



ITBA - INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES
Escuela de Posgrado

Carrera: Especialización en Producción de Petróleo
y Gas

Trabajo Final Integrador

“Delicuefacción por Inyección de Espumante en Pozos Maduros de Gas”

Alumnos: Ing. Juan Manuel González

Ing. Pablo Vicentini

Profesor: Ing. Julio Shiratori

Fecha: 27 Octubre de 2014

Contenido

PARTE I: CONTEXTO Y ASPECTOS GENERALES DE LA DELICUEFACCIÓN	3
INTRO	3
Contexto	4
Variables económicas.....	6
Variables Geográficas y Geológicas.....	7
Terminación o Completación de Pozos.....	8
Evaluación de Pozos y Pronósticos de Producción	9
Tecnologías de aplicación.....	10
Pozos de alta relación Gas Líquido.....	11
Plunger Lift	11
Surfactantes	11
Sistemas de reducción de la Velocidad Crítica.....	11
Pozos de Baja relación Gas Líquido.....	12
Gas Lift.....	12
Hydraulic Jet Pump.....	12
Pozos con Reservorios de Baja Presión.....	12
Bombeo mecánico.....	12
Nuevos desarrollos para casos Offshore.....	12
Campos de gas maduros	12
Delicuefacción a través de espumas	14
Testeo en condiciones reales de Pozo	16
Efectos de la dinámica superficial en el surfactante.....	17
Pozos con alto porcentaje de condensados.....	19
PARTE II: EJEMPLOS REALES DE APLICACIÓN DE ESPUMANTES EN POZOS DE GAS	22
Selección de pozos candidatos.....	22
Variables de Producción.....	24
Evaluación económica preliminar (factibilidad).....	27
Instalación Superficial y de Fondo.....	27
Agentes espumantes.....	31
Tipos de agentes espumantes y proveedores disponibles en Argentina.....	31
Rango de Precios	32
Inyecciones típicas.....	32
Anti-espumantes y desemulsionantes. Costos y sistemas para inyección.	32

Beneficios de producción esperados por pozo.....	33
Evaluación económica.....	33
CAPEX:	33
OPEX:	34
Precio del gas:	34
Cash flow pronosticado.....	35
Implementación.....	37
Selección del agente espumante.....	37
Tests de laboratorio.....	37
Tests de campo.....	38
Instalación de fondo y superficie.....	38
Instalación por pozo.....	38
Seguridad.....	39
Materiales y corrosión.....	39
Evaluación de performance del pozo. Resultados.....	39
Impacto en instalaciones superficiales de tratamiento.....	41
Separación petróleo / agua.....	41
Separación petróleo gas.....	42
Evaluación económica final una vez obtenidos los resultados reales.....	42
Conclusiones.....	43
Anexo A: Cuencas Argentinas	44
Bibliografía	54

PARTE I: CONTEXTO Y ASPECTOS GENERALES DE LA DELICUEFACCIÓN

INTRO

En un contexto de búsqueda de la soberanía energética, en un país con reservas de escasa importancia relativa respecto a los grandes productores mundiales de hidrocarburos y con un alto grado de madurez en los campos *onshore* resulta de vital importancia evaluar las alternativas tecnológicas que permitan reducir el declino de la curva de producción, aumentar el factor de recupero y postergar el cierre de los pozos, lo cual es tendencia mundial.

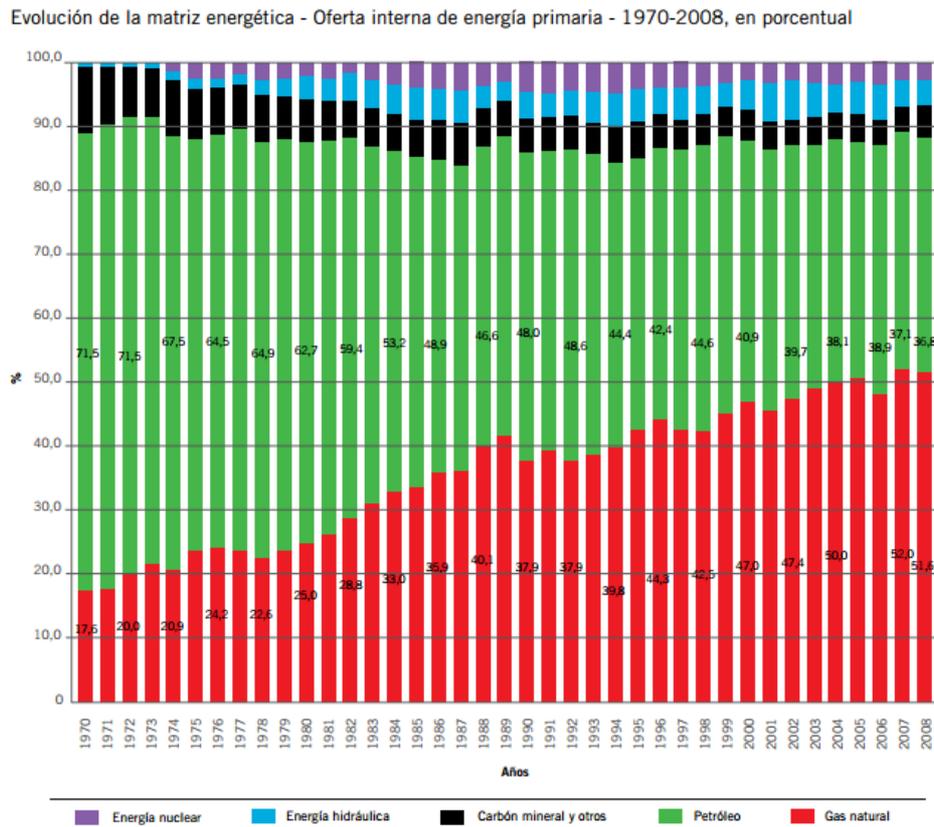
Alrededor del mundo, la aplicación de sistemas de levantamiento artificial para la remoción de líquidos en pozos de gas se está volviendo más y más importante. La relación de retorno sobre la inversión necesaria, el rápido repago de la misma, y el bajo riesgo en general de la naturaleza de estas inversiones son los motores impulsores para que estén atravesando una rápida expansión y pasarán a primer plano en el corto plazo.

En este marco es que proponemos analizar las soluciones a los problemas de *carga de líquidos* en pozos de gas en campos maduros. En la actualidad existen al menos 15 métodos de levantamiento artificial que se utilizan para hacer frente a la carga de líquidos en pozos de gas, y varias más combinaciones y permutaciones. Esto termina en un dilema para las operadoras en relación con exactamente qué método o sistema a utilizar. Tan es así que se fundó el Consejo de Investigación y Desarrollo de Levantamiento Artificial (www.alrdc.com), una organización sin fines de lucro que promueve el desarrollo y el intercambio de prácticas recomendadas y la información en todos los aspectos de levantamiento artificial. En él se está coordinando un equipo de expertos de la industria para desarrollar un conjunto de prácticas recomendadas para ayudar a los operadores en la selección de la técnica de levantamiento artificial más adecuada para sus aplicaciones de delicuefacción en pozos de gas.

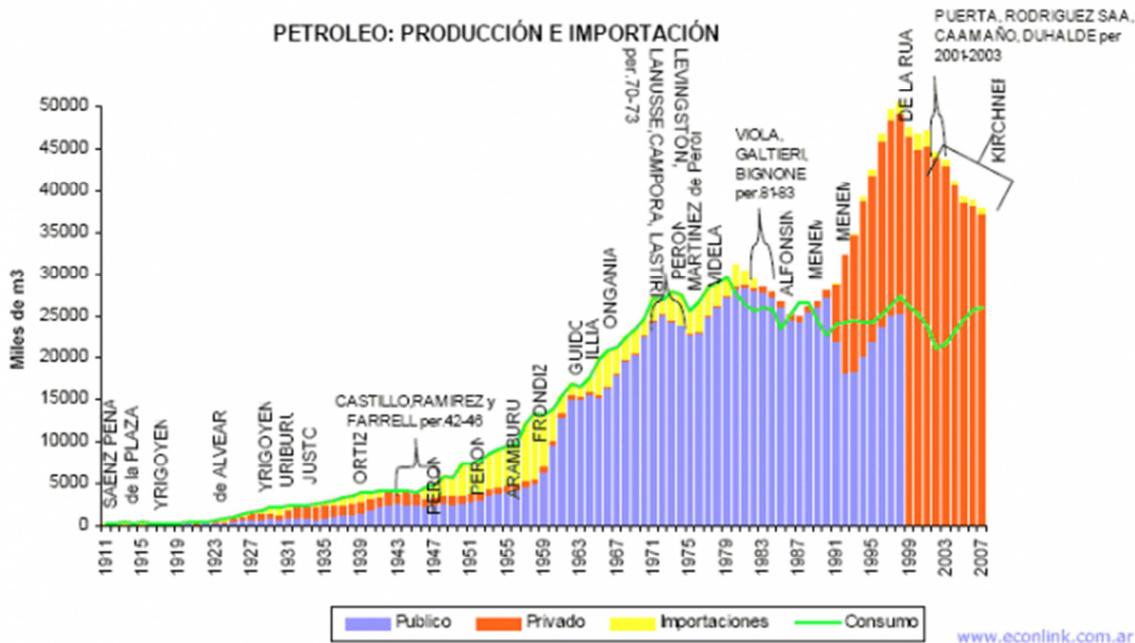
En la utilización específica de surfactantes, los costos de los productos químicos atentan contra la economía de la actividad. Pero ahondaremos en particular en las condiciones de la aplicación que impactan en el éxito de su utilización y analizaremos los aspectos específicos durante su implementación.

Contexto

En la Argentina, el sector Energético, y en particular el hidrocarburífero, se encuentra en una encrucijada producto de las políticas históricas en el sector. El vuelco hacia una matriz energética soportada por el GAS con un crecimiento marcado en los últimos 40 años puede apreciarse claramente en la estadística oficial como muestra el siguiente gráfico:



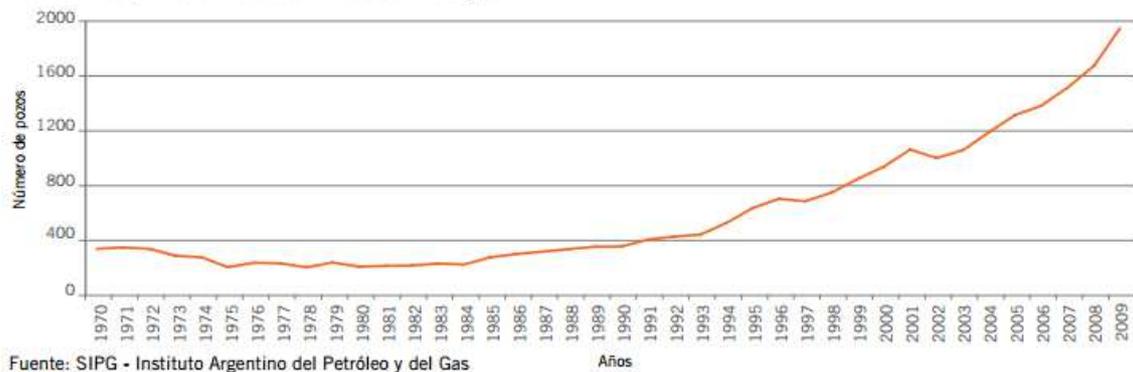
Por otro lado cabe remarcar que en el sector en la década de los 90's se privatizó la empresa estatal YPF que poseía la mayor parte de la producción y refinación, lo que generó un flujo de inversiones que aceleraron el desarrollo de yacimientos de forma intensiva logrando un pico de producción tanto en gas como petróleo en fines del siglo XX. A partir de allí comenzó a mermar la inversión y conjuntamente con la declinación natural se construyó un escenario con producción y reservas disminuidas.



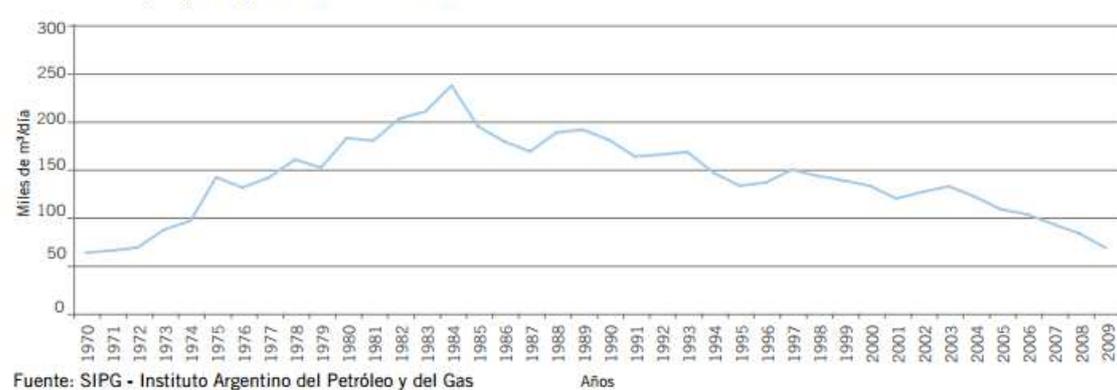
También la regulación por parte del estado de los precios internos desde el alto precio internacional en 2008, el cierre del comercio exterior y el sistema de concesiones a 25 años con cumplimiento de los plazos en 2016 y 2017 acentuaron la situación. Finalmente un último ingrediente fue el proceso de expansión de la economía que se inició en 2002 hizo que en 2010 la demanda interna de energía supere a la oferta impactando en las cuentas de la balanza comercial por una pérdida de la soberanía energética y el autoabastecimiento. Todo esto nos pone hoy en una situación donde los valores del gas importado son tan altos que el gobierno desplegó programas de promoción para el incremento de la producción reconociendo valores de gas mucho más altos que el promedio en los últimos tiempos haciendo más rentable este tipo de iniciativas con ese ingreso adicional.

En Argentina, la historia productiva de gas está directamente relacionada con el desarrollo de su red de gasoductos y sistema de distribución ocurrido en las últimas décadas, cuando la historia del petróleo cumplió 100 años en 2007. En los siguientes gráficos vemos cómo se desarrolla la producción de gas explicada por la explotación de la cuenca del Noroeste y en segunda instancia el aumento de inversión en pozos por la privatización del sector y desarrollo de nuevas reservas ahora en manos privadas. La caída de producción por pozo, la geometría de los mismos y su terminación llevan a velocidades de flujo de gas por debajo de los valores críticos, las cuales favorecen la acumulación de líquidos en fondo de pozo, factor que atenta contra la producción sumado a la caída de presión del reservorio.

Número de pozos en extracción efectiva de gas



Media diaria por pozo productivo en Mm³/día

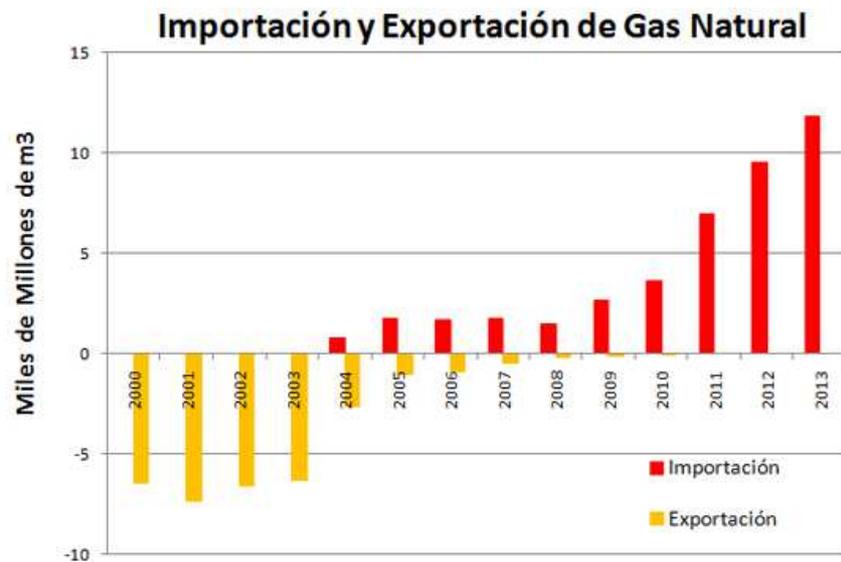


En este escenario, las operadoras se enfrentan con una serie de desafíos asociados con deliciefacción. A continuación ampliaremos aspectos que directamente impactan las decisiones que toman las operadoras:

1. Variables económicas;
2. Variables geográficas y geológicas;
3. Terminación o Completación de pozos;
4. Evaluación de pozos y pronósticos de producción.

