

Estrategia de Liquid Unloading para pozos de gas en un yacimiento maduro - Caso de estudio pozo Yac Ramos

Autores:

Ing. Fernando Tomas Cornejo – Pluspetrol SA - email: fcornejo@pluspetrol.net

Ing. Alejandro Ferreccio – Pluspetrol SA email: aferrecc@pluspetrol.net

Sinopsis

El Yacimiento Ramos, ubicado en cuenca del noroeste, produce gas y condensado retrógrado a través de pozos asistidos por compresión remota. Las formaciones productivas son Santa Rosa, Icla y Huamampampa.

Los pozos del Bloque Norte del Yacimiento son de menor potencial, están entubados con liners de diámetros grandes, y a partir del año 2004 comenzaron a evidenciar problemas para lograr el levantamiento de líquidos desde fondo de pozo. Los síntomas evidenciados fueron incremento en la variación de la presión de boca, producción errática, incremento en la tasa de declinación y cambios en la pendiente del gradiente de presión.

El caso de estudio es un pozo que se encuentra en una posición estructural baja dentro del Bloque Norte, y fue uno de los primeros pozos en mostrar signos del Liquid Loading hasta llegar al ahogue del mismo.

El fenómeno de carga líquida en fondo de pozo es algo relativamente nuevo para la operación del campo, por ello se fueron aplicando varias técnicas para ponerlo nuevamente en producción, desde maniobras convencionales en boca de pozo, venteos, velas surfactantes, etc. hasta implementar tecnologías más complejas como ser “Circulación Continua de Gas” en fondo, “Inyección de Surfactante” con capilar y hasta la fijación de una “Sarta de Velocidad” colgada en la instalación de fondo.

El análisis para seleccionar entre las distintas técnicas de Liquid Unloading depende de varios factores, entre ellos el tipo de flujo existente, el origen de los líquidos producidos, la geometría del pozo, el potencial y presión de reservorio, caudales, etc.

Es fundamental, para la optimización del desarrollo de las reservas del campo, visualizar con anticipación las ventanas temporales de aplicación de cada técnica.

Introducción

El yacimiento Ramos es del tipo Gas-Condensado y se encuentra ubicado en la Cuenca Noroeste de Argentina al norte de la provincia de Salta, en la denominada Sierra de San Antonio, abarcando una superficie aproximada de 60 Km².



“Ubicación Yacimiento Ramos”

Se trata de un yacimiento de tipo anticlinal comprimido naturalmente fracturado, orientado en la dirección SSW-NNE, que produce de las areniscas cuarcíticas de las Formaciones Santa Rosa, Icla y Huamampampa, pertenecientes al Devónico inferior y medio.

La principal roca generadora de gas es Fm Los Monos, en donde la parte superior también tiene potencial como generadora de petróleo.

El complejo sistema de fisuras y microfisuras controla el mecanismo de drenaje de los reservorios, mejorando notablemente la escasa porosidad primaria, la permeabilidad y la transmisibilidad, principalmente a lo largo del eje mayor de la estructura, lo cual definió el desarrollo del campo.

Desde su descubrimiento en el año 1976, el campo lleva producido hasta fines del año 2012 alrededor de 2 [TCF] de Gas Natural y 40 [MMBls] de condensado. El gas producido contiene 3% de CO₂ y 0.6% de N₂ como impurezas, sin presencia apreciable de H₂S.

La explotación demandó la perforación de 15 pozos gasíferos, la gran mayoría de ellos se encuentran en producción efectiva asistidos por compresión. La inevitable declinación natural del campo conduce, gradualmente, a que las instalaciones trabajen bajo condiciones operativas cada vez más alejadas de su punto de diseño original. Los pozos del Bloque Norte del Yacimiento son los de menor potencial y están entubados con liners de diámetros grandes, y a partir del año 2004 comenzaron a evidenciar problemas para lograr el levantamiento de líquidos desde fondo de pozo. Los síntomas evidenciados fueron incremento en la variación de la presión de boca, producción errática, cambios en la tasa de declinación y en la pendiente del gradiente de presión. Este fue el caso de uno de los pozos que se encuentra en una posición estructural baja dentro del Bloque Norte, y el primero en mostrar signos de LL (Liquid Loading) hasta llegar al ahogue del mismo.

El fenómeno de carga líquida en fondo de pozo es algo relativamente nuevo para la operación del campo, por ello se fueron aplicando varias técnicas para ponerlo en producción, desde maniobras convencionales en boca de pozo, venteos, velas surfactantes, etc. hasta implementar tecnologías más complejas como ser

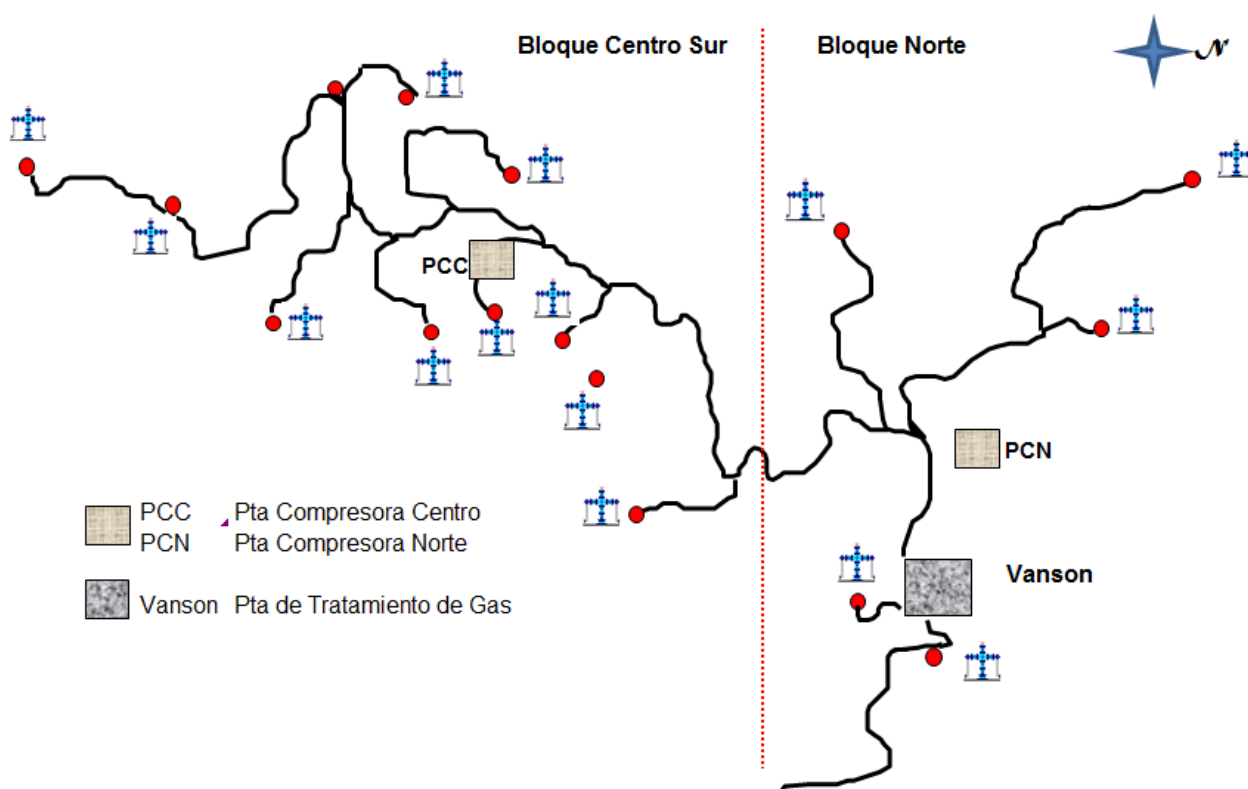
“Circulación Continua de Gas” en fondo, “Inyección de Surfactante” con capilar y hasta la bajada de una “Sarta de Velocidad” colgada en la instalación de fondo.

El análisis para seleccionar entre las distintas técnicas de Liquid Unloading depende de varios factores, entre ellos el tipo de flujo existente, el origen de los líquidos producidos, la geometría del pozo, el potencial y presión de reservorio, caudales, etc. Es fundamental para optimizar el desarrollo de las reservas del campo poder visualizar con anticipación las ventanas temporales de aplicación de cada técnica.

El presente trabajo tiene como objetivo describir los fenómenos ocurridos en el pozo en estudio, los análisis realizados sobre la problemática de LL y las acciones llevadas a cabo con sus resultados.

Desarrollo

El campo dispone de la llamada Planta Compresora Norte (PCN) para captar los pozos del Bloque Norte, la cual opera con una presión de succión del orden de los 2.5 [kg/cm²], y la Planta Compresora Centro (PCC) que capta los pozos del Bloque Centro Sur, la cual trabaja con una presión de succión de aproximadamente 9 [kg/cm²]. La distribución de los pozos es la que se observa en la figura “Ubicación Pozos y Plantas Compresoras”. Existe un solo pozo que se encuentra asistido por compresión pero desde boca de pozo, es decir con un compresor montado en locación.



“Ubicación Pozos y Plantas Compresoras”

El campo a Enero 2013 tuvo una producción de alrededor 3300 [Mm³/d] de gas y 225 [m³/d] de condensado. Las Plantas Compresoras PCN y PCC comprimen y envían el gas de forma independiente a su gasoducto principal (8 y 12”), con una presión aproximada de 75 [kg/cm²] para poder ingresar a la Planta de Tratamiento de Gas. El petróleo es transportado desde las plantas a través de oleoductos (3 y 6”).

El pozo caso de estudio, como se ve en la figura “Mapa Estructural Bloque Norte”, se encuentra en una posición baja y fue el primer pozo en mostrar signos del LL hasta llegar al ahogue del mismo.

El tope de la Fm Huamampampa en este pozo se encuentra alrededor de 2500 [mbnm], mientras que en los demás pozos del bloque el mismo tope se encuentra aproximadamente de 100 a 600 mts más arriba.

Conceptos Teóricos

Fenómeno de LL (Liquid Loading)

Cuando el gas natural fluye desde su reservorio hacia la superficie existe una cantidad de líquidos producidos, que pueden ser agua de formación o de condensación y también hidrocarburo como consecuencia de la caída de presión y temperatura a lo largo del tubing.

Se habla de Liquid Loading cuando estos líquidos no son capaces de llegar hasta la superficie debido a la deficiente velocidad del gas para arrastrarlos, y por ende resbalan acumulándose en el fondo y aumentando consecuentemente la presión dinámica.

