adicionales.

II. Inyección de compuestos elastoméricos para restablecer la integridad de cabezales con comunicación de presiones entre sellos

El pozo “B” inicio su producción en 2018, el mismo cuenta con un diseño de tres cañerías, una guía de 9 5/8 plg (0.24 m) con zapato en 708 m, una intermedia de 7 plg (0.18 m) con zapato en 3048 m y una aislación de 4 ½ plg (0.11 m) con zapato en 3967 m. Fue terminado con 16 etapas de fractura ubicadas a partir de los 3955 m hasta los 3164 m.



(Fig.8) Arquitectura de pozo

Diseño de cabezal:

- Sección AB 9 5/8 plg (0.24 m) SL 11 plg (0.28 m)
- Colgador de casing Niple 11 plg (0.28 m) 6A
- Colgador de casing Niple 11 plg (0.28 m) 6A
- Brida adaptadora 11 plg (0.28 m) 10 K 4 1/16" 15000 psi (1054 kg/cm²)
- Válvula esclusa 6A 4 1/16 plg (0.103 m)
- Brida adaptadora 4 1/16 plg (0.103 m) 15000 psi (1054 kg/cm²) x 4 1/16 plg (0.103 m) 10000 psi (703 kg/cm²)
- Sección D 10000 psi (703 kg/cm²)

En 2023 por efecto del cierre del pozo comienza a evidenciarse presencia de presión sostenida en el anular de la sección A (9 5/8 plg (0.24 m) x 7 plg (0.18 m)) y que la misma sobrepaso el valor establecido de MOP para esa sección que correspondía a 42 kg/cm².

Por lo que se realizó una descompresión de los anulares, observando que las secciones directas, A y B ((7 plg (0.18 m) x 4 ½ plg (0.11 m)) tenían un comportamiento idéntico por lo que se podía inferir una comunicación.

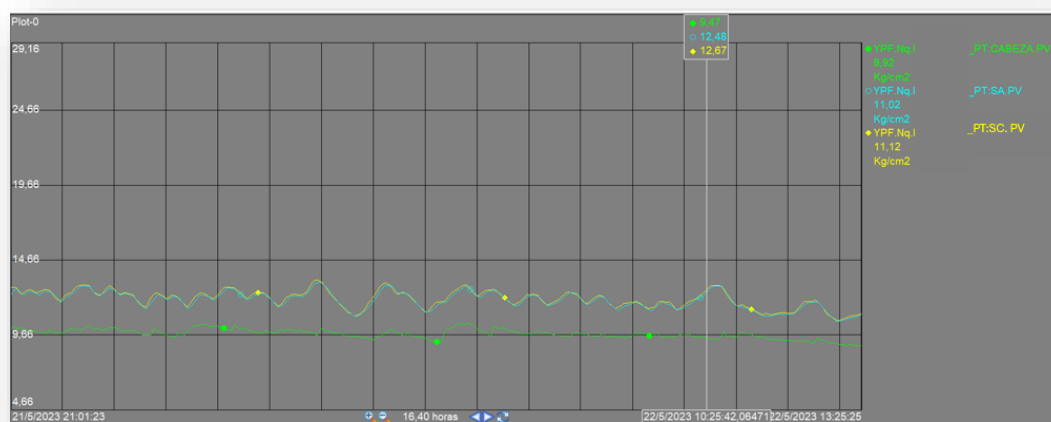


Fig. (9) Telemetría de pozo

Para poder identificar el origen de la fuente de energía del anular B fue que se decidió realizar un perfil sónico espectral. El mismo identifico un intervalo de aporte en los 864 m, con signos de migración de flujo desde la zona de perforaciones hasta superficie por dentro de cañería de 4 ½ plg (0.11 m) descartando cualquier tipo de migración detrás de casing.

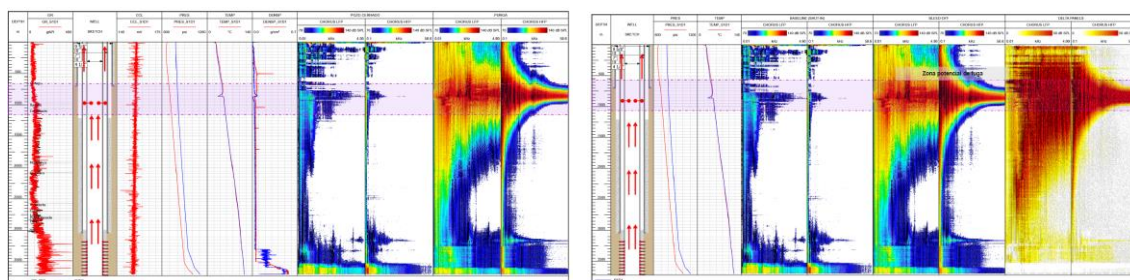


Fig. (10) Perfil sónico espectral

Los resultados de la cromatografía que se efectuó a la muestra de gas obtenida de la sección A y B corresponden a producción de las formaciones Lajas y Punta Rosada, que es la misma composición de la cromatografía realizada en 2018 durante la maniobra de Flowback.

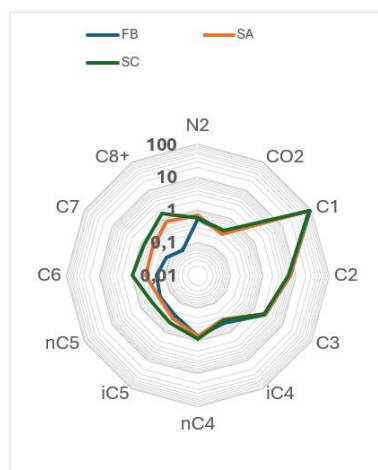


Fig. (11) Análisis cromatográfico de la muestra de las secciones A, B y C

Para continuar con el análisis del pozo es que se realizó un perfil MIT – MTT que registro desde 3150 m hasta boca de pozo, el resultado de este no presento corrosión avanzada a los 864 m de profundidad. Esto puede suceder debido a que este tipo de herramientas, no logran detectar fallas de conexiones, ya que están diseñadas para medir espesor de metal del casing no así la separación entre conexiones.