Variables económicas

La primer y más importante variable económica es el precio que percibe la operadora por el gas producido, que como ya mencionamos, en Argentina es regulado por el Estado. Pero es también el estado el que importa gas para cubrir la demanda, y los precios a los que obtiene esos recursos varían de acuerdo al origen y características, principalmente gas natural provisto por Bolivia a través de gasoductos y en segunda instancia LNG por barco de diversos orígenes. Cabe resaltar el vuelco reciente de Argentina, de exportadora a importadora de gas:



Fuente: SIPG- IAPG

El precio en Argentina además tiene otras variables. Una operadora debe satisfacer una cartera de clientes: Hogares, Industria, Energía, Vehicular, otros. Estos clientes poseen precios diferentes y en todos los casos los precios y la distribución de la producción en los diferentes tipos de clientes son establecidos por el Estado. Por ello, en realidad, la operadora recibe un precio promedio de la cartera de clientes a los que satisface, un esquema complejo que no abordaremos en este trabajo.

En segunda instancia, en un abordaje microeconómico, sabemos que las empresas operan buscando reducir los costos operativos y de capital, y las empresas de servicios y de suministros también están trabajando para reducir los costos para satisfacer las necesidades de sus clientes. Varias técnicas diferentes han sido aplicadas para la remoción de líquidos del pozo y cada una tiene variables económicas específicas relacionadas incluso con cuestiones internas de la operadora. Los sistemas más comunes son bombeo mecánico, plunger lift, gas lift, producción intermitente, swabbing, tubings de diámetro reducido y asistencia de agentes espumantes para deliciefacción. La diferencia es que los tres primeros se clasifican como sistemas de levantamiento artificial mientras que los últimos cuatro métodos sostienen el flujo natural. Y el impacto en los OPEX y CAPEX de cada uno debe ser abordado en detalle de acuerdo al contexto de la compañía.

Variables Geográficas y Geológicas

El Anexo A de este trabajo muestra las distintas características de las cuencas argentinas y relación con el problema en estudio.

Terminación o Completación de Pozos

La completaciones de los pozos son diseñadas de acuerdo a las expectativas de producción y características de fondo de pozo. Esas consideraciones buscan optimizar la producción y reducir durante la vida activa del pozo los efectos negativos de la fricción, asegurando superar la velocidad crítica que previene la acumulación de líquidos en fondo.

Como observamos, la variedad de cuencas sedimentarias presenta un sinnúmero de variables en las tecnologías utilizadas y la perforación y completación de pozos. Y ya sabemos que con la edad, los pozos de gas producen más líquidos. Es por estas dos razones que describiremos algunas características de las **terminaciones no convencionales**:

- a) Algunos pozos tienen altos grados de desviación o directamente terminaciones horizontales.
- b) Son pozos completados con tubings de alto diámetro (4,5", 5,5", 7").
- c) Pozos sin posibilidad de inyectar por tecnología capilar.
- d) Pozos con válvula de seguridad en el fondo.
- e) Pozos con problemas de corrosión.

Todas estas variables planteadas arriba desafían el suceso en la aplicación de agentes espumantes para la deliciefacción de los pozos y que recuperen su producción potencial de gas natural que es nuestra razón de estudio.

- a) La deliciefacción química en pozos horizontales o de alto grado de desviación requerirá evaluaciones técnicas más robustas que las terminaciones verticales, debido a que las primeras podrían experimentar repeticiones de slugging de gas / líquido dependiendo de la severidad del desvío. Estas condiciones generarían un perfil de densidad gas / líquido errático afectando las velocidades de flujo, regímenes de flujo, y zonas de aporte de líquido. Por ello, la deliciefacción química se recomienda limitada en profundidad hasta el kick-off del perfil de desviación.

Estos tipos de pozos son encontrados en la cuenca NOROESTE y muchos de los pozos nuevos que se están perforando en Vaca Muerta.

- b) Cuando las completaciones son en diámetros grandes, el incremento de la velocidad crítica y el incremento del volumen que debe cubrir la espuma una vez formada hacen que no sea posible el tratamiento de la carga de líquido con solo agentes espumantes. La búsqueda de un tubing de diámetro menor, o utilización de sartas de velocidad pueden ser buenos complementos en esos casos.

En el NOROESTE pueden encontrarse varios de estos casos. Próximamente será una problemática en los pozos de gas que obtengan su producción de la formación Vaca Muerta.

- c) Todos los ensayos y validación de productos están enfocados en la aplicación de forma continua que es la óptima y se realiza a través de la tecnología capilar. Todos los pozos que no dispongan de la posibilidad de utilizar esta tecnología tendrán que abordar las otras alternativas comerciales, que pueden variar en la composición y tipos de aplicación.
- d) Las regulaciones gubernamentales requieren cada vez más utilizar válvulas de seguridad sub-superficial. Para estos casos los avances se están realizando en el uso de pistones y sistemas químicos para la producción por debajo de un SSSV. Pero parte importante de los

tratamientos de agentes espumantes dependen de la aplicación del producto, y las válvulas de seguridad o están permitiendo sólo aplicaciones vía batch o con depósito de químicos sólidos en fondo que no demuestran los mismos resultados que la inyección continua vía capilar.

- e) Un sorprendente número de pozos tiene problemas de integridad. Normalmente el tubing es la cañería de sacrificio, pero hoy con terminaciones tubingless es de vital importancia lograr tener un control sobre esta problemática. En este sentido, la aplicación de un agente espumante provee del medio perfecto para lograr lo más difícil de la mitigación de la corrosión con productos químicos, que es la formación de un film inhibidor uniforme a lo largo de toda la superficie que es la espuma.

En la cuenca del Noroeste, los perfiles de corrosión demuestran graves problemas de integridad y de carga de líquidos, que pueden ser abordados en conjunto por una dosis de un producto mixto, agente espumante con inhibidor de corrosión.

En todos los casos, para alcanzar el estado estacionario de producción óptima se debe evaluar varias opciones de Choke que colabora o atenta contra la duración de la espuma y en consecuencia con la eficiencia del agente espumante.

Reservorios no Convencionales

Muchos pozos de gas se están realizando en formaciones no convencionales o de esquisto (ultra bajo permeabilidad), donde se busca estimular la producción a través de perforación horizontal y multi-fracturamiento hidráulico (fracking). Para lograr caudales óptimos y evitar problemas después de realizado el pozo se coloca arena de fractura como agente sostén que aumenta la permeabilidad natural de estas formaciones.

Dentro de la actividad de gas no convencional se encuentra el metano en capas de carbón (CBM). Aunque los pozos de CBM en general no tienen altas reservas o altas tasas de producción asociados, muchos pozos van a seguir siendo perforado en formaciones de carbón para recuperar el metano atrapado dentro de la matriz de carbón. Hay desafíos especiales para la recuperación de finos de carbón y para hacer frente a las tasas de recuperación de líquidos que pueden ir desde grandes principios de la vida del pozo como deshidrata veta de carbón a mínimos más tarde en la vida.

Evaluación de Pozos y Pronósticos de Producción

La carga de líquidos, en particular la formación del tapón de líquidos, no puede ser reproducido utilizando las herramientas de flujo estacionario, usadas normalmente para pronósticos de producción, como el acople del balance de materiales y el análisis nodal, pero

no considerarlo puede redundar en pronósticos de producción muy optimistas que no reflejen la realidad del yacimiento, provocando evaluaciones económicas incorrectas.

El cálculo de gradientes de presión, cuando las velocidades de flujo están en el orden o son inferiores a la crítica de Turner, cobra una gran importancia en yacimientos maduros, donde la irrupción de agua en los pozos es un factor preponderante en la declinación del caudal y del cierre de pozos.

Cabe resaltar que las correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en pozos de gas y condensado presentan un pobre ajuste y una muy mala dispersión cuando predicen gradientes de presión, cuando este tipo de pozos presenta velocidades menores a la crítica de Turner.

La aplicación de una metodología para corregir estos errores puede tener un alto impacto económico ya que mejora el ajuste del cálculo del punto de funcionamiento, mejorando en consecuencia la calidad de los estudios de optimización de la producción y rediseño de instalaciones que se puedan realizar sobre estos pozos.

Tecnologías de aplicación

Las tecnologías de levantamiento artificial están tomando un rol fundamental en el mantenimiento de la producción en pozos de gas dentro de los campos maduros. La acumulación de líquidos en fondo por disminución de la capacidad del caudal de gas de removerlos desafía a mantener los pozos activos de forma económica.

La baja inversión relativa y el alto retorno, rápido repago, y en general bajo riesgo natural está propagando y expandiendo rápidamente las Tecnologías para Delicuefacción de Pozos de Gas. Y hay acuerdo que el problema, relacionado con la velocidad crítica, es función de la pérdida de presión de la formación, la calidad del gas y las tensiones superficiales de los fluidos a ser removidos.

Las soluciones más comúnmente aplicadas son la Compresión de Boca d Pozo, Reducción de ID del tubing y aplicación continua de productos espumantes o “velas” surfactantes, plunger lift, gas lift, jetpump y bombeo mecánico.

Las tres formas más comunes de reconocer el “liquid loading” son la observación de los síntomas en producción, Los síntomas de producción causados por el “liquid loading” son:

- Presión diferencial entre tubing y casing: se da en pozos que tienen conectada la directa con la anular.
- Picos de presión en orificio.
- Sluggs de líquido.
- Producción de gas fluctuante.
- Variaciones de la curva de declinación.
- Corte de producción total.
- Gradiente de presión muestra variación de densidad.

La selección de la tecnología más adecuada está muy relacionada con la producción del pozo. Clasificando por la Relación Gas Líquido, podemos ver cuales tecnologías aplican en la mayor cantidad de casos de acuerdo a sus principios operativos.

Pozos de alta relación Gas Líquido

Asumiendo una convención normal, pozos de alta relación Gas Líquido (GLR) llamaremos a aquellos que se encuentren por encima de 1000 scf/bbl/1000 feet. Para este caso, podemos encontrar ventajas en las siguientes aplicaciones:

Plunger Lift: utiliza la energía propia del reservorio y existe la versión interna al tubing y al casing. Cuando la energía del reservorio no es suficiente y en superficie existe disponibilidad de gas a presión puede asistirse para que el pistón trabaje correctamente. También puede combinarse con el sistema Gas Lift y es considerado el sistema más económico siempre que sea aplicable. Tiene como limitante la profundidad máxima, a pesar de algunos ensayos combinando la utilización de 2 pistones en el mismo pozo y elevando los líquidos por etapas. Además, cuando el pozo tiene sólidos o se desvía más de ± 60 grados afecta la performance del sistema.

Surfactantes: tiene la intención de mover el líquido a través de la película que forma la burbuja, reduciendo la densidad de la columna y por lo tanto disminuyendo la velocidad crítica necesaria. Nos enfocaremos específicamente en esta tecnología en lo que sigue del trabajo. A grandes rasgos existen 3 tipos de aplicación: por barras sólidas, por batch líquido o líquido en forma continua y tienen mayor resultado en cortes de agua altos aunque los últimos desarrollos logran superar esta característica.

Sistemas de reducción de la Velocidad Crítica: se pueden combinar diferentes técnicas que apuntan a reducir la Velocidad Crítica, que a su vez su aplicación puede aplicarse en forma secuencial. Reducir el área de flujo con sartas de velocidad o compresores de boca de pozo a menudo son combinados con Plunger Lift y Surfactantes. Otros sistemas que modifican la geometría de la completación existen y son ofrecidas por las empresas de servicio.

Pozos de Baja relación Gas Líquido

Nuevamente a modo de convención, adoptamos como pozos de alta relación Gas Líquido (GLR) a aquellos que produzcan con una relación por debajo de 1000 scf/bbl/1000 feet). En estos casos, las siguientes aplicaciones pueden ser más útiles:

Gas Lift: existen diferentes tipos de sistemas Gas Lift, pero su principio de inyección de gas a alta presión en la columna de líquido, alivianándola y permitiendo que el pozo continúe en producción utilizando la energía del reservorio es siempre igual. Quizás puede ser útil en pozos de gas con altos volúmenes de fluido pero requiere la disponibilidad de una red de gas a alta presión porque si no resulta muy ineficiente. También hay que tener en cuenta que consume capacidad de compresión que no siempre está disponible.

Hydraulic Jet Pump: este sistema es muy utilizado para evacuar el flowback luego de las fracturas en los pozos shale, consiste en entregar energía al fluido en superficie e inyectarlo, transfiriendo la energía necesaria al pozo. Es muy ineficiente desde el punto de vista energético y requiere de un circuito y una unidad de alta presión en superficie.

Pozos con Reservorios de Baja Presión

En casos donde la presión de reservorio es muy baja, uno de los sistemas más eficientes aplicables es el:

Bombeo mecánico: si bien es un sistema muy común y existen muchas presentaciones y papers en la industria respecto de los beneficios de este sistema en la deliquetación, también es muy común que el sistema falle o sufra de interferencias a partir del gas en la bomba.

Nuevos desarrollos para casos Offshore

En offshore también se presenta la dificultad de la carga de líquidos en los pozos de gas y actualmente están realizándose desarrollos especiales para coexistir con la Válvula de Seguridad de Subsuperficie, tanto para inyección de químicos como variantes del sistema plunger lift.

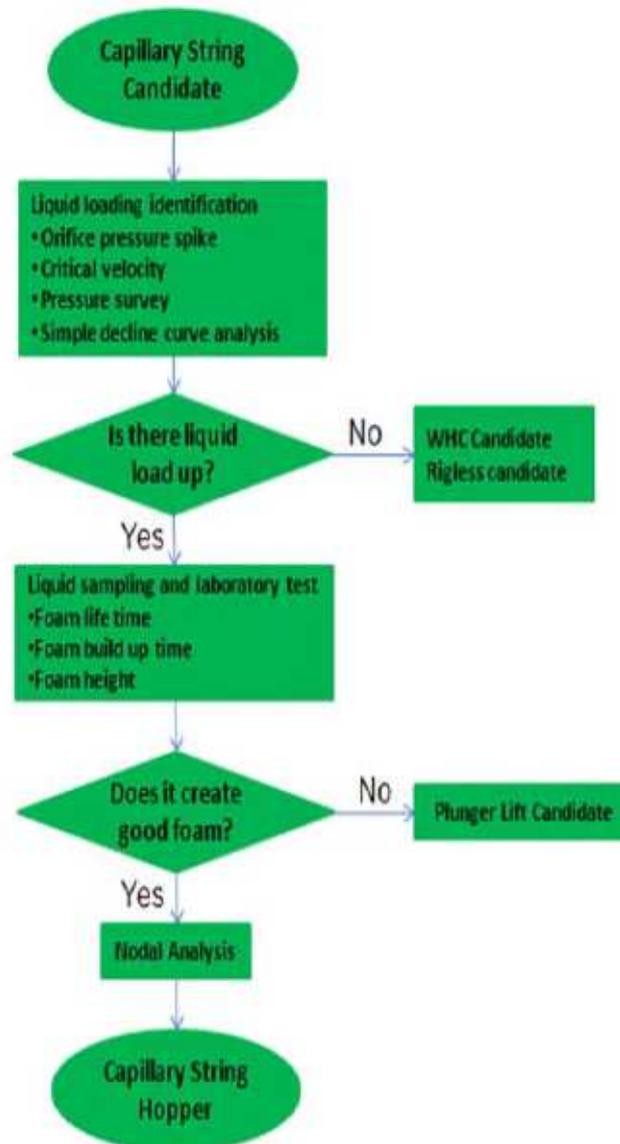
Campos de gas maduros

Muchos de los pozos que presentan la problemática de carga de líquidos se encuentran en la etapa "final" de su ciclo biológico. Y a pesar de que las presiones del yacimiento son a menudo demasiado bajas, por lo general hay suficiente reservas remanentes para justificar métodos para recuperarlos. Hoy hay compresores de Muy Baja Presión de succión (VLP) que operan en rangos de 15 a 25 psig con tubings de diámetros de 2 3/8" a 4 1/2".

