

Coproducción

Por los ingenieros Enrique A. Lagrenade y Alejandro F. Funes, Tecpetrol S.A.

El Yacimiento Aguarañe de gas y condensado está ubicado en la Cuenca Devónica al Noroeste de la provincia de Salta y es productor de la Formación Huamampampa.

La historia de producción demostró que los pozos se acuatizan tanto del extremo norte como del sur, e indujo a suponer que el mecanismo de entrada de agua no era de importancia frente a las reservas del reservorio. Los pozos quedaban fuera de servicio en forma muy rápida, se ahogaban pocos meses después de la aparición de los primeros indicios de agua.

El hecho de estar frente a una acuífera no muy importante y la forma secuencial de acuatización de los pozos indujo a pensar que sería factible disminuir el efecto de la acuífera extrayendo agua de los pozos acuatizados y no cerrándolos como se venía haciendo. Para evaluar esta hipótesis se decidió realizar un Modelo Matemático (Proyecto de Coproducción-Dewatering) que confirmó la conveniencia de extraer agua y gas de todos los pozos acuatizados lo antes posible. En este sentido, se realizaron numerosas consultas sobre experiencias similares en otras partes del mundo y no se encontró ninguna, por lo cual se lo puede considerar como proyecto piloto para reservorios fracturados de gas con problemas de acuatización. Hasta la fecha se han intervenido cuatro pozos para extracción de agua por sistema de Gas-Lift habiéndose reparados pozos para la inyección del agua producida en formaciones someras donde no afecta las napas de agua dulce. Además de los cuatro pozos productores de agua hay tres pozos que producen gas y agua por surgencia natural, los cuales deberían estar cerrados de no haber implementado la coproducción.

La acuatización aparentemente se ha detenido y comenzó a producirse gas de formación en los pozos en Gas-Lift. Si bien la respuesta aún no es tan buena como la esperada por el modelo, el hecho de haberse detenido o demorado la acuatización constituye ya un éxito del proyecto.

El presente trabajo fue presentado en la Mesa Redonda sobre Sistemas de Extracción realizada el pasado mes de septiembre de 1996 y organizada por la Comisión de Producción.

El Yacimiento Aguarañe, de Gas y Condensado, está ubicado en la Cuenca Devónica al Noroeste de la provincia de Salta, y es productor de la Formación Huamampampa.

Fue descubierto en enero de 1979 por el pozo Cu x-1 [Cuchara] que alcanzó una profundidad de 4.200 mbbp. La explotación del yacimiento comenzó en abril del mismo año.

El levantamiento de la Cordillera de Los Andes originó en la Fm. Huamampampa un intenso trabajo tectónico de fracturamiento natural.

La Fm. Huamampampa está constituida por areniscas cuarcíticas fracturadas de edad Devónica, de baja porosidad y de matrix de baja permeabilidad, con espesores aproximados de 400 m, con una profundidad promedio de 4.200 mbbp.

La Fm. Huamampampa es un anticli-

nal alargado, relativamente simétrico, con una elongación Sur-Norte de aproximadamente 30 km por 2 a 3 km de ancho. Se han perforado 14 pozos, el último el Ag xp-1, perforado por la UTE Aguarañe, alcanzó la profundidad de 5.325 mbbp llegando a las formaciones inferiores de Icla y Santa Rosa. La Fm. Huamampampa fue atravesada en una buena posición estructural pero sólo se lo ha puesto en producción de Santa Rosa e Icla.

Hasta la fecha se ha producido alrededor de 14.900 MMm³ de gas y 3.270 Mm³ de Condensado y Gasolina a través de 11 pozos. El Gas Original In Situ en condiciones de superficie es de 56 MMMm³.

La producción actual [Nov/96] es de 1.600.000 m³/d de gas con 1.050 m³/d de agua.

En este tipo de reservorios de muy baja porosidad y pocos pozos perforados la

determinación de reservas por método volumétrico es muy difícil, resultando mucho más realista el efectuado por balances de materiales, para lo cual se necesita una cierta historia de producción y de presiones estáticas de fondo. El Balance no demostraba un mantenimiento de presión por entrada de agua.

La historia de producción demostró que los pozos se acuatizan tanto del extremo norte como del sur. Los pozos están prácticamente perforados todos en una línea Norte-Sur. Esto indujo a suponer que el mecanismo de entrada de agua era por el eje de estructura tanto del Norte como del Sur, y no era de importancia frente a las reservas del reservorio, ya que no se lo evidenciaba en el balance de materiales.

Los pozos quedaban fuera de servicio en forma muy rápida, se ahogaban pocos meses después de la aparición de los pri-

Estructural FM. Huamampampa

meros indicios de agua.

El hecho de estar frente a una acuífera no muy importante y la forma secuencial de acuatización de los pozos nos indujo a pensar que sería factible disminuir el efecto de la acuífera extrayendo agua de los pozos acuatizados, y no cerrándolos como se venía haciendo. Para evaluar esta hipótesis se decidió realizar un Modelo Matemático, el cual confirmó la conveniencia de extraer agua y gas de todos los pozos acuatizados lo antes posible [Proyecto de Coproducción-Dewatering].

