



ESTO. CONGRESO YPF
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

24 • 27 Octubre 2016
Llao Llao Hotel&Resort
Bariloche, Argentina

Evaluación del Potencial Productivo de Pozos de Gas No Convencional minimizando el aventamiento.

**Daniel Gerardo García; Hugo Sivori; Gabriela Manríquez; Joaquín Ramírez Martínez, Y-TEC
Miguel Angel Sanchez , YPF**

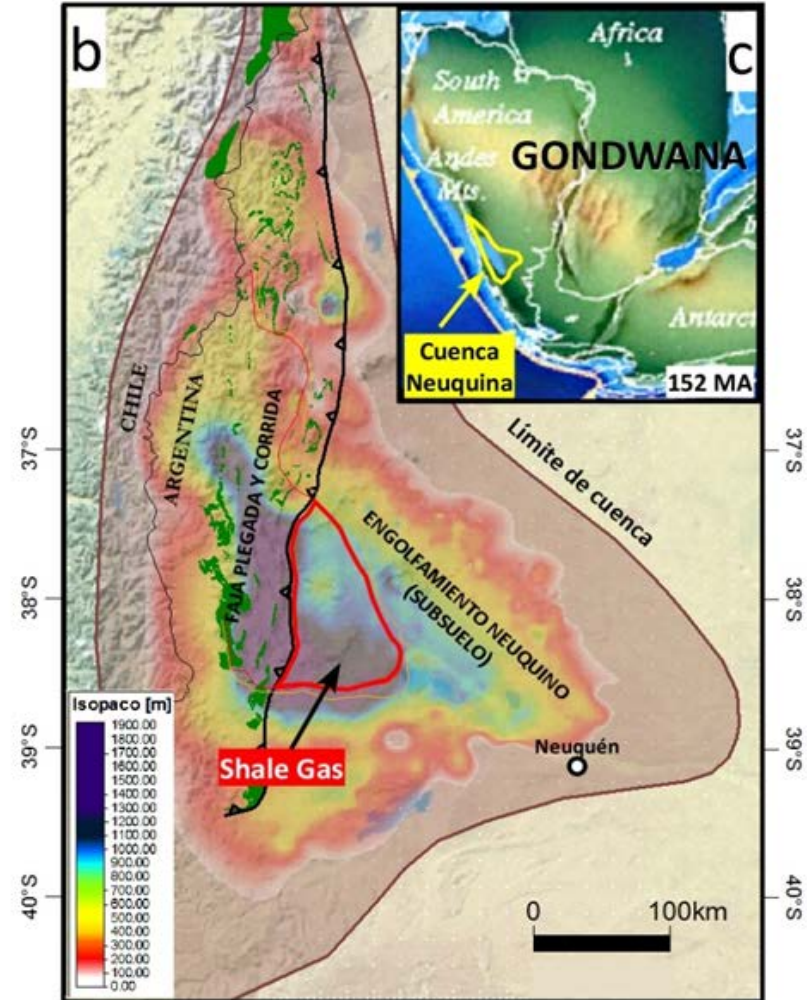


Introducción

- La Fm. Vaca Muerta es la principal roca madre de la Cuenca Neuquina.
- Con el desarrollo exitoso de reservorios no convencionales de tipo shale en EEUU, el estudio de la Fm. Vaca Muerta como objetivo exploratorio cobro gran importancia debido al gran volumen de recursos estimados desde el año 2008.
- Hasta la fecha se han perforado más de 600 pozos en la Cuenca, desde la primera etapa exploratoria, para adquisición de datos, que permitan la caracterización de la Fm. Vaca Muerta, con la delineación de las diferentes ventanas de hidrocarburos y el inicio de la identificación de áreas de interés, en base a la productividad de los pozos y su actual desarrollo.
- Para avanzar en la evaluación de la productividad, en los últimos dos años se han perforado pozos horizontales, proyectos pilotos de avanzada y de desarrollo en factory mode.



