

INSTALACION DE SARTAS DE VELOCIDAD PARA REDUCCION DE CARGA LIQUIDA EN FONDO DE POZOS GASIFEROS DE LA CUENCA NEUQUINA

Autores:

Ing. Sergio Leandro Vilches – Pluspetrol SA – lvilches@pluspetrol.net

Ing. Gonzalo Carlos Villalba – Pluspetrol SA – gvillalba@pluspetrol.net

Ing. Gonzalo Cabo – Pluspetrol SA – gcabo@pluspetrol.net

Ing. Diego Duran – Pluspetrol SA – dduran@pluspetrol.net

Sinopsis

El Yacimiento Centenario se ubica en el flanco norte de la Dorsal de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén, y fue descubierto en el año 1962. De aquí se produce petróleo con gas asociado de las formaciones Tordillo, Lotena y Lajas; y gas libre de las formaciones Molles, Lajas y Quintuco.

Actualmente, se encuentran en producción 93 pozos de gas y producen 2,5 millones de metros cúbicos de gas libre por día (MMm³/d), 60 metros cúbicos de condensado y 150 metros cúbicos de agua.

El diseño de perforación para los pozos de gas consiste en casing intermedio de 9 5/8” a 1500 mbbp y casing de producción de 5 1/2” a 3000 mbbp. Luego se punzan y fracturan varios paquetes de arenas entre 2200 y 2800 mbbp. Finalmente, la cañería de producción es de 2 7/8” y se asienta en un packer a 2000 mbbp. Adicionalmente, a 20 mbbp se instala una válvula de subsuperficie de tubing comandada desde superficie.

Debido a la cámara que queda entre el packer y el fondo del pozo, con un diámetro de 5 1/2”, a medida que la producción declina, las velocidades del gas se ven disminuidas. El pozo pierde capacidad de arrastrar los líquidos a superficie con el consecuente aumento del nivel de líquidos en fondo. Esta situación provoca que los punzados más profundos se ahoguen y reduzcan aún más su producción de gas.

En este escenario resultaba una prioridad reducir los diámetros de la cámara por debajo del packer, para mejorar las velocidades e incrementar el arrastre de líquidos a superficie.

El desafío técnico más importante consistía en mantener el diseño de pozo con todas sus barreras de contención activas, pero extendiendo la vida productiva del mismo. La solución seleccionada fue la instalación de sartas de velocidad de 1,5” de diámetro, colgadas por debajo del packer de producción.

El siguiente trabajo describe la experiencia llevada adelante y los resultados obtenidos.

Introducción

El Yacimiento Centenario, descubierto en el año 1962, es desde sus orígenes, un campo productor de petróleo con gas asociado. Adicionalmente, desde el año 1990, se comienzan a perforar y poner en producción pozos productores de gas libre.

A Mayo 2016, se encuentran en producción 97 pozos de gas que producen en conjunto 2,5 millones de metros cúbicos de gas por día, 60 metros cúbicos diarios de condensado y 150 metros cúbicos diarios de agua.

Todo el campo se encuentra bajo compresión centralizada con dos sistemas de captación, uno en baja presión con una succión de 3 kg/cm² y otro en media presión a 12 kg/cm².

Las formaciones productoras de gas libre, Molles, Lajas y Quintuco, se encuentran entre 2000 y 3000 mbbp. La secuencia normal de terminación de estos pozos es bajo un sistema plug&perf, con punzados y estimulación mediante fracturas hidráulicas.

El diseño de pozo preponderante, que abarca al 98% de los pozos en producción, cuenta con un casing intermedio de 9 5/8" a 1500 mbbp y casing de producción de 5 1/2" desde boca de pozo hasta 3000 mbbp. La instalación de producción consiste en un packer fijado a cable sobre los punzados y tubing de producción 2 7/8". Adicionalmente, a 20 mbbp se instala una válvula de subsuperficie de tubing comandada desde superficie.

Debido a la cámara existente entre el packer y el fondo del pozo, con un diámetro de casing de 5 1/2", a medida que la producción declina, las velocidades del gas se ven disminuidas. El pozo pierde capacidad de arrastrar los líquidos a superficie con el consecuente aumento de la presión hidrostática en fondo. Esta situación provoca que los punzados más profundos se ahoguen y reduzcan aún más su producción de gas.

En este escenario resultaba prioritario reducir los diámetros de la cámara por debajo del packer, para mejorar las velocidades e incrementar el arrastre de líquidos a superficie.

El desafío técnico más importante consistía en realizar una intervención que minimizara el impacto en la producción del pozo, manteniendo el diseño con todas sus barreras de contención activas, pero extendiendo la vida productiva del mismo. La solución seleccionada fue la instalación de sargas de velocidad de 1,5" de diámetro, colgadas por debajo del packer de producción.

Desarrollo

Descripción del Fenómeno de Carga Líquida (Liquid Loading)

La problemática de la Carga Líquida en pozos de gas está relacionada con la incapacidad del gas para remover los líquidos desde el fondo del pozo. Independientemente de si estos líquidos son efectivamente producidos por el pozo o son producto de la condensación en su viaje a superficie, si los mismos no son recuperados se acumulan dentro del pozo generando pérdidas de carga en la tubería y contrapresión a las formaciones, provocando flujos inestables, variación en las presiones, intermitencias de producción, pérdidas de producción, aumentos en la tasa de declinación, etc.

La capacidad del gas de “arrastrar” los líquidos está directamente relacionada con su velocidad. Existe una velocidad mínima, llamada “Velocidad Crítica”, por debajo de la cual el gas no es capaz de transportar los líquidos. A altas velocidades se produce un flujo tipo niebla, los líquidos se encuentran dispersos en la corriente gaseosa y son producidos en su totalidad. A menores velocidades los líquidos dejan de ser removidos en su totalidad y pueden darse flujos por baches, por burbujas o hasta perder totalmente la producción.

Velocidad Crítica - Modelo de Turner

Una de las técnicas más utilizadas para estimar la Velocidad Crítica es el modelo de gota de Turner. Este considera dos efectos, el peso de la gota que actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre del gas que actúa hacia arriba. Cuando el peso es igual al arrastre la velocidad sería “crítica”, y teóricamente la gota se encontraría suspendida en la corriente gaseosa.

Por debajo de la velocidad crítica el peso de la gota sería mayor al arrastre y la gota caería acumulándose en el pozo generando una “carga líquida”. Cuando la velocidad del gas es mayor a la crítica, el arrastre vencería al peso produciendo el movimiento ascendente de los líquidos. En esta situación no debería esperarse tener problemas de carga líquida. **(Ver Figura 1)**

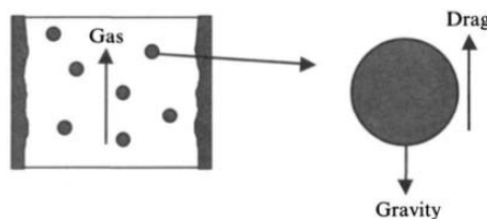


Figura 1 – Diagrama de Fuerzas Teoría de Turner

Basado en evidencias empíricas, Turner desarrolló una ecuación teórica para estimar la Velocidad Crítica del gas. Si bien es un modelo estacionario, el mismo representa de manera aceptable el comportamiento de los pozos de gas con Carga Líquida en fondo. **(Ver Figura 2)**

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Figura 2 – Ecuación General Velocidad Crítica

Donde σ es la tensión superficial del Líquido y ρ son las densidades del líquido y del gas respectivamente. Como puede observarse, la misma sólo depende de las propiedades del gas y el líquido del pozo.

Por la ecuación de los gases reales se puede vincular la densidad del gas con la presión del pozo en función de la profundidad. De esa manera es posible calcular la velocidad crítica en cualquier punto del pozo.

Una disminución en la densidad del líquido permite disminuir la velocidad crítica necesaria para el levantamiento de líquidos, en una geometría dada. Tal es el efecto logrado con la dosificación de surfactantes al fondo del pozo, ya sea en forma continua (Capillary String) o en batch (surfactantes sólidos).

Una posibilidad de mejorar los perfiles de velocidad es reducir las secciones transversales de flujo. En el caso de los pozos incluidos en este informe, las menores velocidades del gas se sitúan en los tramos de casing de 5 ½". Si bien una reducción en las secciones incrementa las pérdidas por fricción, elevando las presiones dinámicas de fondo, su preponderancia dependerá de los caudales de gas y líquidos a transportar.

Otra forma de incrementar la velocidad del gas y por consiguiente el arrastre de líquidos a superficie, es mediante la reducción de la presión de captación, ya sea por el paso de pozos a un nivel de presión menor (baja presión) o la instalación de compresores modulares en nodos o boca de pozo.

Para pozos donde no es posible dosificar surfactante en fondo y cuyos caudales no producen pérdidas de carga significativas a las reducciones de sección transversal o bajas presiones de captación, es posible solucionar los problemas de Carga Líquida en fondo mediante sargas de velocidad. Las mismas pueden ser de distintos diámetros y colgadas desde superficie o de fondo de pozo, según la disponibilidad y necesidad de cada pozo.