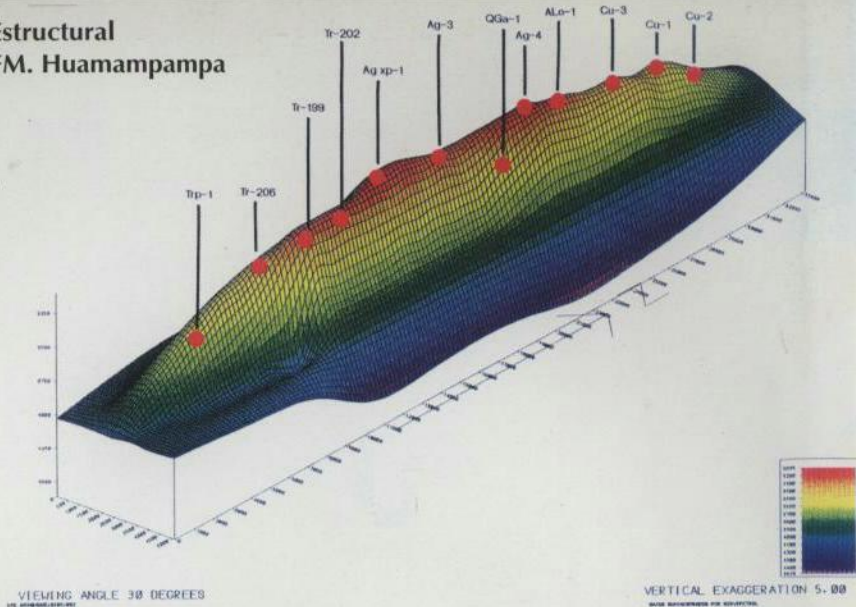
En agosto de 1995 se comenzó con la extracción de agua del pozo TR-199, que estaba cerrado, por el sistema de Gas-Lift.

Hasta la fecha se han intervenido cuatro pozos para extracción de agua por sistema de Gas-Lift, habiéndose reparado pozos para la inyección del agua producida en formaciones someras donde no afecta las napas de agua dulce.

Además de los cuatro pozos productores de agua, hay tres pozos que producen gas y agua por surgencia natural, los cuales deberían estar cerrados de no haber implementado la coproducción.

El no haber cerrado los pozos productores de agua y haber comenzado con la extracción artificial de agua de los pozos acuatizados, permitió estabilizar la producción de gas y de agua.

La acuatización aparentemente se ha detenido y comenzó a producirse gas de formación en los pozos en Gas-Lift. Si bien la respuesta aún no es tan buena como la esperada por el modelo, el hecho de haberse detenido o demorado la acuatización constituye ya un éxito del proyecto.



Se realizaron numerosas consultas sobre experiencias similares en otras partes del mundo pero no se encontró ninguna. Por este motivo se lo puede considerar como proyecto piloto para reservorios fracturados de gas con problemas de acuatización.

MODELO MATEMATICO

El Modelo Matemático fue realizado por Roberto Aguilera de la firma Servipetrol de Calgary, Canadá. Se terminó en junio de 1995.

- El movimiento de fluido está controlado por las macro y micro fracturas, de origen tectónico, de las arenas cuarcíticas. Las micro fracturas se consideran como la matrix de un sistema de doble porosidad.
- El gas original in situ se calculó para la matrix y las fracturas luego de una minuciosa comparación de presiones, caudales de agua, gas y petróleo, llegando a

un valor de $\sim 56 \text{ MMMm}^3$ [Standard] con un 83,5% de reservas para la matrix y el resto para las fracturas. La matrix incluye microfracturas que posiblemente estén espaciadas desde unos pocos milímetros a unos pocos centímetros.

- La interpretación de los perfiles indican un valor promedio de porosidad de 5,7%. La porosidad promedio de las fracturas es del orden de 0,5% correspondiente a un coeficiente de partición (v) de 8,35%. La saturación de agua en la matrix es del 35%, la de la fractura por encima de la tabla agua gas es cero.
- El sistema de fracturas es más comprensible que el de matrix.
- Se simulaban distintas alternativas:
 - Continuar con las condiciones operativas.
 - Reducir el caudal de gas a $1.500.000 \text{ m}^3/\text{d}$ [%Rec=28,7%]