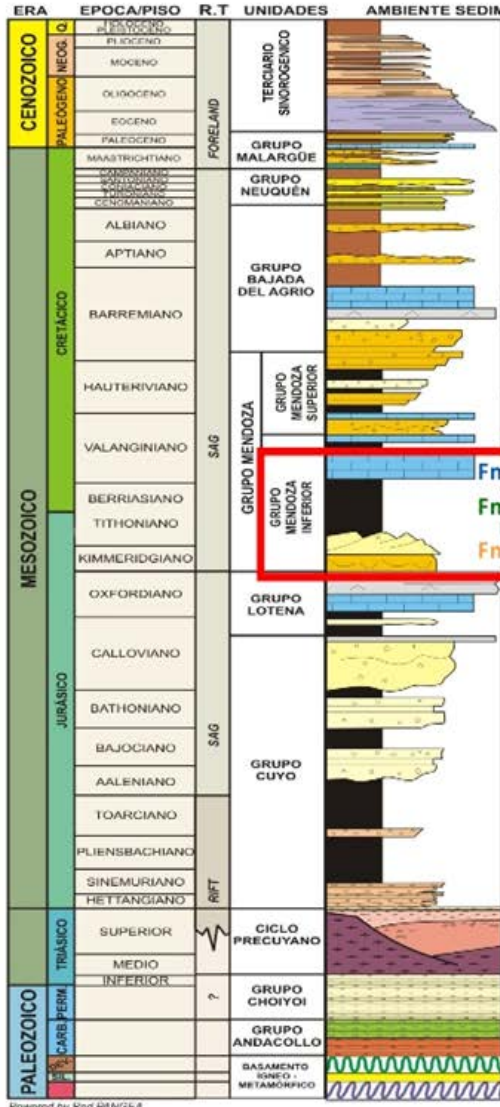
Contexto Geológico



b) Mapa de la Cuenca Neuquina, con mapa isópaco del sistema Quintuco-VM, correspondiente al *play Shale Gas* en subsuelo. Informe técnico inédito E&D YPF (Domínguez F. et al 2015) C) Mapa paleogeográfico durante el jurásico superior (modificado de Scotese, C. R., 2002, <http://www.scotese.com>, *Paleomap website*).



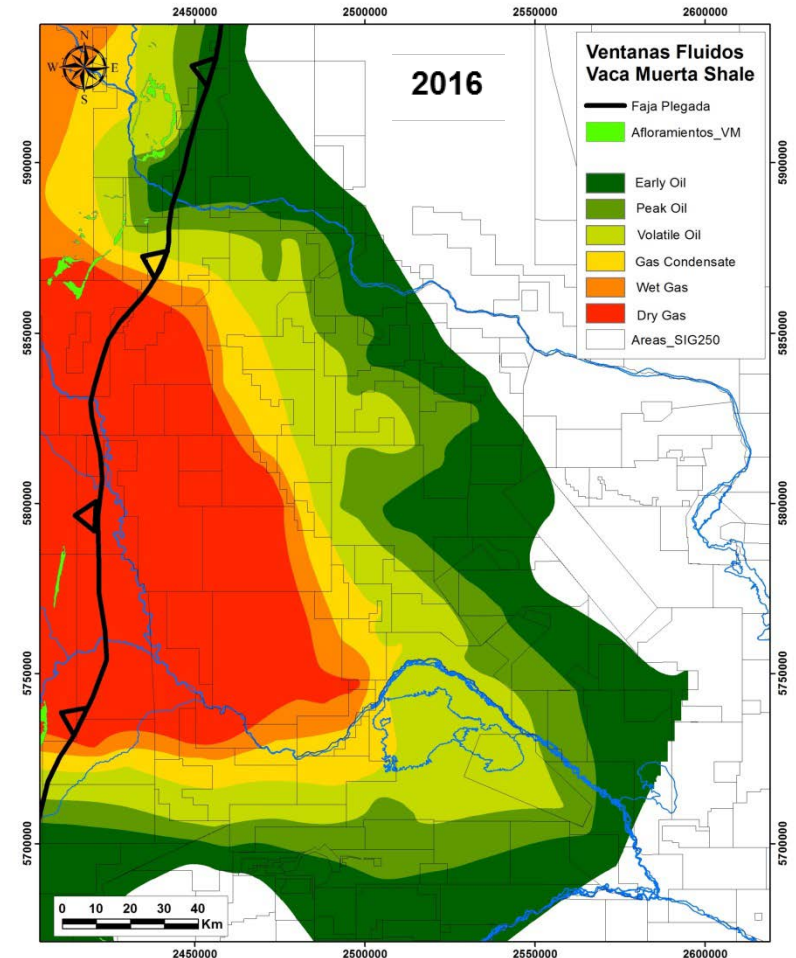
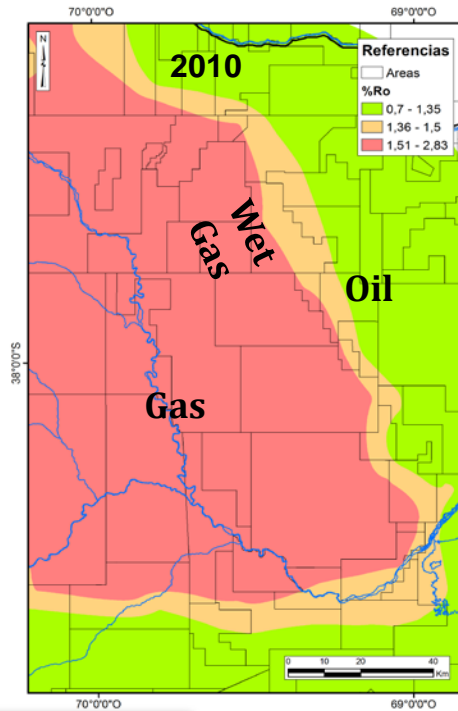
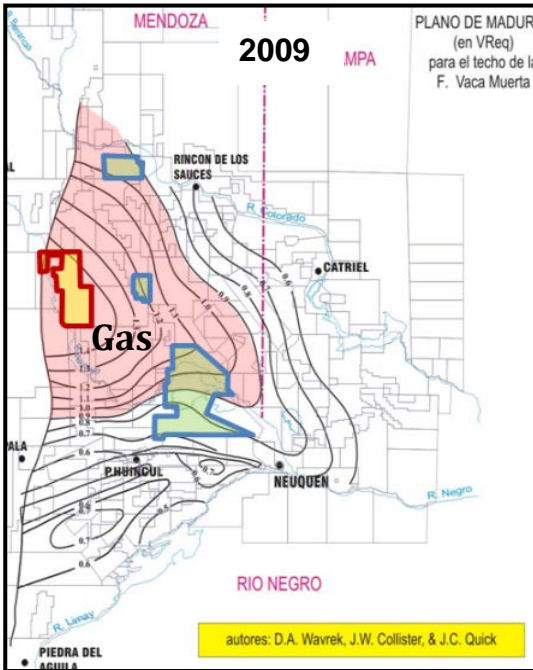
Contexto Geológico