Por último, es importante mencionar que existen desarrollos transientes que analizan el fenómeno de Carga Líquida desde el criterio de flujo anular. Este flujo existe mientras se mantenga estable un film de líquido adherido a las paredes de la cañería. Cuando el espesor de este film se reduce, se rompe el sostén de adherencia y los líquidos comienzan a acumularse en fondo. Para el grupo de pozos alcanzados por el presente informe aún no se han desarrollado las simulaciones para predecir este comportamiento dinámico.

Identificación de Carga Líquida. Diagnósticos

El monitoreo de la presión de boca de pozo y el caudal de gas producido permite la detección temprana de los problemas de Carga Líquida en fondo en pozos de gas. Cuando el flujo deja de ser uniforme y continuo para transformarse en una producción por baches, estas oscilaciones son fácilmente identificables en superficie. El llamado "cabeceo" de los pozos de gas es la primera indicación de que los problemas están comenzando. **(Ver Figura 3)**

Si adicionalmente al caudal de gas se cuenta con controles de producción de líquidos, se puede monitorear cómo es la variación de estos caudales en el tiempo. Mermas significativas en el caudal de líquidos producidos es un indicio adicional de que los mismos no están siendo arrastrados a superficie y comienzan a acumularse en el fondo del pozo.

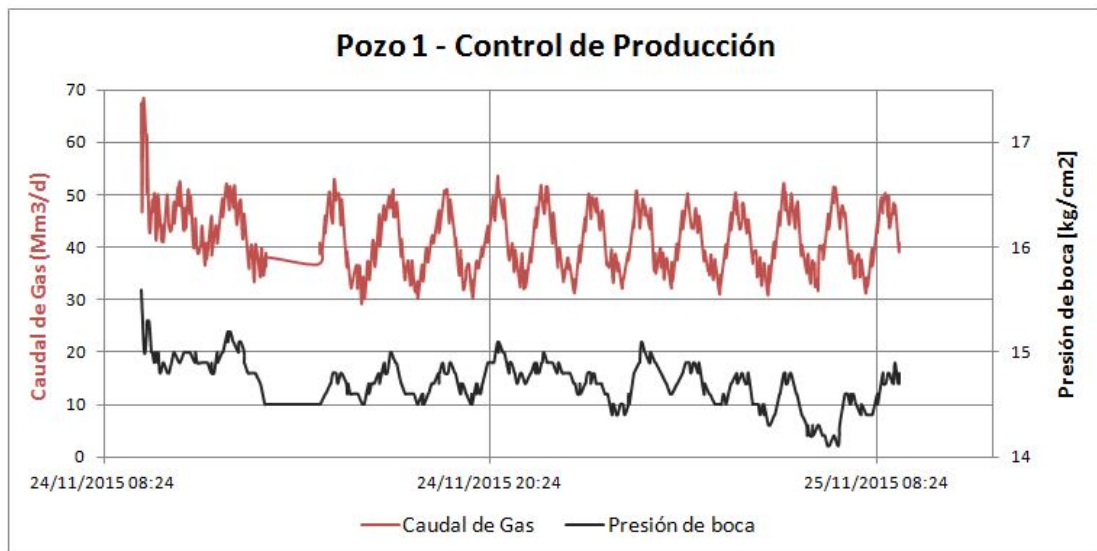


Figura 3 – Diagrama de Fuerzas Teoría de Turner

Finalmente todos estos indicios preliminares suelen validarse con la ejecución de gradientes dinámicos de presión (GDP) o Registros de Producción MPLT (Memory Production Logging Tool). Mediante los mismos es posible discriminar si existen líquidos acumulados en fondo y si los mismos están incrementando innecesariamente las presiones dinámicas de fondo. (Ver Figura 4)

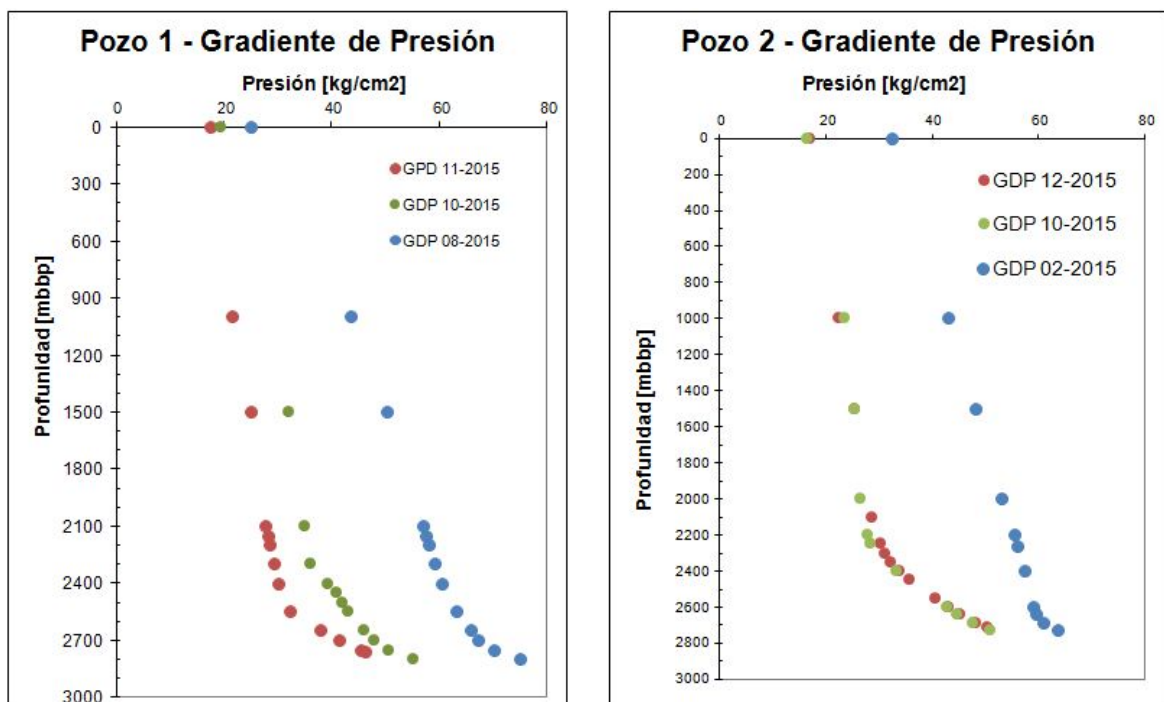


Figura 4 – Evolución de Gradientes con Carga Líquida en fondo

El seguimiento cronológico de los controles de producción permite identificar cambios en la declinación normal de los pozos con carga líquida en fondo. Del mismo modo, su remediación temprana ya sea por medio de la inyección de surfactante, una reducción en la presión de captación o la instalación de sargas de velocidad permite reducir esta tasa acelerada de declinación e incrementar la acumulada total de producción del pozo.

En muchos casos la remediación de la Carga Líquida en fondo no se ve acompañada por incrementos puntuales de producción, sino que su impacto y aplicación debe ser evaluado en términos de la acumulada total del proyecto.

Arquitectura de Pozos – Política de Doble Barrera

Se han definido normas constructivas tendientes a asegurar la integridad del pozo durante toda su vida productiva. Dicha *integridad de pozo* deberá ser garantizada mediante la existencia de dos “*Barreras de Pozo*” durante todas las actividades y operaciones.

Dichas barreras deben ser diseñadas para operar en forma competente e independiente y soportar el entorno al que serán expuestas durante su vida operativa. Adicionalmente deben permitir la ejecución de pruebas de funcionamiento y hermeticidad, y se debe conocer en todo momento su ubicación física y su estado de integridad. **(Ver Figura 5)**

Se define el siguiente diseño de pozo de gas para el Yacimiento Centenario:

- Casing de producción 5 ½”
- Tubing 2 7/8”
- Packer sobre los tramos punzados
- Válvula de Subsuperficie controlada desde superficie (SCSSv)

Este diseño cumple con la condición de doble barrera tanto en directa como en la sección anular.

Cañería	Diámetro	Peso, grado y Conexión	Profundidad Aproximada	Safety Valve
Csg Superficie	13.3/8”	54.5#/Ft K-55 STC	450m	-
Csg Intermedia	9.5/8”	36#/Ft K-55 LTC	950m	-
Csg Producción	5.1/2”	17#/Ft P-110 TXP	3100m	-
Tbg Producción	2.7/8”	6.4#/Ft N-80 TBL, Cupla Normal	PKR @2100 mbbp	2.7/8” (ID 2.312”)@ 15 mbbp
Sarta de Velocidad	1 1/2”	1,427 #/Ft GT-80 - Flash Removal	Colgado del Pkr @2100 mbbp (Long variable≈450 mts)	

Adicionalmente a las exigencias de integridad de las instalaciones, se encuentra la limitación impuesta por las bajas presiones actuales de formación.

En los pozos recientemente perforados Molles cuenta con presiones cercanas a las originales (4500 psi promedio). En Quintuco Inferior las presiones de formación iniciales superan los 2800 psi. Sin embargo no sucede lo mismo con los tramos de Lajas, donde pueden hallarse zonas depletadas con presiones iniciales de 850 psi. La existencia de zonas depletadas suele replicarse para el caso de los pozos actualmente en producción.