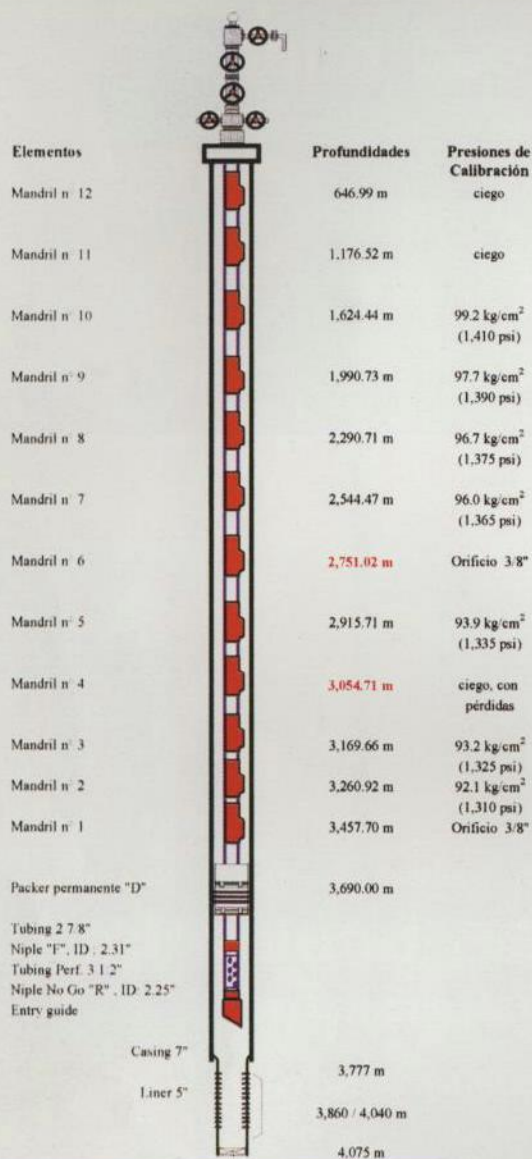
ROCH
Petróleo y Gas

ROCH Sociedad Anónima

Reconquista 661, 6º. piso, [1003] Buenos Aires
Tel. [541] 312 1141 / 2924 / 9643 Fax 312 1117

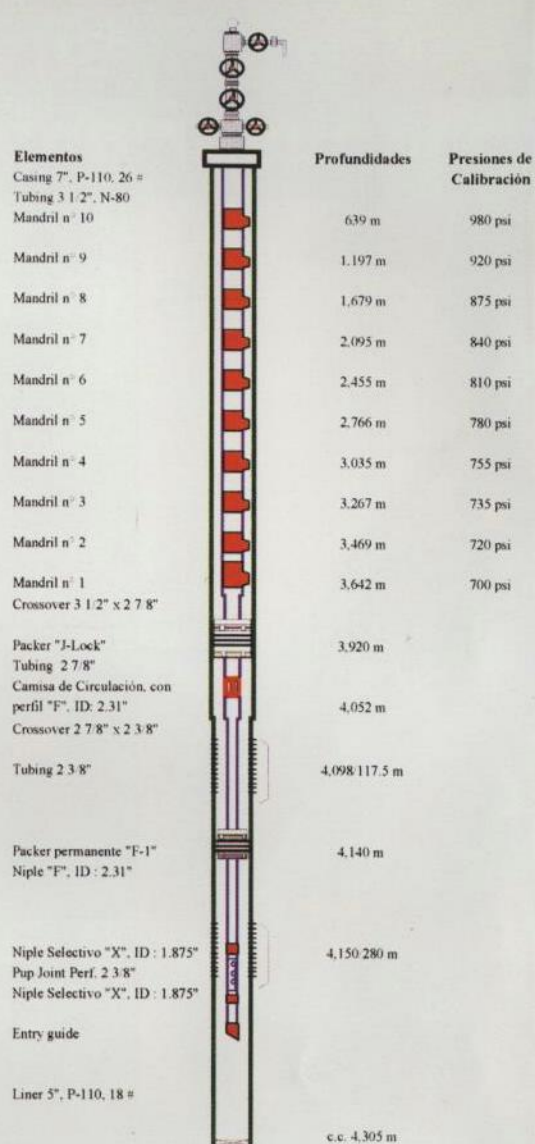
Tranquitas - 199, situación final

Fig. 1



Quebrada de Galarza x-1

Fig. 2



- Reducir el caudal de gas a 1.000.000 m³/d [%Rec=29,4%]
- Reducir el caudal de gas a 500.000 m³/d [%Rec=30,4%]
- Extracción de agua [Coproducción - Dewatering] en todos los pozos ha medida que se acuaticen [%Rec=45 al 49% según Qw=200 a 500 m³/d/pozo].
- Perforación de pozos horizontales.
- Aislación de zonas en algunos pozos.

De haberse continuado con las condiciones operativas, la producción del yacimiento cesaría en 1999. Importantes cantidades de gas adicionales se podrían obtener realizando coproducción [dewatering].

La perforación de pozos horizontales no resultaría económica.

COMENTARIOS GENERALES

Probablemente las fracturas fueron creadas cuando el gas ya se había genera-

do en la roca madre Los Monos suprayacente a Huamampampa. El vacío generado por la fracturación forzó a la migración del gas de Los Monos hacia Huamampampa.

Grandes producciones de gas se obtienen de reservorios naturalmente fisurados, en Aguaragüe el origen de las fracturas es tectónico y corresponden al tipo N° -2 de la clasificación de Stearn, podría ser que existan también fracturas del tipo N° -1.

El Doctor Rosello condujo un estudio de afloramientos y coronas y observó dos tipos de fracturas, una asociada con bedding y otra con folding, las primeras no serían importantes para la producción.

El gas está almacenado en macro y micro fracturas tectónicas. Para el Modelaje Matemático, a la formación Huamampampa se la dividió en cuatro secciones, siendo las dos superiores [Secciones 1 y 2] las productivas de gas y condensado.