Columna estratigráfica esquemática de la cuenca (modificada de Arregui *et al.*, 2011)



Contexto Geológico



Mapas de madurez VM- Desplazamiento de la ventana de gas hacia el oeste a partir de los datos adquiridos y de la evolución del conocimiento para el shale gas de VM.



Objetivo

Implementar una solución tecnológica que permita poner en producción pozos gasíferos en zonas aisladas.

Beneficios esperados:

- Incorporar al sistema energético nuevos volúmenes de gas, petróleo y condensados.
- Incrementar reservas.
- Extender los ensayos en pozos exploratorios Shale & Tight gas minimizando el aventamiento
- Optimizar la inversión en CAPEX, por minimización de la inversión inicial en gasoductos y de un mejor dimensionamiento.
- Disminuir el costo pozo (OPEX), asociado a la conversión de equipos de perforación y fractura a bi-fuel.
- Aportar nuevas tecnologías y proyectos que permitan mejorar la eficiencia del Upstream y de las empresas del sector energético argentino
- Disponer de gas natural en locaciones aisladas/ no conectados a gasoducto

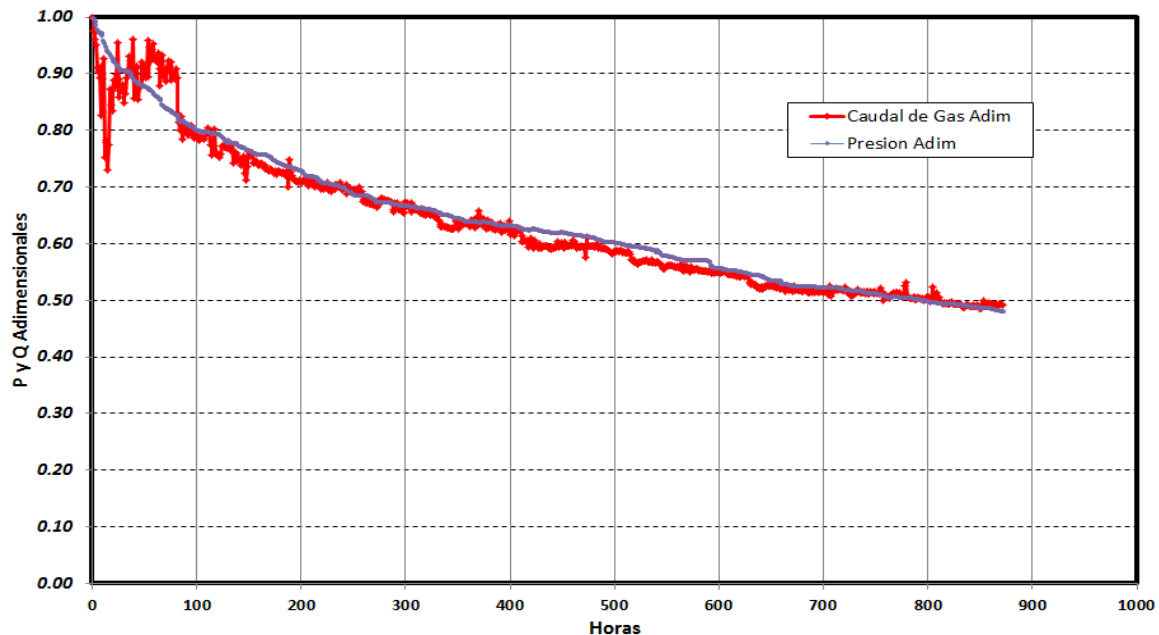


Ejemplo 1

Para ejemplificar las dificultades en lograr caudales estabilizados en los ensayos de pozos NoC, mostramos dos casos de pozos de gas y gas y condensado, que producen de la formación Vaca Muerta.