Para abordar el proyecto de deliquetación de un campo maduro hay que aclarar inicialmente que los factores más importantes asociados al problema son: los líquidos asociados al gas a producir, el tamaño del tubing, la presión de superficie y, por supuesto, el caudal de producción, que define la velocidad tanto del gas como del líquido dentro del tubing.

Por otro lado, el proyecto integral se debe orientar a postergar las presiones de abandono para aumentar la explotación del campo y deberá contemplar un equilibrio de aplicación de varias tecnologías a la vez: inyección de químicos a través de capilares, plunger lift, sartas de velocidad y compresores de boca de pozo.

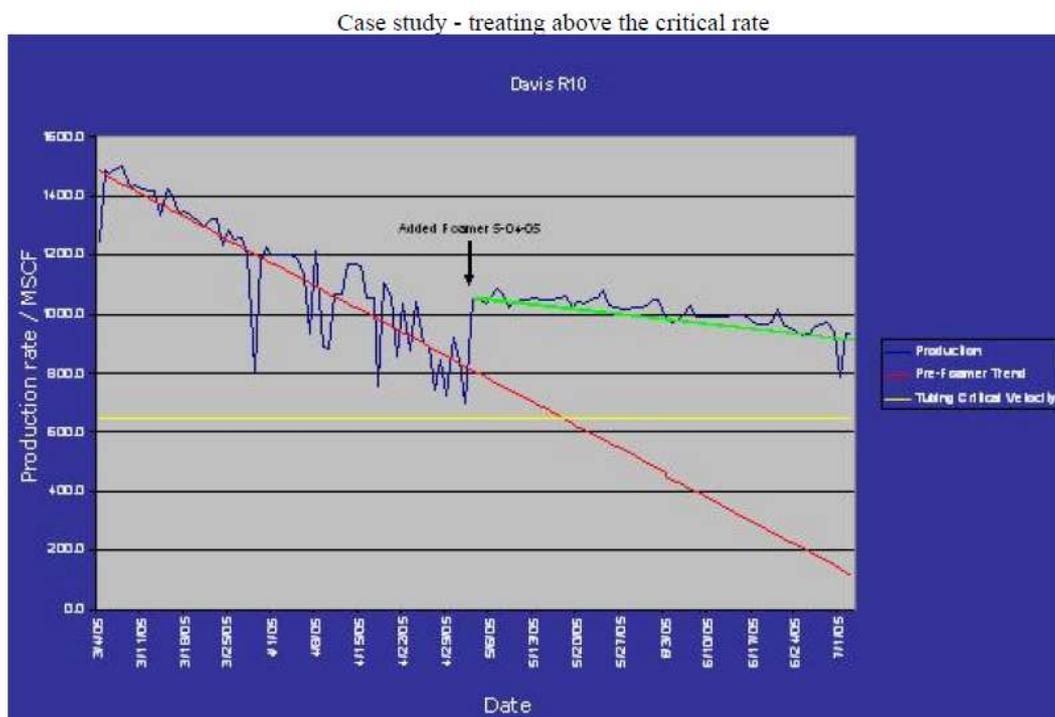
Un caso real, que encaró de esta manera el proyecto, tuvo como resultado que todas estas técnicas se transformaron en el sistema básico de producción y los pozos explican ya el 10 % de su producción total. Incluso sistematizaron de acuerdo a las características del reservorio, de las completaciones y de la infraestructura de superficie la selección de la tecnología correcta a través del siguiente árbol de decisión:



Otra conclusión importante de este caso y que normalmente no es tomada en cuenta, es que el estudio y la implementación de la deliquetación debe realizarse lo antes posible y no esperar a que el campo alcance la etapa madura de declinación. Se ha demostrado que la presencia continua de líquidos en el fondo del pozo puede inducir disminución de la permeabilidad y hasta de la mojabilidad de la roca en la zona aledaña al pozo (*near wellbore*) lo que en

particular afecta a pozos shale y tight, disminuyendo significativamente su ecuación económica.

Podemos ver en el siguiente gráfico que además de evitar un posible daño en formación, mejora significativamente la declinación de los pozos y consecuentemente el factor de recobro:



Delicuefacción a través de espumas

Tratar pozos productores de gas con agentes espumantes es común y un método económico y efectivo para extraer agua de formación, agua condensada o hidrocarburo condensado. Estos surfactantes químicos son diseñados para modificar las propiedades físicas de los líquidos como la tensión superficial. El incremento de la demanda global de energía indujo al desarrollo de formas de recuperación mejoradas para incorporar la “cola” (tail) de la declinación de estos pozos a la producción. Y si bien existen ofertas de sistemas mecánicos para el levantamiento artificial de forma masiva, casos como el *offshore* obligó a desarrollar las alternativas que menos espacio requerían, con una baja demanda de energía y sea confiable.

Históricamente agentes espumantes fueron aplicados en formas de “velas” (*sticks*) pero en la actualidad la posibilidad de customizar el agente al caso en particular de aplicación permite aprovechar los nuevos desarrollos aplicándolos tanto en batch como en forma continua. Incluso, uno puede aplicar el producto en el punto del pozo que lo requiera y no como las barras que se iban al fondo, logrando el control del pozo, aumentando al máximo la producción y reduciendo al mínimo los costos asociados gracias a la tecnología CAPILAR .

La naturaleza del agua de formación y de los hidrocarburos establecen la selección de las alternativas comerciales de hoy en día aunque el proceso operativo del producto final sigue siendo afectar las características físicas de las fases hidrofóbica e hidrofílica para la formación

de espumas a través de las cuales se transportarán los líquidos a superficie. Los químicos tradicionales son:

- No iónicos.
- Aniónicos.
- Catiónicos.
- Anfotéricos.

Antes de comenzar la aplicación en campo se realizan experimentos en Laboratorio para evaluar el desempeño del producto elegido. Se utilizan químicos a temperatura ambiente, hidrocarburos del pozo una composición sintética y salmuera sintética emulando los resultados del relevamiento de campo. Una de las características observadas es la Tensión Dinámica de Superficie que se mide a través de la máxima presión de burbuja a través del método *Kruss bubble pressure tensiometer*. Hay también procedimientos estandarizados de testeo que han sido publicados en las normas ASTM D3601 *Foam in Aqueous media (Bottle Test)*, D3519 *Foam in Aqueous media (Blender Test)* y D892 *Column/Cylinder Test Method (Dynamic Test)*. En la realidad, no se utilizan estos métodos en forma directa, sino que se usan adaptaciones de los mismos, ya que los procedimientos estándar no son específicos de este tipo de aplicaciones.

Una vez completada la verificación en laboratorio, el paso siguiente es transferir los resultados al yacimiento. Es importante recordar que las espumas generadas son afectadas por las condiciones operativas del pozo, aspecto fundamental de la selección del químico. Por ello, resulta relevante el testeo en condiciones de pozo como veremos más adelante.

En resumen, para aplicar surfactantes debemos recorrer cinco (5) pasos:

1. **Analizar:** los pozos seleccionados.
2. **Modelar:** de acuerdo a las condiciones normales de producción.
3. **Priorizar:** comenzar en los pozos que haya más probabilidad de éxito.
4. **Seleccionar:** seleccionar el producto.
5. **Ejecutar:** la aplicación de campo.

Normalmente, en un principio, la situación operativa del pozo influye en la selección del tratamiento. Cuando un pozo está ahogado completamente, siempre una primera instancia requiere de un tratamiento por batch hasta lograr desagotar el pozo y lograr que el pozo logre producir nuevamente. Un aspecto negativo de este tratamiento a pesar de su efectividad es que debe cerrarse el pozo y otro aspecto es que no es aplicable cuando la instalación de fondo posee packer.

En una segunda instancia, cuando el pozo está produciendo en forma intermitente o acercándose a la velocidad crítica, el tratamiento continuo es una recomendación más común, dado que logra llevar la dosificación al óptimo con la producción del pozo bajo control. Un aspecto muy relevante de esta modalidad es que permite tratar con un inhibidor de corrosión logrando una aplicación perfecta del film a lo largo de toda la tubería de producción.

En general, luego de comenzar la aplicación en campo, se deben investigar y evaluar todos los escenarios operativos posibles para comparar las ventajas y desventajas de cada escenario:

- Batch versus tratamiento continuo.
- Tratamiento por encima de la velocidad crítica.
- Aplicación de espumígenos en presencia de ALS.
- Casing loading.
- Surfactantes para hidrocarburos.
- Combinación de productos (inhibidores de corrosión, incrustaciones o parafinas).
- Ambientalmente amigable.

En conclusión, la aplicación de surfactantes es inherente al ciclo de vida de un pozo productor de gas y la industria química ha avanzado mucho en los desarrollos logrando hoy una nueva etapa asociada al offshore pero que presenta grandes oportunidades para el onshore.

La oferta actual de productos es muy versátil y pueden customizarse a las necesidades específicas disminuyendo la declinación, mejorando el factor de recobro y optimizando los costos y los resultados operativos. Los nuevos desarrollos de la industria apuntan a la combinación de productos, productos para pozos con bajo corte de agua y buscando ser amigables con el ambiente.

Los espumígenos hoy son definitivamente una opción para abordar la carga de líquidos desde antes de la velocidad crítica.

Testeo en condiciones reales de Pozo

Existe un sinnúmero de publicaciones sobre testeo de agentes espumantes, sin embargo la mayoría hace referencia a un ensayo estático, a presión ambiente y a temperaturas, si bien controladas, muy inferiores a las de pozo ($\sim 70^{\circ}\text{C}$).



La imagen de la izquierda nos refiere al *procedimiento del test de la licuadora* que consiste en tomar 100 ml de agua de formación, hidrocarburo líquido y agente espumante mezclados en una licuadora a alta velocidad por aproximadamente 20 segundos. La espuma producida es

volcada a un cilindro graduado donde se mide el volumen inicial de espuma, se cronometra a partir de ese momento y se toma el tiempo que tarda en acumularse en fondo el cilindro 50 ml de líquido, asumiéndose ese tiempo como la mitad del tiempo de duración de la espuma.

La imagen de la derecha nos refiere al *procedimiento del test de la columna* que consiste en burbujear gas en una solución de agua de producción, donde la espuma creada fluye hacia un vaso de precipitación graduado. El volumen de líquido transportado por la espuma es medido y graficado en función del tiempo.

En ambos test los fluidos pueden ser precalentados, sin embargo, sin un buen control de temperatura de precalentamiento compromete la reproducibilidad del test. Además ninguna de las dos técnicas tiene relación con el ambiente de fondo de pozo real. Pozos profundos, de mayores temperaturas requieren espumas más resilientes para extraer líquidos. Hoy se están diseñando equipos que permitan simular condiciones reales de pozo (HPHT) que permitan tener mejores conclusiones sobre los diferentes productos de mercado.

El ensayo debe contemplar un ingreso en fondo de pozo de forma continua de un caudal de gas, otro de agua de formación y uno de condensado. Además deberá contemplar el método de aplicación del producto seleccionado. Si el tratamiento es correcto, el simulador de pozo logrará un estado de producción continuo en equilibrio.

El análisis de la eficiencia del producto debe ser conducido en dos sentidos:

- Estudiar el comportamiento variando la concentración del agente espumante en las condiciones elegidas para selección el mejor agente y determinar la dosis óptima para el caso particular de campo.
- Usar una determinada concentración de *espumígeno* y analizar su comportamiento variando la velocidad del gas para determinar el óptimo para la deliciefacción del pozo.

El primer método es más práctico para comparar varias ofertas de forma cuantitativa. Igualmente de forma integral, el ensayo de laboratorio debe estar orientado a:

1. Testear el agente espumante en condiciones de fondo de pozo.
2. Entregar resultados cuantitativos y objetivos.
3. Colaborar en la comparación de alternativas para una aplicación específica.
4. Apuntar a reducir los errores que impidan sacar conclusiones.
5. Apuntar a controles computarizados que proveen datos continuos eliminando el factor humano.
6. Debe estudiarse el comportamiento del líquido colectado para determinar el comportamiento de la emulsión.

Efectos de la dinámica superficial en el surfactante

Cuando utilizamos agentes espumantes el líquido del pozo (agua de formación + condensado) es acumulado en un delgado film en la espuma generada a través de un proceso dinámico de difusión del surfactante en las fases intervinientes. Las propiedades dinámicas y elásticas

superficiales de la espuma son parámetros muy relevantes para una exitosa delicuefacción a través de agentes espumantes.

La concentración del surfactante también puede ser optimizada a través del análisis de la actividad dinámica de superficie. A través del seguimiento de la *máxima presión de burbuja* podemos predeterminar los parámetros de comportamiento de diferentes agentes espumantes. Esta comparación es difícil de lograr a partir de los dos típicos ensayos descritos con anterioridad.

La formación de espuma a través de agentes surfactantes atrapa el líquido en las paredes de la espuma, o crea pequeñas gotas a través de la reducción de la tensión superficial entre la interface del aire y el agua de producción. Pero en la práctica nos encontramos con varios tipos de condensados, composiciones diversas del agua de producción, partículas sólidas, altas temperaturas y otros inhibidores químicos que tienen efectos sobre el rendimiento de la espuma.

Diferentes pruebas sobre las espumas buscaron encontrar correlación entre propiedades físicas y su desempeño luego en la aplicación. Es objeto mencionar los últimos avances que se han logrado al respecto para casos en que no disponemos de la posibilidad de comparar opciones en ensayos que proporcionen información descriptiva de los productos en distintos casos particulares. La evaluación de la tensión superficial dinámica podría ser uno de los parámetros a tener en cuenta de acuerdo a lo investigado.

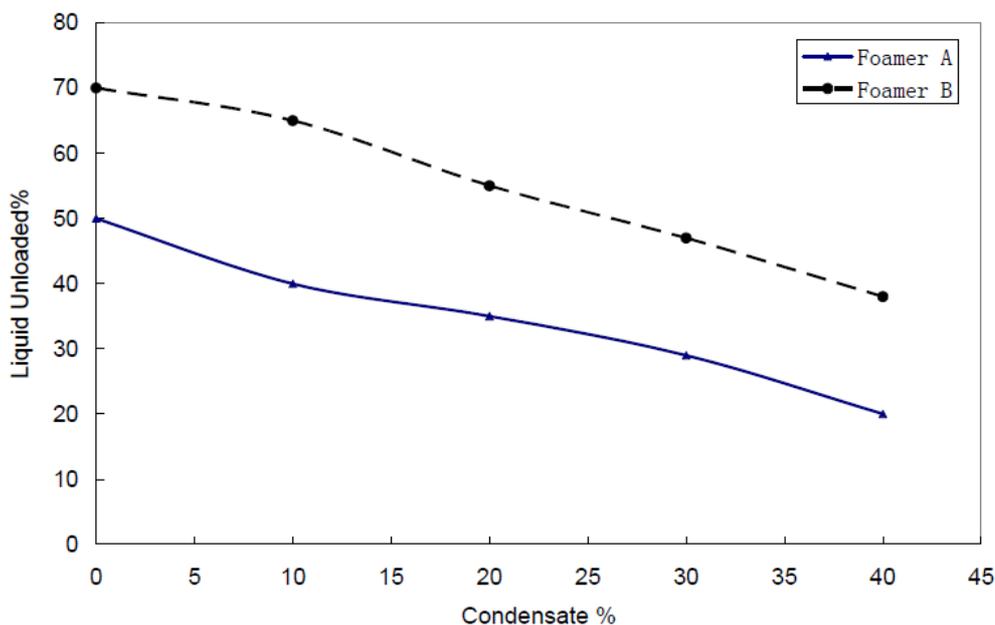


Fig. 3. Liquid unloaded by foam (5000ppm) in presence of condensate at 25 °C.

El comportamiento de dos productos con dos performances muy distintas como muestra el gráfico anterior puede estar directamente relacionado con la tensión superficial:

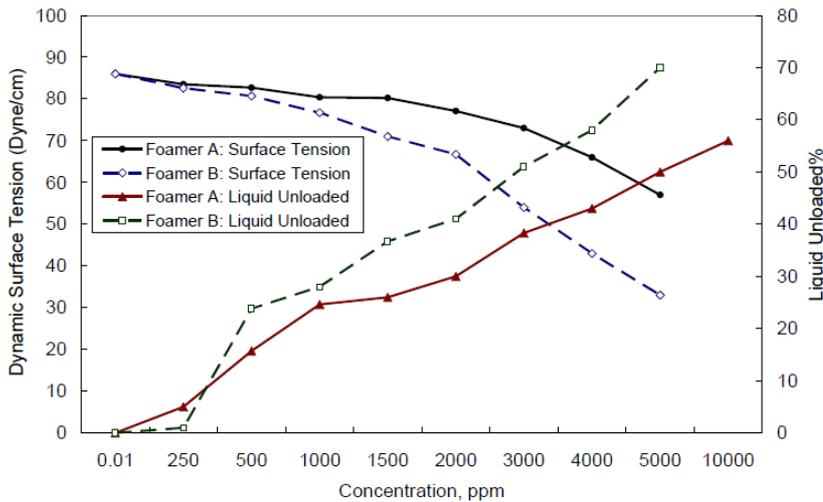


Fig. 2. Dynamic surface tension of foamer at surface age 0.01 second and corresponding foam unloaded by column test at 25 °C.