Esta condición no sólo debe ser considerada en el diseño, grado y material de las cañerías necesarias para la construcción del pozo, sino que limita de manera crítica la posibilidad de ahogue del pozo para la fase post fractura y bajada de instalación final. Con valores tan bajos de presión de formación no es posible realizar el ahogue del pozo sin provocar un daño irreversible en las formaciones productivas depletadas.

Esta es la principal razón por la que se opta por el fijado del packer de producción con equipo wireline sobre el tope de punzados, cegando los mismo con un tapón expulsable. Luego, con

Esta maniobra restringe la posibilidad de colocar cañerías de diámetros menores por debajo del packer de producción, dejando los tramos punzados en producción en el casing de 5 ½”.

Pozo
Yacimiento
Provincia
Prof. Final

Gas
Centenario
Neuquén
3100 mbhp

TERMINACIÓN

ESTADO FINAL POZO - PRODUCCIÓN - TUBING + PACKER + SSSV

Arbol de Surgencia
5,000 psi

Sección C - 10,000 psi

Sección B - 5,000 psi

Sección A - 3,000 psi

2 1/2" 50#

350 mbhp
13 3/8" 54.5#
K-55 STC

950 mbhp
9 5/8" 30#
K-55 LTC

TDC: 17/32 mbhp

3100 mbhp
5 1/2" 47#
N-80 LTC

CÁMERAS:

PRODUCCION	INTERMEDIA	SUPERFICIE	TUBING
5 1/2" 17# N-80 LTC	9 5/8" 36# K-55 LTC	13 3/8" 54.5# K-55 STC	2 7/8" 6.4# N-80 TBL
Interna 7,740 psi	Interna 3,520 psi	Interna 2,730 psi	Interna 10,570 psi
Colapso 6,290 psi	Colapso 2,020 psi	Colapso 1,130 psi	Colapso 11,160 psi
Tracción 398 Kilbs	Tracción 489 Kilbs	Tracción 547 Kilbs	Tracción 145 Kilbs

Integridad Formación debajo Zapato Intermedia (9 5/8" @ 950 mbhp):

Presión de Formación Estimada:	1,000 gr/l @ 950 mbhp	1,350 psi
Presión de Fractura Estimada:	1,550 gr/l @ 950 mbhp	2,100 psi
Hidroestática Anular 5 1/2" - 9 5/8":	1,100 gr/l @ 950 mbhp	1,415 psi
Más Presión en Anular 5 1/2" - 9 5/8" para No Fracturar:	P. Fractura - Hidroestática:	615 psi

Presiones Pozo II nuevo en Alta

Presión de Producción en Superficie: 900 / 1,500 psi

Presión Mínima de Cierre en Superficie: 4,000 psi

Formación	Topo TVD	Base TVD	Estratigrafía
Grupo Murgas	0	1730	
Cal. Superior	1730	1730	
Cal. Medio	1730	1730	
Cal. Inferior	1730	1730	
Vaca Muerta	2420	2420	
Lajas	2420	2420	
Molles	2500	2500	
Patricio	3000	3000	
TD	3100	3100	

BARRERA PRIMARIA

ELEMENTO	
Cañería de Producción 5 1/2"	Por debajo del Packer
Cemento de Cañería	N/A después de verificación Inicial
Formación	N/A después de verificación Inicial
Packer de Producción	
Tubing de Producción	
Empaquetador Colgador Tubing	
SSSV	

BARRERA SECUNDARIA

ELEMENTO	
Cañería de Producción 5 1/2"	
Cemento de Cañería	
Formación	
Empaquetador Casing 5 1/2"	10M psi
Cabeza de Pozo	Sección C: 10M psi + Válvulas Laterales - 10M psi + Tapón VR
Arbol de Producción	Válvulas Maestra y Sobremaestra - 5M psi

Formación (TVD)	Presión Original	Presión Actual
Quintuco Inferior 1950-2050 mbhp	3000 - 3100 psi EMW: 1,050-1,080 gr/l	2850 - 2950 psi EMW: 1,000-1,030 gr/l
Lajas 2200-2300 mbhp	3100 - 3600 psi EMW: 970-1,130 gr/l	850 - 2050 psi EMW: 300-700 gr/l
Molles 2600-3100 mbhp	4700 - 5100 psi EMW: 1,100-1,200 gr/l	

Figura 5 – Esquema de Barreras de Pozo

Situación actual – Pozos con carga líquida en fondo

Tal como se mencionó anteriormente, el diseño con doble barrera tanto en el tubing como en el anular tubing-casing presenta condiciones de integridad adecuadas, pero plantea un desafío muy exigente para la remoción de líquidos en los tramos de punzados en casing 5 ½”.

Para el caso de terminaciones multicapas en el Yacimiento Centenario, si se incluyen zonas de interés de Quintuco, Lajas y Molles, puede darse el caso de pozos con tramos punzados con una extensión total superior a los 1100 mts de longitud, todos en casing de 5 ½”.

Como puede verificarse (**Ver Figura 6**), el cambio en la pendiente del gradiente dinámico de presión por debajo de la profundidad promedio del packer (1900 mbbp aproximadamente) evidencia niveles de líquido y densidades crecientes a medida que se profundiza en el casing de 5 ½”.

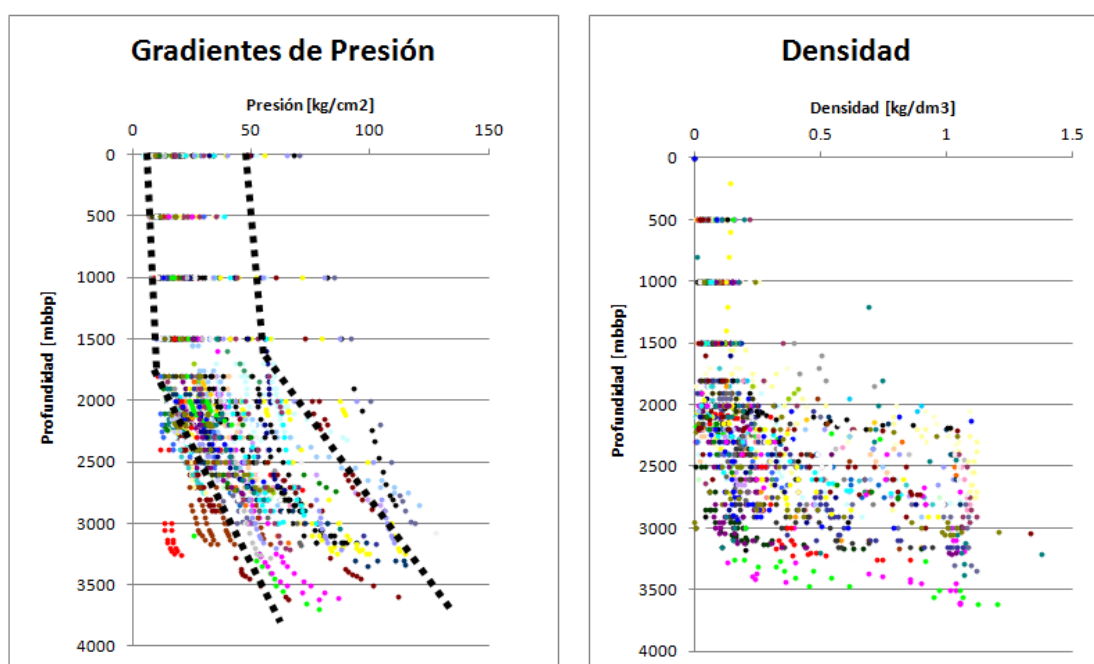


Figura 6 – Problemática Carga Líquida Yacimiento Centenario

Adicionalmente a las técnicas de detección temprana de Carga Líquida antes descriptas, ésta problemática puede ser inferida y analizada por medio de simulaciones según el Criterio de Turner. A través del cálculo de la velocidad crítica y la velocidad real del fluido puede determinarse si el pozo está acumulando o no líquidos en fondo.

Trazando un mapa de velocidades del gas en fondo y superficie (**Ver Figura 7**), se observa que prácticamente no existen pozos de gas en producción en el yacimiento Centenario que alcancen velocidades por encima de la velocidad crítica en los tramos de casing 5 ½”.

En cuanto a las velocidades en los tramos de tubing 2 7/8” las condiciones de velocidad son más favorables y la mayoría de los pozos logran arrastrar los líquidos en ese tramo. De todos modos hay un grupo importante de pozos con velocidades de gas menores a la crítica incluso en los tramos de sección reducida del tubing 2 7/8”.