Al aumentar esta presión se incrementa también la saturación de agua en los alrededores del pozo, fenómeno que reduce la permeabilidad efectiva al gas. De esta manera la producción de gas disminuye, y se genera mayor acumulación de líquidos en el fondo del pozo hasta el punto de poder llegar a perder la capacidad de producción del mismo.

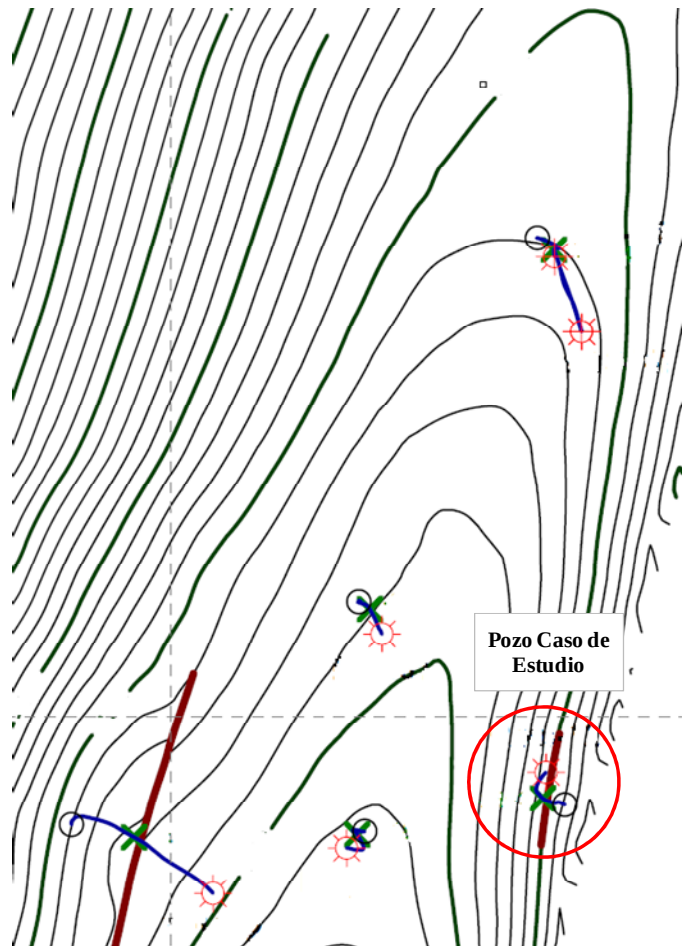
Esta acumulación de líquidos que se forma en el fondo del pozo se conoce como “Carga de líquidos” y la tecnología desarrollada para solucionar estos problemas se conoce como “Remoción de líquidos en Pozos de Gas”, derivado del inglés “Gas Well Deliquification”.

Ciertas soluciones se han desarrollado para detectar, prevenir, remover o minimizar la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, tales como la de mantener la producción de gas por encima de una producción crítica, la instalación de sargas de velocidad para incrementar la velocidad del gas a valores mayores que la velocidad crítica, el uso de sistemas de levantamiento artificial tales como el bombeo mecánico, circulación de gas continua, inyección de espuma en fondo para reducir la densidad de la mezcla, técnicas de calentamiento intermitente del pozo para mantener los líquidos en suspensión en la fase gaseosa, entre otras variantes disponibles en la literatura y aplicadas en la industria.

La Carga de líquido puede ser un problema tanto en altas como bajas velocidades del gas, dependiendo del tamaño de los tubulares, la presión en la superficie, y la cantidad de líquidos que se producen con el gas.

Algunos síntomas o técnicas de reconocimiento de la carga de líquido en un pozo de gas son las siguientes:

- Cambios anómalos en una curva típica de declinación de producción.
- Intermitencia en el parámetro de presión de boca de pozo.

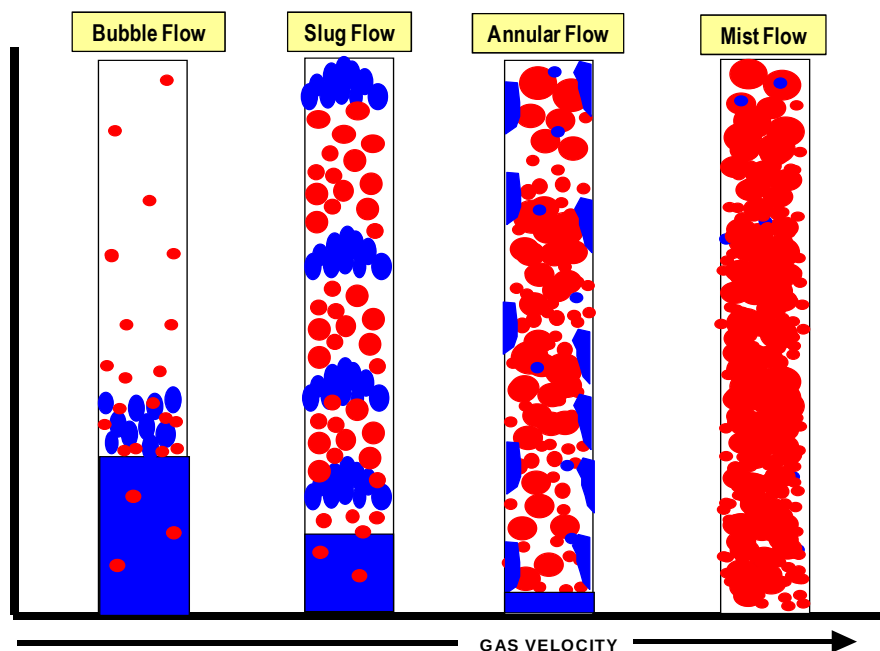


“Mapa Estructural Bloque Norte”

- Presencia de baches o tapones de líquidos fluyendo irregularmente.
- Incremento en el tiempo del diferencial de presiones entre el tubing y la presión del espacio anular, para los pozos de gas completados sin packer.
- Cambios en los gradientes dinámicos de presión.
- Ceses parciales de la producción de gas.
- Predicción de flujo inestable mediante el uso de análisis nodal.

Flujo multifásico en un pozo de gas

Para comprender los efectos de los líquidos en un pozo de gas hay que entender cómo las fases líquida y gaseosa interactúan bajo condiciones de flujo. El flujo multifásico en un conducto vertical se representa normalmente por los siguientes regímenes de flujo básicos, como se muestra en la Figura “Regímenes de Flujo en un pozo de gas”.



“Regímenes de Flujo en un pozo de gas”

Un régimen de flujo se determina tanto por la velocidad del gas como de la fase líquida, y además por las cantidades relativas de gas y líquido en cualquier punto de la corriente (holdup). Uno o más de estos regímenes estará presente en un momento dado en la historia de un pozo.

Flujo Burbuja (Bubble)

La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades, exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. La pared de la tubería siempre en contacto con la fase líquida.

Flujo Slug

La fase gaseosa es menos significativa, sin embargo la fase líquida sigue siendo la fase continua. Las burbujas de gas coalescen formando tapones o slugs los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. Tanto el gas como el líquido afectan significativamente el gradiente de presión.

Flujo Anular o Transición (Annular / Churn)

Es cuando ocurre el cambio de la fase líquida continua a la fase de gas continua. Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede entrar en la burbuja, de esta manera es arrastrado como gotas en el gas. Aunque el gas domina el gradiente de presión, los efectos del líquido siguen siendo significativos.

Flujo Niebla (Mist)

La fase gaseosa es continua y la mayor parte de líquido es arrastrado en el gas en forma de neblina. Aunque la pared de la tubería está recubierta con una delgada película de líquido, el gradiente de presión se determina predominantemente del flujo de gas.

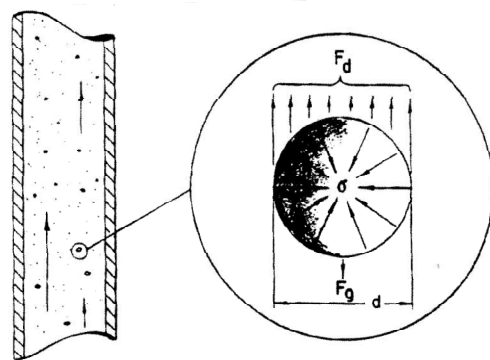
Velocidad Crítica

Es importante al momento de resolver problemas de LL determinar el momento en que el pozo comenzará a experimentar problemas de levantamiento de líquidos. Por otro lado la velocidad de circulación del gas juega un papel fundamental en la aparición de estos fenómenos. Se desarrolló un modelo llamado de “velocidad crítica” de circulación del gas, que es de utilidad para marcar el posible punto de iniciación de los problemas de LL en un pozo de gas.

Cálculo de la Velocidad Crítica - Modelo de Turner

Un modelo para el cálculo de la velocidad mínima que requiere el gas para el transporte de las gotas de líquido fue presentado por Turner et al en su paper publicado en Nov 1969. Este modelo fue desarrollado en base a un volumen importante de datos de campo y ha demostrado ser acertado para predicciones en pozos verticales.

Su modelo (denominado Droplet Model), como puede observarse en la Figura “Modelo de Resbalamiento de Turner”, considera dos fenómenos físicos, el peso de la gota “Fg” que actúa hacia abajo, y la fuerza de arrastre del gas “Fd” calculado por ley de Stokes que actúa hacia arriba. La resultante de estas fuerzas determina que, cuando las gotas se mueven hacia arriba el flujo se encuentra por encima de la velocidad crítica, y cuando se mueven hacia abajo significa que el flujo tiene una velocidad menor a la crítica.



“Modelo de Resbalamiento de Turner”

Cuando estas fuerzas se igualan, la gota se encontraría teóricamente suspendida en la corriente gaseosa y su velocidad sería la denominada “Velocidad Crítica”. Por debajo de este valor la gota no es arrastrada por el gas y cae, acumulándose en el fondo del pozo. La Velocidad Crítica es esencialmente la frontera o límite entre un patrón de flujo Slug y uno Niebla. El pozo completo debería estar fluyendo en un régimen Niebla para asegurar que los líquidos son extraídos del pozo.

El cálculo de la velocidad crítica requiere el conocimiento de las presiones, temperaturas, fluidos producidos y propiedades PVT. La determinación del caudal crítico requiere además del conocimiento de la geometría del pozo.

