

Case study:

Caso de éxito:

Casing leak repair with Casing Patch

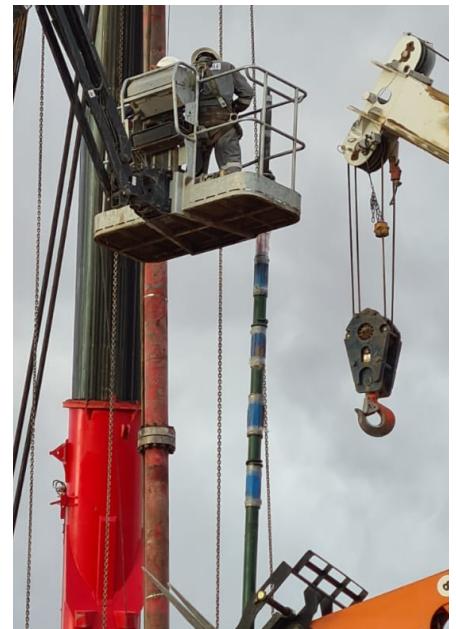
*Reparación de fuga en pozo con
Casing Patch*

PROSHALE

Casing leak repair with Casing Patch

Reparación de fuga en pozo con Casing Patch

| | |
|--|---|
| Location / Locación: | Neuquén, Vaca Muerta |
| Surface Equipment / Equipo: | CT 2.375" OD |
| Casing OD: | 5.5" 23# |
| Well Type / Pozo tipo: | Horizontal |
| Fluid System / Fluido: | Treated water / Agua tratada + FR |
| Job Type / Tipo de operación: | Casing Patch installation / Fijado de Casing Patch. |
| Download Tools / Herramientas utilizadas: | Herramientas de lavado, calibración, BHA standard de lavado + Casing Patch hardware de 38 ft de largo / Wellbore cleanout BHA + 38ft long Casing Patch |



Casing Patch Rig Up
Montaje de Casing Patch

Field results:

A well-known operator in Argentina asked us to submit a technical proposal to perform a 5.5" 23# production Casing repair due to a leak that was detected by evidence of a pressure communications between the production casing and the 9.625" annular during hydraulic stimulation.

The client's main objective was to achieve mechanical and hydraulic integrity along the compromised well section in order to be able to continue with the hydraulic stimulation process.

The leak was located in a connection between casings located in the vertical section of the well. After analyzing the affected section by several methods including CCL, CBL, PLT wireline logs, multifinger calipers and downhole cameras, the client couldn't detect evident mechanical damage on the casing.

After evaluating different options in conjunction with the operator's engineering team, we reached the conclusion that the best solution was to set a casing patch over the damaged section using a coiled tubing unit.

Resultado real:

Una reconocida operadora en Argentina nos solicitó una propuesta técnica para realizar una reparación de Casing de producción debido a la detección de una fuga en Casing 5.5" 23# manifestada durante operaciones de fractura no convencionales.

El objetivo principal del cliente era lograr integridad mecánica e hidráulica en la sección de pozo comprometida para luego continuar con el proceso de fractura interrumpido.

La falla se detectó al evidenciar una comunicación de presión de casing de producción con el anular 9-5/8in y 5.5in durante el proceso de fractura. La falla fue localizada en una conexión entre casings ubicados en sección vertical de pozo. Fue analizada por varios perfiles, que incluyó CCL, CBL, PLT, multifinger calipers y cámaras de video: no se pudo detectar una anomalía mecánica interna que explique la razón de la fuga.

Entre ingeniería de Terminación de la operadora y nuestro equipo de Ingeniería & Operaciones, analizamos diferentes opciones de reparación. Finalmente llegamos a la selección del mecanismo de reparación de mejores prestaciones, que se basaba en la instalación de un Casing Patch para cubrir la sección de pozo con fuga de presión sin previa aislación mecánica de la rotura.

PROSHALE

Casing leak repair with Casing Patch

Reparación de fuga en pozo con Casing Patch

The selection of the casing patch was made considering the following factors:

- Total length to be covered by the patch
- Collapse and burst pressure, to withstand hydraulic stimulation pressures.
- Drift of the patch after being set, to allow production packer pass through.

The design of the Casing Patch had to meet several technical requirements such as: having an post-expansion ID compatible with frac plugs to complete the hydraulic stim and production packer for production and having a 12.000 PSI burst pressure rating.