Para ello, hemos graficado el caudal de gas y la presión en boca de pozo en forma adimensional, es decir que en ordenadas se grafica la presión adimensional (P_h/P_{hmax}) y el caudal adimensional (Q/Q_{max}) y en abscisas el tiempo de ensayo en horas. En este caso, se trata de un pozo gasífero, que en los 35 días de ensayo declinó su caudal un 50%, sin alcanzarse la estabilización del mismo.

Pozo Productor de Gas No Convencional
Caudales y Presiones de Boca Adimensionales



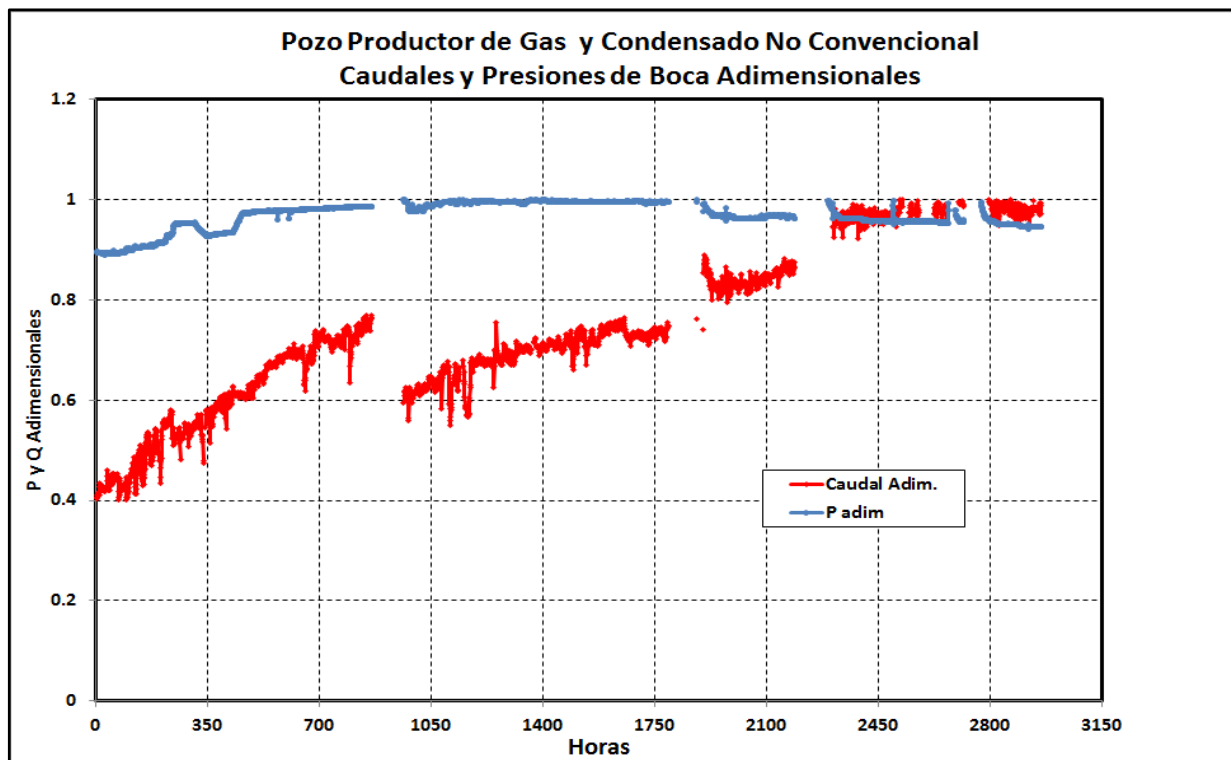
Podemos observar la correspondencia directa entre caudales y presiones en boca de pozo.



Ejemplo 2

En el segundo caso, se grafican los mismos parámetros, para un pozo de gas y condensado, donde al contrario del caso anterior, se observa un incremento continuo del caudal de gas, por incremento de la RGL (Relación Gas/Líquido).