Ecuación original de Turner asumiendo un coeficiente de arrastre $C_d = 0.44$:

$$V_c = 1.593 \frac{[\sigma^{1/4} (\rho_{\text{liquido}} - \rho_{\text{Gas}})^{1/4}]}{\rho_{\text{Gas}}^{1/2}}$$

V_c = velocidad crítica [ft/s]

ρ_{liquido} = densidad del liquido, [lbm/ft³]

ρ_{Gas} = densidad del gas, [lbm/ft³]

σ = tensión superficial [dyna/cm]

ρ_{Gas} = De la ley de gases, la densidad del gas está dada por:

$$\rho_{\text{Gas}} = 2.715 \gamma_G \frac{P}{(460+T) Z}$$

Valores típicos de gas:

γ_G = gas gravity, 0.6, T = Temperature, 120 [°F], Z = gas factor, 0.9. Entonces $\rho_{\text{Gas}} = 0.0031 P$, [lbm/ft³]

Asumiendo valores para la tensión superficial y la densidad, se llega a la ecuación simplificada que es función de la presión:

σ : tensión superficial [dyna/cm]

ρ_{liquido} = densidad del liquido, [lbm/ft³]

P/ Agua = 60 P/ Condensado = 20

P/ Agua = 67 P/ Condensado = 45

$$V_{c, \text{water}} = 4.434 \frac{(67 - 0.0031 P)^{1/4}}{(0.0031 P)^{1/2}} \quad V_{c, \text{cond}} = 3.369 \frac{(45 - 0.0031 P)^{1/4}}{(0.0031 P)^{1/2}}$$

Turner et al determinaron que para los datos reales de campo que disponían, donde la presión de boca de pozo es típicamente ≥ 1000 psi, se necesitaba un incremento del 20% a la ecuación teórica para mejorar el ajuste con las observaciones de campo. Aplicando este 20% se obtiene la ecuación de Turner mejorada:

$$V_{c, \text{water}} = 5.321 \frac{(67 - 0.0031 P)^{1/4}}{(0.0031 P)^{1/2}} \quad V_{c, \text{cond}} = 4.043 \frac{(45 - 0.0031 P)^{1/4}}{(0.0031 P)^{1/2}}$$

En el paper original de Turner et al los coeficientes encontrados son 5.62 para la velocidad crítica del agua, y 4.02 para la velocidad crítica del condensado. Si en el pozo están presentes ambas fases líquidas, se deberá usar el caso más desfavorable de cálculo de la velocidad crítica que corresponde a la fase del agua.

El cálculo del caudal crítico de gas considera la velocidad crítica y la geometría del pozo. Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$Q_c = 3.06 \frac{P V_c A}{T Z}$$

Q_c = caudal crítico, [MMscf/d]

P = presión a profundidad de interés, [psia]

V_c = velocidad crítica [ft/s]

A = área transversal, [ft²]

T = temperatura, [°R]

Z = factor de compresibilidad del gas

Debido a la gran cantidad de cálculos que requiere un caso real, se utilizan distintos simuladores basados en este principio. En particular el simulador utilizado en este trabajo para evaluar las condiciones de flujo en el R.xp-12 considera que el criterio de Turner y la ecuación de cálculo es la original pero la constante cambia por la utilización de diferentes unidades para la tensión superficial:

Considerando σ = tensión superficial [lbf/ft] y con la corrección del 20%:

$$V_c = 20.4 \frac{[\sigma^{1/4} (\rho_{\text{liquido}} - \rho_{\text{Gas}})^{1/4}]}{\rho_{\text{Gas}}^{1/2}}$$

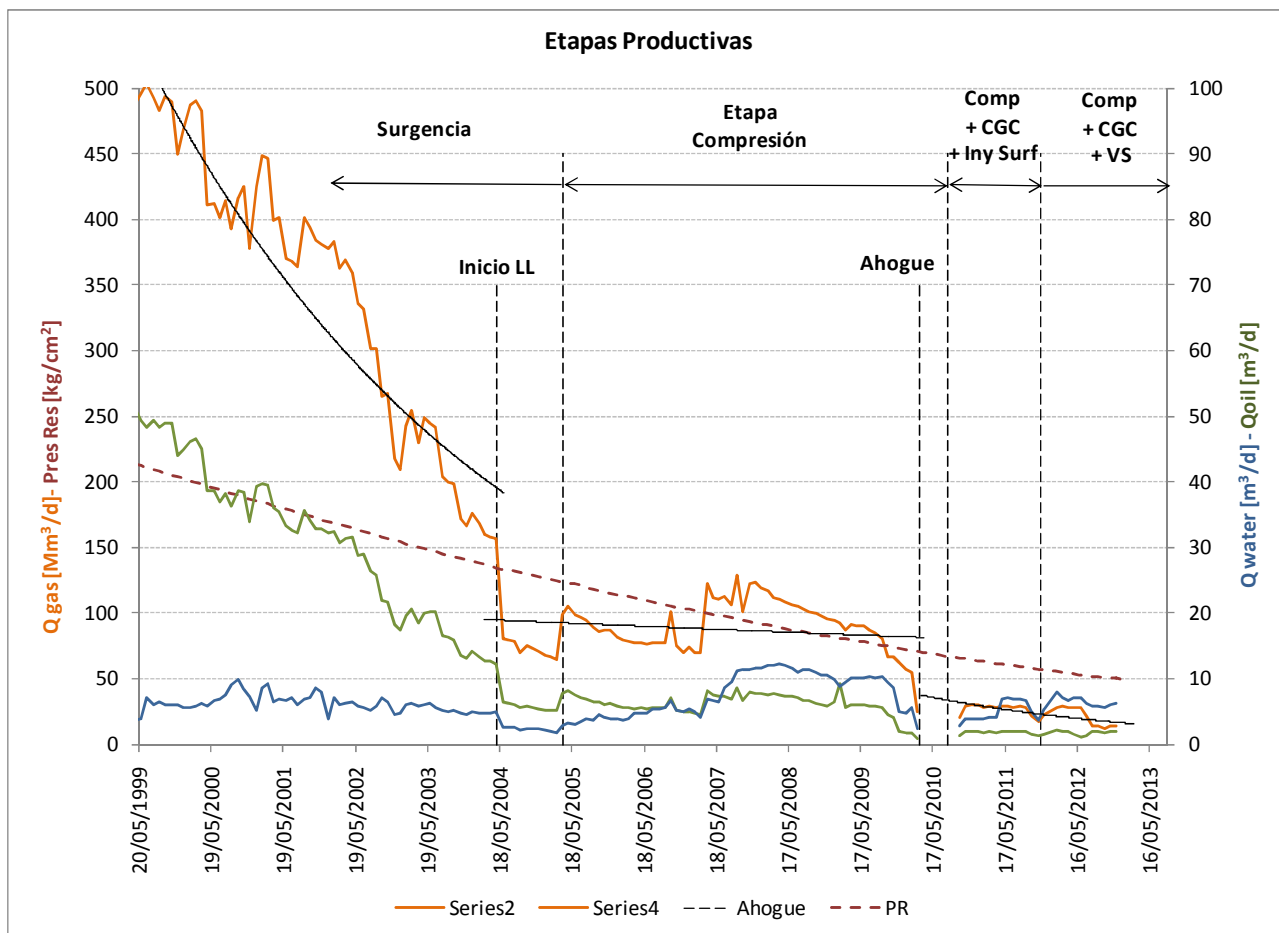
El fabricante de este software, usando un modelo mecánico propio ha encontrado que una constante de 2.04 da resultados más confiables en un amplio rango de ejemplos verificados. Para realizar los análisis de velocidad crítica en el pozo R.xp-12 se mantuvo la recomendación del proveedor del software de usar esa constante menor.

Historia del pozo en estudio - Etapas Productivas

Durante la terminación del pozo se punzaron y ensayaron selectivamente paquetes de Fm Huamampampa, única formación productiva que atravesó el pozo. Como resultado de los ensayos se logró producción de gas y condensado sin presencia de agua.

Durante su vida productiva sufrió dos intervenciones por problemas de integridad mecánica de la instalación de fondo. En la 2da intervención se cambia la metalografía del tubing de Ø4" N80 por Cr13. También se realizaron tres operaciones de punzado y repunzado a Fm Huamampampa con buenos resultados.

Como se puede observar en el gráfico “Etapas Productivas”, cuando se inicia el proceso de LL el pozo tuvo una fuerte declinación con merma de producción puntual que no se pudo recuperar, y luego ya durante la etapa de compresión el pozo produjo con líquidos en el casing y se observa un cambio de la pendiente de declinación con respecto a lo que venía.



“Etapas Productivas”

El pozo no puede aportar producción al ritmo con que lo hacía antes del LL, además denota un comportamiento mas atenuado en su declinación consecuencia de las etapas de compresión, y pudo de esta manera mantener el ritmo de producción hasta Marzo 2010, fecha para la cual el pozo se ahoga sin posibilidades de restablecer la producción. Posterior a ello se implementan las tecnologías de CGC (Circulación Continua de Gas), Inyección de Surfactante en fondo y VS (Velocity String) para poner en producción nuevamente y extender la vida del pozo.

Inicio LL – Conociendo el fenómeno de carga líquida

El pozo fue el primero del bloque norte en evidenciar problemas de LL. En **Junio del 2004** el pozo mermó súbitamente su producción y se empezaron a evidenciar los problemas de carga líquida.

Los primeros síntomas evidenciados fueron la merma de producción, presión de boca inestable y la presencia de líquidos en Flow line. Como primeras maniobras reactivas se realizaron venteos a la fosa de quema, para bajar la presión de boca de pozo al mínimo valor. Se realizaron maniobras diarias de venteo de 30 min,

subiendo luego a 60 min por día. Luego de 15 días, se arma un plan de venteo de 1 h por la mañana y 1 h por la tarde.

Utilizando estas técnicas de campo se logra mantener el pozo en producción durante casi 1 año hasta la instalación de un compresor para disminuir la presión de boca de pozo. La etapa de surgencia natural termina con el inicio de la compresión en **Abril 2005**, como respuesta a la pérdida de producción debido al fenómeno de LL.

Análisis Nodal previo al inicio de LL

Realizando un análisis nodal a las condiciones del pozo a Enero 2004, los resultados muestran que el Caudal Crítico teórico era de 170 [Mm³/d], y que el pozo para dicha fecha estaba cerca de ese caudal.