La Sección 1, denominada también B Suco, tiene un espesor promedio de 77 m y está constituido por arenas grises cuarcíticas duras con intercalaciones de arcillas oscuras a negras. La Sección 2 está compuesta por arenas cuarcíticas de grano fino a medio de color gris claro, se lo denomina también "B Limpio". Es el mejor reservorio que tiene los mayores espesores y las mayores fracturas naturales.

Desde el punto de vista de almacenaje de hidrocarburo el mismo está alocado en una malla de fracturas naturales, sin embargo Huamampampa se comporta como un reservorio de doble porosidad con macro y micro fracturas. Las micro fracturas actúan como matrix y las macro como fracturas.

Las muestras de agua obtenida de los pozos a lo largo de toda su historia de producción indicaría que existen dos fuentes de agua, una acuífera por debajo

de los -3.800 m y una segunda fuente aislada que correspondería a un bolsón de agua dentro de la formación.

No se han efectuado cutoffs para porosidad ni para permeabilidad. Estudios recientes indicarían que utilizar cutoffs de porosidad y permeabilidad nos llevaría a resultados pesimistas. Se ha comprobado que en algunos ambientes el grado de fracturación aumenta con la disminución de la porosidad.

Elementos plásticos como las arcillas tienden a disminuir la intensidad de las fracturas, se ha introducido un cutoffs de volumen de arcilla del 50% en la interpretación de los perfiles. Un cutoffs en saturación de agua es un método confiable en reservorios fracturados, se usó un valor de 55%.

Los perfiles han sido analizados por método de *Fracture Completion Log* [FCL]. Con el mismo se determinó el espesor total, espesor útil, porosidad y saturaciones totales de fractura y de matrix, coeficiente de partición.

El valor de porosidad promedio total es de 5,7% con un promedio para las fracturas de 0,48%. La saturación de agua de la matrix es del 35% considerándose nula para las fracturas.

Todos los ensayos de pozos se realizaron con Amerada mecánica, lográndose una buena interpretación. Si bien la calidad de la deriva es mala, los ensayos indican un sistema de doble porosidad donde la matrix incluye microfisuras.

El simulador utilizado fue el TE-TRAD, que puede trabajar con petróleo negro, condensado, térmico y geotermal, todos estos modelos se pueden utilizar con doble porosidad.

La saturación de gas, para el modelo matemático, fue del 100% en las fracturas por encima de -3.800 mbnm y la saturación de agua de la matrix entre un 30 a 40%. La presión inicial era de 484 kg/cm² a -3.800 mbnm.

SELECCION DE SISTEMAS DE EXTRACCION

El modelo de Coproducción requiere de la extracción de agua del reservorio. Los caudales a producir deberían ser maximizados, a fin de disminuir la presión dinámica de fondo.

Cuando se realizó la selección del sistema de extracción para cumplir con el objetivo antes enunciado, se tuvo en cuenta que cualquiera fuese el sistema seleccionado, este debería ser capaz de funcionar en

presencia del gas que eventualmente pudiera producir el reservorio, dado que el modelo establece la posibilidad de "coproducir" agua y gas.

Resumiendo, las dos condiciones fundamentales para la selección fueron:

1. Producción de grandes caudales de agua.
2. Eventualmente, producción conjunta de agua y gas.

Los sistemas analizados fueron "Bombeo Electrosumergible" y "Gas Lift".

Bombeo Electrosumergible: se realizaron las consultas necesarias para determinar cómo afectaría a la bomba la aparición de gas libre, y si los separadores de fondo serían capaces de eliminarlo. Como consecuencia de las consultas realizadas se determinó que el porcentaje de gas libre que podría aparecer en la bomba excedía los valores aceptables para estos equipos. El Bombeo Electrosumergible, por esta razón, fue desestimado al no ser aplicable en este tipo de pozos.

Gas Lift: siendo éste un sistema de extracción flexible que no sería afectado por la aparición de gas libre proveniente del reservorio (esta situación sólo exigiría restringir la inyección de gas en la cantidad necesaria para restituir la relación Gas-Líquido óptima), se decidió optar por este sistema.

Diseño de Gas Lift Continuo

Inicialmente no se conocía el IP, ni se tenía una IPR del pozo seleccionado, por lo tanto el diseño de la primera instalación debía ser lo suficientemente flexible como para iniciar la extracción de agua, teniendo como limitación la presión de gas disponible (70 - 75 kg/cm²). Luego

de la puesta en producción y con caudales estabilizados, se tomarían registros dinámicos de presión y temperatura, a partir de los cuales se podrían obtener los siguientes datos:

1. Punto de inyección de gas.
2. Con la Presión Dinámica de Fondo (Pwf), el Caudal producido y la Presión Estática de Fondo, se construiría una curva IPR.

Si los ensayos señalaran que el pozo estaba subextraído y esta situación fuese consecuencia de una baja presión disponible para la inyección, se analizaría la posibilidad de comprimir el gas de inyección hasta la presión necesaria (compatible con el estado del casing) para optimizar la extracción. Si se decidiera un incremento en la presión de inyección, este cambio sólo requeriría una recalibración de las válvulas.