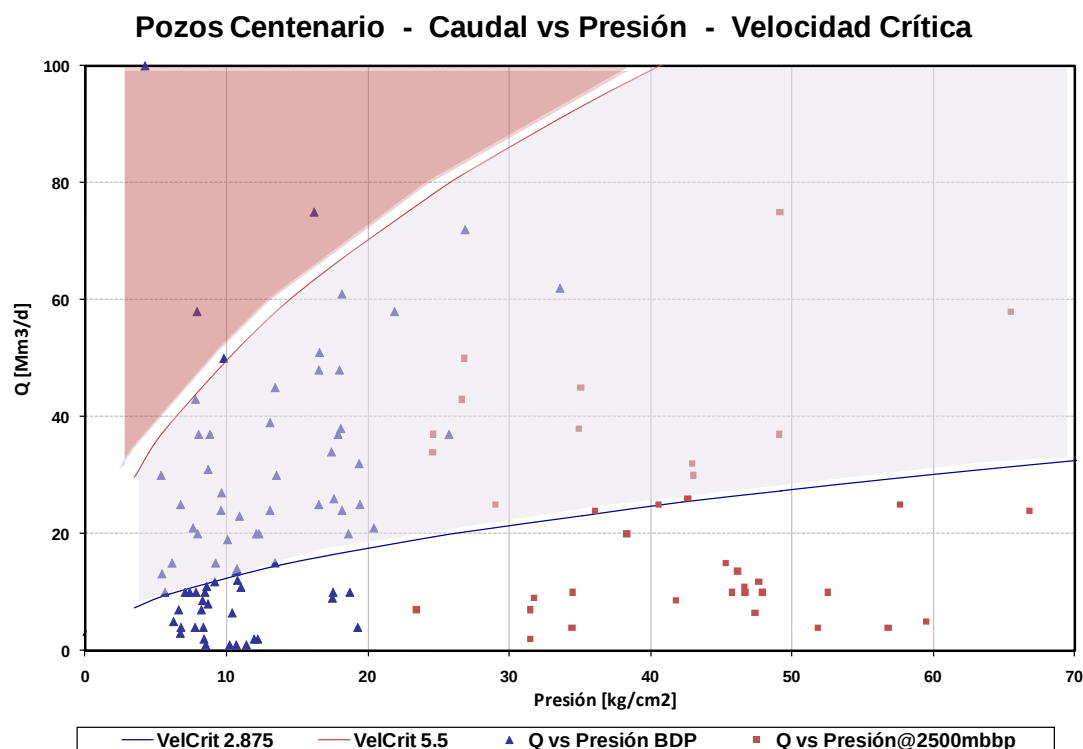


Figura 7 – Mapa de Velocidades de gas en fondo y superficie – Yacimiento Centenario

Esta problemática generalizada determinó la necesidad de relevar distintas técnicas de remoción de líquidos, evaluar su factibilidad desde el punto de vista de integridad y su impacto económico.

Técnicas para Remoción de carga Líquida – Análisis de factibilidad

- **Dosificación de surfactante mediante capilar**

Es una técnica muy utilizada en pozos de gas con Carga Líquida en fondo, instalando un capilar de diámetro externo 0,25” para dosificar surfactante de forma continua en fondo.

Si se instala a través de la directa del pozo permite alcanzar profundidades de interés por debajo del packer de producción. La presencia de una válvula de subsuperficie limita esta técnica.

Se han relevado algunas tecnologías que permiten vincular un capilar para dosificación con una válvula de subsuperficie, pero su aplicación aún no ha sido documentada y se encuentra en fase experimental.

Otra posibilidad es bajar el capilar a través del anular tubing-casing, vinculado el mismo a un mandril de dosificación. No es posible bajar este mandril por debajo del Packer de producción, con lo cual el rango de aplicación se limita al tubing 2 7/8”, donde ya se ha mencionado que el problema de carga líquida no es relevante.

- **Circulación Continua de Gas**

Esta técnica consiste en la asistencia de gas a través del anular tubing-casing, con una entrada de gas por encima del packer de producción hacia la directa del pozo.

Esta asistencia permite cambiar la relación gas-líquido (GLR), elevando el caudal y la velocidad del gas, mejorando el transporte de los líquidos a superficie.

Su aplicabilidad fue descartada ya que vulnera el principio de doble barrera en el anular tubing-casing del pozo. Por otro lado, la mejora en la velocidad se circunscribe al tubing de producción, pero no se logran mejoras en los tramos críticos del casing de 5 ½”

- **Bombeo Mecánico para el desalojo de líquidos**

En pozos con gas asociado es una técnica muy utilizada debido a su robustez y confiabilidad, pero su aplicación se ve acotada en pozos de gas libre, donde resulta muy difícil evitar el bloqueo por interferencia de gas de la bomba mecánica. La existencia de la válvula de subsuperficie es un limitante adicional que condiciona su aplicabilidad.

- **Plunger Lift**

Es un método muy difundido para la recuperación de líquidos a superficie, principalmente en pozos de bajo potencial productivo pero con aporte de gas. Su limitante principal es la presencia de la válvula de subsuperficie, que interfiere en el trayecto del pistón.

- **Sarta de Velocidad colgada desde superficie**

Al igual que lo descrito en la técnica de circulación continua de gas, la presencia de gas en el anular tubing-sarta de velocidad vulnera el principio de doble barrera. La válvula de subsuperficie no permite colgar esta sarta desde superficie, ya que interfiere su normal funcionamiento.

- **Sarta de velocidad colgada en fondo**

De todos los métodos descritos es el único que permite modificar la geometría original de pozo, reduciendo las secciones transversales exclusivamente en la zona de baja velocidad de circulación del gas (tramo de casing 5 ½”) y conviviendo perfectamente con la doble barrera tanto en tubing como en anular tubing-casing. Se seleccionó una sarta de velocidad de diámetro externo 1,5” y el efecto logrado es una mejora significativa en el perfil de velocidades de circulación del gas en el casing 5 ½”. **(Ver figura 8)**

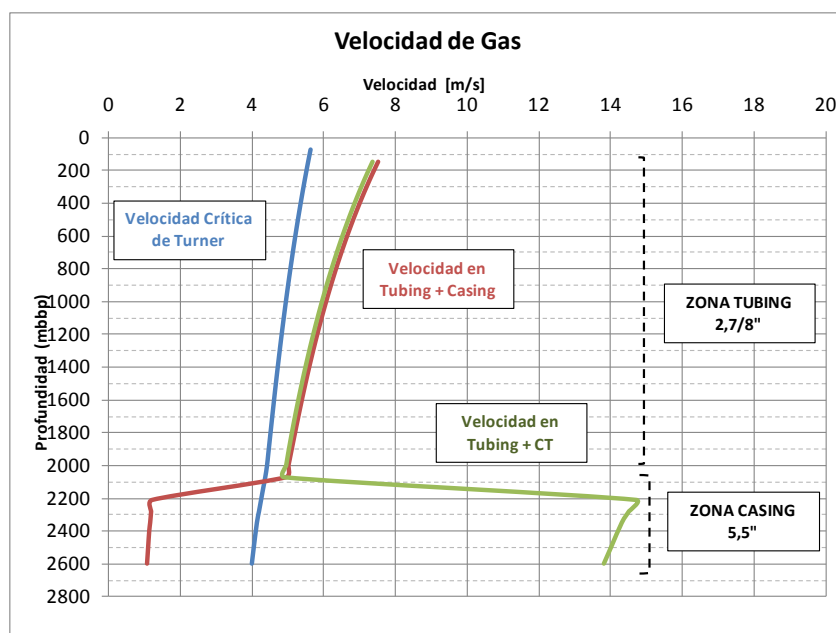


Figura 8 – Perfil de velocidades con y sin sarta de velocidad 1,5”

Simulación de pozos candidatos

Se identificaron 2 pozos candidatos, con los siguientes indicios:

- Carga Líquida en fondo – Registrada en GPD (**Ver Figura 4**)
- Bajas velocidades instalaciones de producción – Según Criterio Turner (**Ver Figura 9**)
- Caudales de producción de gases inestables e inferiores a los 40 Mm3/d – Según controles de producción.
- Intermitencia en la producción de líquidos – Según registros en boca de pozo.
- Instalaciones de producción con packer sobre punzados y válvula de subsuperficie.

En los cálculos de velocidades Críticas en tubing y casing se observa que las velocidades del gas se encuentran por debajo de la velocidad crítica en toda la zona de casing para ambos pozos.

Con la instalación de la sarta de velocidad y la consecuente reducción del área de flujo, la velocidad del fluido superara la velocidad crítica en todo el pozo. Esto permite la total remoción de líquidos según el criterio de Turner. (**Ver Figura 9**)

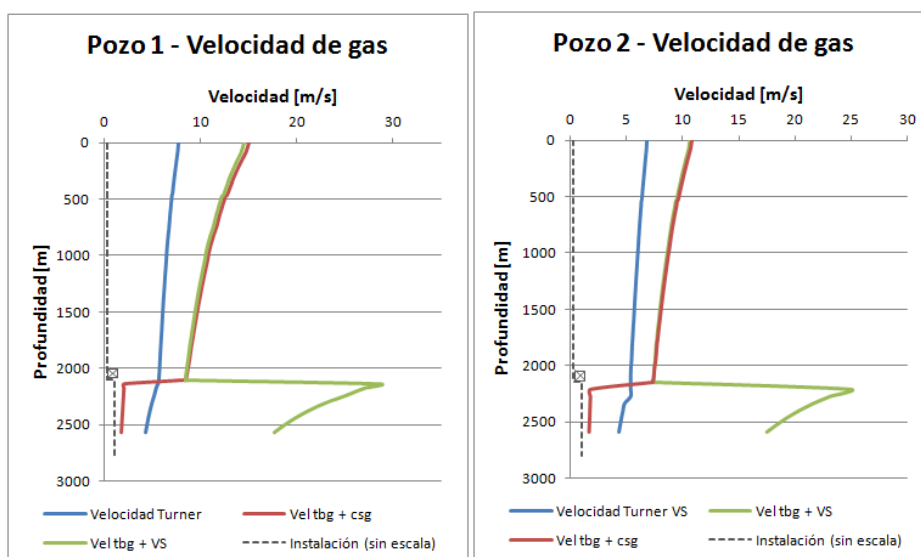


Figura 9 – Perfiles de velocidad de gas vs velocidades críticas

Adicionalmente esta reducción en la sección incrementará la fricción y posiblemente eleve la presión dinámica de fondo. Por esta razón resulta relevante el cálculo del nuevo caudal de producción, para la instalación de producción propuesta con la sarta de velocidad.

