

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

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

E-mail: daniel.gerardo.garcia@ypftecnologia.com; hugo.o.sivori@ypftecnologia.com
gabriela.manriquez@ypftecnologia.com; joaquin.ramirezmartinez@ypftecnologia.com;
miguel.sanchez@ypf.com

Field Code Changed

Field Code Changed

Sinopsis

La explotación de hidrocarburos proveniente de yacimientos No Convencionales, presenta muchos desafíos que debemos enfrentar cuando se elaboran los planes de desarrollo.

Uno de ellos, es que se trata de formaciones de permeabilidades ultra bajas y elevados períodos de estabilización, lo que dificulta la determinación precisa de las curvas de declinación que permitan determinar la EUR (Estimated Ultimate Recovery), complicando la evaluación de la factibilidad económica de los desarrollos.

En el caso específico de la producción de pozos gasíferos y de Gas y Condensado, las restricciones temporales al aventamiento del gas natural por la autoridad de aplicación, obligan a ensayos de relativa corta duración con respecto a los períodos de estabilización, por lo que las dificultades expuestas en el párrafo anterior son aún mayores.

Esto nos lleva además a incertidumbres en cuanto al dimensionamiento de instalaciones de captación, separación, tratamiento y transporte del gas.

Con la premisa de realizar ensayos de productividad de mayor duración sin necesidad del aventamiento de gas, YPF e Y-TEC decidieron analizar la alternativa de transportar el gas producido a los puntos de despacho sin la necesidad del tendido de líneas de conducción y gasoductos.

Para tal fin, se manejaron dos alternativas para su transporte a puntos de consumo y/o de inyección a gasoductos existentes:

- Compresión del gas en boca de pozo con almacenaje y transporte (como GNC).
- Licuefacción del gas natural en origen (Boca de pozo o Planta de separación/Tratamiento) y transporte en fase líquida

Con la primera alternativa se pueden manejar volúmenes moderados y cortas distancias mientras la segunda permite el transporte de mayores volúmenes y distancias más largas.

YPF e Y-TEC han programado pilotos de prueba de estas tecnologías, las que se realizarán en dos etapas.

La primera, que contempla la compresión en boca de un pozo de gas No Convencional y su almacenaje y transporte a una Unidad de Separación y la segunda es el Piloto de Licuefacción del Gas.

La Primera etapa ya está en fase de ejecución, con la construcción de todo el equipamiento necesario y la firma de los contratos de operación y transporte, con fecha estimada de puesta en marcha para principios de Julio del año 2016.

Una vez realizada esta etapa se procederá a la ejecución del piloto de licuefacción.

Introducción

La evaluación de las rocas generadoras como reservorios no convencionales de tipo *shale* comenzó en YPF en el año 2007, siendo el primer pozo perforado el **PSG.x-2 (Piloto Shale Gas)** en Loma La Lata con objetivo Fm Vaca Muerta Shale Gas en Noviembre 2009 – Febrero 2010, fue descubridor de Quintuco inferior y superior sin llegar al objetivo inicial, y luego se perfora en Enero – Marzo 2010 / y Completa en Abril – Julio 2010 el sondeo **LLLK.x-1 (LLL Karst)** con objetivo a los niveles kársticos de la Fm Quintuco inferior, que resultan sin interés durante la perforación y por lo tanto, se decidió profundizar a la Fm Vaca Muerta, resultando de ello, el primer pozo descubridor de esta unidad para Shale Gas, luego de realizar dos fracturas hidráulicas con diseño tipo shale.

A continuación se llevó a cabo una intensa campaña de delineación exploratoria del *play* Vaca Muerta *Shale*, perforando a la fecha más de 600 pozos, contabilizando estos tanto en áreas operadas como no operadas. Actualmente en varias áreas exploratorias se ha pasado a la etapa de piloto de productividad.

La Fm. Vaca Muerta es la principal roca madre de la Cuenca Neuquina, por lo que ha sido foco de numerosos estudios previos, tanto en afloramientos como en subsuelo. Sin embargo, con el desarrollo exitoso de reservorios no convencionales de tipo *shale* en EEUU, el estudio de la Fm. Vaca Muerta como objetivo exploratorio ha cobrado gran importancia debido al gran volumen de recursos estimados. Como dijimos, desde el 2010 a la fecha se han perforado más de 600 pozos en la Cuenca, que incluyen una 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. Para avanzar en la evaluación de la productividad, en los últimos dos años se han perforado pozos horizontales, proyectos pilotos y de desarrollo.