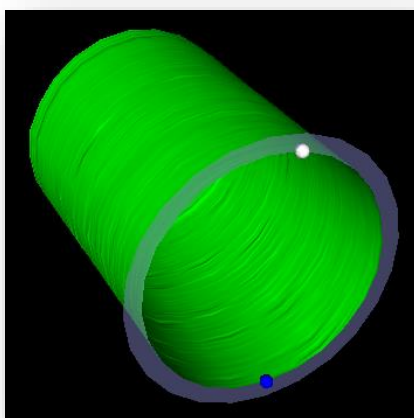


Fig. (12) Imagen 3D del perfil de corrosión en 864 m.

Para aislar la fuente de energía del pozo es que se fijó un tapón tipo TPW4 en 3000 m por encima de la zona de punzados y se instaló una TWCV.

Una vez asegurada la doble barrera, se realizó la prueba de los sellos internos y externos del empaquetador de la cañería de 7 plg (0.18 m), presurizando a través del puerto de prueba de ½ plg (0.012 m) NPT indicado en la imagen como N°1, con resultado negativo.

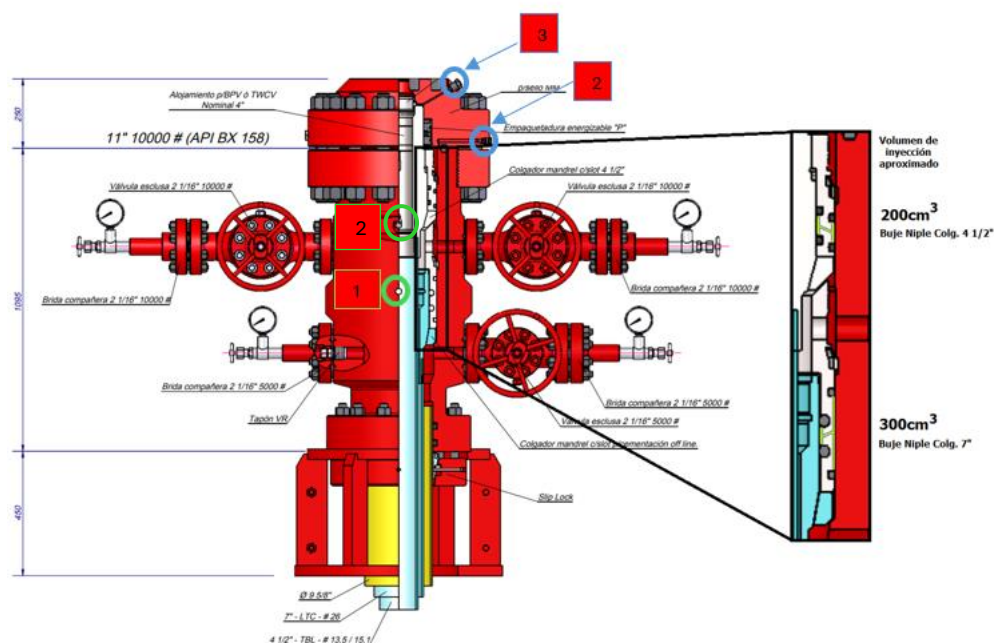


Fig. (13) Cabezal instalado en pozo

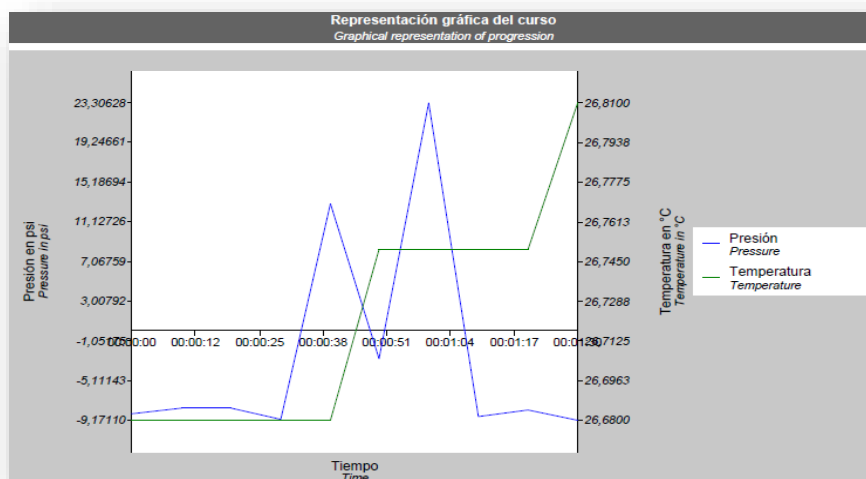


Fig. (14) Prueba hidráulica del empaquetador del casing de 7 plg (0.18 m)

A través del puerto de $\frac{1}{2}$ plg (0.012 m) NPT indicado en la figura como N°2 de la brida adaptadora se probó la hermeticidad entre los conjuntos sellos Bx-158 + empaquetadura “P” + sellos empaquetadores de la aislación $4 \frac{1}{2}$ plg (0.11 m) con resultado negativo.

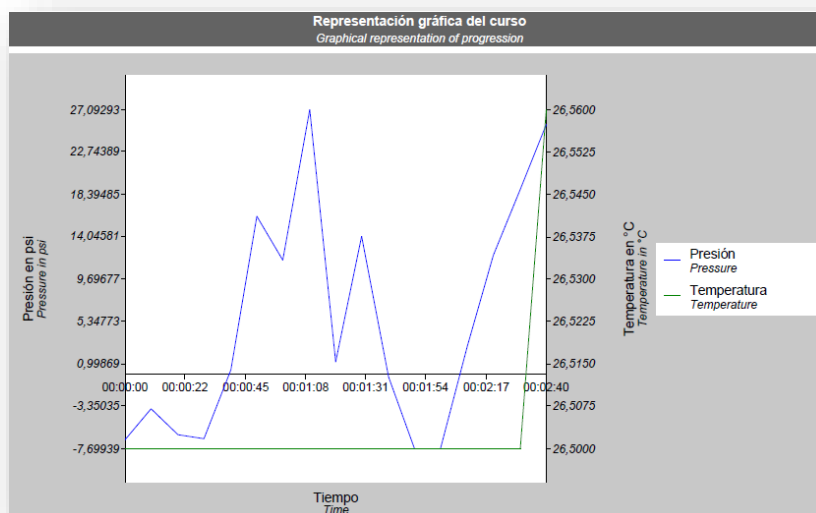


Fig. (15) Prueba hidráulica del empaquetador del casing de 4 ½ plg (0.11 m)

Durante la prueba por la sección directa contra la válvula TWCV y manteniendo abierto el puerto testigo N°3 se pudo visualizar fluido, evidencia de que el sello metal metal ubicado sobre la brida 11 plg (0.28 m) 10000 psi (703 kg/cm²) encontraba con una falla.