The process to accurately set the patch at the desired depth was as follows:

- 1- Calibration of the wellbore to avoid any damage and ensure proper setting of the seals on on the casing ID.
- 2- Setting a dissolvable plug on wireline 20m below the csg damage to accurately correlate depths when running the patch on coiled tubing.
- 3- Running the casing patch on coiled tubing. Tagging the correlation plug and pull up to the desired depth.
- 4- Setting the casing patch by dropping a 13/16" ball. Total setting time was 10 minutes at 7500 PSI max pressure. POOH setting BHA.
- 5- Pressure testing the patch shoe at 3.000 PSI.
- 6- Milling out the aluminum shoe of the patch with motor and mill on coiled tubing.
- 7- Milling out the remains of the dissolvable plug below the patch.
- 8- Pressure testing full integrity of the casing patch at 12.000 PSI against brige plugs set on 4 ½ in Csg.
- 9- After validating the correct installation and integrity of the casing patch, all remaining plugs in the well (from previous frac operations and the ones used to secure the well on bottom) were successfully milled out.

The well was left in the necessary conditions to continue with the hydraulic stimulation process on the remaining section.

Dado que varias de las mediciones de verificación de condición de Casing donde se fijaría el Patch se iban a realizar durante la intervención del pozo previo al fijado del Casing Patch, se optó por un diseño conservador del mayor largo posible que permitiera su instalación mediante el servicio de Coiled tubing y de esta manera poder cubrir una mayor zona de afectación.

El diseño del Casing Patch debía cumplir con varios requerimientos técnicos: contar con un pasaje interno post expansión compatible con tapones de fractura para aislar etapas de fractura pendientes a ejecutar, ser capaz de soportar los esfuerzos de presión interna y cambios térmicos durante la estimulación, soportar esfuerzos axiales para el caso de falla total de la tubería donde se instalaría el Patch, y permitir pasaje a través del Casing Patch del packer + tubing de producción requeridos para producir el pozo.

Para la instalación precisa del Casing Patch fue necesario fijar un tapón de referencia, que después sería rotado con coiled tubing y también una carrera de coiled tubing con herramientas de rotación para asegurar un full drift del Casing hasta la profundidad donde sería fijado el Patch.

El Casing Patch de 4.25in OD y 38 pies de largo fue exitosamente instalado en pozo mediante la asistencia de una unidad de Coiled Tubing de 2 3/8in OD.

Para su instalación se requirió lanzar una bola de 13/16" y presurizar el sistema hasta 7500 PSI de máxima presión. El tiempo de fijado fue de 10 minutos.

Luego de su fijado, se realizó una prueba de presión directa de superficie contra los sellos superiores a 3.000 PSI de presión con resultados positivos, ya que a misma presión de superficie antes de fijado el Casing Patch, la fuga por la zona dañada era de aproximadamente 2 BPM.

Paso siguiente se procedió a realizar el rotado con coiled tubing del zapato del sistema y también el rotado del tapón soluble utilizado como dispositivo temporal de correlación de profundidad.

Luego se realizó una prueba de hermeticidad escalonada hasta una presión máxima de 12.000 PSI que fue exitosa y que validaba al sistema para ejecutar las operaciones de fractura pendientes.

Finalmente se realizó el rotado de los tapones de fondo utilizados para realizar las pruebas de hermeticidad y también el rotado de los tapones de frac utilizados en la fase de estimulación interrumpida.

El pozo fue dejado en las condiciones ideales para continuar el proceso de estimulación hidráulica de la sección restante.

PROSHALE

Casing leak repair with Casing Patch

Reparación de fuga en pozo con Casing Patch

Conclusion:

- The leak on the 5.5" casing was eliminated by successfully setting the casing patch in the desired zone.
- Casing Patch ID restriction was such that allowed not only frac plugs to be ran thru, but also standard completions packers that could be easily and economically sourced by the client.
- A 12.000 PSI pressure rating was achieved, allowing the client to continue with the hydraulic stimulation plan.
- The Casing Patch was set without the need of killing the well with fluid. However, a bridge plug was set in the horizontal section to allow pressure testing of the patch.
- The intervention was completed without any major deviation from the original plan.