Para iniciar el proyecto se seleccionó el pozo **Tranquitas-199** (Tr-199). Se efectuaron las siguientes suposiciones a los efectos del cálculo:

1. Los caudales analizados fueron: 400 m³/día, 600 m³/día y 800 m³/día.
2. La presión de inyección disponible en el futuro (mediante compresión) sería 150 kg/cm².

La presión estática de la formación (Pws) era: 340 kg/cm².

La presión disponible de inyección (Pi) era: 70 kg/cm².

Se realizó un análisis gráfico para determinar las distintas presiones dinámicas de fondo (Pwf), obtenibles a la profundidad de los punzados, a dos presiones de inyección (70 kg/cm² y 150 kg/cm²) y para los tres caudales establecidos.

El siguiente cuadro muestra cuáles serían los Índices de Productividad correspondientes a las condiciones analizadas.

Presión de Inyección	Producción	Pwf	(Pws - Pwf)	IP
[kg/cm ²]	[m ³ /día]	[kg/cm ²]	[kg/cm ²]	[m ³ /día/kg/cm ²]
70	400	262	78	5,13
	600	293	47	12,77
	800	320	20	40,00
150	400	148	192	2,08
	600	190	150	4,00
	800	273	67	11,94

Diseño:

Datos:

1. Tubing 3 1/2".
2. Líquido: agua 100%.
3. Relación Gas Líquido (RGL) de formación: 100 m³/m³.
4. Presión dinámica de boca (Pb): 8,5 kg/cm².

Primera opción (condición actual), $P_i: 70 \text{ kg/cm}^2$

Válvulas	Producción					
	400 m ³ /día		600 m ³ /día		800 m ³ /día	
	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]
1	599	27	599	35	599	42
2	1.027	40	944	51	873	58
3	1.317	49	1.130	59	983	64
4	1.515	56	1.230	64		
5	1.648	60				
Gas de Inyección [m ³ /día]		110.000			125.000	135.000

Segunda opción (condición futura, con compresión), $P_i: 150 \text{ kg/cm}^2$

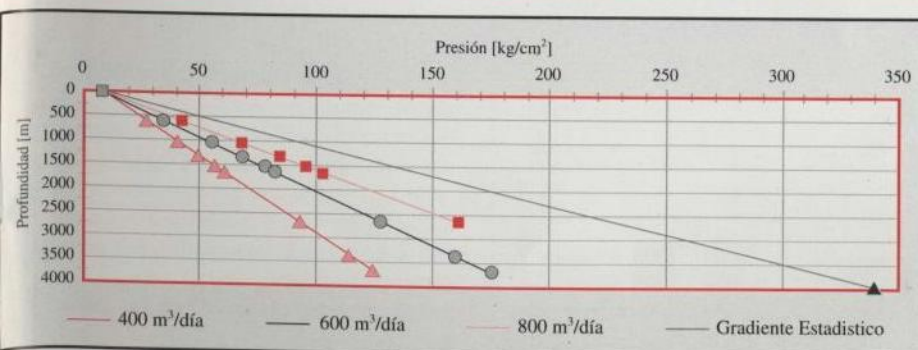
Válvulas	Producción					
	400 m ³ /día		600 m ³ /día		800 m ³ /día	
	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]	Profundidad [m]	Pwf [kg/cm ²]
1	1.375	51	1.375	70	1.375	87
2	2.579	89	2.375	115	2.194	133
3	3.496	117	2.988	142	2.589	156
4	3.691	123	3.364	159	2.780	167
5			3.595	169	2.872	172
6			3.691	174		
Gas de Inyección [m ³ /día]		100.000			120.000	125.000

Tercera opción: Este diseño permite iniciar la producción de agua operando con una presión de inyección de 70 kg/cm^2 , y si fuera necesario, mediante un cambio y recalibración de las válvulas, se podría operar con una presión de inyección de 150 kg/cm^2 , pudiendo alcanzarse de esta forma mayores profundidades de inyección.

Profundidad [m]	Válvulas	Pwf [kg/cm ²]		
599	1	27	35	42
1.027	2	40	55	67
1.317	3	49	68	83
1.515	4	56	78	95
1.648	5	60	82	102
2.656	6	92	127	160
3.364	7	113	159	
3.691	8	123	174	
Producciones:		400 m ³ /día	600 m ³ /día	800 m ³ /día

Válvulas que operarían con una $P_i: 70 \text{ kg/cm}^2$

Válvulas que operarían con una $P_i: 150 \text{ kg/cm}^2$



Teniendo en cuenta el análisis efectuado anteriormente se procedió a realizar el diseño definitivo. Se utilizaron mandriles modelo "K" de 3 1/2" con válvulas de 1", un packer permanente modelo "D"; la cola del packer tiene un niple "F", un caño filtro y un niple "R" (No-Go).

Inicialmente se consideró que la presión de inyección sería 70 kg/cm^2 , agregando un mandril fuera de diseño se contemplaba la posibilidad un incremento futuro de esta presión.