A su vez, esa conclusión sobre el comportamiento de un producto determinado podría ser extrapolable entre distintas condiciones de fondo de pozo:

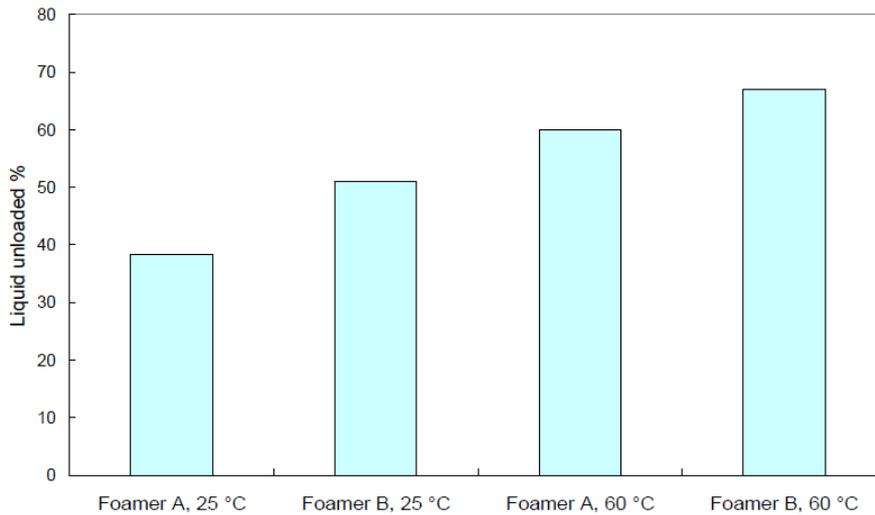


Fig. 4. Liquid unloaded by foam (3000ppm) at different temperature.

Pozos con alto porcentaje de condensados

Es de común conocimiento que los tradicionales agentes espumantes se van volviendo inefectivos cuando los aplicamos en relaciones *condensado / agua de formación* mayores. Es por ello que se están desarrollando productos específicamente para pozos de alto porcentaje de hidrocarburo en los líquidos.

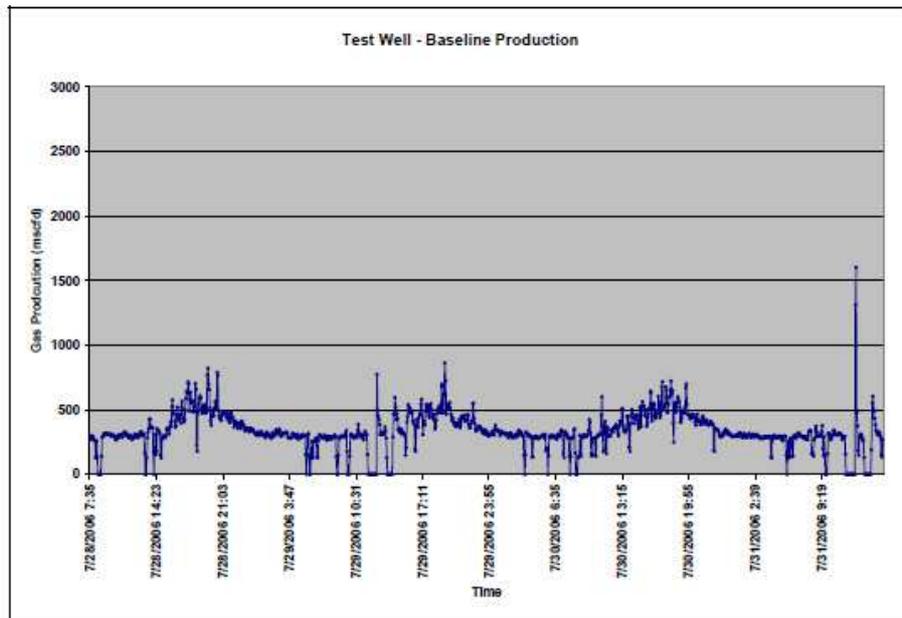
En la actualidad, un operador que tiene que lidiar con carga de líquidos que poseen alto corte de hidrocarburos suele utilizar una variedad de métodos. Podemos mencionar la intermitencia en la producción, sargas de velocidad, incorporar compresión en la boca de pozo y aplicar agentes de espuma.

Estos nuevos agentes desarrollados para alto corte de hidrocarburos en el líquido están logrando buenos resultados en aplicaciones específicas. Si la selección del pozo de aplicación

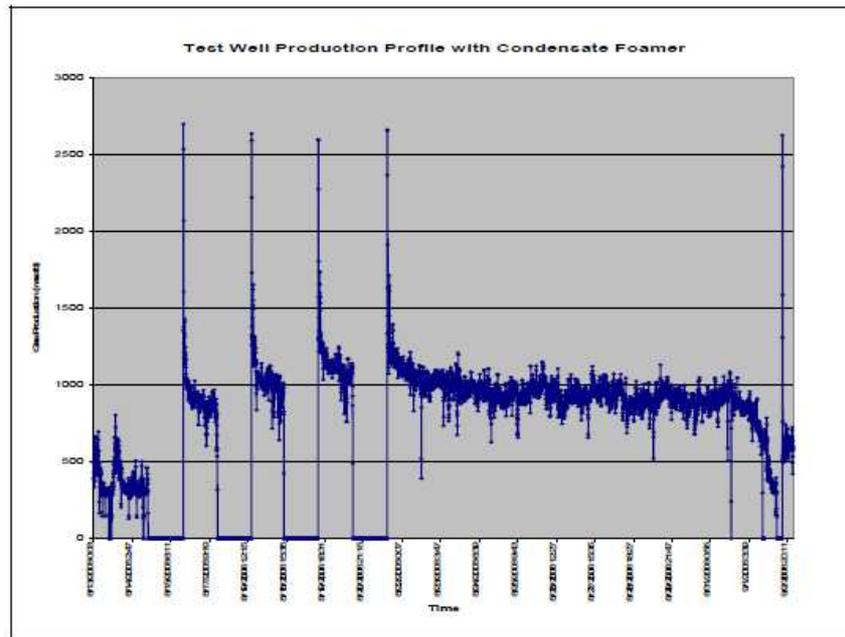
cumple con los requisitos, hay demostraciones de casos donde el caudal de gas Q_g muestra incrementos del 60 % además de los incrementos similares en la producción de líquidos.

Primero que todo, para maximizar la probabilidad de éxito, resulta trascendental la selección del pozo donde aplicar el producto. Por ejemplo, seleccionar un pozo donde su historial de producción demuestre un corte de condensado mayor al 50% del total producido.

Una vez seleccionados los candidatos debe tomarse muestras de todos los pozos y realizar los tradicionales ensayos de laboratorio para evaluar el comportamiento del producto en cada uno de ellos. El test inicial consiste en evaluar el comportamiento de la columna de espuma en un ambiente de 100% de condensado. El segundo paso consiste en evaluar los comportamientos aumentando los porcentajes de agua del pozo en evaluación.



Tomando un caso específico, analizando la historia de producción mostrado en la imagen anterior comienza a realizarse el ensayo con la dosis determinada en los ensayos de laboratorios como óptima. El resultado podemos verlo a continuación:



Los resultados son los mencionados anteriormente. En promedio, durante el periodo de prueba observamos una primera etapa con producción intermitente muy superior al histórico, pero que luego se establece en valores que rondan un 60% de incremento en el caudal de gas como en el de líquidos.

PARTE II: EJEMPLOS REALES DE APLICACIÓN DE ESPUMANTES EN POZOS DE GAS

Inyección de espumígeno en pozos productores de gas

La aplicación continua de un espumante constituye un método simple y económico para pozos de caudales medios a bajos (velocidades superficiales de gas entre 0,5 y 5 m/s) y GLR (Gas Liquid Ratio) en el orden de aprox. 175 a 1.450 Sm³/m³ (1.000 a 8.000 SCF/BBL).

La tecnología considerada consiste en bajar un capilar de acero inoxidable a la profundidad de los punzados con la finalidad de dosificar en forma continua un Agente Espumante. Este surfactante, al entrar en contacto íntimo con el agua y el gas producidos, reduce la tensión superficial del agua generando espuma de menor densidad que la misma. La disminución de la densidad de la columna de fondo del pozo facilita el transporte del líquido hacia la superficie, favoreciendo la producción de gas del pozo y disminuyendo la frecuencia de paros de producción del mismo.

A continuación se recopilan experiencias de inyección de espumígeno en pozos de gas con problemas de producción, y se realiza una evaluación económica para tener una referencia sobre la magnitud del beneficio obtenido con este tipo de técnica.

Selección de pozos candidatos.

Como ya se ha mencionado, algunos síntomas de problemas de carga líquida en pozos son los siguientes:

- Producción de gas errática o pulsante, consecuencia de un flujo tipo Slug.
- Incremento pronunciado en la curva de declinación de gas del pozo.
- Cambios importantes en la pendiente de los registros de gradientes dinámicos debido al incremento de las pérdidas por fricción y la mayor densidad de la mezcla de fluidos de producción.
- Disminución de la producción de líquidos como consecuencia de su acumulación en fondo de pozo.
- Ahogo del pozo.

Parte de la información teórica de esta introducción y algunas explicaciones teóricas posteriores toman como referencia el trabajo publicado por Gustavo Álvarez (empresa Tecpetrol) y Pedro Costanza (empresa Bolland) titulado: MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO GASÍFERO NATURALMENTE FRACTURADO: OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN NATURAL MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ESPUMANTES EN FONDO A TRAVÉS DE CAPILAR. Este artículo fue publicado en oilproduction.com en Agosto de 2012.

En función de la historia de producción y mediante ensayos periódicos de los pozos, se pueden detectar las anomalías mencionadas a tiempo, para optimizar el momento en que se lleva a cabo la decisión de instalar el capilar para inyección de agente espumante.

Además de estas anomalías, para considerar apropiado este tipo de evacuación de líquidos en pozos, es necesario que el corte de agua del líquido sea superior a un valor mínimo que según la bibliografía disponible ronda el 40%. Si bien existen espumantes que actúan bien en pozos con bajo corte de agua, la mayoría de los disponibles obtiene mejores resultados cuando el líquido producido tiene contenido de agua relativamente elevados.

A continuación se presentan experiencias en 3 pozos reales con el comportamiento mencionado en los párrafos precedentes. Estos pozos pertenecen a yacimientos maduros de gas de diferentes yacimientos (algunos de Argentina y otros no), cuya producción es dirigida a facilidades de captación y tratamiento para posterior exportación a gasoducto y oleoducto de los respectivos hidrocarburos, e inyección de agua a pozos sumidero. Los resultados se basan en experiencias publicadas en diferentes fuentes bibliográficas y experiencias de empresas, que, por razones de confidencialidad no se detallan. Por esta razón mencionada, no se detallan los yacimientos a los cuales pertenecen ni los nombres de pozos y facilidades, ya que el fin del presente trabajo es meramente académico.

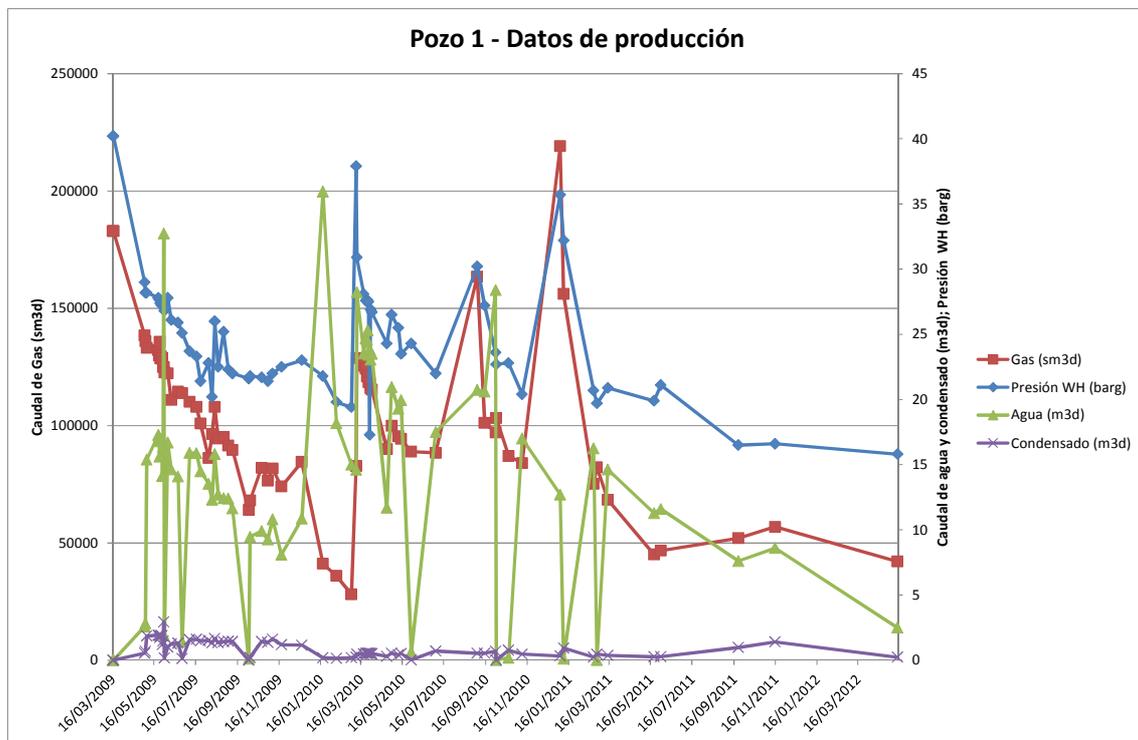
Como el fin del trabajo es sólo académico, toda la información de variables de producción, eventos, fechas, instalaciones de superficie y fondo, cantidades utilizadas, precios, marcas, decisiones y resultados finales (y cualquier otra información mencionada aquí como obtenida de la experiencia práctica) no representan la realidad exacta. Sólo se reproduce conceptualmente el escenario y resultados obtenidos en los distintos casos, con el objetivo de aportar experiencias reales en el trabajo.

Los gráficos presentados a continuación muestran el caudal de gas, agua y petróleo en función del tiempo, como así también la presión en boca de pozo. En todos los casos se trata de pozos relativamente nuevos que producen desde formaciones “tight”, con una completación

tubingless con casing de 5,5". Este tipo de completación acentúa los problemas relativos a la acumulación de líquido en el fondo de pozo debido a la reducida velocidad de ascenso que tiene el fluido cuando su producción es muy inferior a la original. Evidentemente se esperaba una alta producción inicial de estos pozos, razón por la que se implementó este tipo de completación.

Variables de Producción

Pozo 1.