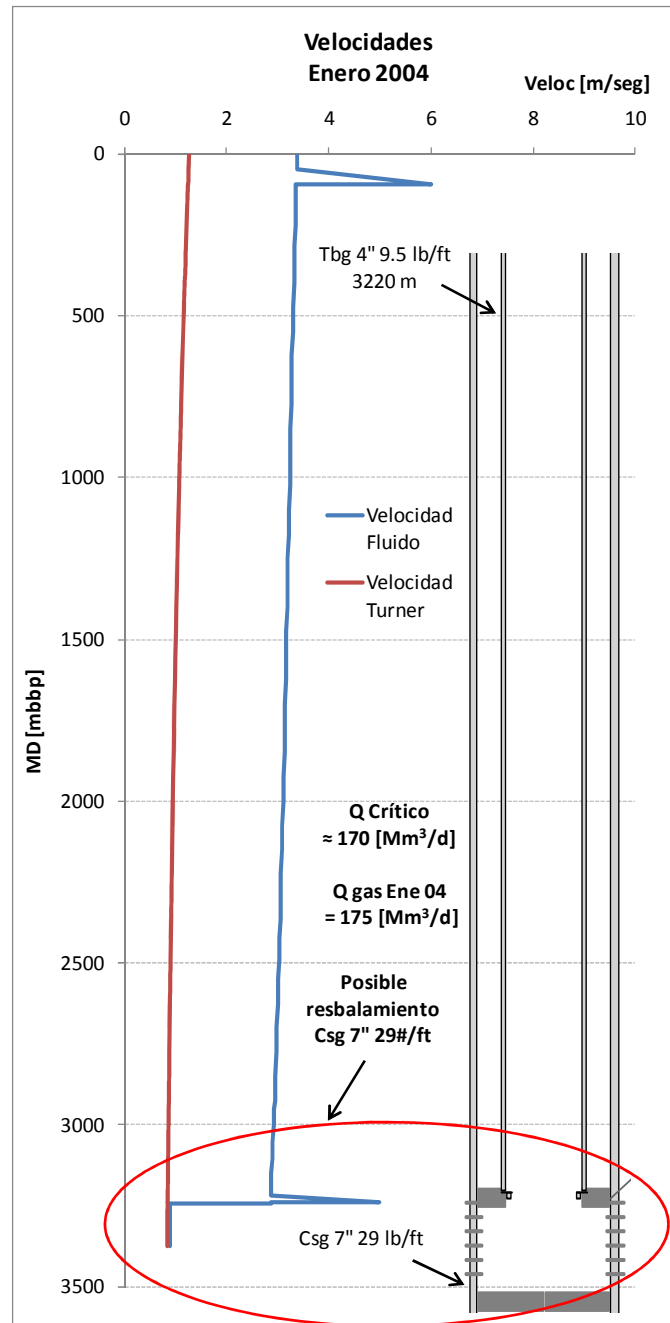
Esto se observa en el gráfico “Perfil de Velocidades Enero 2004”, en donde se ve que en la zona de fondo de pozo en Casing 7” la velocidad del fluido estaba muy cercana a la Crítica Teórica de Turner. Lo cual significa que se podría generar la condición en donde el gas no tendría la capacidad de transporte de líquidos suficiente, iniciando un proceso de LL.

Inicio real LL

Finalmente el pozo evidenció los síntomas de LL más tarde, en Mayo 2004, cuando la producción del pozo era de 157 [Mm³/d].

Por tratarse de una correlación los cálculos no son exactos, y un punto para tener en cuenta es que el análisis nodal realizado para la predicción del LL utiliza un modelo no composicional (“Black Oil”) para evaluar la componente de caída de presión en el tubing. Inherente a este tipo de modelo se asume que toda el agua producida está en la fase líquida a lo largo del toda la instalación de fondo. Este método simplificado no tiene en cuenta el comportamiento del cambio de fase del agua de condensación en el flujo a lo largo del tubing.

De todos modos la aproximación en el caudal crítico es suficiente a efectos de poder determinar un caudal de alerta para poder aproximar en el tiempo cuando va a iniciar el fenómeno de LL.



“Perfil Velocidades Enero 2004”

Otro aspecto a tener en cuenta para el análisis de caudales críticos es el nodo de la instalación en donde se resuelve el Sistema IPR-VLP. Habitualmente para el análisis nodal se adopta como profundidad el tope de punzados, por lo que hay que considerar el fenómeno de que la acumulación de líquidos se inicia de manera paulatina ahogando los punzados más profundos, y que este análisis no considera exactamente los aportes de cada paquete punzado y como se ven afectados cada uno de ellos.

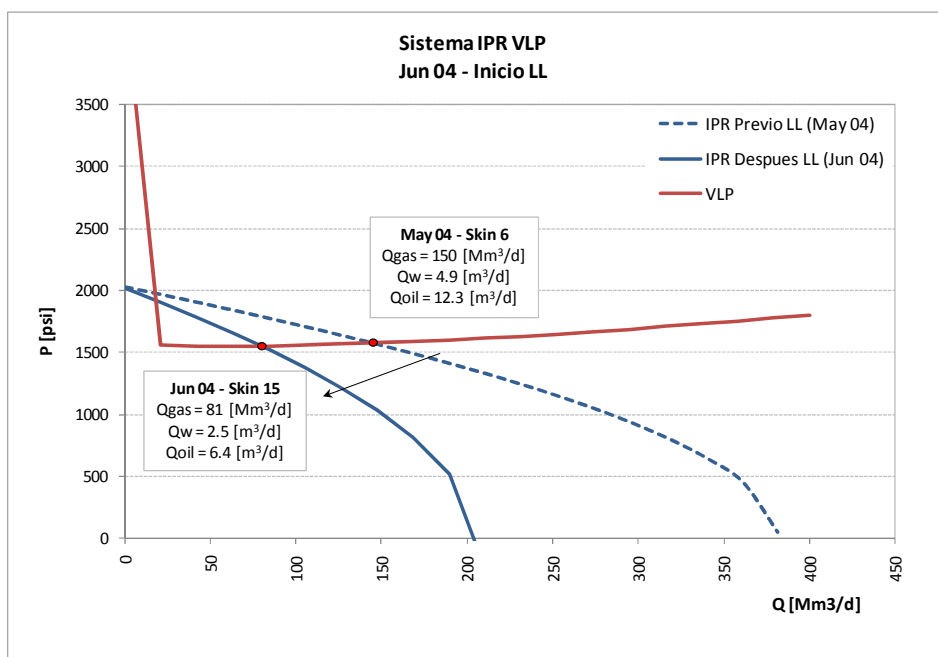
En este pozo el mayor aporte de la producción proviene de la porción mas fracturada en el tope de la Fm. Huamampampa, siendo estas capas las últimas en ahogarse por lo que los resultados obtenidos se consideran los suficientemente válidos.

Análisis Nodal para el Inicio del LL

Para tener una idea del impacto que tiene el inicio de LL en un pozo cuando comienza a generar carga líquida en el fondo, se realiza un análisis nodal aproximado para dicha fecha.

Metodología para simular pozos ahogados con líquido

Para los pozos que medimos o asumimos columna líquida por arriba del nodo solución que está cargado en el simulador, que es normalmente a profundidad del tope de punzados, una posible forma de ajustarlo sería llevar el nodo solución a la profundidad donde empieza el nivel de líquido. De esta manera quedaría un gradiente de gas total hacia arriba. Para ello hay que llevar la IPR hacia el nuevo nodo solución utilizando un gradiente de fluido. Dicho gradiente debería ser medido o conocido, o puede aproximarse con un gradiente de agua (0.433 psi/ft).



“Sistema IPR VLP Junio 2004 – Inicio LL”

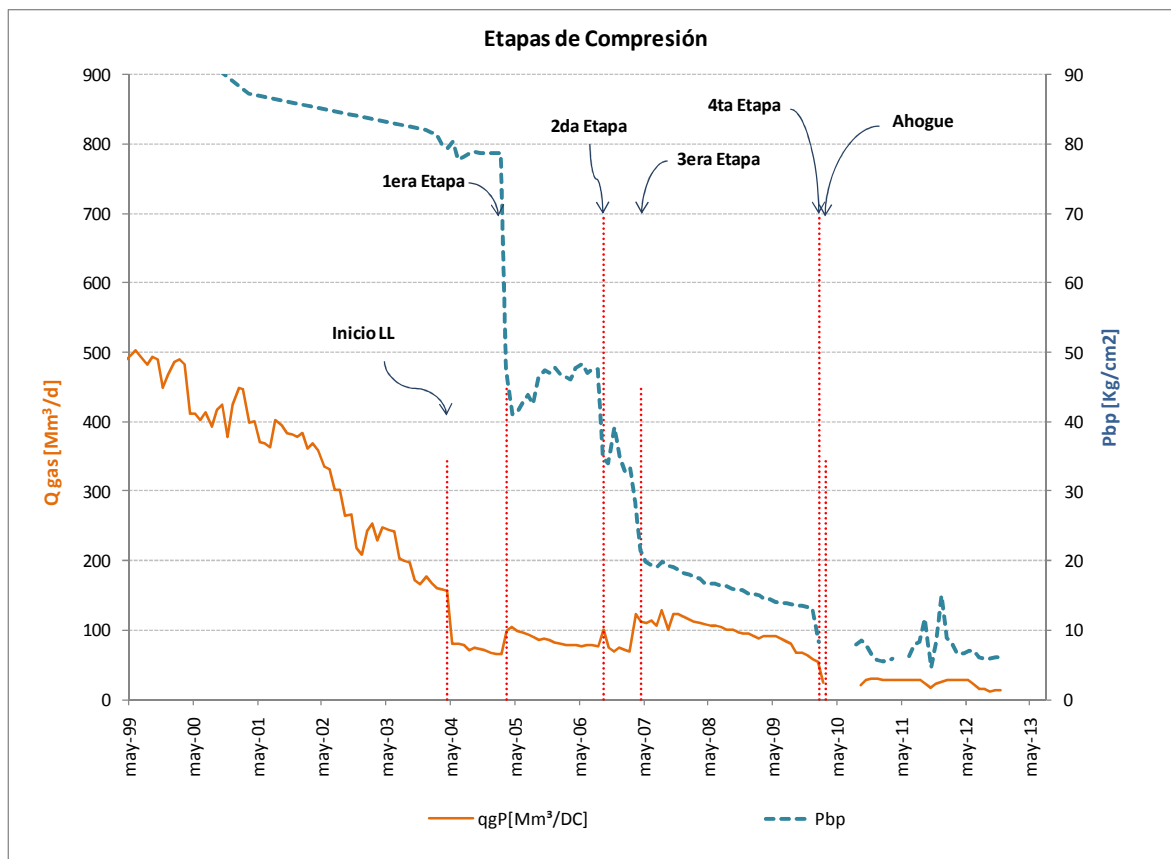
Este análisis da una idea de la disminución del potencial del pozo debido a los efectos que tiene la carga líquida en fondo. Para este caso se observa un cambio sustancial del pozo, con una disminución de aproximadamente un 50% del AOF del pozo, condición que se representa con un aumento del daño del pozo en más del doble.