Luego de la puesta en marcha, de acuerdo a la planificación realizada se efectuaron registros periódicos de:

1. Presión dinámica.
2. Temperatura.

Estos registros demostraron que el punto de inyección estaba en 1.990,73 m (mandril N° 9). Puesto que se disponía de la posibilidad de incrementar la presión de inyección, se procedió a recalibrar algunas válvulas y cerrar otras; a la vez que se realizó una estimulación ácida con el objeto de limpiar los punzados de posibles incrustaciones calcáreas. Como resultado de estas operaciones se logró un incremento significativo de la profundidad de inyección hasta 3.054,71 m (mandril N° 4) y en consecuencia del caudal producido que superó los 300 m³/día (Figura 1).

Tranquitas-206

Con la experiencia obtenida en el pozo Tr-199, se corrigió el diseño de la instalación a bajar en el pozo Tranquitas-206.

Antes de proceder a la bajada de la instalación definitiva se verificó el estado del casing, como consecuencia de esta verificación se decidió modificar la profundidad de fijación del packer, disminuyéndose en número de mandriles y limitando la futura presión de inyección.

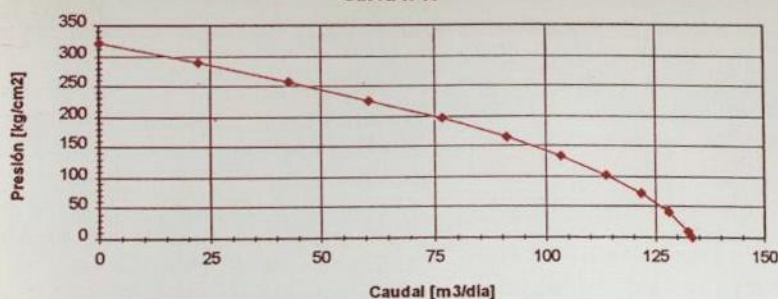
Con posterioridad a la puesta en marcha del pozo se realizó una estimulación ácida, incrementándole la productividad por remoción de incrustaciones.

A continuación se encuentran los datos considerados en el diseño de la instalación bajada.

Datos:

1. Tubing 3 1/2"
2. Líquido: agua 100%.
3. Relación Gas Líquido (RGL) de formación: 100 m³/m³.
4. Presión Estática de Fondo (Fws): 320 kg/cm².
5. Presión dinámica de boca (Pb): 8,0 kg/cm².
6. Presión de inyección disponible: 74,0 kg/cm².
7. Curvas I. P. R.:

Curva IPR



Quebrada de Galarza x-1:

El tercer pozo que se acondicionó para la producción de agua fue el **QG x-1**. Este pozo tenía la particularidad de presentar dos secciones (productoras potenciales de agua), con características diferenciadas, circunstancia que debía ser tomada en cuenta en el diseño de la instalación de fondo, de forma tal de permitir la explotación y medición de: a) ambas secciones en conjunto, b) cada una de ellas por separado. Este objetivo se logró con la instalación que se muestra en la Figura 2.

Facilities, Pozos Sumideros

Con el objeto de separar y disponer el agua producida por los pozos **Tr-199** y **Tr-206**, se construyó anexa a la planta de gas Tranquitas, una planta de separación, almacenaje y bombeo de agua y se acondicionaron, a los efectos de la disposición final del agua, dos pozos sumideros: **Tr-203** y **Tr-207**. Un diagrama de estas instalaciones puede verse en Figura 3 (Facilities, Planta Tranquitas). En este diagrama cabe señalar que el pozo **Aguaragüe xp-1** (**Ag xp-1**), eventualmente proporciona gas en 140 kg/cm^2 para la inyección del sistema de gas lift del pozo **Tr-199**.

En el caso del pozo **QG x-1** se construyeron instalaciones de separación en la ubicación del pozo, vinculadas con la planta de gas Lomitas, acondicionándose dos pozos sumideros: **Lo-105** y **Lo-107** (ceranos al pozo **QG x-1**); el diagrama de estas instalaciones puede verse en Figura 4 (Facilities, Planta Lomitas).

Evolución del Proyecto: Resultados

En el Anexo I - Resultados, puede verse en diferentes gráficas la evolución de este proyecto y los primeros resultados del mismo, en cada uno de los pozos afectados. A continuación se hará un breve comentario de los resultados obtenidos por pozo.

Tranquitas-199: este pozo se acuatizó y fue cerrado en diciembre de 1993, posteriormente se lo acondicionó como productor de agua, iniciando su producción en agosto de 1995. Luego de un año, comienza a observarse una producción de gas que mantiene una tendencia creciente en los últimos seis meses, mientras que la producción de agua tiene una tendencia declinante.

Tranquitas-206: después de permanecer cerrado (y totalmente acuatizado) por muchos años, este pozo fue acondicionado como productor de agua, iniciando su producción en octubre de 1995. Desde los primeros meses de producción aportó "gas propio", esta tendencia se mantiene, a la vez que disminuye el agua aportada.

Tranquitas-202: este pozo es un productor de gas; desde junio de 1995 comenzó a sufrir una rápida acuatización, esta tendencia se detuvo en marzo de 1996, manteniéndose estables los caudales de gas producidos y notándose una suave tendencia declinante en la producción de agua.