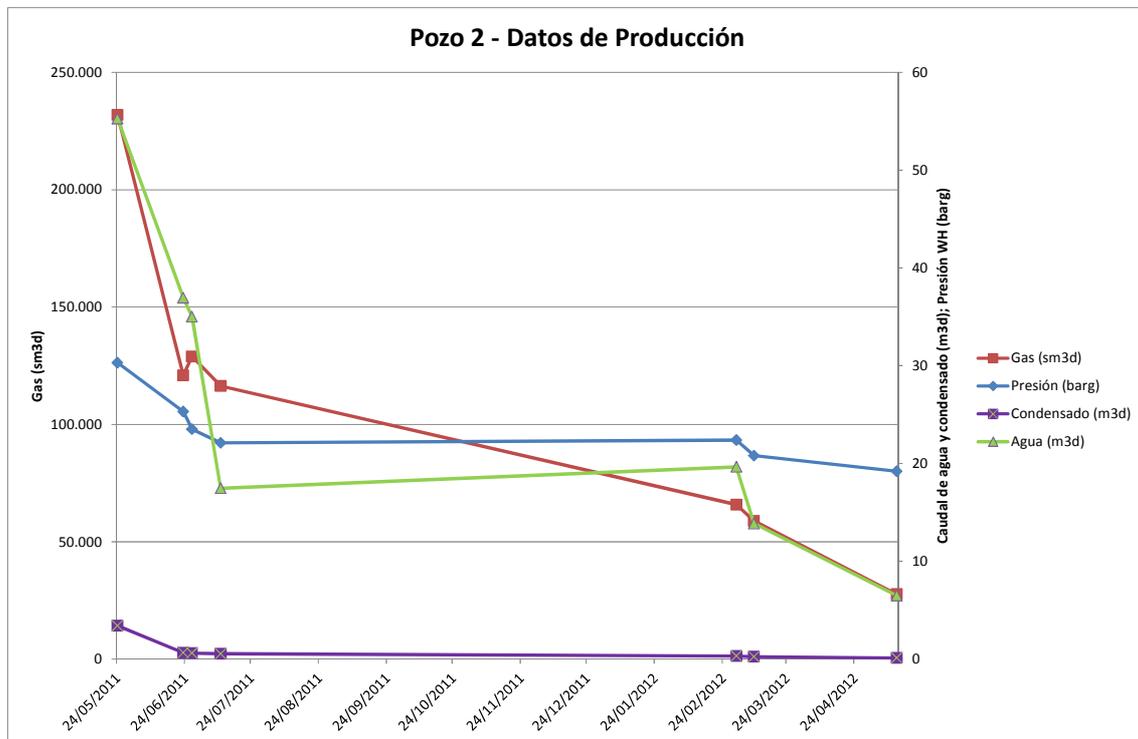


Este es un pozo que fue perforado en 2009. Se observa en la historia de producción que, hacia mediados de 2010, la producción promedio rondaba los 100 ksm3d y en un año pasó a unos 40 – 50 ksm3d. Más allá de la declinación pronunciada, que puede tener que ver con la poca vida de producción del pozo, se observaron problemas en este pozo que coinciden con los criterios mencionados previamente. Si bien no se ve en los datos de ensayos, el mismo comenzó a producir en flujo pulsante, dejando de producir en varias oportunidades debido, principalmente, a la acumulación de agua en el fondo del mismo, situación que se fue resolviendo a través de venteo a fosa de quema y produciendo el pozo de manera intermitente.

Por cuestiones ambientales, operativas y de seguridad, no es deseable producir un pozo en esta forma (venteando periódicamente).

Con el objetivo de estabilizar la producción del pozo, se pensó en incorporar técnicas de delicuefacción. El alto corte de agua que presenta el líquido y el bajo caudal lo posicionan como candidato a ser reactivado por inyección de espumígeno.

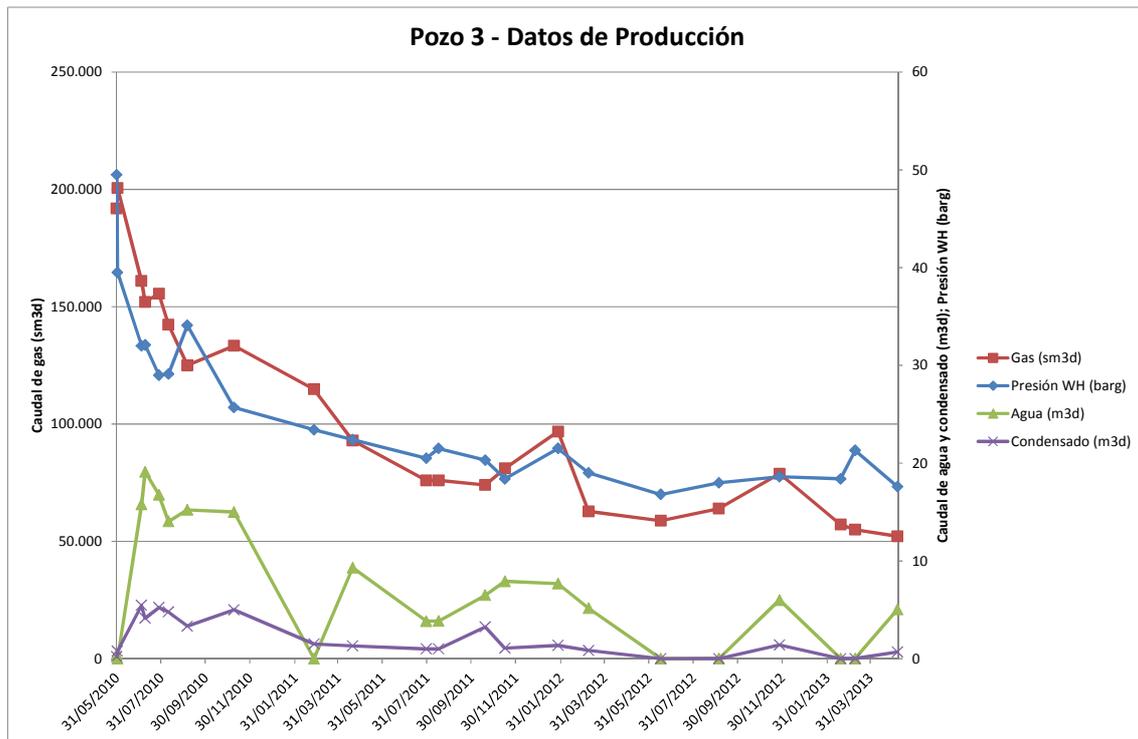
Pozo 2.



Este pozo comenzó a tener problemas con menos de un año de producción. Se requirieron sucesivos “build ups” (cierre para acumular presión y posterior apertura, produciendo así en forma discontinua) y venteo a fosa de quema para mantener el pozo en producción. El pozo llegó a ahogarse por completo posteriormente a la última fecha mostrada en el gráfico.

Al igual que en el caso anterior, es un claro candidato a reactivación por inyección de espumígeno.

Pozo 3.



Este pozo, si bien muestra una producción un poco más estable, presentó problemas del mismo tipo que los anteriores y por lo tanto se lo toma como candidato a reactivarlo por inyección de espumígeno.

Otros métodos posibles para deliquetación:

- Compresores de boca de pozo: se descartaron por su elevado costo evaluado preliminarmente, en comparación con la aplicación de espumígeno. Además, basado en experiencias previas, los compresores de boca de pozo disponibles en el mercado poseen dificultades para manejar las cantidades de líquido que presentan estos pozos. De todos modos, no se descarta este método como una etapa posterior de implementación para mantener el pozo en producción.
- Sarta de velocidad: preliminarmente se observa que el costo es mayor al de la instalación de capilares para inyección de espumígeno. Además, también preliminarmente se evalúa que el efecto de un VS de 1" de diámetro en un casing de producción de 5,5" es muy poco importante en cuanto al incremento en la velocidad del fluido para los pozos evaluados.

Conclusiones preliminares:

En base a la historia de producción y características, estos pozos se consideran candidatos para reactivación por inyección de espumígeno.

Para terminar de evaluar factibilidad se hace un análisis económico preliminar que se muestra en el siguiente punto.

Evaluación económica preliminar (factibilidad).

Una vez determinada la factibilidad técnica de instalación de capilares para inyección de espumígeno como un medio apto para reactivar los pozos mencionados, en este punto se realiza una evaluación económica preliminar para determinar el potencial beneficio económico de la implementación de este sistema en los pozos mencionados, y en función de esto tomar la decisión sobre la implementación del mismo.

Antes de entrar en la evaluación en sí, se hace una descripción de:

- a. Instalaciones de fondo y superficie necesarias.
- b. Agentes espumantes disponibles, consumos típicos y precios.
- c. Agentes anti-espumantes disponibles, consumos típicos y precios.
- d. Beneficios de producción esperados.

En base a esta información se plantean escenarios para definición de pre-factibilidad económica en el punto (e).

Instalación Superficial y de Fondo.

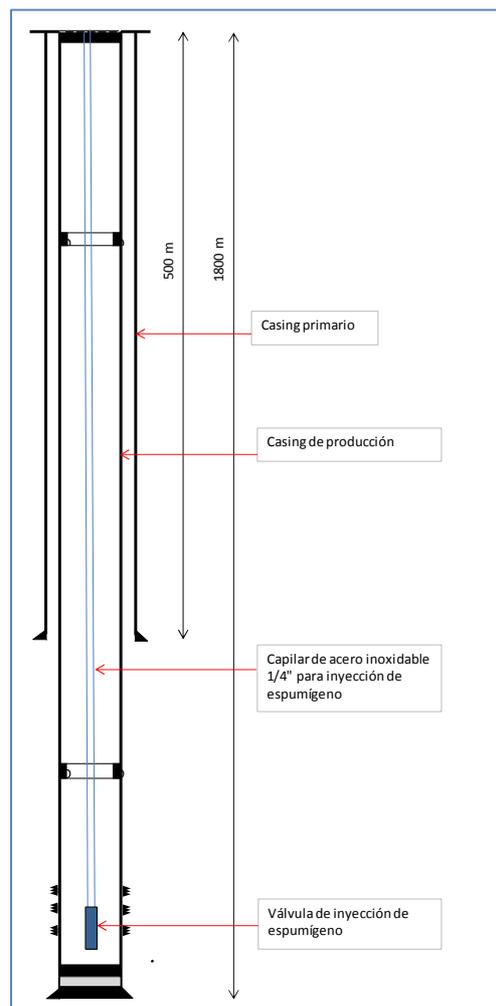
Más allá del pozo en particular, la instalación completa necesaria es la siguiente:

- Dentro del pozo:
 - o Capilar de acero inoxidable de ¼": permite inyectar el agente espumante en la zona de los punzados.
 - o Válvula de inyección de químico: evita retroceso de fluidos de pozo a través del capilar.
- En boca de pozo:
 - o Colgador: sostiene el capilar

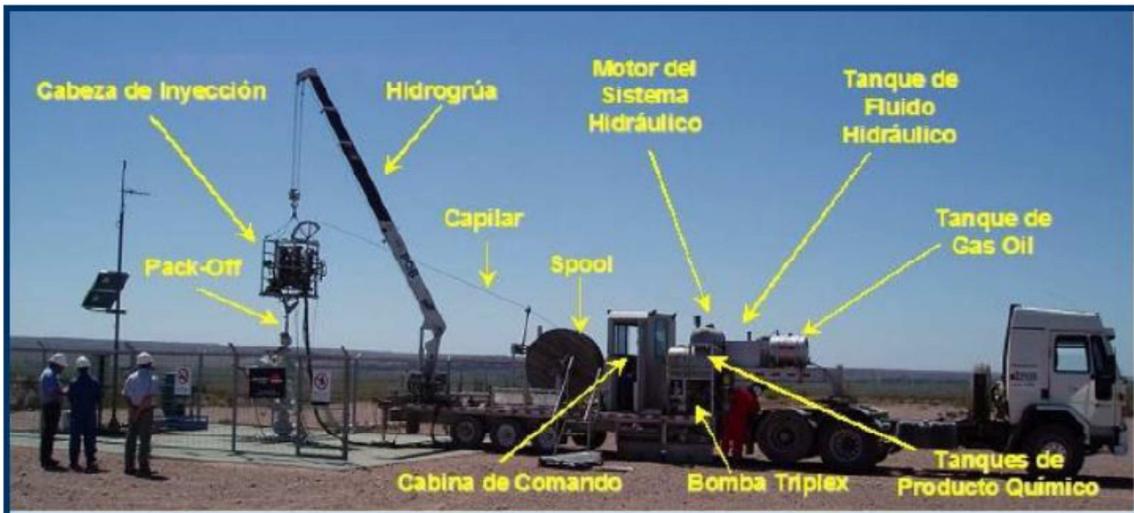
- Pack off: actúa sellando el capilar en superficie para evitar la fuga de fluidos de pozo a través del mismo.
- En superficie:
 - Skid de inyección de espuma: consta básicamente de un contenedor de 1 m³ de espumígeno y una bomba neumática de inyección accionada por el gas mismo del pozo, tomado de la línea de producción.
 - Panel de control para comando de pack off hidráulicos.

A continuación se indican las instalaciones de fondo de los pozos en estudio. En los tres casos se trata de completaciones tubingless con casing de producción de 5,5". Se indica en color diferente (azul) el capilar de 1/4" de acero inoxidable a instalar. Se indica uno solo de los esquemas de instalación de fondo porque es muy similar en los 3 pozos. La única diferencia se encuentra en pequeñas variaciones de la profundidad final y de los casings intermedios.

Instalación de fondo:



Equipo de coiled tubing para la instalación:



A continuación se muestran fotos de la cabeza de inyección:



Figura 6. Cabeza de inyección de cadenas.

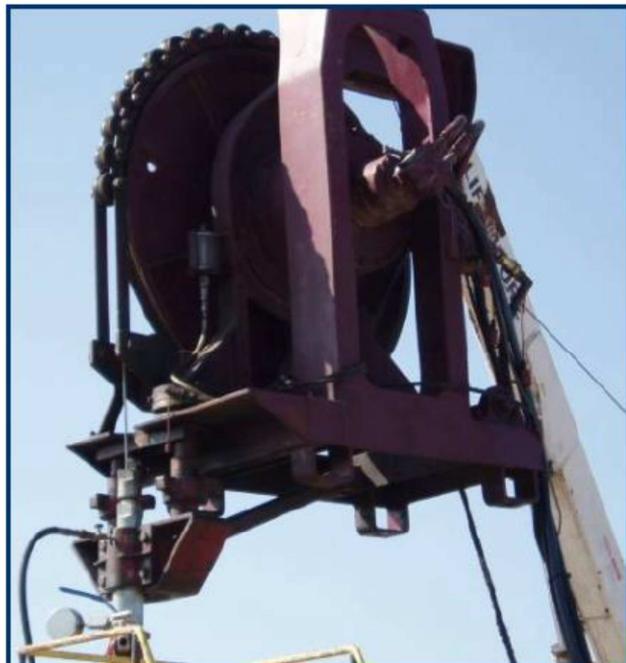
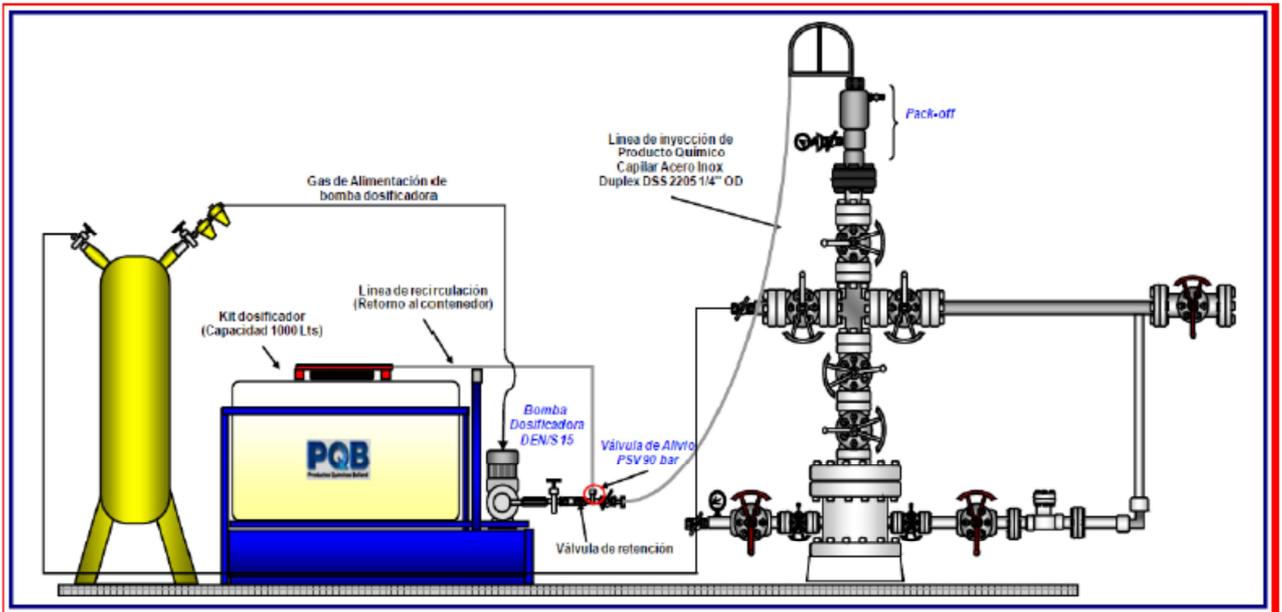


Figura 7. Cabeza de inyección de rueda.