Para poder restablecer los sellos perdidos se utilizó un material de dos componentes con consistencia fluida, basado en mezclas de polímeros reactivos de bajo, medio y alto peso molecular. Una vez combinados la base y el activador forman un compuesto elastomérico resistente, pero a la vez flexible, diseñado para reparar y recubrir piezas de metal y de goma, con alta resistencia a la deformación y adherencia a superficies.

Este producto fue ensayado con éxito en pruebas de laboratorio donde se simuló el daño severo en un pack off y se probó su hermeticidad con hasta 7000 psi (492 kg/cm²) dando un resultado positivo.

Algunas características son:

Compuesto Base (B)	Apariencia: Líquido negro viscoso Densidad: 1,05 gr/cm ³
Compuesto Activador (A)	Apariencia: Pasta blanca Densidad: 1,36 gr/cm ³
Proporción de mezclado (B + A)	En peso → B: A 2.3 :1 En volumen → B: A 3:1
Resistencia a la temperatura	-40 °[C] hasta 65 °[C]
Resistencia a la tracción (Normativa ASTM D412)	1800 psi (126,5 kg/cm ³)

Tabla 1. Características del compuesto polimérico

Vida útil: Desde el comienzo del mezclado, el producto tiene que ser utilizado dentro de los tiempos que se muestra a continuación

Temperatura	5 °C	15 °C	25 °C	30 °C
Utilizar todo el material dentro de los	35 min.	20 min.	15 min	10 min.

Tabla 2. Vida útil del polímero

	Tiempo de curado					
Temperatura [°C]	5	10	15	20	25	30
Movimiento o uso sin carga o inmersión (hr.)	10	6	4	2	1 ½	1
Carga Ligera (hr.)	18	12	6	4	3	2
Carga mecánica completa (día)	3	2	1 ½	1	0.75	0.75
Inmersión en productos químicos (día)	10	7	5	3	2	1

Tabla 3. Tiempos de curado del compuesto A+B

Resistencia Química: Una vez que el material curo completamente, ha demostrado una resistencia excelente a los siguientes compuestos químicos

- Ácidos (Carbónico, clorhídrico 10%, tartárico y esteárico)
- Alcalinos (Hidróxido de bario. Hidróxido de calcio, hidróxido de magnesio, solución acuosa saturada con hidróxido de calcio)
- Otros químicos (Grasa, mercurio, mezcla de petróleo y agua, emulsión, agua destilada, agua de mar, emulsión de grasa, sales inorgánicas, aceites siliconados)

Realizando un análisis del cabezal en cuestión encontramos que en el punto señalado en la (Fig.16) como N°1 presentan una debilidad en el área del sello metal metal que se encuentra ubicado en la parte superior del cuello extendido del colgador que hace contacto contra el colgador y la brida doble pack off.

Cuando este sello es probado de una manera incorrecta se daña y al comenzar a producir el pozo, la presión de la sección directa logra ingresar a través de esta falla por lo que el gas comienza a tomar contacto con los sellos elastoméricos, que en el caso de cabezales más antiguos no son de Viton o HNBR, que se encuentran por dentro y por fuera del adaptador identificados como N°2 en la (Fig.16), donde luego la presión hace contacto con el empaquetador “Pack off” de producción dañando los mismos y es ahí cuando comienza a evidenciarse la presión en la sección B, para luego con el tiempo también llegar hasta la sección A.

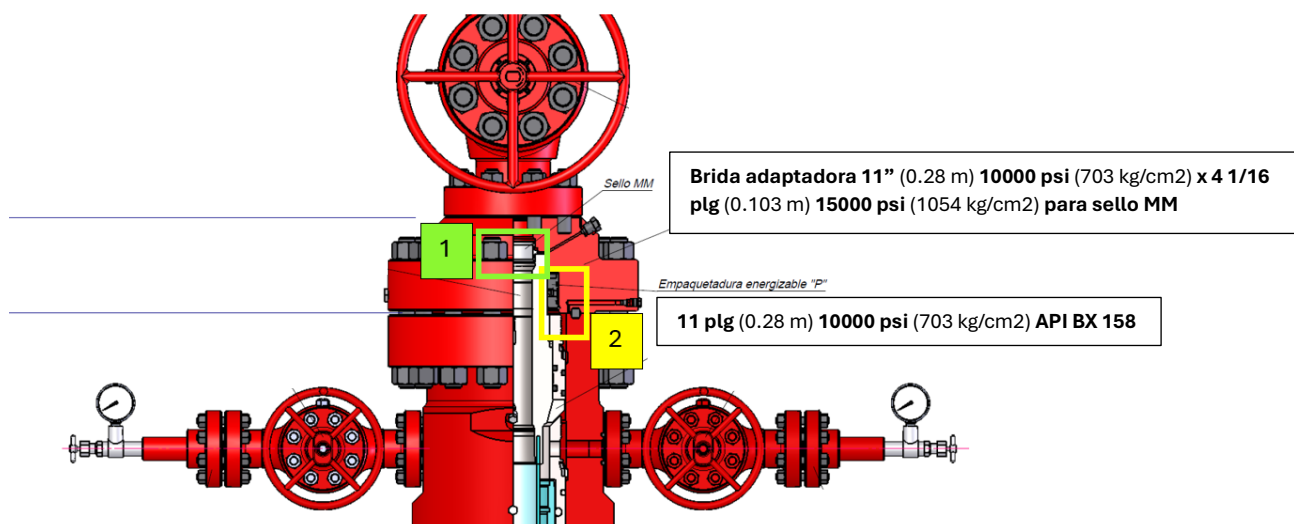


Fig. (16) Cabezal del pozo

También ha de destacarse que cementaciones primarias deficientes son otro causal de deterioro de sellos ya que permite el pasaje indeseado del gas a través de las pequeñas fisuras y logre tomar contacto con los sellos elastoméricos provocando el daño y presiones sostenidas en primera instancia en la sección más externa denominada A.