Quebrada de Galarza x-1: este pozo se encuentra distante de los anteriores (ver plano Estructural de la Formación Huamampampa). Fue acondicionado como productor de agua con el objeto de detener el avance de agua que afectaba a otros pozos productores de gas. Inició la producción en junio de 1996, aún no se advierte producción "propia" de gas, aunque sí efectos sobre la producción de gas de pozos vecinos.

Arroyo Lomitas-1: este pozo es productor de gas, sufre los efectos del avance del agua desde junio de 1994. En el período de mayo 94-marzo 96 redujo su producción de gas de $508 \text{ Mm}^3/\text{día}$ a $34 \text{ Mm}^3/\text{día}$. Las últimas mediciones indican que esta tendencia se ha revertido, mientras que los caudales de agua producidos se mantienen estables.

Cuchara-3: este productor de gas está afectado por el avance del agua desde mayo de 1993. Actualmente se advierte un incremento en la producción de gas y un descenso en la producción de agua.

Fig. 3 Facilities: Planta Tranquitas

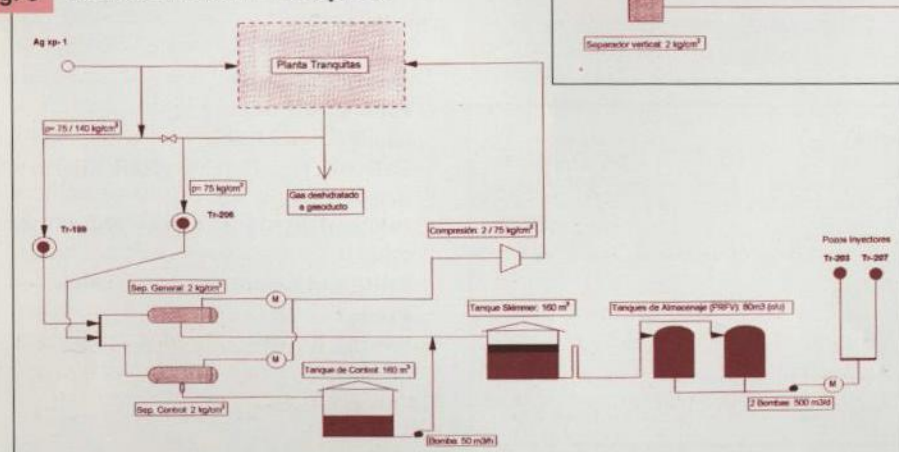
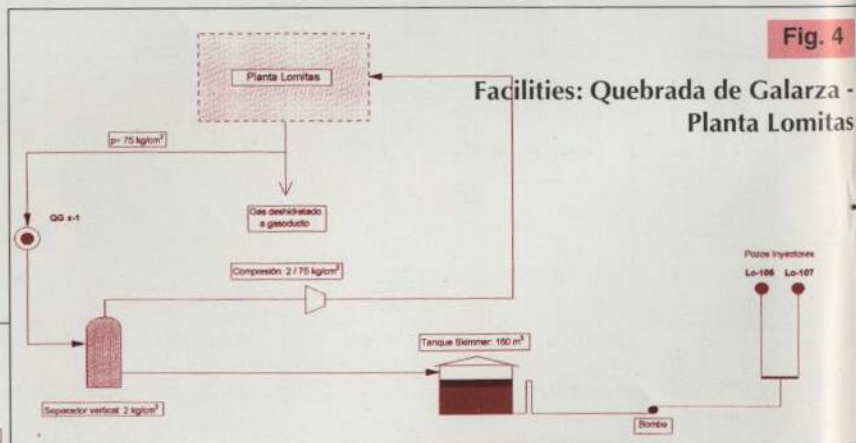