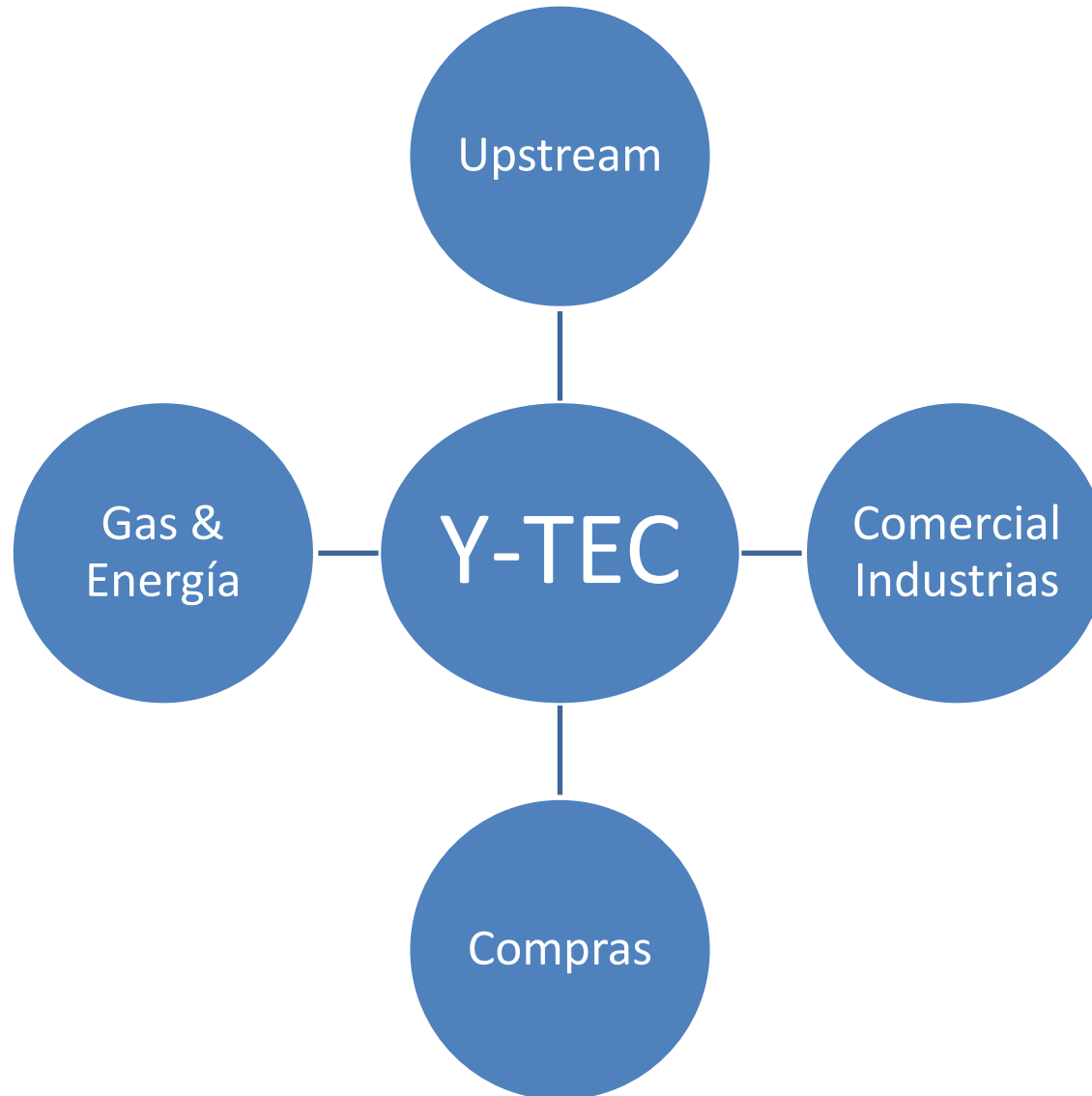
Debido a la presencia de líquidos y su variación en el tiempo, no se establece correspondencia directa con el caudal de gas y tampoco llegamos a la estabilización, aún con 4 meses de ensayo.