Puede verificarse en el gráfico IPR/VLP que el incremento de pérdida de carga por fricción no genera una disminución de producción significativa. (**Ver Figura 10**)

Es decir se obtiene una mejora en el perfil de velocidades sin resignar la producción original de ambos pozos.

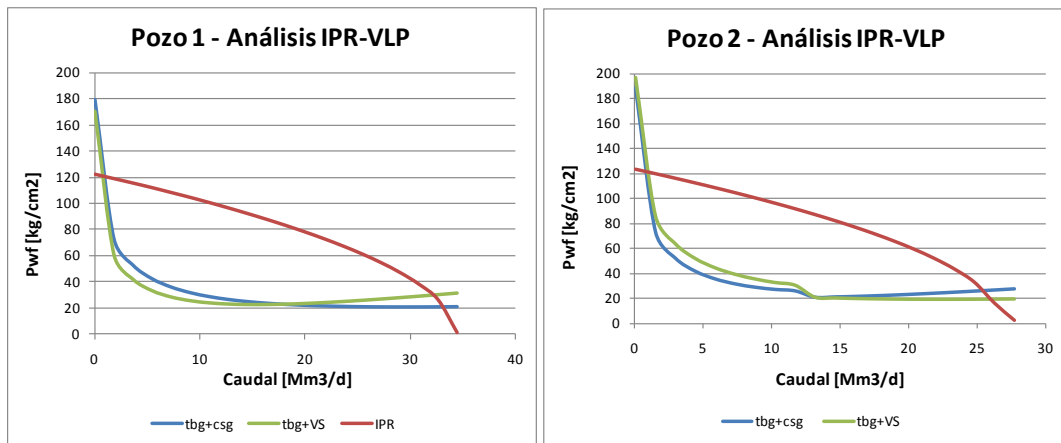


Figura 10 – gráfico IPR-VLP pre y post instalación Sarta de velocidad

En cuanto a las profundidades de fijado del extremo de la sarta de velocidad, se tuvieron en cuenta los niveles de líquidos registrados en los gradientes previos, el aporte de capas según los registros MPLT y la pérdida por fricción a distintas longitudes. Se busca en todo momento evitar que el extremo de la sarta sea alcanzado por la columna de líquidos que pueda acumularse a futuro en el fondo del pozo.

Por esta razón es que se define la profundidad de instalación de la sarta con un criterio conservador. Incluso por encima de los paquetes de punzados más profundos, siempre y cuando los mismos no aporten caudales de gas significativos.

Diseño de Colgador de Sarta de Velocidad 1,5"

Se trabajó en conjunto con una compañía local de larga trayectoria en diseños y construcción de herramientas de fondo de pozo, para lograr un colgador que cumpliera con:

- las dimensiones para pasajes reducidos.
- resistencia mecánica, tanto al peso de la sarta como al esfuerzo durante la expulsión del tapón expulsable.
- que fuera sencillo de alojar y asegure la hermeticidad en torno al niple R 2,25".
- que pueda ser fijada y recuperada mediante una herramienta estándar existente en el mercado, en caso que fuera necesario.

Dentro de los parámetros de diseño antes mencionados, la mayor complejidad radicó en el diámetro máximo que debía tener esta herramienta para atravesar las restricciones de la instalación de producción. **(Ver Figura 11)**

Pasajes Mínimos Instalación de Producción Actual				
Tramo Fijado con Cañería 2 7/8"	Item	Descripción	OD (mm)	ID (mm)
	a1	Tubing Hanger	124,3	62,0
	a2	Pup Joint 2 7/8"	73,0	62,0
	a3	Válvula de Subsuperficie	116,8	58,7
	a4	Tubing 2 7/8"	73,0	62,0
	a5	Niple F 2,31"	93,2	58,7
	a6	Campana ON-OFF	101,6	62,0
Tramo Fijado con Wireline	b1	Pin On-OFF	73,0	58,7
	b2	Packer 5 1/2" Fijado con wireline	116,8	62,0
	b3	Pup Joint 2 7/8"	73,0	62,0
	b4	Niple R 2,25	93,2	57,2
	b5	Pup Joint 2 7/8"	73,0	62,0
	b6	Shear-out Ciego Expulsable	93,2	62,0

Figura 11 – Detalle Instalación Actual – Pasajes Mínimos (ID)

A continuación (**Ver Figura 12**) se pueden observar las restricciones existentes en la válvula de subsuperficie (un pasaje de 58,67 mm), en el niple 2,31" (un pasaje de 58,72 mm) y cómo debía ser diseñado el colgador para que se alojara en el No-Go del niple 2,25" y los empaquetadores tuvieran un sello estanco en el seal bore.

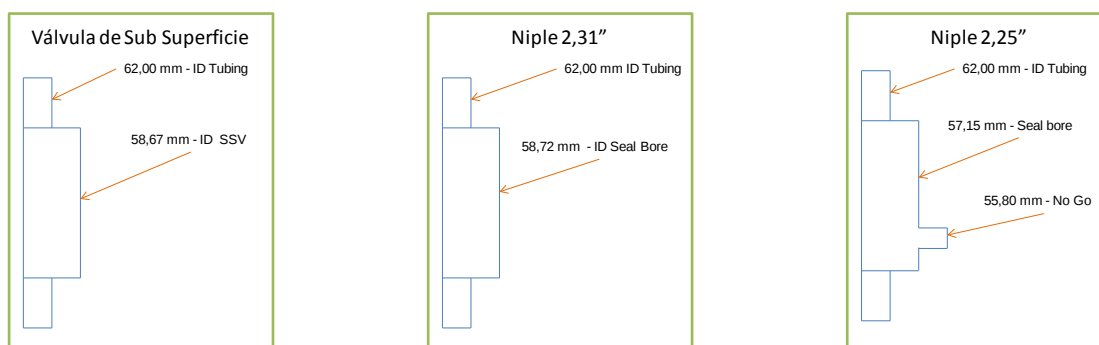


Figura 12 – Detalle Dimensional accesorios de fondo

Luego de analizar estas restricciones y tomar en cuenta las solicitudes a las cuales iban a estar sometidas estas herramientas, se pudo concluir que el diseño de colgador que mejor se ajustaba a la instalación posee las siguientes características (**Ver Figura 13**):

- cuello de pesca para herramienta (running tool) GS de 2".
- diámetro máximo externo sin empaquetaduras: 57 mm.
- diámetro máximo externo con empaquetaduras para: 57,2 mm.
- conector para CT tipo Roll On de cuatro etapas para cañería de 1,5".
- diámetro mínimo interno (Sección Roll On): 19 mm

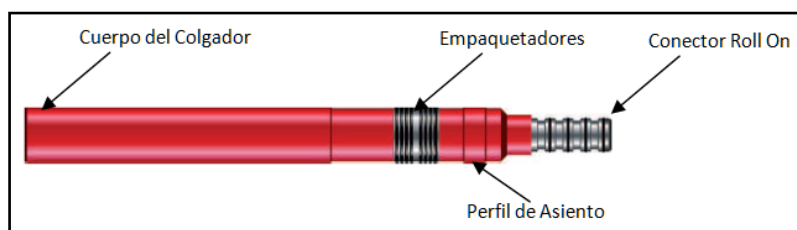


Figura 13 – Diseño Colgador de Sarta de Velocidad

La otra herramienta que se diseñó es el tapón expulsable (Shearout). Este dispositivo va colocado en el extremo de la sarta y se utiliza como barrera durante las maniobras de bajada de la instalación. El mismo posee las siguientes características (**Ver Figura 14**):

- diámetro máximo externo: 54,2 mm.
- diámetro interno: 33,5 mm.
- conector para CT tipo Externo para cañería de 1,5”.

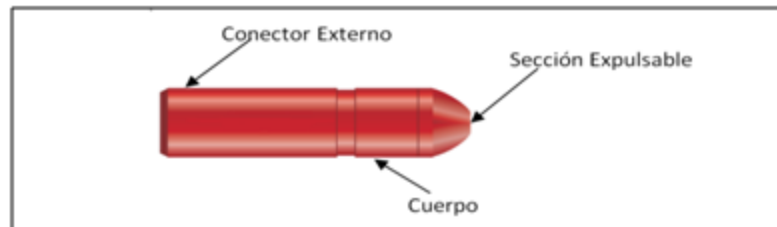


Figura 14 – Diseño Tapón Expulsable (shearout)

Con los prototipos de las herramientas construidos se realizaron pruebas de tensión y presión en un banco de prueba, donde las herramientas respondieron satisfactoriamente.