La siguiente figura muestra un modelo de válvula de inyección de espumígeno de fondo:



La instalación de superficie es la misma para los 3 pozos, y consta básicamente de lower y upper master valve manuales, wing valve actuada hidráulicamente por alta presión en línea de producción y choke manual. A continuación se muestra el esquema del skid de inyección de espumante y la boca de pozo (imagen tomada de la empresa Bolland):



Agentes espumantes

Tipos de agentes espumantes y proveedores disponibles en Argentina

Los agentes espumantes o espumígenos en general son mezclas de los siguientes componentes.

- Solvente: típicamente agua. Puede incluir alcoholes, los que también se suelen adicionar para mejorar la estabilidad del producto en condiciones de baja temperatura (winterizado).
- Surfactante: uno o más compuestos activos de los mencionados en la página 15 del presente trabajo.
- Aditivos especiales: se incorporan en algunos casos estabilizadores de espuma y/o compuestos que desarrollan efectos sinérgicos con el/los surfactante(s) propiamente dicho(s). La formulación es propietaria de cada empresa proveedora del químico.

Algunos de los principales proveedores de este tipo de productos, disponibles en Argentina son.

- Bolland
- Champion
- Sigma
- Multichem
- Baker

Rango de Precios.

Éste es un parámetro que depende de cada empresa y del tipo de producto, pero en general varía entre 4 – 6 USD por litro.

Inyecciones típicas

La cantidad a inyectar depende de cada pozo en particular y del tipo de producto a utilizar. Como parámetro general, pueden requerirse concentraciones en fase acuosa tan bajas como 500 ppm y tan altas como 3500 ppm.

Anti-espumantes y desemulsionantes. Costos y sistemas para inyección.

Una vez que los fluidos de producción salen del pozo, los mismos están contaminados con el agente espumante. Esto no es un problema para la producción del pozo, pero sí a la hora de llevar a cabo el tratamiento de los fluidos en planta. Básicamente, dependiendo de la cantidad de pozos totales y los que tienen espumígeno, se pueden producir en mayor o menor medida los siguientes fenómenos:

- Cantidad excesiva de espuma en separadores primarios, llevando a arrastre de agua en el gas, y por lo tanto sacándolo de especificación, si se dirige luego a exportación.
- Dificultad para separación de agua del petróleo debido a la acción tensioactiva de los espumantes.

El primer problema se combate con anti-espumante, mientras que el segundo con desemulsionante. No se entra en detalle sobre la composición de estos químicos ampliamente utilizado en la industria de upstream de petróleo y gas.

Las principales características de los antiespumantes que se evalúan son la cantidad a usar y su costo, que rondan 5 a 20 lts/día por cada 3 a 5 pozos (para pozos como los evaluados en este trabajo), con un costo de 4 a 8 USD por litro.

En cuanto al desemulsionante, las cantidades a utilizar dependen más de la cantidad total de petróleo y agua que se maneja en las plantas y la inyección no es a la descarga de los pozos, sino en la entrada a los separadores. En general, los yacimientos de este tipo producen condensados muy livianos, que en general no tienen problemas de separación con el agua. Para el caso analizado, la cantidad de pozos con espumígeno representa menos del 1% del yacimiento, razón por la cual, no se considera un factor importante en este análisis.

Beneficios de producción esperados por pozo.

Con la inyección de espumante se busca tener un efecto rápido sobre la producción, siendo lo mínimo esperable la estabilización de la producción en un valor similar al que el pozo mostraba en los picos de producción pulsante. Para pozos de este nivel de producción, en base a experiencias anteriores se espera una ganancia neta de entre 10.000 sm3d a 20.000 sm3d.

En el caso del pozo 2, el cual se encuentra ahogado, se espera que el mismo vuelva a la producción original máxima previo al ahogo.

Se espera que, como mínimo, el beneficio obtenido en producción se prolongue por un año. En base a estos beneficios esperados se realiza la evaluación económica preliminar.

Evaluación económica.

En base a los puntos anteriores, a continuación se realiza un análisis económico preliminar para determinar la pre-factibilidad de instalación de este tipo de sistema. Si bien estos pozos no se encuentran necesariamente en la Argentina, se usan rangos de precios consultados a distintas empresas proveedoras de servicios y productos químicos de este país. En cuanto a los consumos, se utilizan los rangos mencionados en los puntos anteriores y algunos valores recopilados de experiencias y bibliografía disponible.

CAPEX:

En base a valores promedio que se manejan en la industria, considerando disponibilidad de un equipo de wireline contratado para llevar a cabo la instalación, se estima la siguiente inversión para instalar el capilar de inyección de espumígeno:

ÍTEM	Costo (USD)
Material e Instalación	12000 – 16000
Panel de control	5000 – 8000
TOTAL	17000 – 24000

Además de la inversión en el capilar y su instalación, se considera un panel de control hidráulico para accionamiento de los pack off que sellan el capilar a la altura del colgador para evitar fugas al medio ambiente.

OPEX:

Se consideran los siguientes conceptos para estimar el OPEX promedio de un sistema de este tipo.

Concepto	Costo (USD)	Cantidad
Mantenimiento de válvulas de superficie y fondo	6000 – 10000	1/año
Espumante	3 – 7 USD/lt	15 – 80 lts/d
Rompe-espuma	4 – 8 USD/lt	5 – 20 lts/d
Renta Skid de espumígeno	150 – 300 USD/mes	1 / pozo
Renta Skid rompe-espuma	150 – 300 USD/mes	1 / 3 pozos
Servicio mensual skid	150 – 300 USD/mes	1 por skid

Se considera que una vez al año se deberá realizar mantenimiento de la válvula de superficie y la retención de fondo (válvula de inyección). Se supone además en base a experiencias previas que con la cantidad mencionada de rompe-espuma será suficiente para combatir los problemas de los 3 pozos.

Se asume que la empresa proveedora de los skids, además de cobrar el alquiler, se encargará del mantenimiento preventivo del mismo.

Precio del gas:

Se consideran valores de gas para Argentina a pesar de que los pozos no necesariamente correspondan a este país. No es el objetivo de este estudio entrar en los detalles de la forma en que se fijan los valores del precio de gas en boca de pozo, que es bastante complejo en el caso de Argentina. Se simplifica el estudio considerando dos valores de referencia para realizar esta evaluación preliminar.

Se toman dos casos entonces:

- Precio promedio: 2,5 UDS/MMBTU.
- Precio Gas Plus: 5 USD/MMBTU.

No se consideran variaciones temporales del precio ya que se espera tener un beneficio en el corto plazo (menos de 1 año).

Cash flow pronosticado

En la siguiente tabla se detallan los escenarios evaluados.

ESCENARIO OPTIMISTA												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAPEX	17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX espumígeno	0	2923	2923	2923	2923	2923	2923	2923	2923	2923	2923	2923
Ingreso (Gas Promedio)	0	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843
Ingreso (Gas Plus)	0	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685
Cash flow (Gas Promedio)	-17000	23920	23920	23920	23920	23920	23920	23920	23920	23920	23920	23920
Cash flow (Gas Plus)	-17000	50763	50763	50763	50763	50763	50763	50763	50763	50763	50763	50763
ESCENARIO PESIMISTA												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAPEX	24000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX espumígeno	0	20279	20279	20279	20279	20279	20279	20279	20279	20279	20279	20279
Ingreso (Gas Promedio)	0	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843
Ingreso (Gas Plus)	0	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685
Cash flow (Gas Promedio)	-24000	6564	6564	6564	6564	6564	6564	6564	6564	6564	6564	6564
Cash flow (Gas Plus)	-24000	33407	33407	33407	33407	33407	33407	33407	33407	33407	33407	33407
ESCENARIO PROMEDIO												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAPEX	21000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX espumígeno	0	9472	9472	9472	9472	9472	9472	9472	9472	9472	9472	9472
Ingreso (Gas Promedio)	0	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843	26843
Ingreso (Gas Plus)	0	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685	53685
Cash flow (Gas Promedio)	-21000	17371	17371	17371	17371	17371	17371	17371	17371	17371	17371	17371
Cash flow (Gas Plus)	-21000	44214	44214	44214	44214	44214	44214	44214	44214	44214	44214	44214

Hipótesis:

El escenario optimista considera los costos mínimos ya sea por precio como por consumos. Se supone que se podrá mantener el pozo en producción con el mínimo de espumígeno, correspondiente con el mínimo consumo de ruptor de espuma. Se consideran los costos más bajos de instalación en función de las referencias que se tienen.

El escenario pesimista considera todo lo contrario al anterior, es decir, se supone un caso de máxima en el que tanto los costos de instalación como de servicios y consumos de químicos son máximos.

El escenario promedio considera valores intermedios, acordes a experiencias preliminarmente observadas. En la realidad, estos sistemas se ponen en servicio con una inyección relativamente alta de espumante, para evacuar el agua acumulada y a medida que el pozo reacciona se comienza a optimizar la inyección disminuyendo el caudal. Por esta razón, el

escenario promedio se considera un compromiso razonable a los fines de tener una evaluación de pre-factibilidad económica.

En todos los casos se considera que con la incorporación del sistema de inyección de espumígeno se tendrá una ganancia neta promedio de 10.000 Sm³d de gas y durará como mínimo un año más en producción hasta que sea necesario incorporar otra técnica de delicuefacción / extracción artificial (compresor de boca de pozo por ejemplo). Estos valores se basan en experiencias previamente recogidas para los mismos yacimientos en los que se encuentran los pozos y otros de características similares. Por esta razón, se hace una evaluación económica considerando un año como horizonte de producción. Tanto el horizonte de producción de un año como el beneficio estimado de una ganancia neta de 10.000 Sm³d se consideran valores razonablemente conservadores, ya que se tienen experiencias de mayor tiempo de producción y se trata de pozos que podrían estar directamente ahogados y sin producción, y con la inyección de espumígeno recuperarían, como mínimo, su caudal original, en cuyo caso el beneficio sería claramente mayor, aunque quizás en estos casos el horizonte de producción sería menor.

Como primer parámetro de evaluación se calcula el período de repago del proyecto. Se observa que este mismo es inferior a 4 meses en prácticamente todos los casos, salvo en el escenario pesimista con precio del gas promedio.

Los pozos analizados tienen instalaciones gas plus y se pagan al precio mencionado, por lo cual, en el análisis preliminar se observa que el beneficio económico es muy claro, ya que la inversión se recupera en menos de dos meses en todos los casos.

Este período de repago se considera un parámetro suficiente para determinar los proyectos preliminarmente factibles en este caso especial analizado. La única forma de que el proyecto fracase es que el pozo deje de producir en menos de 2 meses.

No se hace una evaluación basada en riesgo dado que se desconoce en principio cuál es la probabilidad de fracaso, pero en función de experiencias similares se supone muy baja. Además, el costo de la instalación se considera suficientemente bajo como para asumir el riesgo.

La probabilidad de fracaso se reduce considerablemente realizando tests de laboratorio y de campo para determinar la eficiencia y el mejor producto a utilizar en cantidad y calidad.

Implementación.

Selección del agente espumante.

Como se mencionó previamente, existen diferentes proveedores y tipos de productos para esta aplicación. Más allá de los datos provistos por las diferentes compañías, es muy importante realizar tests de laboratorio y de campo para llevar a cabo una óptima selección del agente espumante.

Tests de laboratorio.

Los tests de laboratorio sirven para realizar una selección preliminar de agentes espumantes. El objetivo principal es detectar que no existan problemas mayores como: eficiencia extremadamente baja en generación de espuma, creación excesiva o persistente de la misma, o emulsiones de condensado y agua muy estables.

Estos tests se llevan a cabo sobre muestras de agua y condensado de los pozos candidatos en proporciones lo más cercanas posible a la realidad. Las determinaciones principales que se realizan son:

- Formación de espuma.
- Tiempo de permanencia de la espuma.
- Tiempo de separación bifásica condensado – agua.
- Reacción de la muestra a un agente antiespumante: determinación de cantidad requerida para eliminar espuma en 10 – 20 segundos.
- Reacción de la muestra a un agente desemulsionante: cantidad necesaria para romper emulsión.

Estas determinaciones se realizan para distintas concentraciones de espumante según los rangos mencionados previamente. También se ensayan distintas concentraciones de antiespumante (los rangos están entre un tercio y la mitad de lo que se utiliza de espumante) y desemulsionante (se utilizan cantidades mucho menores).

Los productos más eficientes en la generación de espuma, que no requieran cantidades excesivas de antiespumante y/o desemulsionante, y que tengan un costo razonable, se ensayan en campo. El ensayo de campo es fundamental, ya que en el mismo se determina la eficiencia de los productos en condiciones reales, la cual puede ser diferente a la determinada en laboratorio, debido a varios factores, entre los cuales los más importantes son: dinámica de producción de agua (producción en

“slugs”), presencia de compuestos orgánicos livianos y gases ácidos disueltos que pueden modificar las condiciones del líquido, modificando tensión superficial o interactuando con los componentes del espumante, presencia de sólidos que pueden afectar la separación condensado – agua. Además, durante los tests de laboratorio, la interacción de las muestras con la atmósfera puede cambiar las condiciones reales de los líquidos.

Tests de campo.

Los tests de campo, en general, se llevan a cabo comenzando con una inyección relativamente elevada de agente espumante (superior a los rangos mencionados previamente). Para los pozos en estudio, son inyecciones que pueden llegar a los 100 – 110 lts/día. Una vez estabilizada la operación del pozo, se evalúa:

- Producción de gas y líquidos.
- Estabilidad de la espuma formada.
- Problemas de emulsión en separación (agua en condensado y viceversa).

Luego, se comienza a disminuir la cantidad inyectada en escalones hasta encontrar el mínimo óptimo necesario para mantener el pozo produciendo en un régimen económico. En cada punto se determina además, en caso de ser necesario, las cantidades de antiespumante y/o desemulsionante a agregar, lo cual es imprescindible para determinar la cantidad óptima de espumante a agregar. Esto se determina siguiendo la eficiencia de la separación y la calidad del gas y condensado exportados, y del agua desechada (hidrocarburos en agua).

En función de lo mencionado, se elige el producto con mejor relación calidad / precio.

Instalación de fondo y superficie.

Instalación por pozo

Como se describió previamente, la instalación básica consiste en la introducción de un capilar con válvulas de retención en su extremo y un skid de tanque + bomba. Los costos fueron descriptos en los capítulos precedentes. Ésta es la configuración que se eligió para los pozos en estudio.

Seguridad

En general no existe riesgo mayor en este tipo de instalaciones, considerando que se trata de pozos maduros de baja presión. En caso de producirse la ruptura del capilar en superficie, el capilar cuenta con válvulas de retención de fondo para evitar que el gas retroceda por este punto, y además cuenta con un pack off de goma activado hidráulicamente en forma manual en la superficie a través de un panel de control, que permite cerrarlo en caso de una fuga importante.

Materiales y corrosión.

El capilar que se instala es de acero inoxidable. En el caso de pozos que contenga concentraciones elevadas de CO₂, esto no representa un problema, ya que el material es resistente a estas condiciones.