Conclusión:

- La exitosa operación de fijado de Casing Patch permitió reparar la zona dañada del Csg de 5.5in y planificar la ejecución de las faltantes etapas de fractura planificadas originalmente.
- Se aseguró el pasaje requerido para poder correr tapones de fractura y también packers de producción.
- Se realizó exitosamente la prueba de presión de 12000 PSI, que valida al sistema para poder continuar con el plan de fracturas
- Se pudo verificar que el Casing Patch puede ser instalado en pozo vivo, sin necesidad de ahogarlo ni bajar tapones de aislación. De manera conservadora y por no haber gran experiencia en este tipo de operaciones en la cuenca, esta intervención se realizó con pozo aislado con tapón en sección horizontal, que nos permitió testear por directa la hermeticidad del sistema de reparación.
- La intervención se realizó sin desvíos operativos y en los plazos preestablecidos por programa, por lo que la producción asociada por cierre de pozos contiguos del pad no estuvo afectada por fuera de lo esperado.

External Base Casing

| | |
|----------------------|-------------|
| Nominal OD | 5.500 in. |
| Weight | 23.00 lb/ft |
| Nominal ID | 4.670 in. |
| API Drift | 4.545 in. |
| Connection Type | TBC |
| Connection ID | 4.670 in. |
| Other ID Restriction | 4.670 in. |

Well Bore Conditions (1)

| | |
|----------------------------------|--------------|
| SET String Length | 30 ft |
| Wellbore Maximum Dogleg Severity | 1 deg/100 ft |
| Deviation | 9° |
| Mud Weight | 8.3 lb/gal |
| Bottomhole Temperature | 120 F |

Launcher

| | |
|-----------------------|-----------|
| Launcher OD - Pre Exp | 4.545 in. |
| Expansion Cone OD | 4.080 in. |

Connection Sleeves

| | |
|----------------------------------|-----------|
| Set in Base Casing - Pre Exp OD | 4.372 in. |
| Set in Base Casing - Expanded OD | 4.625 in. |

Anchor Hanger

| | |
|--|-----------|
| Set in Base Casing - Elastomer Thickness | 0.120 in. |
| Pre-Exp Seal OD | 4.490 in. |
| Clad in Base Casing (nominal) | 53.0% |

Maximum Running OD

4.545 in.

SET Liner Pre-Expansion

| | |
|---------------------------|-------------|
| SET Liner Grade | EX-110 |
| Connection Type | GIIC |
| Nominal Yield Strength | 110,000 psi |
| Minimum Ultimate Strength | 125,000 psi |
| Nominal OD | 4.250 in. |
| Nominal ID | 3.750 in. |
| API Drift | 3.625 in. |
| Nominal Wall Thickness | 0.250 in. |
| Weight | 10.70 lb/ft |

SET Liner Post-Expansion (2)

| | |
|---------------------------------|-------------------|
| Nominal OD | 4.565 in. |
| Nominal ID | 4.040 in. |
| Drift | 3.980 in. |
| Nominal Wall Thickness | 0.242 in. |
| Nominal Weight | 11.20 lb/ft |
| Internal Yield | 10,510 psi |
| Burst (3) | 14,250 psi |
| Collapse Rating | 5,510 psi |
| Expansion Ratio | 8.8% |
| Pipe Body Yield Strength | 337,800 lb |

Casing leak repair with Casing Patch

Reparación de fuga en pozo con Casing Patch



PROSHALE

Casing leak repair with Casing Patch

Reparación de fuga en pozo con Casing Patch

| Tool OD (In.) | Tool ID (In.) | Tool Diagram | Length (ft.) | Description | Connection (Make-Up Torque) | Drop Ball | Part #/Asset # |
|-----------------------|------------------|--|-----------------|---|---|---------------------|------------------|
| 2.875 | 1.00 |  | 0.82 | Slim Line Connector fl 2.38" O.D. Coll - xxx" WT | 2-3/8" PAC Pin Up (2,300 Ft/Lbs) 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs) | | SLCTC288-238-820 |
| 2.875 | 1.00 | | 1.41 | Dual Back Pressure Valve | 2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs) | | BPV288-400 |
| 2.875 | 0.91 | | 2.66 | Hydraulic Disconnect | 2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs) | 15/16" (0.938in) | HD-288-640 |
| 2.875 | 1.38 | | 0.94 | Rupture Disk Sub 9Kpsi diff pressure | 2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs) | | RD8288-400 |
| 2.920 | 1.38 | | 1.17 | Rotary Sub | 2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PH-6 Pin Dn (2,700 Ft/Lbs) | | |
| 4.250 | | | 42.00 | Enventure Casing Patch | 2-3/8" PH6 Box | 13/16" (0.825in) | |
| Overall Length: 49.00 | | BHA Prepared By: mnneblolo | | | Date: 8/18/21 | | |

PROSHALE