Etapas de Compresión – Evolución Presiones de Boca de Pozo

Posterior al inicio de LL el pozo entró en una serie de etapas de Compresión, que lograron mejorar su producción y extender la vida del pozo. En Abr 05 inició con la instalación de un compresor “Gemini” paquetizado con un motor Waukesha de 1680 BHP, bajando la presión de operación de boca de pozo de 80 a 45 [kg/cm²].

	Fecha	Pbp [kg/cm²]	Q Gas [Mm³/d]
Sin Compresión	Mar 05	80	65
1era Etapa	Abr 05	45	100
2da Etapa	Oct 06	35	100
3era Etapa	May 07	15	112
4ta Etapa	Feb 10	6.5	55
Ahogue de Pozo	Mar 10		

Luego en Oct 06 con este mismo compresor se baja otro escalón la presión de succión quedando el pozo con una presión de boca de 35 [kg/cm²]. En Mayo 2007 arranca PCN (Planta Compresora Norte), proyecto que puso a todos los pozos del bloque norte en compresión, logrando una presión de boca de pozo de 15 [kg/cm²]. Finalmente en Feb 2010 PCN sufrió un revamping bajando a otro escalón de presión de succión, quedando el pozo hasta hoy con una presión de boca de pozo de 6.5 [kg/cm²].



“Etapas de Compresión”

Se observa que las sucesivas etapas de compresión lograron que el pozo tuviera un comportamiento atenuado en su declinación, manteniendo la producción en un promedio cercano a los 100 [Mm³/d] durante 4 años.

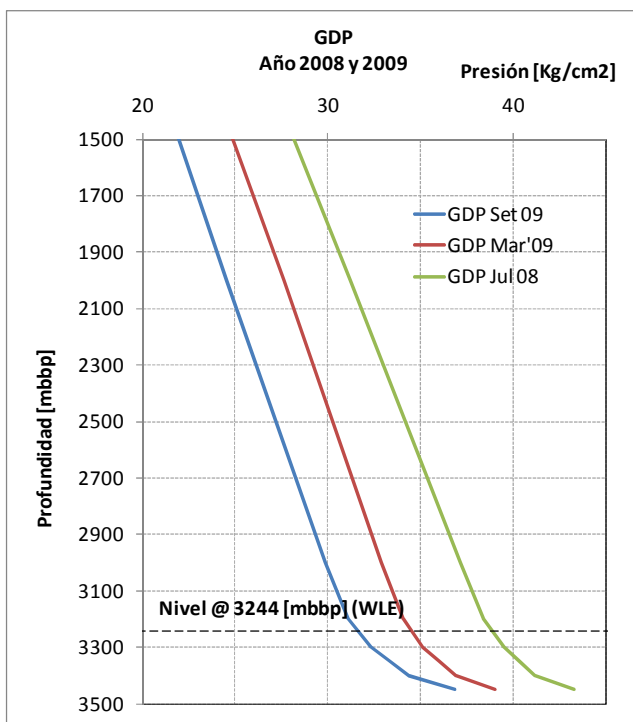
Condición de fondo para esta etapa productiva

La estrategia de compresión es una técnica que trabaja sobre la componente presión de boca de pozo. La disminución de este parámetro busca incrementar la velocidad de gas, y de esta manera lograr el levantamiento efectivo de los líquidos.

Utilizando esta técnica se logró mantener la producción con caudales en el orden los 100 [Mm³/d], pero fue insuficiente para lograr el levantamiento total de los líquidos en la zona de mayor diámetro ya que no se pudo superar el caudal crítico para esa condición.

	Q Gas [Mm³/d]	Gradiente en fondo [psi/m]
Jul 08	106	0.58
Set 09	75	0.70

La técnica de compresión no trabaja sobre la geometría del pozo, es por ello que debido a las pérdidas por fricción no se logró superar el caudal



“Gradientes Dinámicos años 2008 y 2009”

crítico durante esta etapa productiva, el pozo produjo siempre con carga líquida en la zona del Casing de 7", como se puede ver en los gradientes dinámicos medidos en los años 2008 y 2009, graficados en la figura "Gradientes Dinámicos años 2008 y 2009".

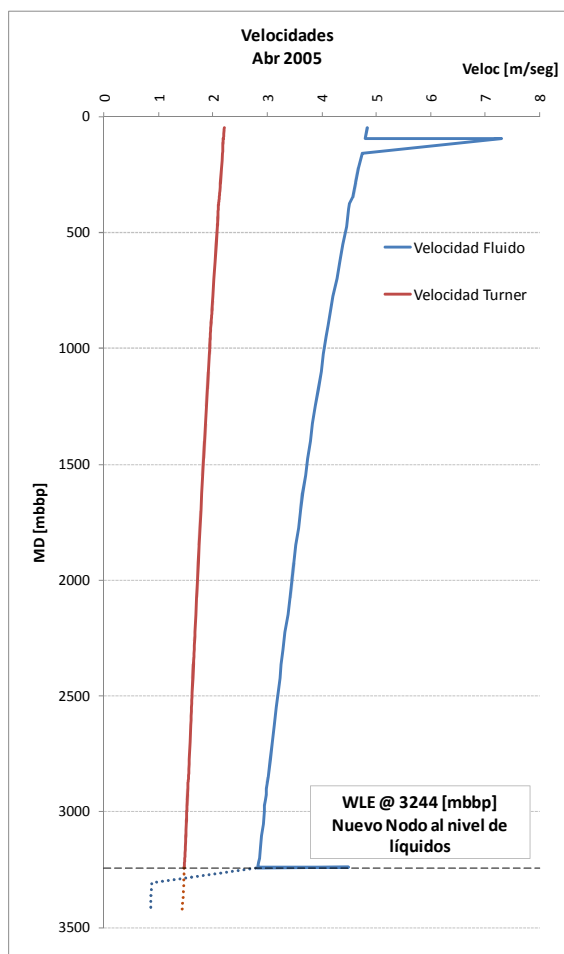
En los gradientes se observa siempre un nivel a profundidad del Wire Line Entry, con lo cual se interpreta que en la zona de baja velocidad entre los punzados y el tubing, conocido como cámara de casing, existen líquidos densificados con gas de producción.

En el gradiente de Set 09 se observa que el gradiente se hace más pesado, consecuencia de la menor producción de gas a esa fecha.

Análisis Nodal para la 1er etapa de Compresión – Abr 2005

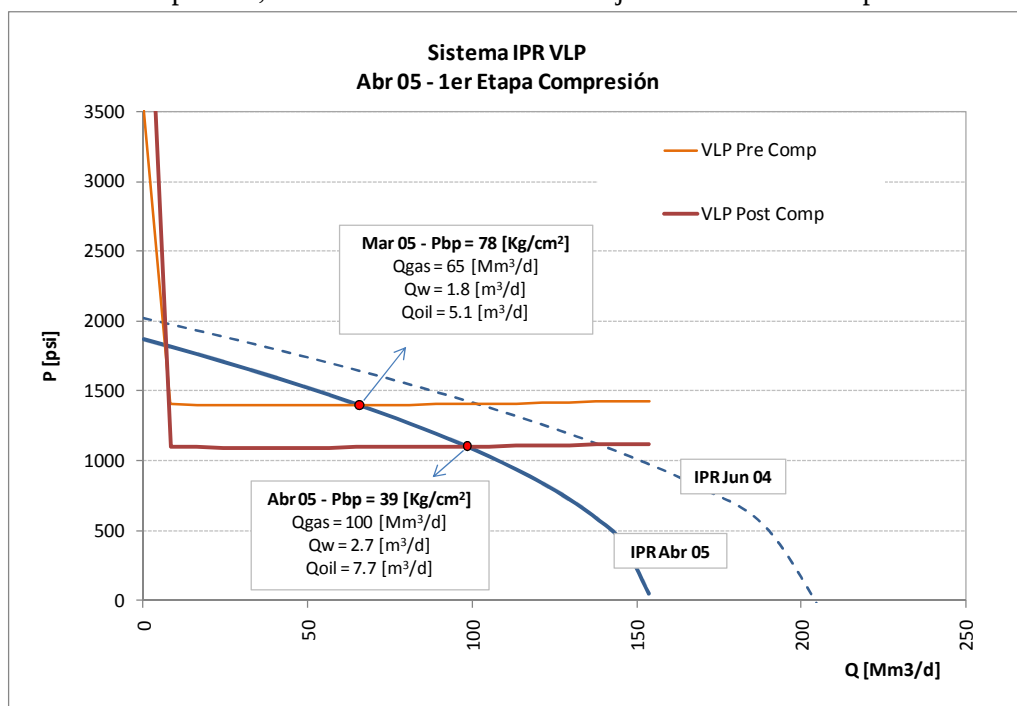
Como se explicó en el apartado anterior, el pozo durante toda la etapa de compresión produjo siempre con líquidos en el casing. Es por eso que para realizar el análisis nodal se corrige y toma el nodo solución al nivel de los líquidos (el nivel se encuentra a profundidad del Wire Line Entry).

Del gráfico "Perfil de Velocidades Abril 2005" se observa que en la zona del tubing de 4" el pozo posee un perfil de velocidades superior al de Turner. Extendiendo el perfil hacia la zona del casing se detecta que a pesar de la mejora en la producción por implementar la compresión, no fue suficiente para superar la velocidad crítica. Por ello es que el pozo produce siempre con carga líquida en esa zona.



"Perfil Velocidades Abril 2005"

En la gráfica "Sistema IPR VLP Abril 2005 – Inicio Etapa Compresión" se ven los resultados del análisis nodal para esta etapa inicial de compresión, en donde se evidencia la mejora en el caudal de producción al optimizar la curva VLP (Vertical Lift Performance) por disminución de la presión de boca de pozo. En contrapartida también se observa una disminución importante en el potencial AOF del pozo con respecto a la IPR de May - Jun 04 cuando inició el proceso de LL, esto consecuencia de la depletación del campo y además un pequeño aumento del daño del pozo.



"Sistema IPR VLP Abril 2005 – Inicio Etapa Compresión"

Ahogue del pozo

En Marzo de 2010 el pozo quedó sin aporte de fluidos.