Finalizadas estas pruebas, se sometieron las mismas a pruebas en superficie. Estas pruebas consistieron en verificar los pasajes de los prototipos a través de una válvula de subsuperficie similar a la instalada en los pozos y a través de un niple de 2,31”. En ambos casos pudo verificarse que no existía interferencia entre ambos. Incluso se comprobó el pasaje del tapón expulsable a través del niple 2,25” y el correcto anclaje del colgador en el No-Go del niple R-2,25”.

Programa Operativo – Secuencia y resultados

Concluidas las pruebas, se confeccionaron los programas de intervención en conjunto con los fabricantes de las herramientas y la compañía de Coiled Tubing (CT) Se incluyó un análisis de riesgo de cada una de las maniobras, los cálculos de presiones máximas de bombeo, los fluidos intervinientes y la secuencia operativa detallando paso a paso cada una de las maniobras.

1. Vaciado de Pozo

Debido a que los pozos ya contaban con Carga Líquida en fondo, la primera maniobra que se realizó fue profundizar el CT y bombear nitrógeno para desalojar el total de líquidos acumulados y de esta manera ayudar la puesta en producción del pozo luego del bajado de la sarta de velocidad.

Se procedió a montar la unidad de CT con cañería para sarta de velocidad, de OD 1 1/2", conjuntamente con la unidad de bombeo de líquido y la unidad de bombeo de N2 con sus respectivas líneas de retorno al manifold.

Luego se armó el conector tipo Roll On y se tensiono con 12000 lbf y se probó hidráulicamente con 3000 psi de diferencial. Finalizadas las pruebas, se colocó jet de limpieza en la punta del BHA, se montó y probó boca de pozo.

Se vació la tubería de CT con nitrógeno para evacuar el agua de su interior y se profundizó CT con pozo abierto hasta la profundidad del packer, donde se comenzó con el bombeo de N₂. Una vez que se contaba con el pozo energizado, se profundizó CT con bombeo hasta fondo de pozo. Verificado el vaciado del pozo se recuperó CT a superficie con bombeo.

2. Armado de herramientas para sarta de velocidad

Con el CT en superficie se cerró el pozo, se desmontó CT y retiro BHA limpieza. De aquí en adelante el pozo permaneció presurizado y cerrado durante toda la operación. De esta manera se evitaría que nuevamente la formación aporte líquidos en fondo.

Se retiró del CT la herramienta de limpieza utilizada y se montó el tapón expulsable. El mismo posee un conector tipo Roll On, al que se le realizó una prueba de hermeticidad de sus empaquetadores con 4000 psi. Finalizada la prueba se armó el tapón y se colocaron 6 pines de 606 psi c/u (presión estimada de expulsión 3600 psi).

Luego se montó la cabeza inyectora del CT y realizó una prueba de integridad de la instalación de superficie bombeando por el carretel de retorno hasta un máximo de 4.000 psi contra válvula de maniobra de boca de pozo. Finalizada la prueba se ecualizó la presión con la presión estática del pozo y se comenzó a profundizar la sarta de velocidad, siempre con el pozo cerrado, extremando las medidas de precaución al atravesar los diámetros reducidos de la instalación.

Una vez profundizada la longitud de sarta de velocidad requerida, se detuvo la maniobra y se cerró hidráulicamente y manualmente el RAM cuña y el RAM parcial de la BOP del CT.

Para asegurar la cañería, se realizaron maniobras de tensión y asentamiento de peso contra el RAM cuña de la BOP de manera de asegurar que la tubería de CT estaba segura (se maniobró con un margen del $\pm 15\%$ del peso de la sarta en el interior del pozo).

Para asegurar que el RAM parcial del BOP estuviera hermético se despresurizó la instalación de superficie, se cerró el manifold y se observó por una hora el comportamiento de la presión.

Concluida esta verificación, se desvinculó la brida por arriba del BOP y se levantó el inyector con una grúa unos 1,50 mts.

Con el interior del CT despresurizado, se colocó una mordaza y se realizó el corte de la tubería a unos 0,80 mts por arriba de la parte superior del BOP de CT.

Luego del corte se montó el colgador en la punta del CT sujeto por la BOP (**Ver Figura 15**).



Figura 15 – Montaje Colgador de CT en boca de pozo

Una vez colocado el colgador, se montó una válvula de seguridad de 2" Serie 15000 psi con un manifold para purga y un manómetro para el registro de presión, de forma tal de monitorear la estanqueidad del tapón expulsable durante todas las maniobras en superficie. **(Ver Figura 16)**

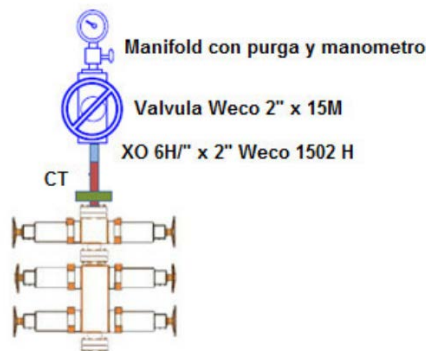


Figura 16 – Manifold de monitoreo hermeticidad tapón expulsable

Se montó el conector externo de CT. Luego se le realizó una prueba de tensión con 15000 lbf y una prueba hidráulica con 2000 psi.

3. Fijado de sarta de velocidad en Niple R 2,25"

Con el conector instalado y probado, se colocó el resto del BHA de bajada de la sarta de velocidad, el cual estaba compuesto por los siguientes dispositivos:

- Válvula de retención doble flapper.
- Unión de seguridad, de activación hidráulica.
- Unión de rotula.
- Disco de ruptura, seteada a 5000 psi.
- Bajante pescador GS de 2" con pines de corte de 1400 lbf.

Posteriormente se vinculó el pescador al colgador, se realizó una prueba de integridad de la instalación de superficie bombeando por el carretel de retorno (anular CT-Tubing), probando con 1000 psi contra el RAM parcial del BOP de CT (el pescador posee un empaquetador que aísla la presión en la directa de CT, para proteger el tapón expulsable de la sarta de velocidad).

Realizando un análisis de esfuerzos sobre el colgador se puede apreciar que el mismo deberá soportar la mayor sollicitación cuando se presurice la instalación para expulsar el tapón shearout.

En ese punto el colgador soporta:

- el peso de la sarta de velocidad
- el peso del líquido contenido en la sarta de velocidad
- la tensión resultante de la presión requerida para liberar el tapón expulsable por el área del mismo menos la presión del pozo que actual sobre el área externa del tapón expulsable

Esta combinación de fuerzas dependerá del largo total de la sarta. En el caso de los pozos analizados alcanzó las 7000 lbf.

Esta fue la tensión que se le aplicó a la sarta como paso previo a la apertura de las RAM parcial y cuña, buscando asegurar que todas las conexiones estén en condiciones de soportar los esfuerzos a las cuales serán sometidas durante la intervención.

Se comenzó a profundizar la sarta con precaución, atravesando la válvula de subsuperficie. Con el colgador a unos 50 mts por encima del niple R 2,25", se realizó un pull test a fin de registrar los parámetros fundamentales para las maniobras de colgado de la sarta de velocidad.

Luego se contactó el niple R 2,25" a muy baja velocidad, hasta ejercer un peso total de 5000 lbf en fondo sin detener la maniobra. Este esfuerzo es suficiente para asegurar el corte de los pines del bajante pescador, seteados en 1400 lbf.

Con el peso aplicado en fondo, se realizó una prueba de presión negativa abriendo el anular CT-tubing al retorno, de forma tal de despresurizar el pozo hasta 100 psi. Luego se cerró este retorno y se observó si se recuperaba presión. La estanqueidad de este anular fue un indicio de que el empaque había sido exitoso.

Para ejecutar la maniobra de librado se presurizó el anular (CT-Tubing) con nitrógeno hasta 1500 psi. Con esta presión anular estabilizada se comenzó a recuperar el CT lentamente a superficie, observando el peso y las presiones por directa y anular. Durante la recuperación del CT se verificó que el peso en superficie era menor al observado en el pull test y que la presión de anular se mantuvo constante, lo que indico un correcto librado del pescador y la hermeticidad del colgador en el niple R 2,25".

Se recuperaron unos 100 mts de CT y se comenzó a bombear nitrógeno por directa, hasta alcanzar la presión de librado del tapón expulsable. Cuando se produjo la expulsión se observó la repentina caída de la presión de cabeza de pozo.

Para asegurar la correcta expulsión del tapón se abrió el pozo en superficie a través del manifold de CT. Una vez que se observó producción estabilizada, se resolvió recuperar el CT a superficie.

A continuación (**Ver Figuras 17 y 18**) se pueden observar en detalle de cada una de las maniobras para el fijado y verificación de hermeticidad del colgador sobre el niple R 2,25", tanto en un esquema de maniobras como en la carta del equipo de CT.