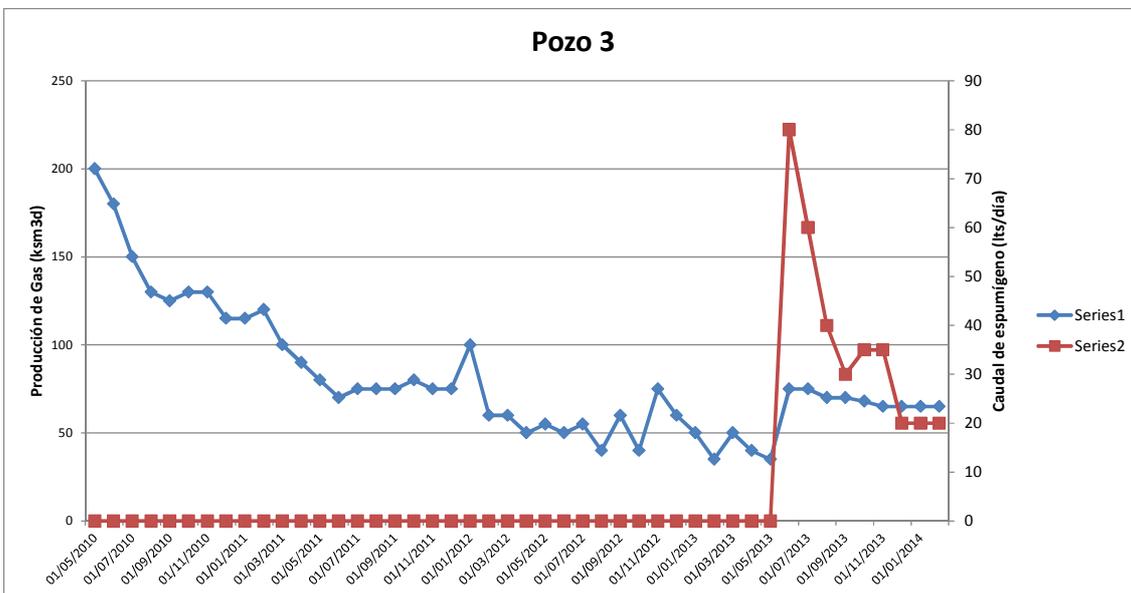
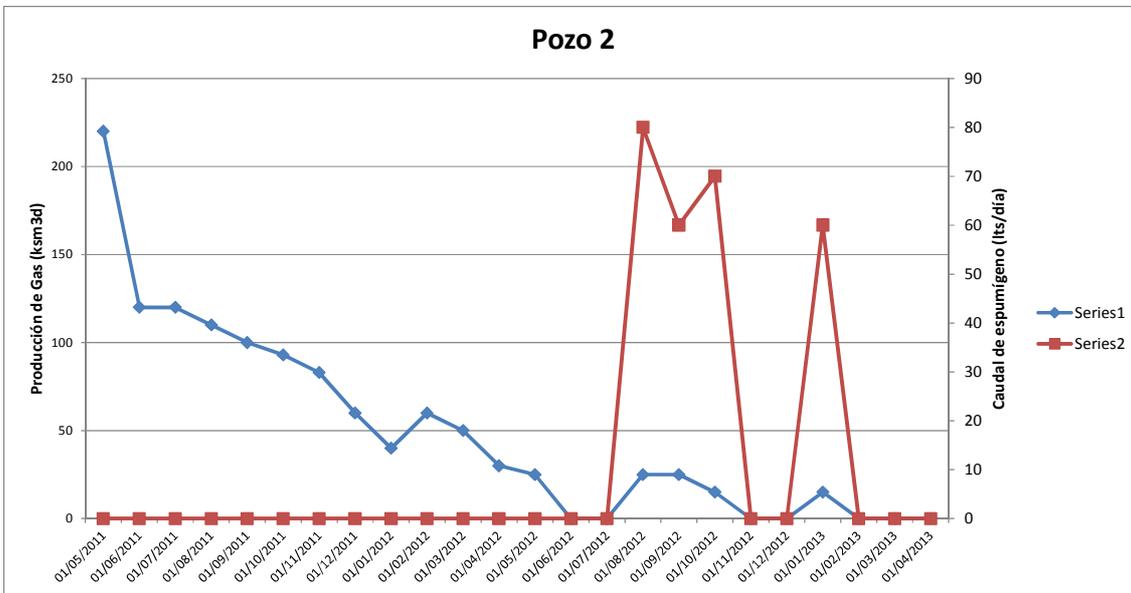
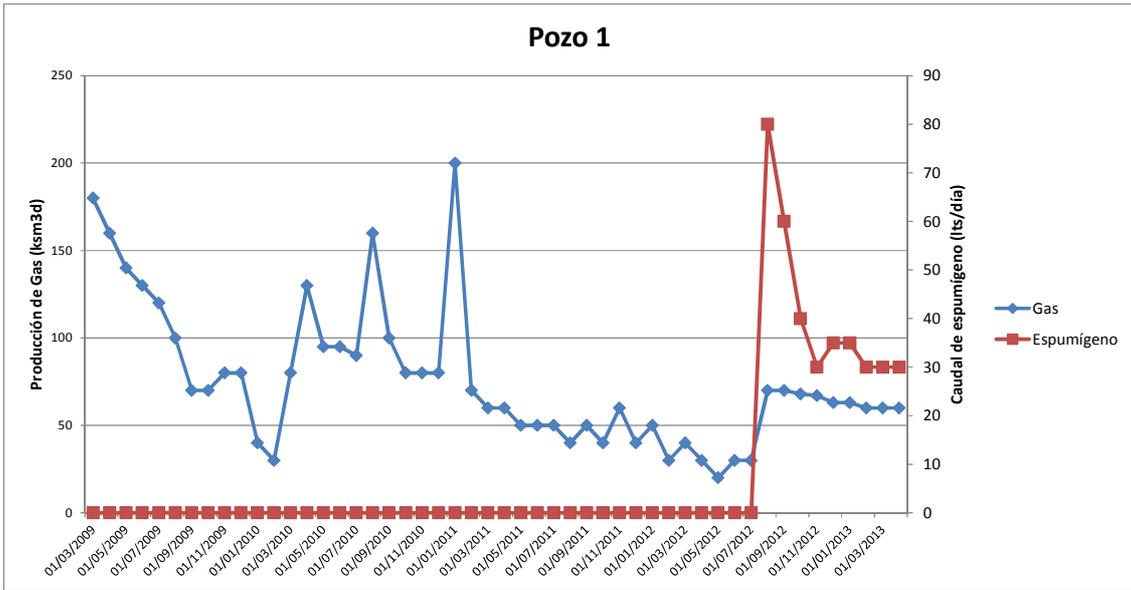
En caso de que existan otros contaminantes en cantidades importantes, como H₂S por ejemplo, se deben evaluar materiales especiales para evitar problemas a futuro.

Los 3 pozos en estudio son de gas relativamente dulce, sin presencia de H₂S y con concentraciones de CO₂ inferiores al 0,3%.

Evaluación de performance del pozo. Resultados.

A continuación se muestran los resultados obtenidos luego de la implementación de la inyección de espumante en los 3 pozos considerados.

Los siguientes gráficos muestran la producción de gas en función del tiempo indicando el momento en que comienza la inyección del espumante y la cantidad de espumante inyectada en cada período de tiempo.



Como se observa, en la mayoría de los casos se comienza con una inyección relativamente alta de espumante, correspondiente a la del escenario pesimista, lo cual tiene que ver, no sólo con la incertidumbre, sino también con que al comienzo de la inyección el pozo tiene mayor cantidad de agua acumulada en el fondo, y por lo tanto se requiere más espumante para lograr reducir la densidad de la columna de líquido.

Luego de unas semanas, observada la estabilización del caudal, se comienza a disminuir. Se hace esta disminución hasta que se observa afectación en la producción de gas, y entonces se toma este valor como referencia mínima. La inyección se fija entonces en un valor relativamente superior al mínimo, con lo cual se cuenta con un margen que permite mantener el pozo en producción estable.

Como se puede observar, en los pozos 1 y 3 se obtuvieron resultados como los esperados o superiores. En los mismos se vieron aumentos de producción de entre 15 y 20 ksm³d sostenidos por períodos superiores a los 9 meses.

No ocurrió lo mismo con el pozo 2, el cual tuvo una reacción temporal recuperando lo cual puede deberse a una errónea interpretación del problema del pozo por parte del análisis preliminar de reservorios.

Impacto en instalaciones superficiales de tratamiento.

Separación petróleo / agua.

El espumante inyectado es un detergente que además de disminuir la tensión superficial del agua, disminuye la tensión interfacial agua / petróleo. El resultado práctico de esto es que se dificultan los procesos de separación gravitatoria agua / petróleo, generándose emulsiones de agua en crudo. Esto puede generar problemas en el petróleo de exportación, llevándolo a contener un mayor porcentaje de agua y sales al permitido por especificación.

El mejor modo de combatir este problema es a través de la inyección de desemulsionante en los separadores correspondientes. Esto puede llevar a incrementar el costo asociado a la inyección de espumígeno.

En el presente caso, al tratarse de pozos pertenecientes a yacimientos de más de 300 pozos y menos del 5% de los mismos cuenta con este tipo de sistema, no se prevén problemas

adicionales por el agregado de 3 pozos, y con la inyección normal de desemulsionante en planta se combate sin mayores inconvenientes este efecto negativo.

Separación petróleo gas.

La espuma generada por la inyección de espuma puede aparecer y acumularse en los separadores primarios de entrada a planta. Debido a esto, el gas separado puede arrastrar esta espuma conteniendo líquidos y generar problemas con el contenido de líquidos en el gas de exportación.

En este caso, en base a experiencias previas, se sabe que, a pesar de ser pocos los pozos del yacimiento que producen con este sistema de estimulación, se observan problemas en los separadores de entrada.

Este efecto es combatido a través de la inyección de químicos “rompe-espuma” que ayudan a mitigar el problema. Este consumo adicional de químicos, como se observó, ya se tuvo en cuenta en las evaluaciones económicas preliminarmente realizadas.

Evaluación económica final una vez obtenidos los resultados reales.

En base a los resultados obtenidos, se concluye que para los pozos 1 y 3 se obtuvo resultado positivo, con una ganancia de 15 ksm3d y 20 ksm3d sostenida durante 9 meses. Con lo cual, la inversión para mejorar la producción se repagó de manera completa.

Respecto al pozo 2, durante el test de campo se observó una mejora sólo en la estabilidad, que no superó los 2 meses. De esta manera, puede decirse que no fue rentable, ya que el pozo no se pudo recuperar y quedó definitivamente ahogado.

Probablemente en este último caso, la evaluación desde el punto de vista técnico del reservorio no fue satisfactoria. A pesar de que los resultados de laboratorio fueron satisfactorios, en esta escala no se evalúan los problemas asociados a la presión del reservorio en este punto correspondiente al pozo, o al origen de la cantidad de agua que aparece en el mismo. Probablemente se trata de ingreso de agua por conificación o por entrada completa de acuífero, con lo cual, si bien el agente espumante actúa sobre la columna líquida, la cantidad de gas que aporta el reservorio y con la presión del mismo no alcanzan para reactivarlo por inyección de espumígeno a un régimen razonable. Deben realizarse testeos adicionales sobre el pozo a los fines de definir si se puede reactivar a través de otro método (sarta de velocidad,

compresor de boca de pozo, plunger, gas lift, etc.) o si es un pozo ya imposible de recuperar y deberá abandonarse porque se “acuaticizó”.

Conclusiones.

El método de delificuefacción de pozos de gas maduros para mejorar o extender (estabilizándola) su producción es un método sencillo y efectivo, del cual se obtienen resultados satisfactorios en muchos casos, probado en la realidad.

Es importante contar con mucha y confiable información del pozo candidato, como así también llevar a cabo los correspondientes test de laboratorio a los fines de reducir el riesgo de fracaso durante la etapa de test de campo y posterior producción. En la etapa de selección es fundamental que el sector de reservorios de la operadora lleve a cabo un análisis completo para evitar errores y gastos innecesarios.

Por último, es muy importante el monitoreo continuo de la producción de estos pozos reactivados con inyección de espumante con el fin de optimizar el consumo de productos químicos, para minimizar el costo operativo.

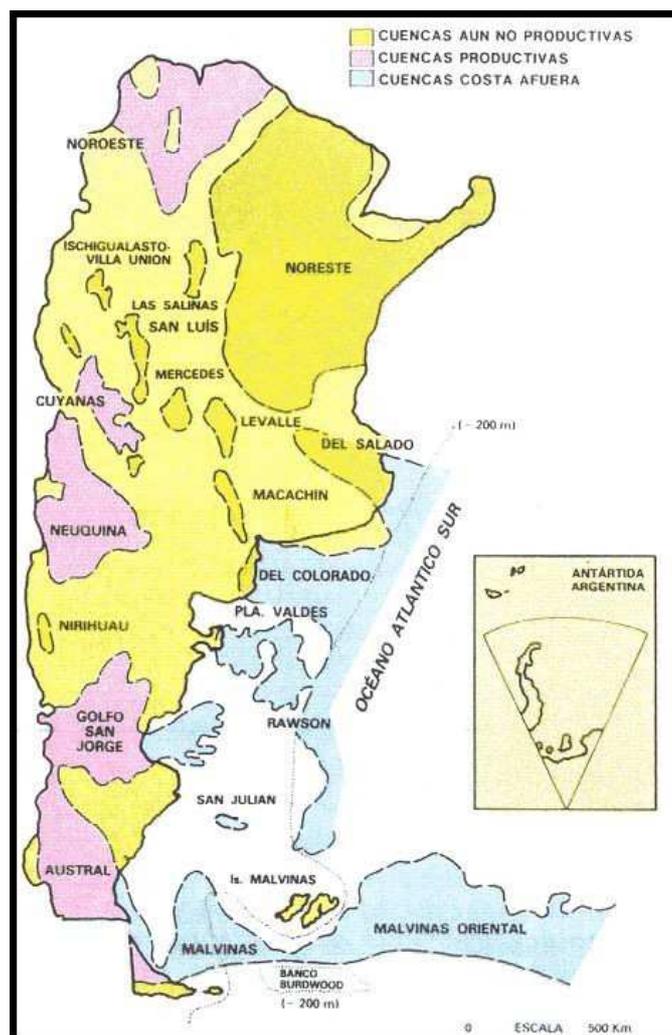
Por otro lado, es fundamental el monitoreo de las variables operativas en las plantas de tratamiento a las que aportan estos pozos, con el objetivo de evitar problemas mayores de contaminación en el petróleo y gas exportados que pueden devenir en costos operativos mayores o problemas superiores que hagan que el beneficio obtenido en la producción de los pozos sea contrarrestado de este modo.

Anexo A: Cuencas Argentinas

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km²

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km², y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts; de unos 400.000 km², cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros.



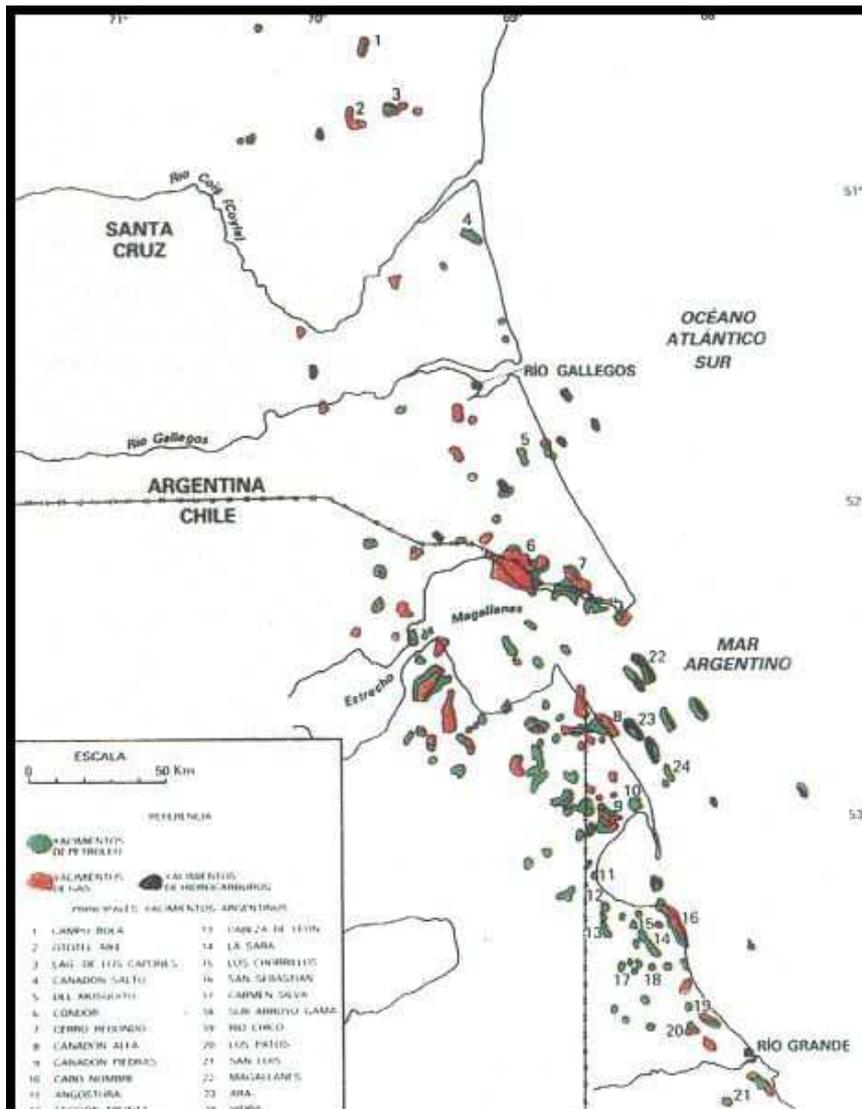
Otras trampas, con mayor influencia del factor estructural, se han conformado en antiguos paleovalles rellenos con Fm. Springhill y que fueron cruzados transversalmente por fallas de posible edad terciaria.