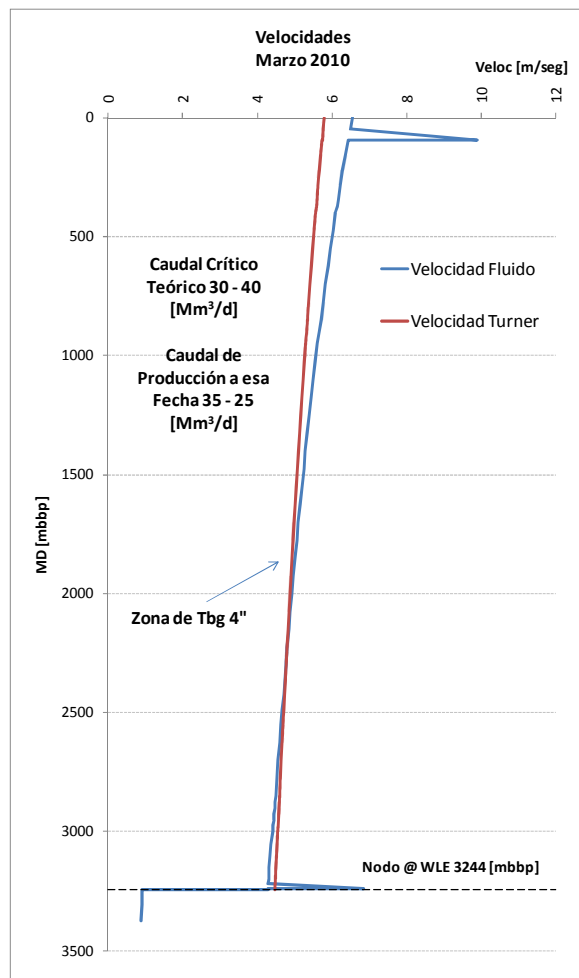
Esto ocurrió justo el mes posterior al revamping de PCN, proyecto que buscaba bajar un nivel más la presión de succión de la Planta Compresora Norte. A pesar de haber disminuido la presión de boca a 8.5 [kg/cm²], el pozo igualmente se ahoga y sin posibilidades de un arranque con maniobras de campo.

Últimos controles de producción:

Fecha	Q Gas [Mm ³ /d]	Q Agua [m ³ /d]	Q Oil [m ³ /d]	Presión [kg/cm ²]
Feb 10	54.6	5.7	1.7	8.5
Mar 10	24.9	2.3	0.9	8.5

Para evaluar la causa del ahogue se analiza el gráfico “Perfil de Velocidades Marzo 2010” calculado por el simulador, considerando el nodo en el WLE. El caudal crítico calculado para la zona del Tubing de 4” muestra que está en el orden de los 30 a 40 [Mm³/d].

Por ello es que se interpreta que para la producción de gas que tenía el pozo para aquella fecha, empezó a generarse un resbalamiento de líquidos no solo en el casing, sino ahora también en la zona del Tubing de 4”, provocando finalmente el ahogue del pozo. Posterior al ahogue del pozo se realizó un GEP para constatar nivel, y el mismo se encontró en 2365 mbbp.



“Perfil Velocidades Marzo 2010”

Conclusiones de las Etapas de Compresión

La historia de producción muestra que las sucesivas etapas de compresión mantuvieron casi cuatro años al pozo con una producción aproximada a los 100 [Mm³/d], y con la última etapa de compresión el pozo se ahoga.

Observando los gráficos de perfiles de velocidad y los caudales críticos se puede entender cómo cambian dichas variables con la disminución de la presión de boca en cada etapa. Al disminuir la presión de boca por compresión, la densidad del gas también disminuye considerablemente, provocando que la velocidad crítica sea cada vez mayor. Pero por otro lado el caudal crítico disminuye ya que tiene mayor impacto la disminución de la presión de boca que el aumento de la velocidad crítica.

Se concluye finalmente que la disminución en la presión de boca de pozo es una acción positiva que procura obtener mayores caudales de producción, pero es una estrategia que tiene su limitación ya que trabaja solamente sobre el parámetro de presión de boca y no sobre la geometría de la instalación. Cuando se llega a una etapa del pozo con muy baja productividad y con instalaciones sobredimensionadas, el efecto de disminución en la presión de boca no soluciona el problema totalmente.

Propuesta de CGC (Circulación Continua de Gas) – Jun a Ago 2010

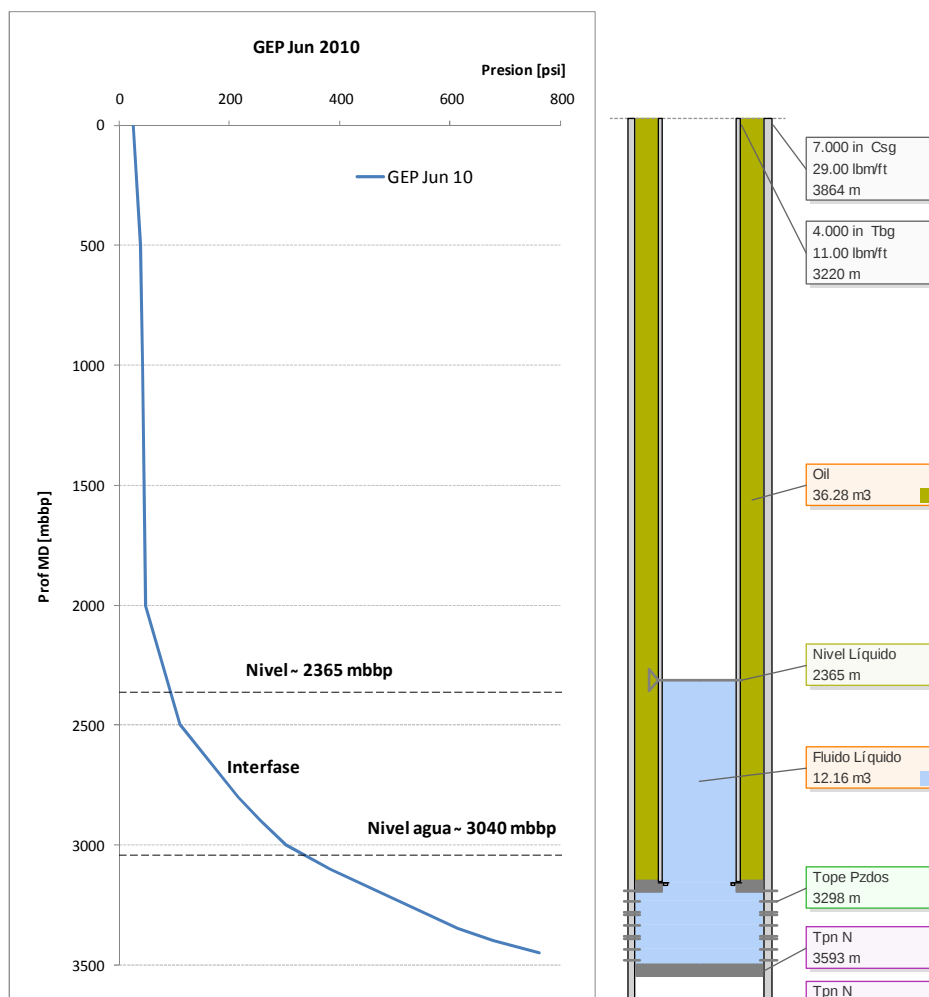
Como propuesta de reactivación del pozo se analizó circular gas desde el espacio anular del pozo hacia el tubing, a través de un mandril existente en la instalación por sobre el packer @ 3231 [mbbp], el cual poseía una válvula ciega. Se pretendía lograr los siguientes efectos:

- Desalojar los líquidos acumulados en el tubing, y mantener luego un caudal de inyección superior al caudal crítico en la zona del tubing 4", de manera de evitar los resbalamientos de líquidos en esta zona de la instalación de fondo.
- Mejorar a su vez el parámetro WGR al inyectar gas seco de Planta, logrando un mejor perfil de presiones más favorable a lo largo del tubing que ayude a la fluencia del pozo desde el punto de inyección hacia los punzados.

Tanto las tareas de facilities como de operación de pozo se desarrollaron desde Junio a Agosto del 2010. En superficie se acondicionaron las instalaciones para poder inyectar por espacio anular el gas seco proveniente de la Planta de Tratamiento.

En el pozo se realizó un gradiente estático como se observa en la Figura “Gradiente Estático Jun 2010” determinando el nivel de líquidos en 2365 [mbbp]. Luego se fijó un TPN (tapón) tipo “FWG” en un niple ubicado por debajo del mandril, y se llenó la directa con condensado (fluido de empaque en anular condensado), para luego pescar la válvula ciega del mandril.

Posterior a ello se realizó la operación de vaciado del pozo utilizando un bombeador de nitrógeno desde boca de pozo, y luego se pescó el TPN. Finalmente se fijó en el mandril una válvula de gas lift (OD 1 ½”) con orificio Ø 7/16” y check valve, para iniciar el proceso de inyección de gas seco por el espacio anular.



“Gradiente Estático Jun 2010”

Inyección de Gas – Agosto 2010

A mediados de Agosto de 2010 se comenzó a inyectar gas seco de salida de la Planta de tratamiento, al espacio anular entre tubing y casing, con el objetivo de desahogar el pozo por circulación de gas a través del mandril instalado en 3231 mbbp.

Luego de varios días sin reacción, comenzó a observarse una tendencia creciente en el aporte de gas propio del pozo, es decir, la diferencia entre lo inyectado y el caudal total medido.

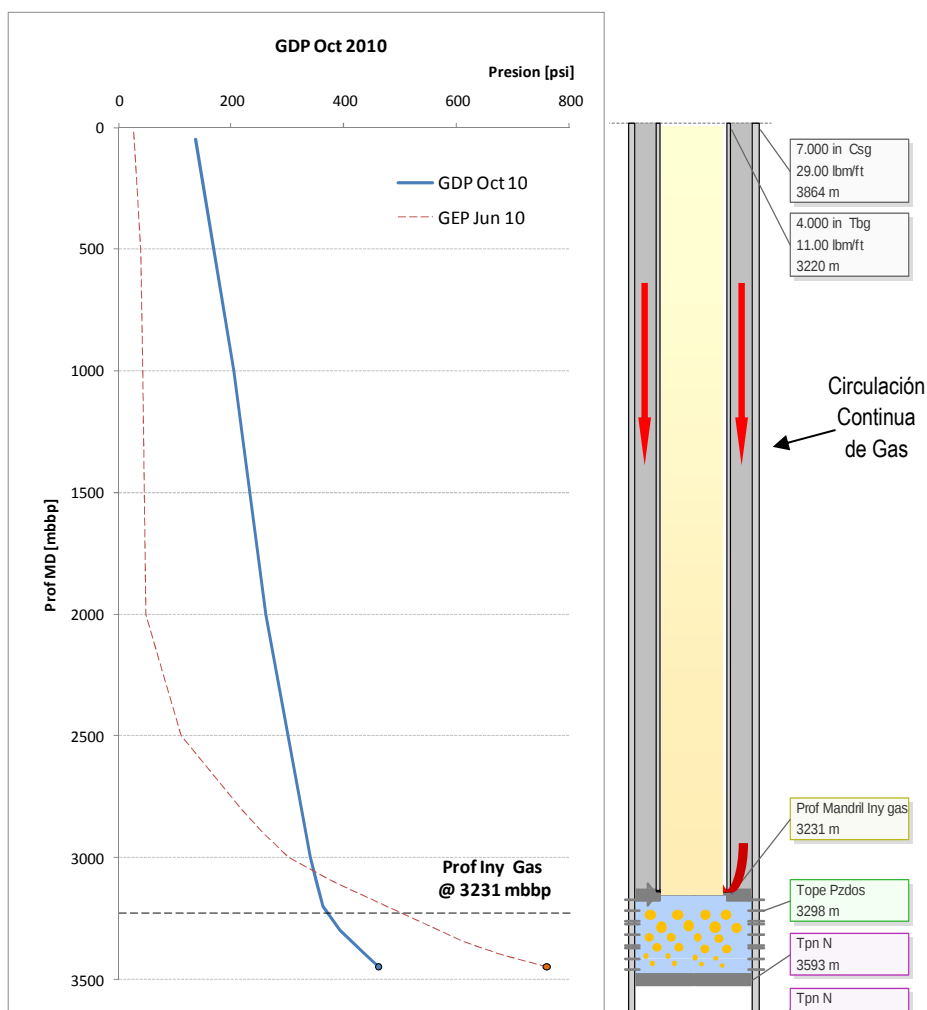
Resultado

Qgas inyectado = 40 [Mm³/d]
Qgas producido = 12 [Mm³/d]