Un cemento con micro fisuras no es el único camino que el gas puede encontrar para llegar a los sellos elastoméricos del cabezal, también puede presentarse a través de cañerías con roturas por corrosión.

Todo esto es evidenciado a través de la telemetría instalada en las secciones de los pozos que dan como resultado la aparición de presiones sostenidas.

Actualmente existen cabezales con sellos más robustos, aunque si existiera una cementación de calidad deficiente ningún sello metal metal podría bloquear el paso del gas

En el caso de los nuevos diseños de cabezales ofrecen un doble sello metal metal en la conexión API, indicado sobre la (Fig.17) como N°2, y como indica en el punto N°1 el sello metal a metal está comprimido entre el OD del cuello extendido del colgador y el ID de la brida doble pack off, evitando el riesgo de colapsarlo por una prueba de hermeticidad errónea.

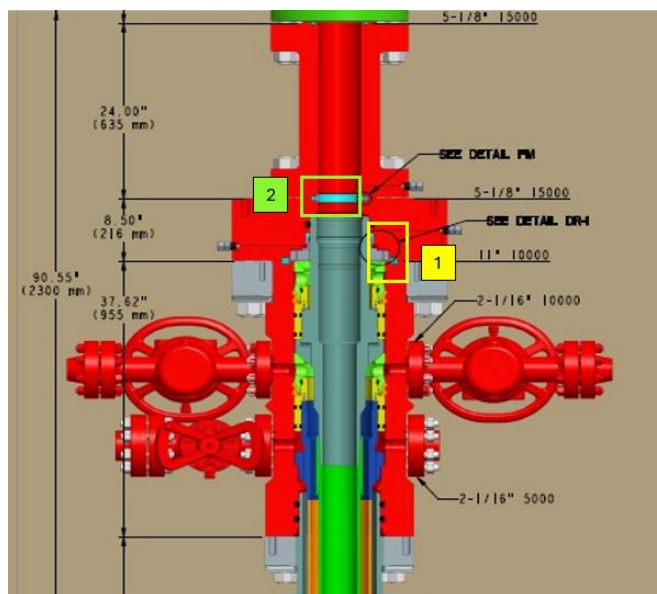


Fig. (17) Cabezales con doble sello M-M

Para dar inicio a un restablecimiento de sellos a través de la inyección de compuestos elastoméricos es clave lograr descomprimir las secciones anulares con presión, de otra manera no podría asegurarse que el producto se mantenga en el lugar deseado al momento de la inyección.

Una vez purgada la presión en el anular debe efectuarse la limpieza del alojamiento del sello para barrer restos de grasa que pudiera impedir que el compuesto recorra la circunferencia completa.

En el caso de estudio, para la intervención de inyección polimérica en puerto N°1 correspondiente al sello del empaquetador del casing de 7 plg (0.18 m) se montó un inyector hidráulico para bombear 1,5 litros de Thinner y se sopleteo con aire comprimido para secar la superficie. En caso de detectar la presencia de rastros de aceite es que se aconseja repetir la maniobra de limpieza.

Se instaló el inyector sobre el cuerpo autoclave en el puerto de prueba N°1 (Fig.13 Circulo Verde) y se preparó el producto según especificaciones del proveedor (3 partes de Base + 1 Parte de activador). El volumen teórico necesario para el restablecimiento de la integridad de los sellos empaquetadores perdidos del casing de 7 plg (0.18 m) era de 300 cm³. Al ejecutar el bombeo se encontró que se lograron inyectar los 500 cm³ sin levantar presión

Se volvió a repetir la maniobra de limpieza e inyección de elastómero sobre el puerto de prueba N° 2 (Fig.13 Circulo Verde) para restablecer la integridad de los sellos del colgador de casing de 4 ½ plg (0.11 m). El volumen teórico era de 200 cm³, pero al ejecutar la intervención se lograron inyectar 170 cm³ del producto.

Una vez finalizadas las maniobras de inyección se deja presurizada la sección con 4600 psi (323 kg/cm²) y se da paso al tiempo de curado que alcanza las 36 hs.

Debido a que el diseño de cabezal contaba con un solo puerto de prueba sobre la sección A y siendo que la inyección de polímero se efectúa a través de los mismo es que estos quedan anulados para poder efectuar pruebas de hermeticidad a futuro.

Durante las 36 hs que se dio de tiempo de curado, el pozo quedó abierto por el ABAC del ramal lateral de producción para que no tenga presión y el producto inyectado no sufra ningún desplazamiento.

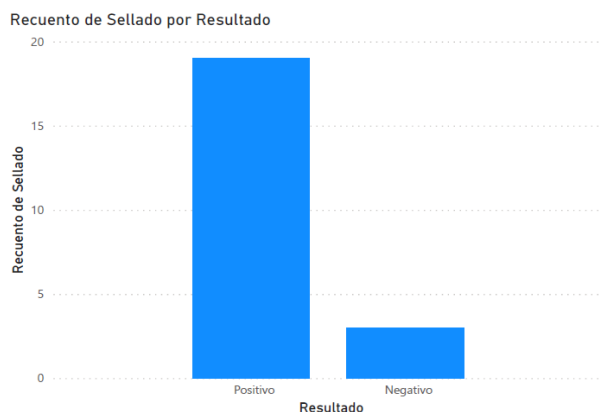


Fig. (19) Resultado de intervenciones

Cabe destacar que las intervenciones que tuvieron como resultado negativo fueron ejecutadas a través de la técnica de inyección la cual suele ser la que más complejidad tiene debido a que es difícil asegurar que el producto ingrese en toda la circunferencia del sello en especial cuando no se tienen puertos para purgar el aire entrampado.