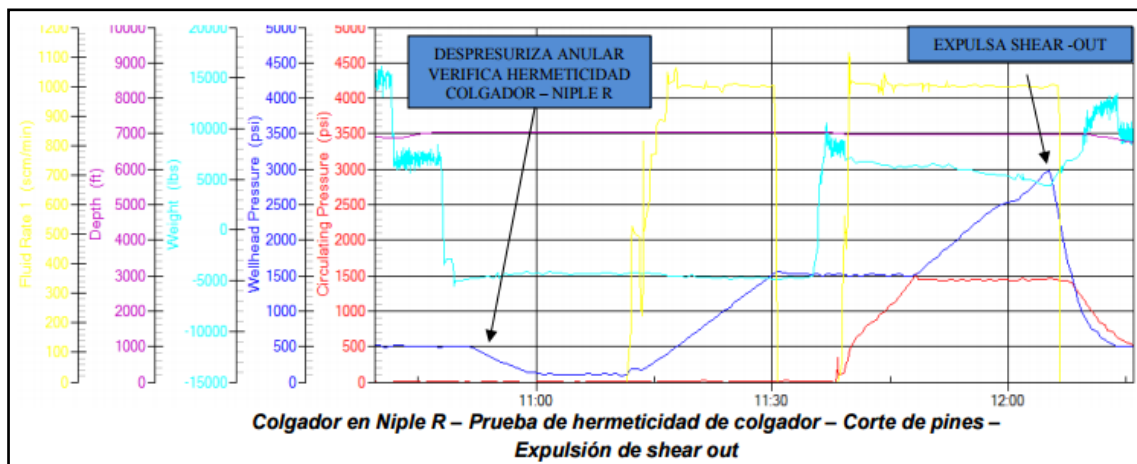


Figura 17 – Carta de CT - Prueba de hermeticidad y librado de tapón expulsable

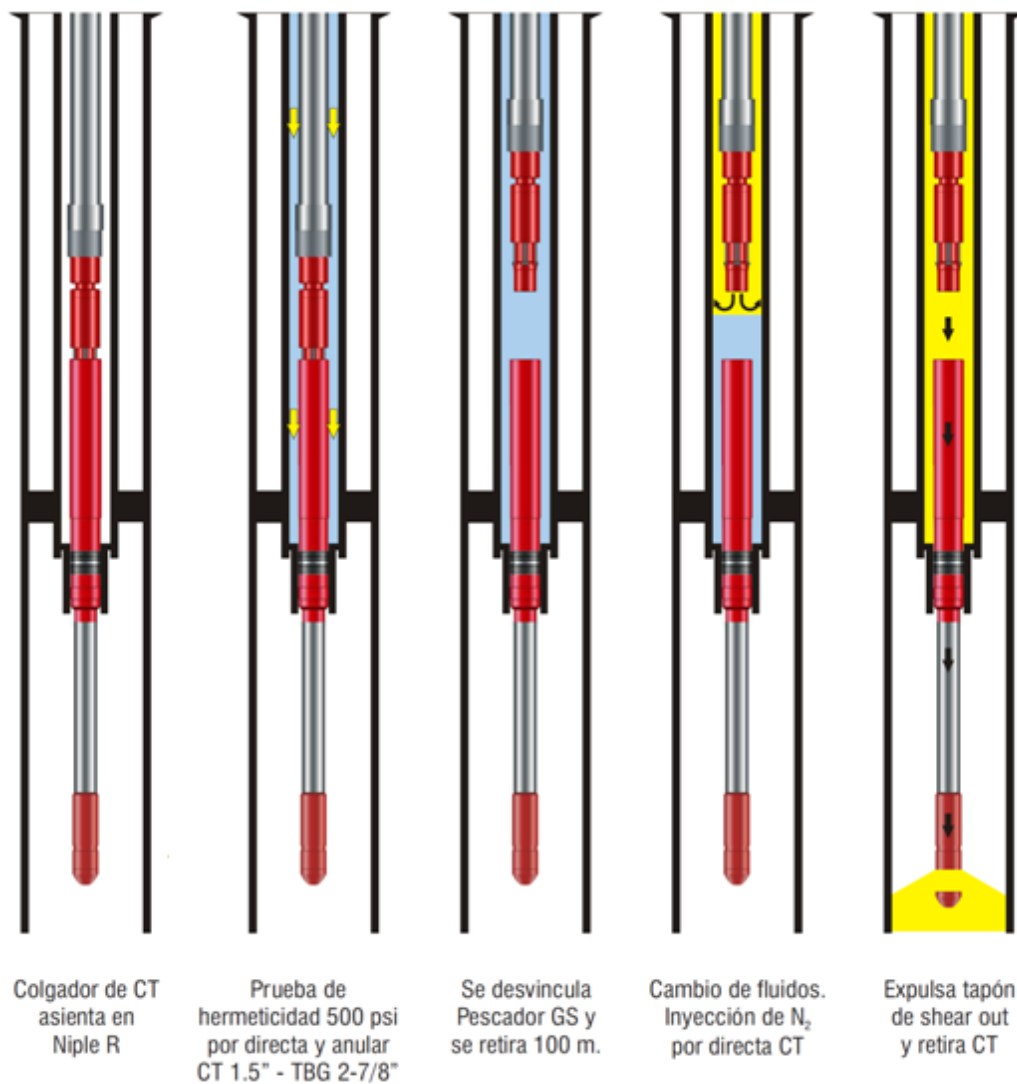
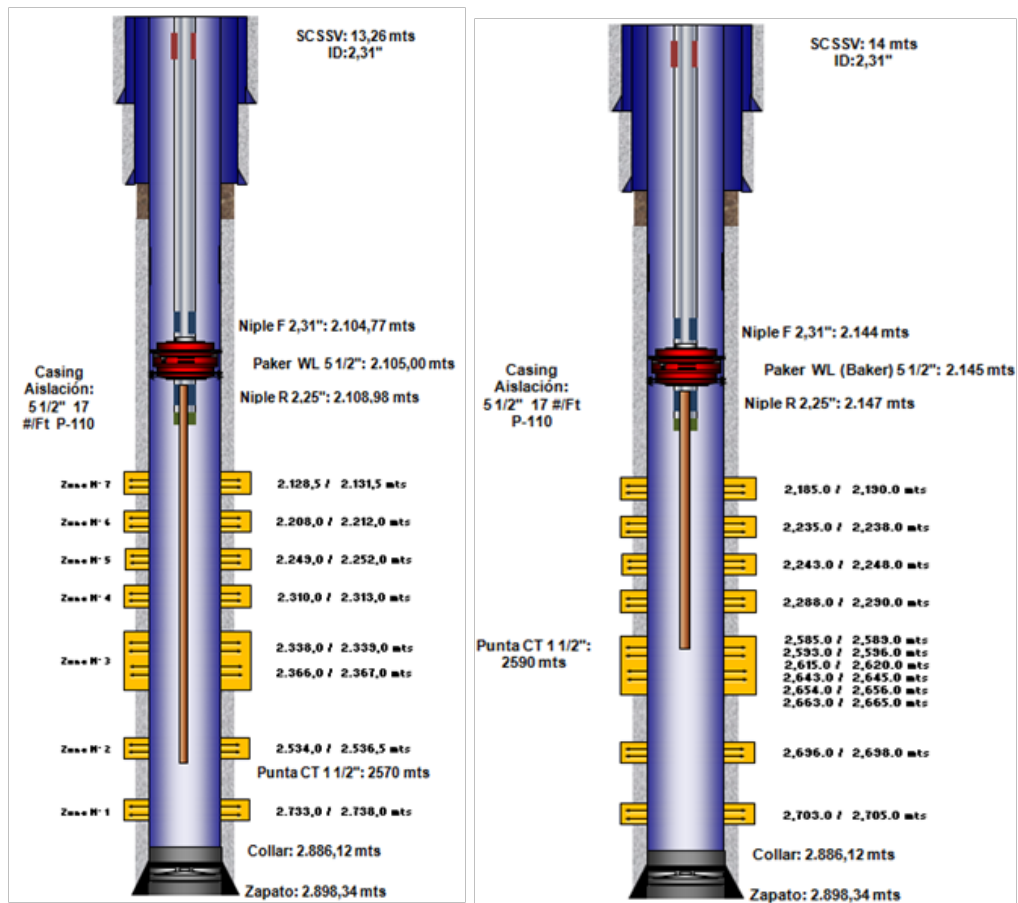


Figura 18 – Secuencia de fijado, prueba de hermeticidad y librado de tapón expulsable

Instalaciones Finales con sargas de velocidad 1,5"



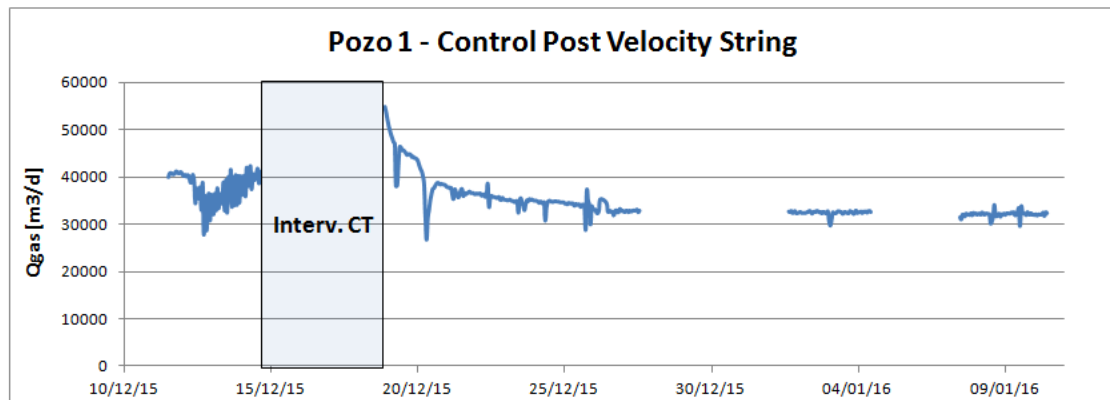
Instalación Final - Pozo 1

Instalación Final - Pozo 2

Resultados

Las operaciones de instalación de las sargas de velocidad resultaron exitosas, no se registraron contratiempos ni inconvenientes durante el fijado de las mismas.