Fig. 4

Facilities: Quebrada de Galarza - Planta Lomitas

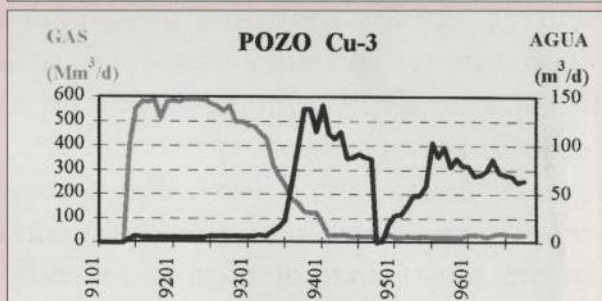
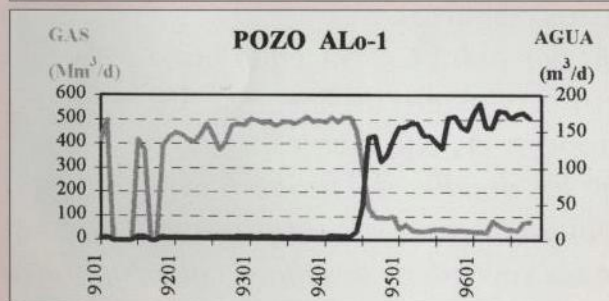
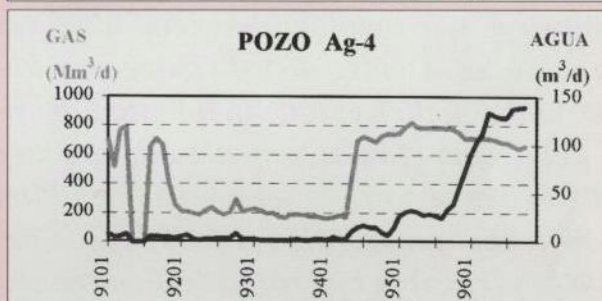
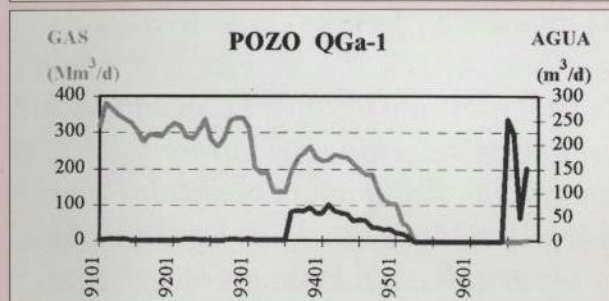
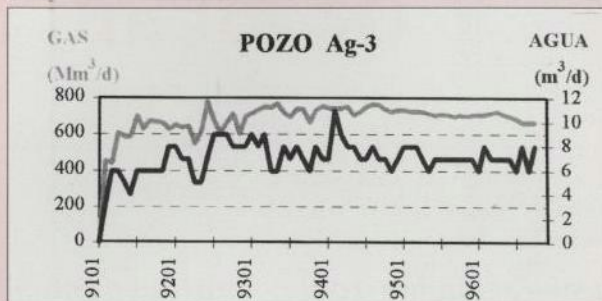
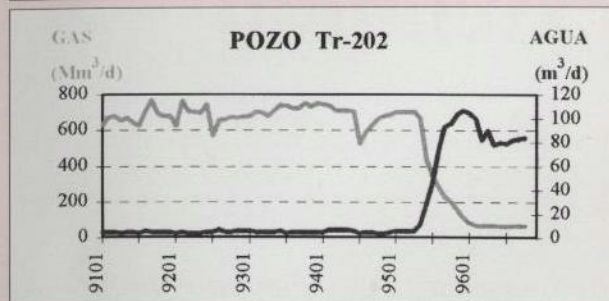
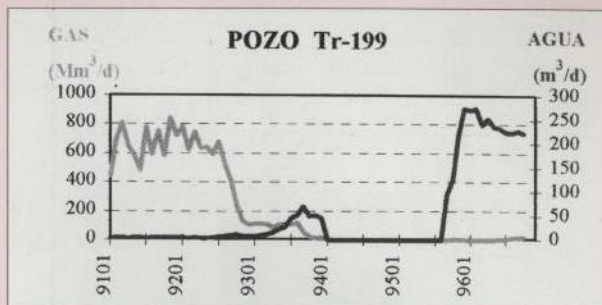
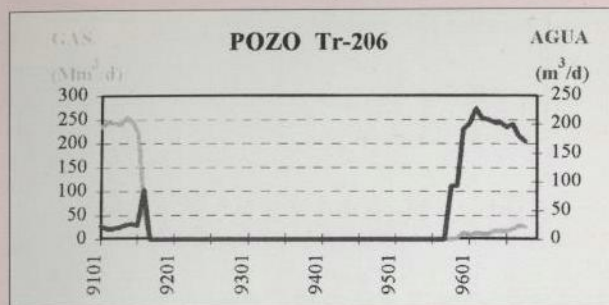


CONCLUSIONES

Creemos que aunque es prematuro hablar de resultados definitivos, los obtenidos hasta el momento permiten mantener una expectativa optimista. Esto se basa en:

a) Los pozos que se encontraban totalmente acuatizados comienzan a producir gas, a la vez que esta producción permite solventar los costos del proyecto. La tendencia creciente observada en los caudales

Pozos afectados al proyecto: Tranquitas - 199, Tranquitas - 206, Tranquitas - 202, Quebrada de Galarza x-1, Arroyo Lomitas-1, Cuchara-3



estar totalmente acuatizados), muestran que este avance se ha detenido. En algunos casos permanecen estables las producciones de agua, en otros han decrecido, y en general se observa

vadas, correrán un riesgo menor de acuatizarse, o por lo menos se retardará considerablemente su exposición a este riesgo.

El sistema de extracción seleccionado (*Gas Lift*), demostró ser el más adecuado para las condiciones del proyecto; una de ellas "la flexibilidad del sistema", permitió adecuar el régimen de extracción a la evolución del pozo y a la disponibilidad de diferentes presiones de inyección. El diseño de las instalaciones de fondo respondió en cada caso a la necesidad de permitir múltiples operaciones tales como: a) mediciones de fondo (temperatura, presión, ensayo selectivo de caudales), b) estimulaciones.

una tendencia creciente de las producciones de gas.

c) Los pozos productores de gas no afectados aún por el avance de agua a causa de su ubicación estructural, en la medida que se mantengan las tendencias obser-

de gas producidos, de mantenerse, demostrará la validez del objetivo final que es la recuperación del potencial productivo de gas de estos pozos.

b) Los pozos productores de gas que estaban afectados por el avance del agua (sin