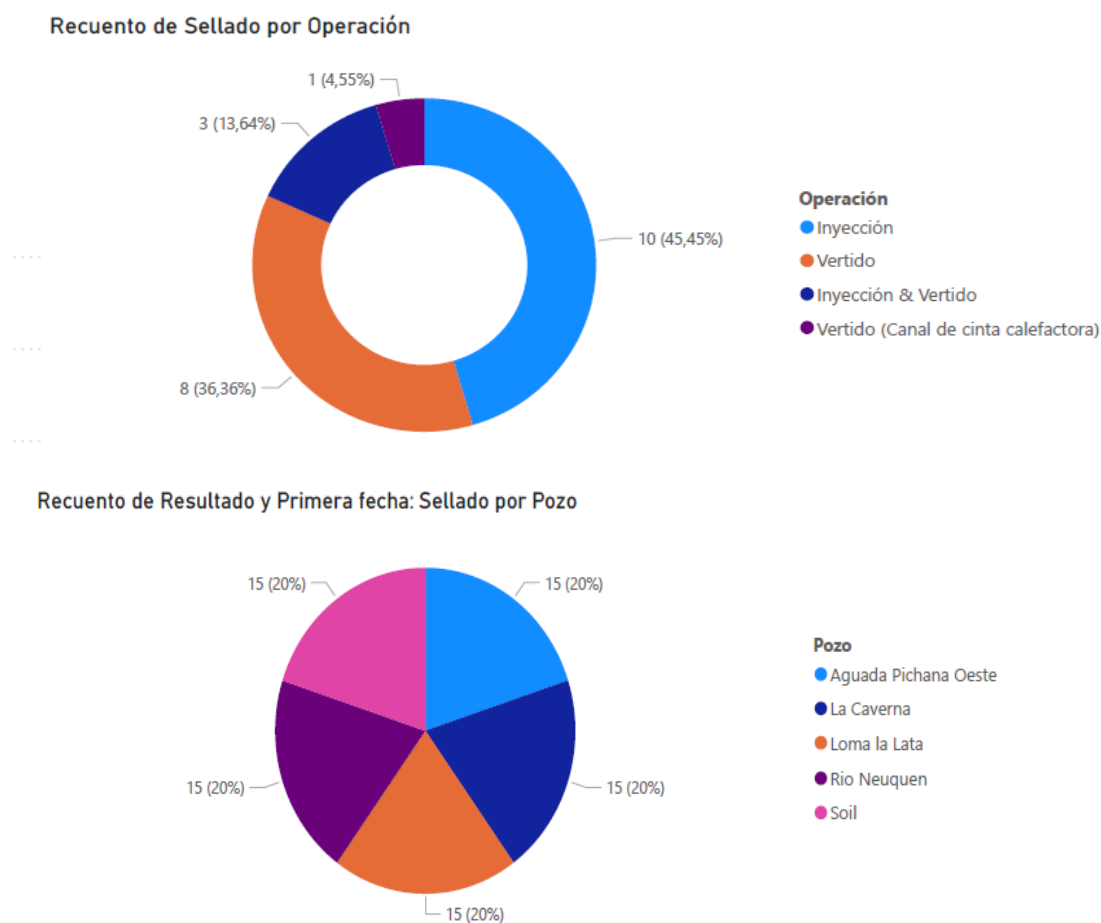


Fig. (20) Resultado de intervenciones por Operación y Distribución geográfica

III) Aseguramiento de válvulas con fuga a través de la inyección de un compuesto sellante

Es un factor común en la industria encontrar problemáticas relacionadas a la pérdida de hermeticidad de válvulas esclusa. La resolución de estas problemáticas implica identificar y abordar problemas comunes como:

- Fugas a través del asiento debido al desgaste de este o de la compuerta de la válvula, o por desalineación debido a presencia de partículas extrañas.
- Compuerta dañada
- Atascamiento en la posición abierta o cerrada debido al óxido, los residuos o la falta de lubricación.
- Válvulas atascadas, dificultades para girar el volante.
- Volante que presentan dificultad para girar debido a posible falta de lubricación o fricción excesiva dentro de la válvula.
- Problema con los rodamientos en el bonete de las válvulas.

La correcta delineación de planes de mantenimiento y una operación adecuada de las válvulas pueden prolongar su vida útil y garantizar el rendimiento y confiabilidad de su operación.

Sin embargo, en los casos en que la fuga ya se ha evidenciado al exterior y no es posible realizar el montaje de equipamientos que permitan fijar una doble barrera mecánica ó la válvula se encuentra fugando de tal manera que de querer operarla la misma podría aumentar su magnitud es que requerimos de nuevos materiales que nos brinden alternativas seguras para volver a restablecer la integridad de las mimas.

Mediante la inyección de una nueva generación de materiales sellantes podemos lograr una ventana operativa para poder trabajar en el pozo y realizar maniobras que nos permitan fijar una doble barrera y realizar el cambio de la válvula con fuga de manera segura.

Este material gracias a su composición química genera una alta adhesión metálica capaz de sellar daños severos y de resistir todos los tipos de hidrocarburos producidos inclusive con altos niveles de gas sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2).

Un sello temporal se consigue cuando las partículas de materiales poliméricos que se encuentran en el sellador comienzan a depositarse en la zona de falla agrupándose a medida que la presión aumenta.

La aplicación de este tipo de tecnologías es una solución de mantenimiento correctivo capaz de sellar válvulas esclusas con fugas donde otros intentos de subsanar la problemática han fracasado.