Adicionalmente se lograron estabilizar los caudales de producción de gas y las presiones de boca de pozo, eliminando el cabeceo producido por la producción intermitente e incrementando el caudal de líquidos producidos. (Ver Figura 19 a y b)



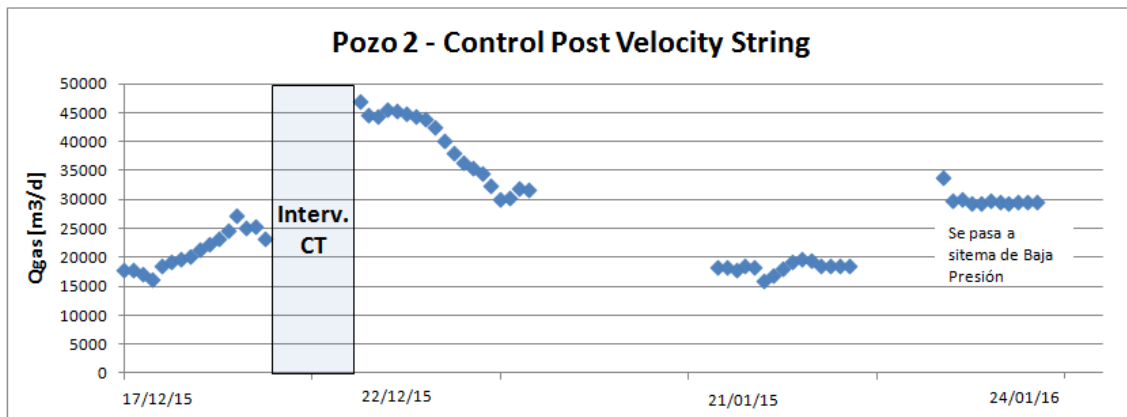


Figura 19 a y b – Controles de producción previo y post intervención

Tal como se comentara, si bien no se registraron incrementales puntuales de producción sostenibles en el tiempo, sí se observa una atenuación en la declinación de la producción previa a la intervención. (Ver Figuras 20 y 21)

Esta atenuación en la declinación redunda en incrementales de la acumulada final de cada pozo.

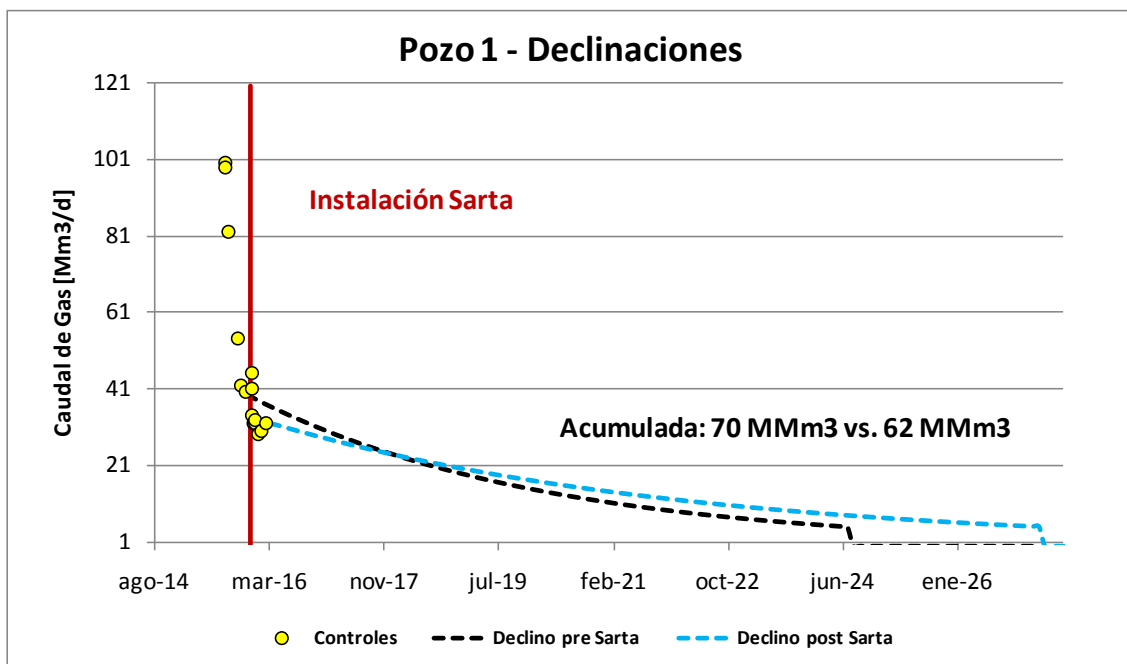


Figura 20 – Declinación y Acumulada de producción – Pozo 1

Conclusiones

Los resultados obtenidos demuestran que la intervención cumple con los objetivos inicialmente propuestos de resolver las bajas velocidades del gas en el fondo de pozo sin dejar de lado las condiciones de integridad, manteniéndolas tal y como fueron diseñadas desde un principio.

Adicionalmente, al utilizarse una unidad de Coiled Tubing se logra cambiar el diseño del pozo minimizando el impacto sobre las formaciones, muchas de las cuales se encuentran en una etapa madura de producción y no soportarían un ahogue con fluido sin sufrir daños y mermas de producción.

En cuanto a los resultados obtenidos, los mismos son satisfactorios y deberán ser validados con un universo mayor de pozos intervenidos y declinaciones pre y post intervención.

En primera instancia los pozos intervenidos muestran reducción en sus tasas de declinación y estabilizaciones de producción.

En cuanto a los temas pendientes de resolver en futuras intervenciones se incluyen:

a. Incorporar estrategias de monitoreo de los pozos con sarta de velocidad.

Es importante recordar que el colgador fijado en el Niple R 2,25" tiene un pasaje interno de 19 mm, limitando la variedad de herramientas de registro y monitoreo capaces de atravesar el mismo. Con las herramientas actuales no es posible registrar gradientes de presión y temperatura a través de la sarta.

b. Incorporar herramientas y resultados que permitan definir la profundidad final de la sarta de velocidad.

Hasta el momento se ha optado por una postura conservadora que minimice los riesgos de problemas de ahogue a futuro. Se busca lograr una cantidad de antecedentes, mediciones y experiencias que permitan maximizar la producción del pozo posicionando la sarta en la profundidad óptima.

c. Analizar la posibilidad de recuperar la sarta de velocidad una vez instalada sin necesidad de ahogar el pozo

Para lograr este cometido se debe desarrollar algún sistema de tapón expulsable reversible desde superficie. Hoy no se cuenta con esa posibilidad. Una vez expulsado, luego del fijado del colgador, la única forma de recuperar la sarta de velocidad es ahogando previamente el pozo.

Bibliografía:

1. Lea J., Nickens H., Wells M. **Gas Well Deliquification**. First Edicion. Gulf Professional Publishing. Elsevier (USA). 2003.
2. Lea J., Nickens H., Wells M. **Gas Well Deliquification**. Second Edicion. Gulf Professional Publishing. Elsevier (USA). 2008.
3. **Norma Norsok D-010** – Well integrity in drilling and well operations – Rev 4 Junio 2013.
4. **Manual Interno Well Construction** – Capítulo 3 – Procedimientos Operativos.

CV Autores:

Sergio Leandro Vilches

Título: Ingeniero Electrónico - Facultad de Cs Exactas Físicas y Naturales - Universidad Nacional del Córdoba (Córdoba - Argentina).

Posición Actual: Ingeniero Semi Senior de Producción de Gas

Gonzalo Carlos Villalba

Título: Ingeniero Mecánico – Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Comahue

Posicion Actual: Team Leader Ingeniería de Producción de Gas – Argentina

Diego Duran

Título: Ingeniero Mecánico – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de San Juan

Posición Actual: Ingeniero Senior de Workover

Gonzalo Cabo

Título: Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones – Pontificia Universidad Católica Argentina

Posición Actual: Ingeniero Semi Senior de Workover