En Octubre 2010 se realizó un GDP con los resultados que se observan en la Figura “Gradiente Dinámico Oct 2010”, en donde se observa la mejora en la condición del tubing con un gradiente de gas seco, y a su vez la mejora en la presión dinámica de fondo.

Propuesta de mejora – Instalación Capillary String p/ Inyección de Surfactante – Noviembre 2010

La respuesta positiva a la inyección de gas justificó a su vez la propuesta de instalar un sistema capilar para mejorar la remoción de los líquidos en fondo de pozo y evaluar el comportamiento en la producción del pozo.



“Gradiente Dinámico Oct 2010”

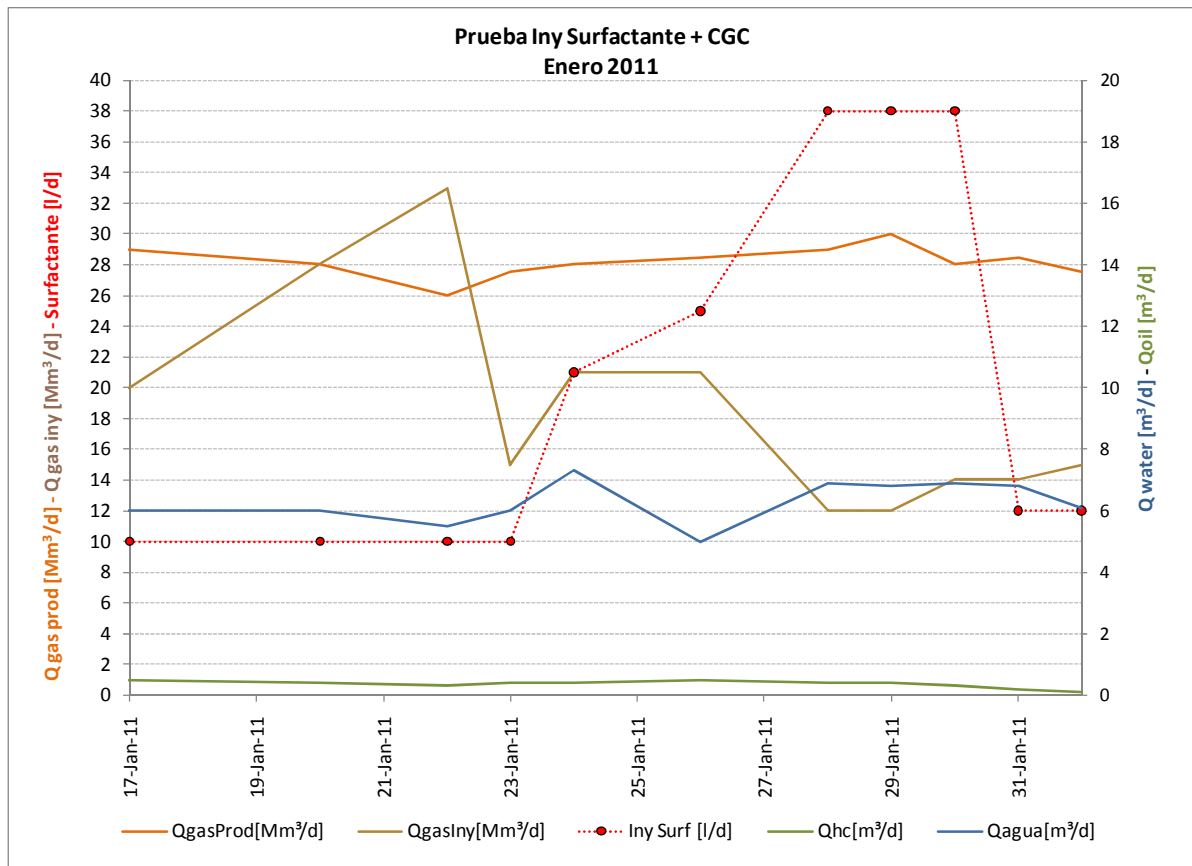
Como complemento a este proyecto se instalaron en locación un Separador Horizontal y una pileta con el fin de separar líquidos y evaluar la performance del pozo con la menor presión de boca de pozo posible (línea sin líquidos).

Para aplicar esta tecnología se realizaron los estudios sobre el material del capilar a usar y el producto a inyectar. El Capillary String Ø 1/4" es de material inoxidable DSS2205, y se diseñó un BHA (Bottom Hole Assembly) adecuado para la geometría del pozo.

En primera instancia se bajó el capilar a 3000 [mbbp], profundidad en la cual se realiza el bombeo de un primer bache de 100 [l] de surfactante, luego se bombea un segundo bache en 3500 [mbbp] y finalmente se levanta a 3450 [mbbp] donde queda el capilar instalado con inyección continua de surfactante.

Evolución de la producción

Luego de analizar durante dos semanas el comportamiento de la producción de gas y líquidos a distintos valores de caudal de gas inyectado y dosificación de surfactante según Figura “Prueba Inyección Surfactante + CGC a distintos caudales de inyección”, se decide mantener un Q gas circulación = 20 [Mm³/d] y una dosificación de 10 [lt/d] de surfactante, obteniendo una producción de gas próxima a 28 [Mm³/d].



“Prueba Inyección de Surfactante + CGC a distintos caudales de inyección”

Los resultados del ensayo verifican la mejora en la producción por lo que se decide mantener el sistema de **Compresión + CGC + Inyección de Surfactante**.

Conceptos teóricos sobre la inyección de surfactante

La espuma es un tipo particular de emulsión, en la cual el líquido se mantiene suspendido en una película formada por la burbuja exponiéndose de esta manera a una mayor área superficial, lo cual resulta en un menor deslizamiento del líquido con el gas y a su vez en una menor densidad de la mezcla.

El efecto de la espuma es el de reducir la tensión superficial del líquido permitiendo mayor dispersión gas-líquido. También se discute si la espuma a su vez reduce la densidad de las gotitas de líquido a una estructura compleja que contiene agua de producción, condensado y gas. Por lo tanto los efectos de la espuma como técnica para evitar LL en pozos gasíferos se explican por la reducción de densidad de las gotas líquidas y la tensión superficial, efecto combinado que disminuyen la velocidad crítica requerida.

Para el cálculo del posible efecto de esta técnica se pudo verificar que la ecuación original de Turner encuadra mejor, sin considerar el ajuste del 20 % de la ecuación modificada de Turner.

$$V_c = 1.593 \frac{[\sigma^{1/4} (\rho_{\text{líquido}} - \rho_{\text{Gas}})^{1/4}]}{\rho_{\text{Gas}}^{1/2}}$$

Se obtuvieron datos de bibliografía de ensayos realizados, que indican valores de referencia para la densidad aparente que se obtiene con la espuma en agua, y para la tensión superficial del agua afectada por la espuma:
 $\rho_{\text{Aparente}} = 6 \text{ [lbf/ft}^3\text{]}, \sigma_{\text{Espuma}} = 20 \text{ [dyna/cm]}$

Reemplazando estos valores empíricos y comparando con la de Turner modificada, se obtiene entonces que el efecto de la espuma reducirá la velocidad crítica a 1/3 en un pozo de gas, con la disminución de la tensión superficial y la densidad del líquido simultáneamente.

Conclusiones sobre la inyección de surfactante

El software no tiene una aplicación directa para simular la condición de inyección del surfactante, por lo que se simplifica este efecto disminuyendo a un tercio el valor de la constante de Turner.

Para la fecha de aplicación del surfactante el caudal crítico en el casing de 7" estaba en el orden de los 120 [Mm³/d], y al realizar el cálculo con la simplificación comentada de la disminución en un tercio de la cte de Turner se obtiene un caudal aproximado de 30 [Mm³/d].

Este es un valor teórico y es probable que no se haya logrado generar una condición que logre evacuar completamente los líquidos del fondo, pero si se logró modificar notoriamente la condición de fluencia permitiendo que el pozo produzca.

Instalación de VS (Velocity String) – Noviembre 2011

La estrategia aplicada en el pozo hasta ese momento era de Compresión + CGC + Inyección de Surfactante. Este sistema mantuvo la producción del pozo bajando la componente de presión de boca de pozo, solucionando además el problema de resbalamiento en el tubing a través de la circulación continua de gas, y mejorando la condición de fluencia en fondo con la inyección de surfactante.

Se evaluó entonces bajar una sarta de velocidad colgada en fondo para poder mejorar la geometría en la zona de casing permitiendo así un

levantamiento de líquidos más eficiente, con el objetivo de extender la vida productiva del pozo y a su vez retrasar la inyección continua del surfactante por lo menos durante una ventana de tiempo con el consecuente ahorro en costos.