Características Típicas		
Apariencia	Visual	Adhesivo
Color	Visual	Negro / Gris
Espesante		Inorgánico
Rango de Temperatura		0 °F (-17 °C) a 350 ° F (176.6 °C)
Punto de goteo	IP 396	No se derrite
Características Base Oil		
Tipo		Sintético

Tabla. (4) Descripción del material



Fig. (21) izquierda: Comportamiento de grasa estándar en presencia de flujo durante la apertura de la válvula. Fig. derecha: Comportamiento de producto sellante en presencia de flujo durante la apertura de la válvula.

Previo a la aplicación del producto en nuestras operaciones ejecutamos una prueba de taller en una válvula dañada de medida 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²). Para validar los resultados de las pruebas se utilizó la normativa API 6 A Anexo F.1.1.10 B y API 6A Anexo F.1.6.3. y se establecieron los siguientes criterios para calificar la prueba como positiva:

1. Prueba de alta presión: establecida en 10000 psi (703 kg/cm²) debía mantenerse estabilizada durante 5 minutos con una tolerancia máxima a la pérdida de presión de 30 psi (2 kg/cm²). No fueron admitidas fugas visibles de ningún tipo.
2. Prueba de baja presión establecida en 600 psi (42 kg/cm²) durante 5 minutos con una tolerancia máxima a la pérdida de presión de 30 psi (2 kg/cm²) durante 5 minutos. No fueron admitidas fugas visibles de ningún tipo.

Para efectuar la prueba se utilizó una bomba manual hidráulica Enerpac de dos etapas precargada con fluido hidráulico para permitir replicar interacciones de hidrocarburos similares a las que podríamos encontrar en una situación de pozo real.

El resultado de la prueba hidráulica con la válvula de ensayo a baja presión 500 psi (35 kg/cm²) aguas arriba manifestó un resultado negativo.

La misma se ejecutó a 507 psi (35.6 kg/cm²) durante 5 minutos donde se observó una caída de presión de 163 psi (11.5 kg/cm²) representando 67% de la presión de prueba, teniendo en cuenta que la pérdida máxima permitida era de un valor menor al 5% (25.3 psi, 1.65 kg/cm²) durante el tiempo de registro definido. También se observaron fugas visibles por lo que la prueba fue declarada negativa.

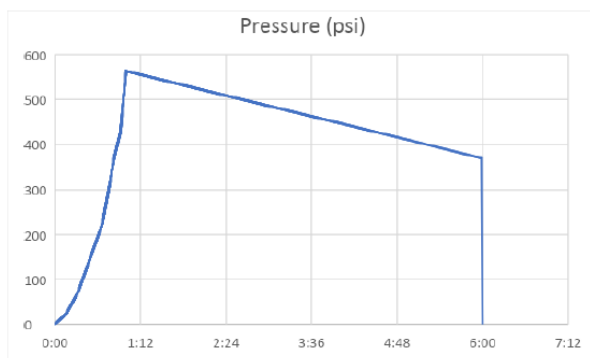


Fig. (22) Prueba de hermeticidad a baja presión aguas arriba de válvula dañada 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²) previo a utilizar producto sellante.

El resultado de la prueba hidráulica con la válvula de ensayo en alta presión 10000 psi (703 kg/cm²) aguas arriba manifestó un resultado negativo.

La misma se ejecutó a 10062 psi (707 kg/cm²) durante 5 minutos donde se observó que solo se logró llegar hasta aproximadamente 5000 psi (351 kg/cm²) y que comenzaron a evidenciarse fugas al exterior.

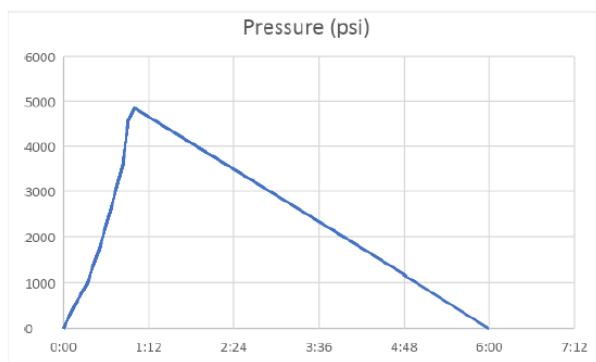


Fig. (23) Prueba de hermeticidad aguas arriba en alta presión de válvula dañada 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²) previo a utilizar producto sellante.

El mismo procedimiento se repite cambiando el sentido de prueba. En ambos casos, también se obtuvieron resultados negativos. Durante la prueba de alta presión solo se logró alcanzar un máximo de 1332 psi (93.6 kg/cm²) evidenciando fuga al exterior.

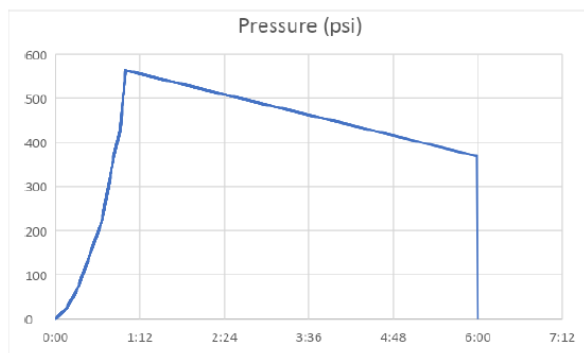


Fig. (24) Prueba de hermeticidad aguas abajo a baja presión de válvula dañada 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²) previo a utilizar producto sellante.

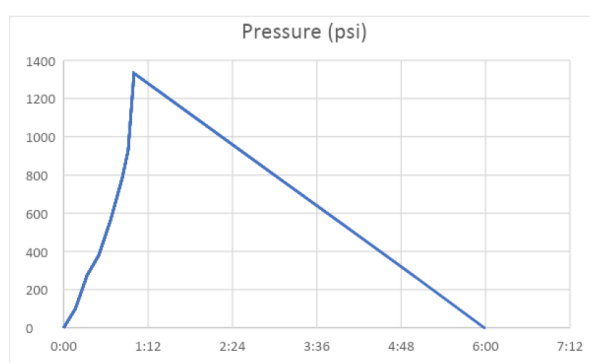


Fig. (25) Prueba de hermeticidad aguas abajo en alta presión de válvula dañada 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²) previo a utilizar producto sellante.