Equipo de Trabajo

24 • 27 Octubre 2016
Llao Llao Hotel&Resort
Bariloche, Argentina





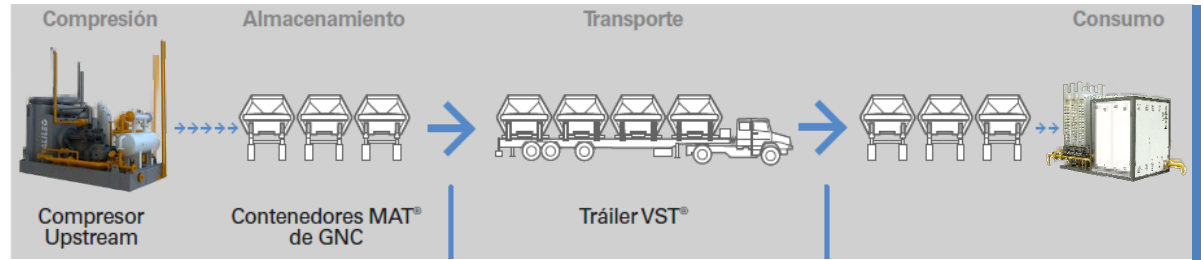
Equipo de Trabajo

Y-TEC	Upstream	Comercial Industrias	Compras	Gas & Energía
Daniel García <i>PCh. Geología</i> <i>Líder del proyecto</i>	Miguel Sanchez <i>Gte. Plantas de Gas</i>	Federico Veller <i>Gte. Negocio Comercial</i> <i>Industrias</i>	Rodolfo Jansen <i>Category Manager</i> <i>Compresión y Generación</i> Ignacio Roldán <i>Analista de Compras</i>	Javier Vivas <i>Jefe de Transporte y</i> <i>Procesamiento</i> Nicolás Turtoriello <i>Analista Servicios Tte. y</i> <i>Procesamiento</i>
Gabriela Manríquez <i>Gte. Programas Tecnológicos</i>	Mario Paz <i>Líder Técnico de Equipos</i> <i>de Perforación</i>	Gabriel Morelli <i>Coord. Desarrollo de</i> <i>Mercado</i> Pablo Meloni <i>Category Manager</i> <i>Industrias</i>	Carlos Alborch <i>Cat. Man. Equipos de Torre</i> Miguel Bernal <i>Cat. Man. Estimulación</i>	Pedro Locreille <i>Jefe Proyectos</i> <i>Eficiencia Energética</i>
Hugo Sivori Roberto Zambruno <i>PCh. Producción</i> Joaquín Ramirez <i>PCh No Convencional</i>	Martín O. Sanchez <i>Líder Técnico en Equipos</i> <i>de Fractura</i>	Ricardo Parpal <i>Gte. Comercial Oil & Gas</i> Gabriel Casajus <i>Category Manager Oil &</i> <i>Gas</i>	Oscar Ariza <i>Gte. Compras Logística</i> Julieta Gonzalez Ciccia <i>Analista de Compras</i>	
Mónica Bayon Emilio Orte Martín Feuerschvenger <i>Servicios tecnológicos en campo</i>	Gustavo Astie <i>Gte. Negocio Activo No</i> <i>Convencional</i> Juan Cruz Salas D'Ostin <i>Jefe de Ing. de Producción</i> <i>Activo No Convencional</i>			



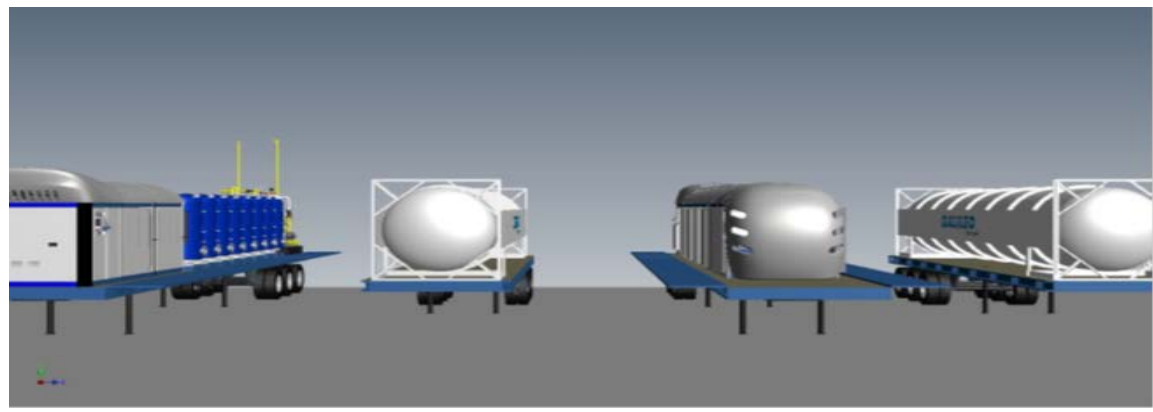
Solución Tecnológica

Fase 1 - GNC: incluye la captura del gas en boca de pozo, la compresión, transporte e inyección posterior en el gasoducto/cliente



< 20.000 m³ /día

Fase 2 - GNL: incluye la captura del gas en boca de pozo, la compresión, **licuefacción**, transporte, vaporización e inyección posterior en el gasoducto/cliente. En GNL, se necesitan una producción mínima de 24.000 m³/d, el equipo consume el 20% . Vale aclarar, que es óptimo el funcionamiento a partir de los 50.000 m³/d.



> 24.000 m³ /día

50.000 m³ /día

20.000 m³ /día

40.000 m³ /día



Solución Tecnológica

Caso	Tipo de Captación y Procesamiento	Aplicable en...	Zona Probable	Cliente
A 1	GNC	Pozos dispersos de bajo caudal y cerca de centros de consumo	Casi todos los campos	<ul style="list-style-type: none">➤ Gasoducto➤ Cliente de bajo consumos
B	GNL (Cluster en el pozo)	Pozo aislado de alto caudal (>50.000 m ³ /día) y centro de consumo cercano	Tight Gas Regional Chubut	Oil & Gas (cliente de alto consumo)
C 2	GNC+GNL (HUB)	Pozos dispersos de bajo caudal con un hub para GNL con centros de consumos cercanos y lejanos	Shale	Oil & Gas (asegurar el suministro)



Fase I - GNC

Ejecución de la Prueba Piloto



Gasoducto





Fase I - GNC

Prueba en equipo de fractura convertido a bi-fuel

Se realizó una prueba con una bomba hidráulica en condiciones de carga como las que se producirían en una operación real de fractura con corridas a diferentes rangos de caudal y presión. La prueba fue exitosa.