Escasos yacimientos aportan hidrocarburos del Grupo Bahía Laura, en ellos las porosidades y permeabilidades leídas por perfiles dan "cero", no obstante cuando se han comprobado zonas fracturadas, mediante testigos, dichos valores se consideran infinito.

La mayor parte de la producción de petróleo proviene de las areniscas intercaladas entre arcilitas de la Formación Springhill. En ellas las porosidades varían entre 14% y 26% con valores máximos de 30%, mientras las permeabilidades lo hacen entre 15 y 300 md con valores máximos de 2252, 4800 y 6100 md.

Se espera que en el futuro, hacia la franja del cinturón plegado, no sólo continúen apareciendo acumulaciones en el Cretácico inferior, sino en términos más altos y aun en el Terciario en trampas netamente estructurales.

La ubicación de los principales yacimientos de petróleo y gas de la cuenca se muestra en el siguiente gráfico:



CUENCA GOLFO SAN JORGE

El sector oriental de la cuenca, tectónicamente menos activo, ha aportado gran parte del petróleo extraído en el país. Su acumulación y entrapamiento en el subsuelo se ha producido a manera de fajas siguiendo el arrumbamiento regional de las fallas tensionales y de los suaves pliegues formados entre ellas. Además del entrapamiento estructural de los hidrocarburos (pliegues y fallas) también es importante el entrapamiento estratigráfico – sedimentario ya que las rocas reservorios (areniscas) no son tabulares, sino que tienen una sección irregular y lenticular y pueden, por lo tanto, constituir trampas por sí mismas al estar incluidas dentro de un material impermeable pelítico.

En un comienzo la producción provenía de la base del Terciario, más exactamente, del Miembro Inferior de la Fm. Salamanca, conocido petroleramente como "Glaucónitico". Posteriormente, los sondeos fueron profundizándose y en definitiva fue el grupo Chubut la

entidad que ha aportado la mayor cantidad del petróleo extraído. Últimamente se ha incrementado la perforación de pozos profundos (más de 3.500 metros), existiendo buenas productividades en la Fm. Mina Del Carmen, aunque con la profundidad también se hacen más erráticos los niveles reservorios.

En el sector occidental de la cuenca, en cambio, muchas de las estructuras anticlinales están erosionadas, la distribución de fluidos es bastante variable y su productividad, hasta ahora, es considerablemente inferior a la oriental.

La faja productiva de petróleo de la cuenca tiene forma hemielíptica y la bordea internamente de manera más o menos ordenada desde el punto de vista regional, abarcando una amplia superficie de las provincias del Chubut y Santa Cruz.

El Grupo Chubut, con un espesor máximo atravesado mediante sondeos de 3.500 m, comprende a las unidades de mayor interés petrolero actual. Tienen un origen exclusivamente continental, a excepción hacia el este y ya bien adentro de la plataforma continental donde se interconexiona con el mar Atlántico durante el Senoniano.

En el subsuelo del país el petróleo se descubrió en esta cuenca en la profundidad de 535 m y en la base del Terciario (Fm. Salamanca). Desde entonces se han perforado alrededor de 20.000 pozos, 26 de ellos en la plataforma continental. Resultaron productivos más de 10.000, permaneciendo actualmente 5.000 pozos en explotación de petróleo y/o gas. Su producción diaria oscila alrededor de 30.000 m³ de petróleo.

Si bien en la mayoría de los yacimientos ya se han explotado con cierta intensidad en los niveles superiores, aún falta investigar y desarrollar casi todos los profundos.

A esto es necesario agregar, que permanece prácticamente virgen la zona continental del centro de cuenca (5.500 Km²) y, escasamente explorada toda la plataforma continental (20.000 Km²), la subcuenca de Paso Río Mayo y la extensa comarca al norte de los ríos Chico y Senguer.

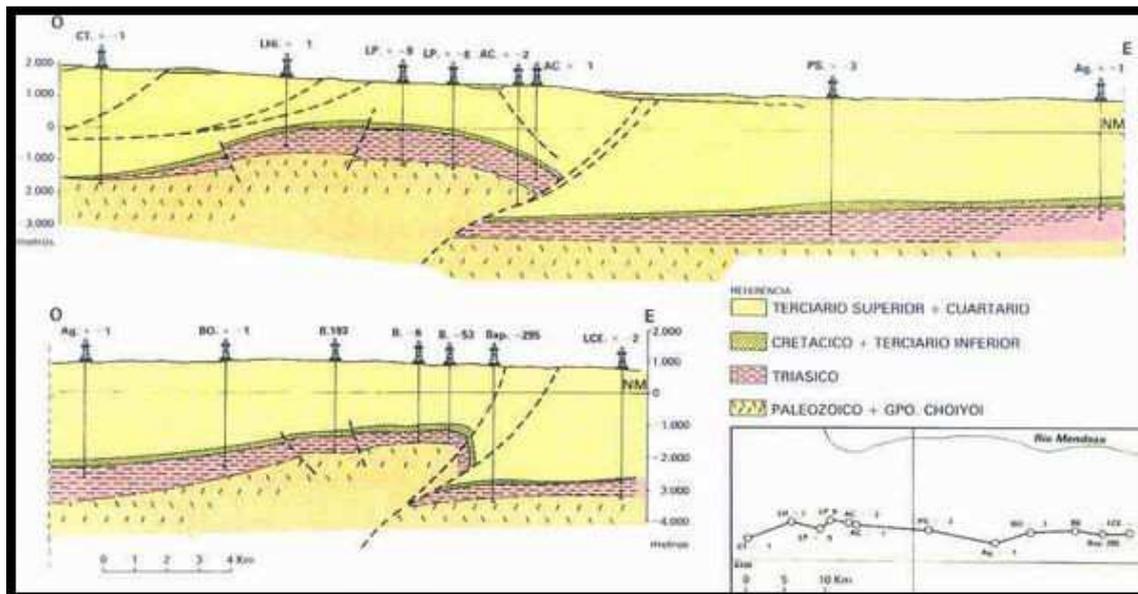
CUENCA NEUQUINA

La columna estratigráfica de la cuenca cuenta fundamentalmente con tres secciones con marcadas condiciones oleogénicas: Formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio, que en algunas zonas exceden en conjunto los 2.800 m de espesor.

Muerta. Hacia la zona de plataforma hay escasos yacimientos, de importancia relativa menor, de carácter estratigráfico.

CUENCA CUYANA

El tipo de sedimentación que caracteriza a la "Cuenca Cuyana" determina una escasa variedad de rocas reservorios en las distintas formaciones productivas.



En general son de niveles arenosos o arenotobáceos que responden tanto a depósitos de cursos anastomosados como meandrosos. La Fm. Cacheuta caracterizada por depósitos de ambiente lacustre no se comporta como reservorio aunque en algunos casos al estar fisurada aportó pequeños caudales de hidrocarburos.

El Grupo Choiyoi conocido hasta hace muy poco tiempo como el basamento económico de la cuenca, pasó a tener una importancia manifiesta luego de obtener en varios sondeos producciones muy interesantes de hidrocarburos. En general se trata de depósitos tobáceos e ignimbríticos especialmente estos últimos con excelentes valores de porosidad efectiva y permeabilidad por fracturación.

La roca madre por excelencia la constituyen las pelitas negras del tercio superior de la Fm. Potrerillos y especialmente las lutitas de la Fm. Cacheuta que responden a facies lacustres con condiciones euxínicas adecuadas para la preservación de la materia orgánica.

Los espesores atravesados mediante sondeos son variables de acuerdo a la posición que se los haya investigado dentro de la cuenca. En general no sobrepasan los 600 metros.

Como resultado de la interpretación de los recientes estudios geoquímicos se puede afirmar que todos los petróleos de la cuenca son genéticamente iguales, es decir provienen de la misma materia orgánica.

Dicha generación estaría vinculada a posiciones de cuenca bien profunda, en virtud de la escasa madurez que alcanza la materia orgánica en las zona próximas a los yacimientos.

De lo expuesto, se deduce que la relación espacial entre roca generadora y roca reservorio tuvo componentes laterales y verticales importantes.

Como se menciona con anterioridad casi la totalidad de los yacimientos de la Cuenca Cuyana descubiertos hasta el presente, están asociados a trampas estructurales de tipo anticlinal, hemianticlinal y homoclinal.

Se vinculan a este tipo de estructuras fallas tensionales, compresivas y de desplazamiento horizontal que particularizan a cada uno de los yacimientos. Las estructuras positivas son en general asimétricas.

Si bien el factor estructural es el que ha primado en el entrapamiento, es necesario destacar que descubrimientos de hidrocarburos del último decenio están vinculados a trampas estratigráficas o combinadas.

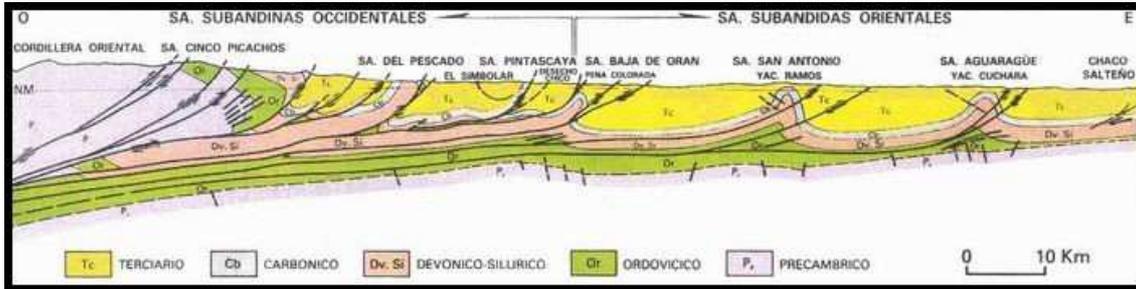
CUENCA NOROESTE

El principal horizonte productor de hidrocarburos está relacionado a la Fm. Yacoraite. Los reservorios encontrados son areniscas con porosidad intergranular, calizas fisuradas y calizas oolíticas.

Otros niveles reservorios se han constatado en arcilitas calcáreas fisuradas de la Fm. Maiz Gordo y en vulcanitas (andesita) de edad cretácica superior. Intervalos como las areniscas de la Fm. Lecho presentan inmejorables condiciones para albergar hidrocarburos, no habiéndose encontrado todavía yacimientos vinculados con ella.

De toda la columna del Grupo Salta los mejores horizontes generadores, de acuerdo a los estudios geoquímicos realizados se relacionan con arcilitas y carbonatos de baja energía de la Fm. Yacoraite. leozoico provocando por acción refleja la configuración de anticlinales y hemianticlinales en los sedimentos cretácidos superpuestos, en algunos casos fallados. En esta región se han encontrado la mayoría de los yacimientos descubiertos, habiéndose perforado

aproximadamente un total de 100 pozos exploratorios, cuya profundidad final varía entre 3000 y 4000 m.



Con respecto a las edades de generación y expulsión de los hidrocarburos, si bien sólo se tienen datos puntuales, es posible que éstas varíen considerablemente entre las diferentes áreas, ya que la cuenca presenta historias de subsidencia diferenciadas, gradientes geotérmicos variables y una evolución tectónica posterior a la sedimentación muy compleja y distinta.

Las series sedimentarias del Grupo Salta, salvo en la áreas proximales contienen excelentes litofacies pelíticas que actúan como sellos efectivos. No obstante, dado el medio sedimentario que caracterizó a Yacoraite, esta posee secciones de arcilitas y carbonatos impermeables, interdigitados con los reservorios, confiriendo un sello inmejorable. La Fm. Olmedo que la suprayace ofrece un buen sello dado sus tipos litológicos (arcilitas – evaporitas).

Los yacimientos descubiertos obedecen a distintos tipos de entrampamientos: Trampas Estructurales.

EJEMPLO: Yacimiento Caimancito

Se trata de una estructura anticlinal, de orientación N – S, con el flanco oriental fallado y más empinado que el occidental. Los horizontes productivos se ubican en la Fm. Yacoraite y en la Fm. Maiz Gordo, en ambos casos el comportamiento del yacimiento presenta todas las características de un "fisurado". Trampas Combinadas

EJEMPLO: Martinez del Tineo – Puesto Guardian – Dos Puntitas, Cañada Grande y Palmar Largo

Las figuras estructurales a las cuales se asocian los yacimientos son de distinto tipo: a) anticlinales; b) hemianticlinales, espolones, en todos los casos relacionados con el ambiente tectónico del Chaco-Salteño.

El factor estratigráfico del entrapamiento está dado en algunos casos por lenticularidad en arenas, por diagénesis diferencial, y por disolución en carbonatos.

Como una variante se menciona la presencia de altos fondos internos en la cuenca, de origen volcánico que controlaron la sedimentación localmente, los que en el caso particular de estar cubiertos por la Fm. Yacoraite (generadora) entramparon petróleo tanto en las rocas volcánicas como también en las secciones vulcanoclásticas basales de Yacoraite (Ejem. Yacimiento Palmar Largo).

CUENCA NO CONVENCIONAL

Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Su gran potencial se debe a sus características geológicas y su ubicación geográfica.



La formación Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país, y tiene una superficie de 30 mil km², de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 km², sobre los que ha realizado estudios para evaluar con más precisión el potencial de los recursos. Los resultados obtenidos han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y que cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina.

La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor, lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reduce significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la extracción de estos recursos.

Bibliografía

WILLIS, M.; HORSUP, D.; NGUYEN, D.; *Chemical Foamers for Gas Well Deliquification* (SPE, 2008).

ORTA, D.; RAMANCHANDRAN, S.; YANG, J.; FOSDICK, M; SALMA, T.; LONG, J.; BLANCHARD J.; *A Novel Foamer for Deliquification of Condensate-Loaded Wells* (SPE, 2007).

WILLIS, M.; HORSUP, D.; NGUYEN, D. *Chemical Foamers for Gas Well Deliquification* (SPE, 2008).

PAKULSKI, M. *Testing Gas Well Deliquification Chemicals at Real Downhole Conditions* (SPE, 2009).

HEARN, W. *Gas Well Deliquification* (SPE, 2010).

SUHENDAR, A.; KURNIAWAN, R.; LIZCANO, E. *Gas Well Deliquification for Maximizing Recovery from Mature Gas Assets* (ITPC, 2013).

YANG, J.; WANG, X.; LU, Y.; GUAN, B.; YANG, G. *Effect of Dynamic Surface Activity of Surfactant on Performance of Foam for Gas Well Deliquification* (SPE, 2013).

BELLINI, N.; GILARDONE, C.; CANEL, C.; *Acumulación de Líquidos en Pozos de Gas* (FDC, 2013).

FRANCIS-LACROIX, K.; SEETARAM, D.; *Chemical Deliquification of Unconventional Gas Wells* (SPE, 2014).

INSTITUTO ARGENTINO DE GAS Y PETROLEO. Información y estadísticas obtenidas desde su sitio web www.iapg.org.ar.

SECRETARIA DE ENERGIA - MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. Información obtenida a través de su sitio web energia3.mecon.gov.ar.

Juan Dupré, Raúl Giérega, René Segura Unidad Económica Loma La Lata, Repsol-YPF S.A; Pablo Cabral, Pedro Costanza, Martín Donino, Luis Mardones, Alejandro Suriano, Bolland y Cia. S.A.: *APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS ESPECÍFICOS EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA DE CAPILAR EN EL YACIMIENTO LOMA LA LATA*

Gustavo Ariel Alvarez (Tecpetrol) y Pedro Costanza (Bolland): *MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO GASÍFERO NATURALMENTE FRACTURADO: OPTIMIZACIÓN DE LA*

*EXTRACCIÓN NATURAL MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ESPUMANTES EN FONDO A TRAVÉS DE
CAPILAR*