Una vez identificado el sentido de flujo donde la válvula presentaba mayores pérdidas, se realizó la inyección del producto sellante.

El cilindro de inyección posee una capacidad de 3.6 kg, por lo que por bombeo se puede inyectar 0.45 kg libra de producto. Siendo el volumen de llenado de la cavidad del cuerpo de aproximadamente 1.6 kg, significa que el cilindro debió recargarse al menos una vez. La fuerza hidráulica ejercida en el pistón del cilindro era de no más de 500 psi (35 kg/cm²). El ensayo se ejecutó a temperatura ambiente de 35°C.

El tiempo de llenado debe tomaba aproximadamente de 4 a 5 min. para llenar completamente la cavidad de la válvula. Luego, una vez que el cuerpo de la válvula estaba lleno y fuera ciclado, ejecutamos una prueba de presión hidrostática secundaria y registramos la caída de presión en un intervalo de 5 minutos.

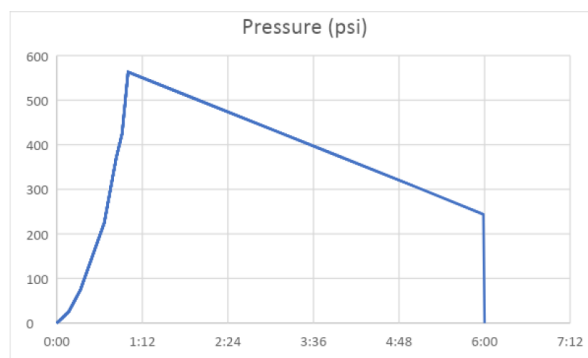


Fig. (26) Prueba de hermeticidad aguas abajo con baja presión de válvula dañada 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²) post inyección de producto sellante.

La presión alcanzada durante la prueba fue de 2263 psi (159 kg/cm²) durante los 5 minutos que se registró, donde se obtuvo una pérdida real del 5 % de la presión (110 psi, 7.7 kg/cm²) sin observarse fugas al exterior. Por lo que la prueba fue declarada positiva.

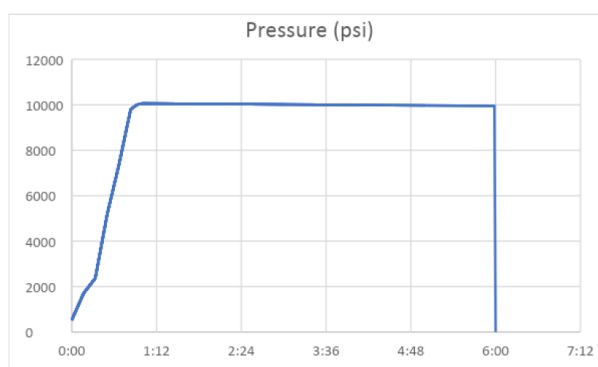


Fig. (27) Prueba de hermeticidad aguas abajo en alta presión de válvula dañada 2 9/16" 10 k post inyección de producto sellante.

Durante la prueba de hermeticidad realizada aguas abajo en alta presión se alcanzaron 10065 psi (707 kg/cm²) durante 5 minutos de registro, donde se observó una pérdida real de 319 psi (22.4 kg/cm²) que representaban el 4% de la presión de prueba.

Durante todo el tiempo fue registrada la prueba no se evidenciaron fugas al exterior.

La conclusión de la prueba de taller basado en los requerimientos de la normativa API 6 A es que fue posible restaurar la integridad de la válvula con fuga mediante la estabilización de la retención de presión en una válvula que presentaba daño severo.

Por último, se solicitó realizar una prueba con una duración extendida en un total de 6 horas donde la misma fue puesta en contacto con combustible para simular la condición de contacto con condensado durante toda la duración de la prueba que se realizó con el registro en modo memoria para registrar la caída de presión durante el ensayo.

	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6
Presión final (kg/cm²)	180,5	173,0	165,6	158,3	151,0	143,9
Caída de presión (kg/cm²)	7,5	7,4	7,0	7,3	7,0	6,9
Caída %	4,2	4,3	4,2	4,6	4,7	4,8
Caída % permitida API	5	5	5	5	5	5

Tabla. (5) Registro de caída de presión por hora durante ensayo extendido

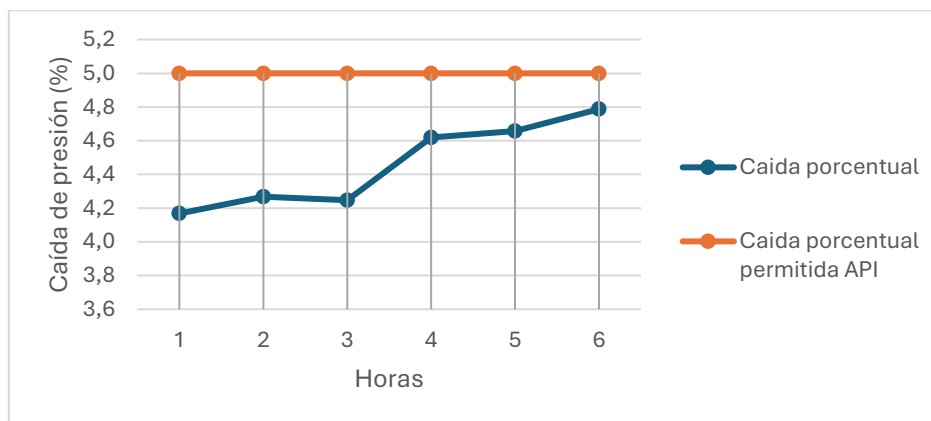


Fig. (28) Gráfico de registro de caída de presión porcentual por hora durante ensayo extendido

Al finalizar la prueba, la válvula sería desarmada y los componentes internos inspeccionados para determinar el alcance del daño de la válvula que se ensayó.

Durante el desarme e inspección de la válvula utilizada para efectuar las pruebas se evidenció un daño significativo en los asientos aguas arriba y aguas abajo de la válvula, predominantemente en los sectores de compuerta y asiento aguas abajo.