Resultados alcanzados:

- ✓ Se verificó que la operación con gas mediante sistemas duales (Diesel/Gas Natural) es técnicamente viable
- ✓ Se resolvieron los aspectos técnicos y de seguridad correspondientes, logrando que la operación no presente un riesgo para la seguridad de personas y/o equipos ni genere una merma en la calidad del servicio prestado
- ✓ Se alcanzaron los niveles de sustitución máximos teóricos de referencia internacional del orden del 70%
- ✓ La sustitución alcanzada permite proyectar menores costos operativos por ahorro en costo total de combustible y una operación mas amigable con el medio ambiente



Fase I - GNC

Consideraciones

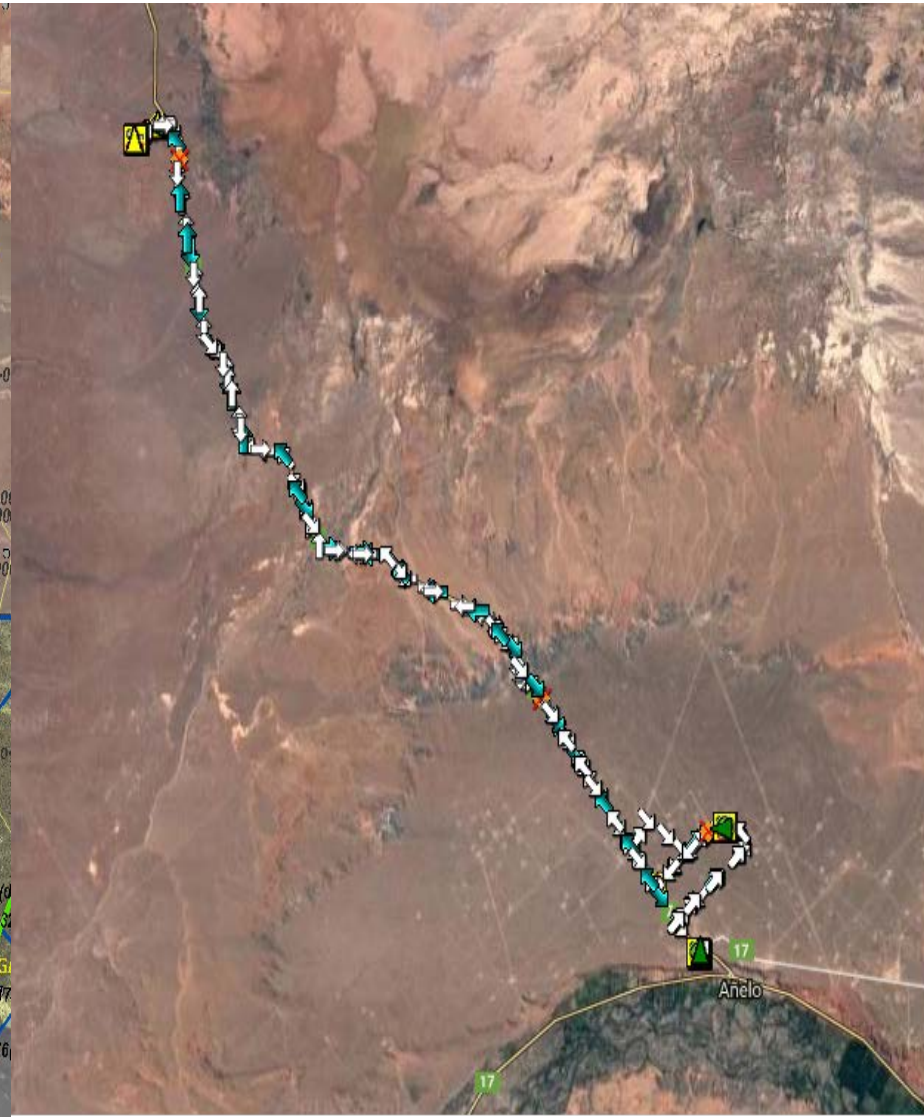
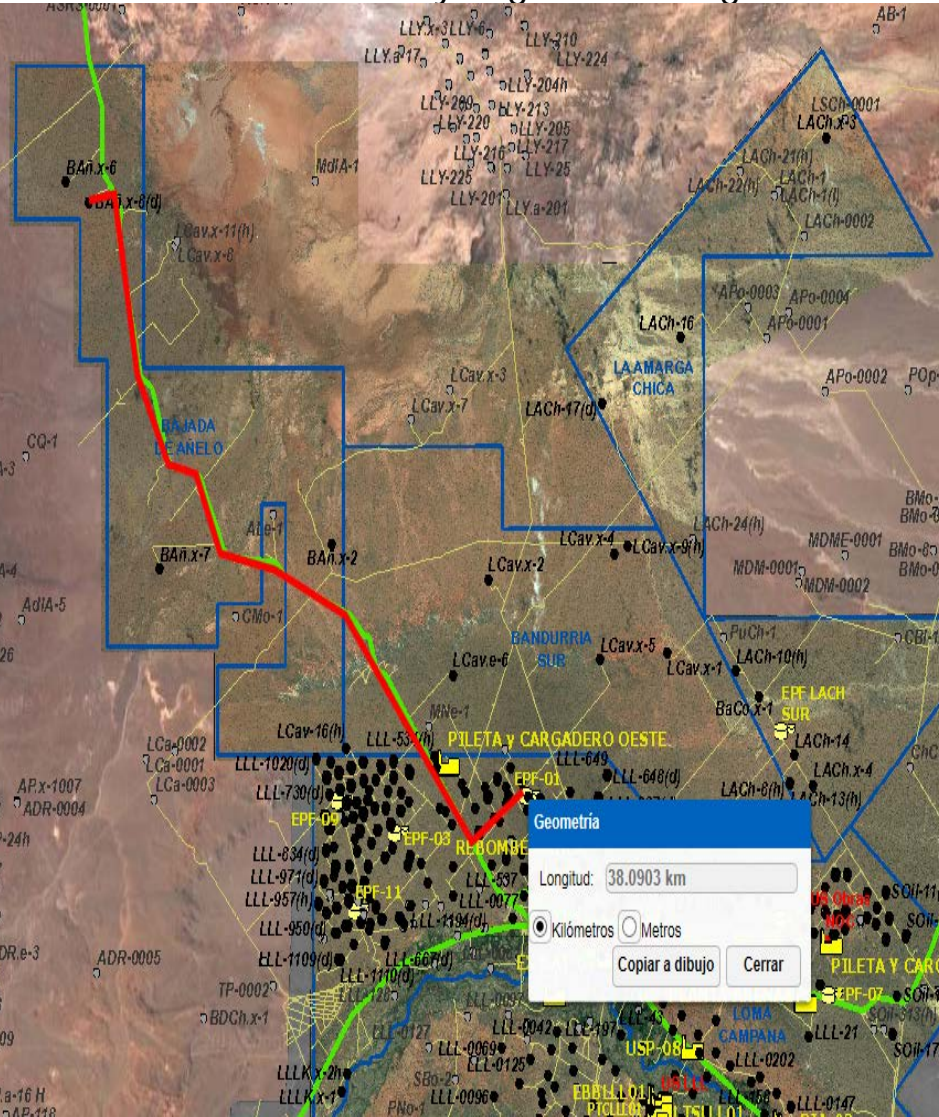
Premisas para el Caso de Negocio