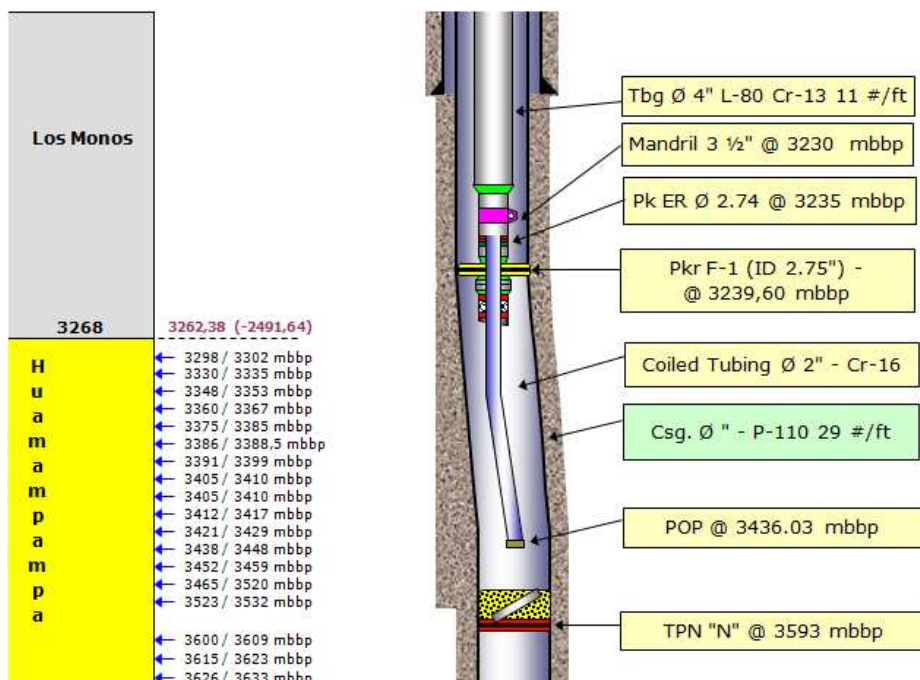
Se evaluó entonces bajar una sarta de velocidad colgada en fondo para poder mejorar la geometría en la zona de casing permitiendo así un levantamiento de líquidos más eficiente, con el objetivo de extender la vida productiva del pozo y a su vez retrasar la inyección continua del surfactante por lo menos durante una ventana de tiempo con el consecuente ahorro en costos.

Uno de los grandes desafíos para el montaje de la sarta en fondo fue resolver la operación sin tener que ahogar el pozo. Por ello se planificó la operación utilizando un equipo de Coiled Tubing con todos los tangibles y maniobras necesarias para bajar la sarta sin tener que recurrir al ahogue.

La operación se llevó a cabo en Nov 2011, lográndose con éxito instalar con equipo de Coiled Tubing una Velocity String de 2" de diámetro colgada y empacada en el tubing de producción.

En el gráfico "Perfil Velocidades VS + CGC" se pueden observar los efectos que tienen tanto la VS como el CGC.

Desde el punto de inyección hacia arriba el CGC aumenta la velocidad del fluido por sobre la crítica de Turner evitando de esta manera el resbalamiento en la zona del tubing de 4".

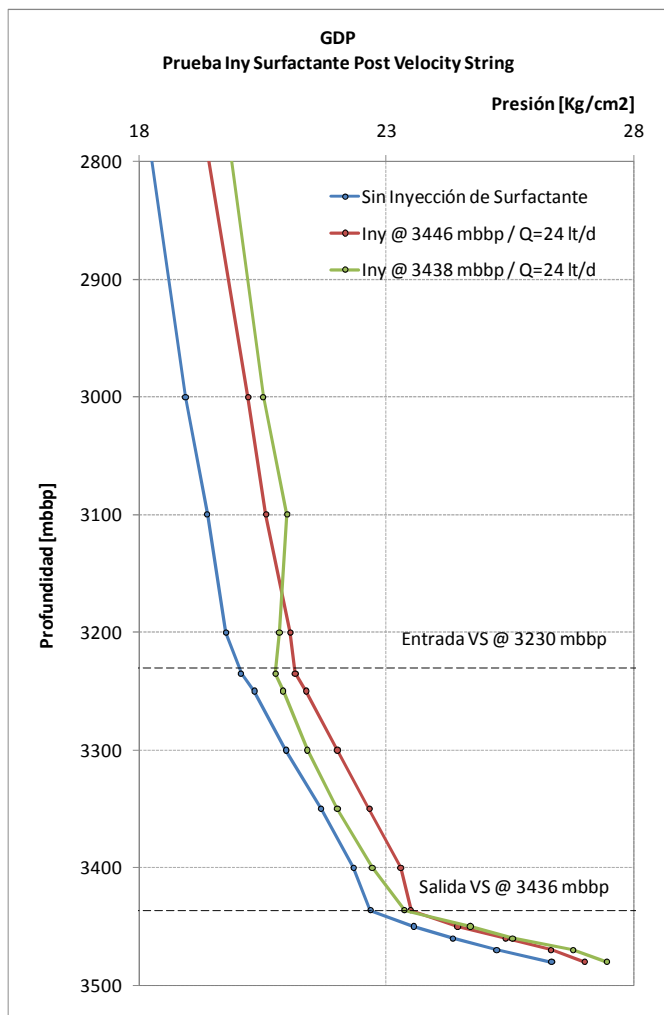


"Esquema Instalación VS"

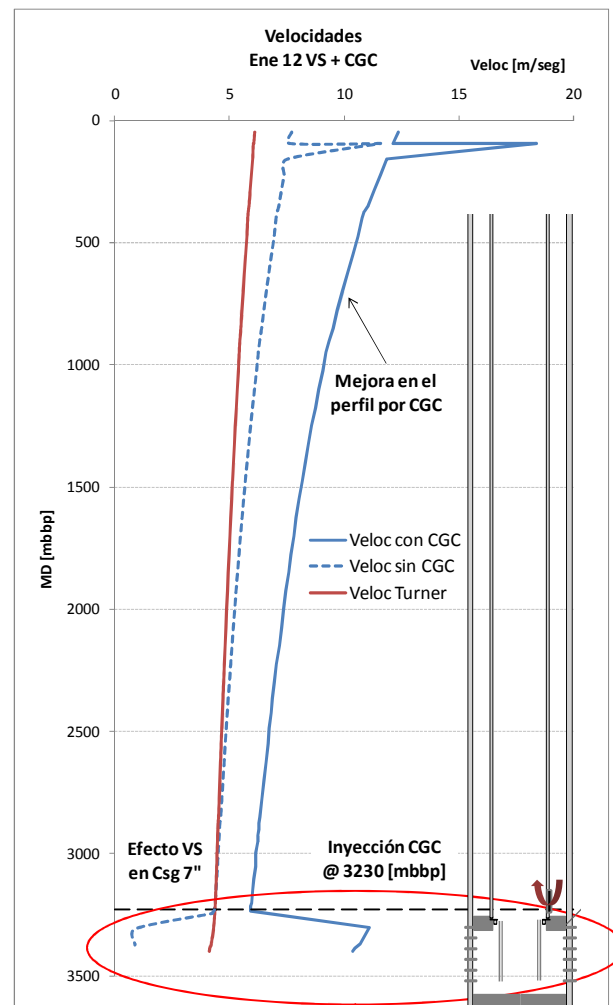
La Velocity String que fue colgada justo por debajo del punto de inyección, logra a su vez también un aumento en la velocidad del fluido pero en este caso por efecto del cambio en la geometría de fondo al reducir al diámetro en la zona de casing por la sarta de velocidad.

Prueba Inyección Surfactante – Enero 2012

Posterior a la bajada de la VS se dejó instalado el Capillary String Ø 1/4" para evaluar su funcionamiento. En Enero 2012 se realizó un ensayo del pozo con y sin dosificación de surfactante para evaluar el comportamiento con la nueva geometría de fondo.



“GDP Prueba Inyección Surfactante post VS”



“Perfil Velocidades VS + CGC”

Se concluyó que no se observa incidencia en la producción de gas y líquidos del pozo con inyección de surfactante en fondo.

	Con Surfactante	Sin Surfactante
Q gas [Mm ³ /d]	33	33
Hc [m ³ /d]	0.45	0.7
Agua [m ³ /d]	5.7	5.2
Pbp (psi)	100	100
Q cgc [m ³ /d]	20	20

El aumento en la producción de condensado y la disminución en el agua se deben a la mejor separación de las fases durante el control debido a la ausencia de surfactante.

Finalmente se eliminó el consumo de surfactante, se retiró el capilar y se ganó nuevamente acceso al pozo para continuar con su estudio y determinar fehacientemente el momento en el que se necesitará surfactante nuevamente.

Conclusiones

- El análisis nodal con el modelo Black Oil tiene sus limitaciones con respecto a la predicción del agua de condensación, pero se considera suficiente y válido su uso para analizar y planificar una estrategia para implementar las distintas tecnologías de liquid unloading y sus ventanas temporales de aplicación.
- Para una predicción más exacta de la carga líquida en un pozo de gas de baja presión se necesita simular con un modelo composicional para tener en cuenta el fenómeno de condensación a lo largo de toda la instalación de producción.
- Es conveniente fijar el Pkr lo más cerca del paquete punzado y prever colgar una cola de tubing hasta la zona punzada. Fijar el Pkr lejos de los punzados trae aparejado problemas prematuros de liquid loading. A pesar de que los líquidos condensados se forman en la parte superior de la instalación por efecto de la merma en el gradiente de presión y temperatura, y a su vez en esa zona hay mayor energía para transportarlos, está comprobado que problemas en el sistema de captación, cierre del pozo, intervenciones, etc. causarán que los líquidos resbalen y se depositen periódicamente en el fondo del pozo. Además también se produce acumulación en fondo por el agua libre de formación que se produce junto con el gas.
- Al existir una diferencia importante entre el diámetro del tubing de producción y el casing en la zona punzada, entonces el mayor diámetro marcará el inicio de la carga líquida.
- Con la experiencia de este pozo se comprueba que la inyección de surfactante en fondo es la primer técnica a implementar y de manera previa al inicio del Liquid Loading.
- La Circulación de Gas Continua es un método de deliquetación muy eficiente que permite mantener los diámetros de tubing de diseños previos, con la flexibilidad de aumentar el caudal de inyección a medida que merma la producción del pozo para así alcanzar nuevamente un caudal superior al crítico.

Referencia bibliográfica

“Natural Gas Engineering Handbook”, Dr. Boyun Guo and Dr. Ali Ghalambor, University of Louisiana at Lafayette

“Gas Well Deliquification, Solution to gas well liquid loading problems”, James Lea, Henry Nickens, Michel Wells.

"Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells", Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E., *Journal of Petroleum Technology*, November, 1969, pp. 1475-1482.

“A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up”, Coleman, S. B., Clay H. B., McCurdy, D. G. and Norris III H. L., SPE 20280.

“Predicting Gas Well Load-Up Using Nodal System Analysis”, Moltz, A.K, Exxon Co. Usa, SPE 24860.