Dada la extensión y ubicación del lavado y el desgaste en las áreas de sellado de la superficie indicaban que había sido una elección adecuada para realizar el ensayo.

A continuación, pueden observarse algunas fotos del desarme y el daño que poseía la válvula al momento del ensayo.



Fig. (29) Daño en asiento de válvula 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²)



Fig. (30) Daño en la compuerta aguas abajo de válvula 2 9/16 plg (0.065 m) 10000 psi (703 kg/cm²)

A fines de 2023 como parte del plan de mantenimiento e integridad de ductos comenzó a visualizarse la necesidad de realizar el mantenimiento al ducto de una zona que colectaba el gas de pozos en su mayoría terminados en los años 70, por lo que se formuló un plan de aseguramiento de bocas de pozo, tomando en consideración la probabilidad de que al cerrar los pozos, aunque fuera de manera temporal, los mismos comenzaran a evidenciar fugas a través de alguna de sus válvulas del árbol de producción.

Este grupo de pozos afectados por el cierre del ducto, evidenciaron dichas fugas, pese a haberse ejecutado planes de mantenimiento y engrase, estas fugas eran motivo de la acumulación de presión post cierre que se hacían presentes especialmente en zona asientos / sellos y bonetes.

Siendo positiva la prueba de taller se realizó una campaña de aseguramiento para atacar la problemática a través de un proceso operativo simple, que requirió solo de dos operadores y un equipo de inyección.

Previo a realizar la intervención se debe contemplar que el pozo se encuentre cerrado y con su doble barrera para trabajar en condición segura. La secuencia operativa inicia con una medición de presencia de mezcla explosiva y de gas sulfhídrico, verificado esto y relevado el fitting de engrase de la válvula se procede a conectar el manifold de sacrificio al puerto de la válvula dañada y se inyecta el producto sellante.



Fig. (31) Prueba de campo, inyección de compuesto sellante en válvulas dañada



Fig. (32) Operaciones de inyección de compuesto sellante en válvulas 2 9/16 plg (0.065 m) 5000 psi (351 kg/cm²)

El tiempo necesario para ejecutar la operación depende del tamaño de la válvula con fuga, aunque a modo de referencia la operación para inyectar el producto en una válvula con fuga de 2 9/16 plg (0.065 m) 5000 psi (351 kg/cm²) desde que se ingresa a locación hasta que finaliza requiere de solo 2 horas.

Las medidas más comunes de las válvulas intervenidas fueron desde 2 1/16 plg (0.052 m) 5000 psi (351 kg/cm²) - 3000 psi (211 kg/cm²) hasta 2 9/16 plg (0.065 m) 5000 psi (351 kg/cm²) – 10000 psi (703 kg/cm²) -15000 psi (1054 kg/cm²) si a una presión de inyección que no superaba la nominal de la válvula.

Post intervención se realizó un registro en un trabajo interdisciplinario con Ingeniería de Mantenimiento e Integridad con una cámara ultrasónica que permite visualizar fugas de gas, utilizando imágenes ópticas para identificar fugas incluso cuando son pequeñas a distancia de forma remota y sin contacto.

Así se coordinó una campaña de seguimiento de la operación realizada corroborando la efectividad del aseguramiento dando como resultado positivo a la implementación de una nueva tecnología para restablecer la integridad de válvulas con fuga de manera simple y efectiva.

3. Conclusiones

La incorporación de tecnologías innovadoras —como sellantes, compuestos poliméricos y resinas— en la intervención de pozos con problemas de integridad constituye un avance sustancial para la industria del gas y el petróleo. Como toda tecnología emergente, su aplicación implica una curva de aprendizaje; sin embargo, los resultados obtenidos hasta el momento indican que estas soluciones superan, en términos de rentabilidad, seguridad y eficiencia, a las alternativas convencionales previamente disponibles.

A diferencia del cemento, los compuestos elastoméricos y resinas presentan una mayor estabilidad en el tiempo, conservando sus propiedades mecánicas y ofreciendo una resistencia superior frente a la degradación química. No obstante, aún se requiere mayor evidencia sobre su comportamiento a largo plazo frente a distintas sollicitaciones, lo cual constituye un área abierta para futuras investigaciones.

En el contexto Argentino, donde estas aplicaciones están comenzando a implementarse, es fundamental adoptar un enfoque sistemático de monitoreo y documentación. Este compromiso

compartido entre operadoras, técnicos y reguladores es esencial para fortalecer el cambio de paradigma en la gestión de la integridad de pozos.

Finalmente, una comprensión exhaustiva del origen y las características de las fugas resulta clave para determinar las acciones correctivas más adecuadas. La calidad y confiabilidad de la información obtenida permiten una evaluación más precisa de cada barrera comprometida, facilitando así la selección de la metodología más eficaz para su remediación.

4. Referencias

API Specifications 6^a, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 21st Edition, American Petroleum Institute, November 2018. Ver Anexo F.1.1. 10. B y F.1.6.3

5. Curriculum Vitae

Maria Eugenia Salamanca (maria.e.salamanca@ypf.com)

Ingeniera Química graduada en la Universidad Nacional del Sur de la ciudad de Bahía Blanca, hace más de 10 años comenzó su carrera en la industria del Oil & Gas de la mano de YPF S.A. como Company Representative en yacimientos pertenecientes a la cuenca Neuquina. Integro el equipo de Ingeniería de Workover Ejecución realizando Operaciones de Reparación y Terminación de Pozos, continuó su desarrollo profesional como Ingeniera Senior de Aseguramiento de pozos y actualmente Lidera el equipo de Ingeniería de Workover y Abandono Argentina.

Andrea Cristina López (andrea.c.lopez@ypf.com)

Ingeniera en Perforaciones graduada de la Universidad Nacional de Salta. Con 10 años de experiencia en la industria del Oil & gas, actualmente en YPF S.A. desempeño funciones como Ingeniera de Ejecución de Terminación y WO para el equipo de Aseguramiento de pozos de Neuquén convencional. Actualmente se encuentra formando parte del proyecto Toyota Well como Gestor de Eficiencias Y-WELL.