- Ubicación: Bajada Añelo
- Precios crudo: Pautas corporativas para valuación de proyectos.
- Precios gas: 7,5 de acuerdo a Plan Gas.
- Poder Calorífico del gas: 10.500 Kcal
- Revisión de pozos a utilizar y curvas de producción consensuados con el Negocio con todo los pozos que pueden ser parte de pilotos, para GNC o GNL a nivel país.
- Fecha de inicio: Agosto 2016
- Tiempo de vida del proyecto: 38 meses desde la puesta en funcionamiento
- Capacidad de compresión: 29,4 km³/día con el 98% de disponibilidad.
- Compresión en un pozo NOC, con producción diaria en el orden de 25 km³/d de gas y 25 m³/d de condensado



Fase I - GNC Distancias

Area del Piloto: distancias y seguimiento logístico





Conclusiones

- 1- La utilización del sistema de captación del gas en boca de pozo, su compresión a GNC, almacenaje, transporte y descarga en punto de entrega es una alternativa posible para pozos de bajos/moderados caudales de producción de gas y distancias relativamente cortas.
- 2- El modelo de negocios permitió establecer que bajo estas condiciones el proyecto es rentable en los casos de inyección del gas a gasoductos.
- 3- Lo expresado en el párrafo anterior, permite incorporar como reservas a los volúmenes de gas recuperados de esta manera.
- 4- En los casos de pozos de gas asociado a petróleo y gas/condensado, los hidrocarburos líquidos producidos proporcionan ingresos adicionales al proyecto.
- 5-El sistema permite además utilizar este gas en instalaciones que no acceden a gas de redes de gasoductos.
- 6- Dadas las características modulares de las instalaciones utilizadas, se puede cambiar fácilmente de un punto de carga (pozo) y el punto de descarga (punta de caño o equipos/instalaciones a abastecer).
- 7- Una vez definido el plan de desarrollo y rentabilidad de un campo, el transporte por ductos sigue siendo el sistema aconsejable.



ESTO. CONGRESO 2016
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

Gasoducto Virtual

iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

24 · 27 Octubre 2016

Llao Llao Hotel&Resort

Bariloche, Argentina

Muchas Gracias !!!!!!!!!!!!!

Preguntas?