Contexto Geológico

La **Fm. Vaca Muerta** de edad Jurásico-Cretácico (Weaver, 1931) forma parte del Grupo Mendoza Inferior (Legarreta y Gulisano, 1989; Leanza, 2009; Leanza *et al.*, 2011). Este Grupo está limitado por discordancias angulares regionales en su base (Disc. Intramálmica o Araucánica; Leanza, 2009) y en su techo (Discordancia Intravalanginiana o Huncálica; Leanza, 2009). Su base suprayace a depósitos continentales de la Fm. Tordillo. En contacto neto se deposita un amplio ciclo transgresivo-regresivo de sedimentación mixta siliciclástica-carbonática conocida como “Sistema Quintuco-Vaca Muerta” (Gulisano *et al.*, 1984; Mitchum y Uliana, 1985; Carozzi *et al.*, 1993). En la región de subsuelo este ciclo es dividido con un criterio litoestratigráfico, donde la Fm. Vaca Muerta (Weaver, 1931; Leanza, 1973) se presenta con facies finas de cuenca compuestas por fangolitas, margas y carbonatos de grano fino y colores oscuros; mientras que la Fm. Quintuco (Mitchum y Uliana, 1985; Carozzi *et al.*, 1993) con depósitos clásticos y carbonáticos de plataforma y la Fm. Loma Montosa (Digregorio, 1972) con facies de carbonatos, evaporitas y clásticos de plataforma interna y de *sabkha*. **Figura 1.**

La **figura 2** nos muestra lo siguiente a) Ubicación de la cuenca Neuquina en el sector occidental de Argentina. b) Mapa de la Cuenca Neuquina, con mapa isópaco del sistema Vaca Muerta-Quintuco superpuesto e indicación del área de estudio, correspondiente al *play Shale Gas* en subsuelo. Informe técnico inédito E&D YPF (Dominguez F. et al 2015) c) Mapa paleogeográfico durante el jurásico superior (modificado de Scotese, C. R., 2002, <http://www.scotese.com>, *Paleomap website*).

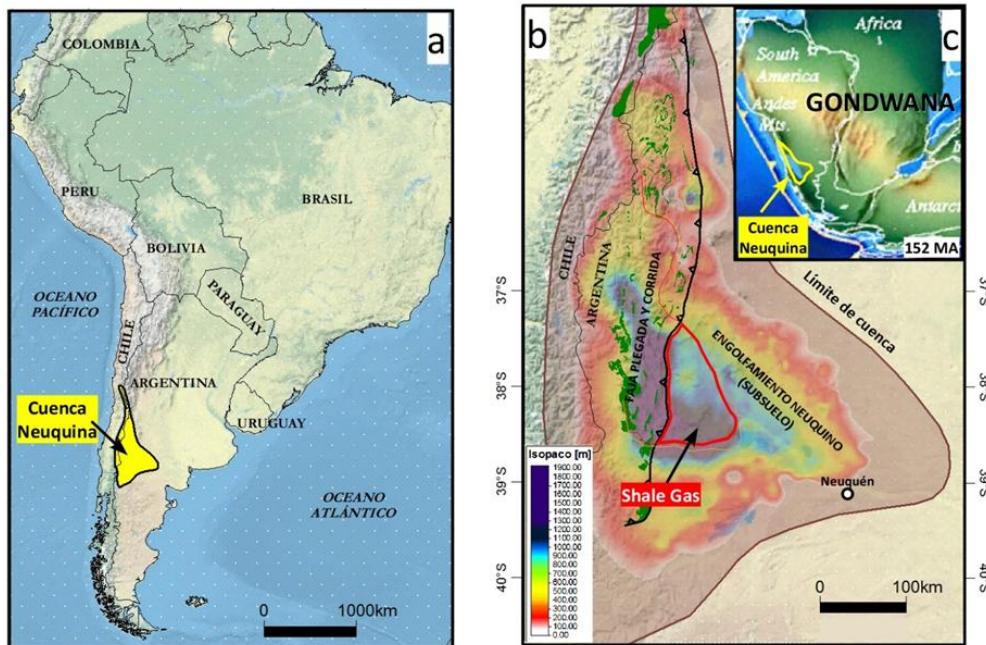


Figura 2

A su vez la evolución del conocimiento, para este play de Shale Gas nos modifica a través de los estudios realizados, las ventanas de fluidos como se observan en las figuras 3 y 4.

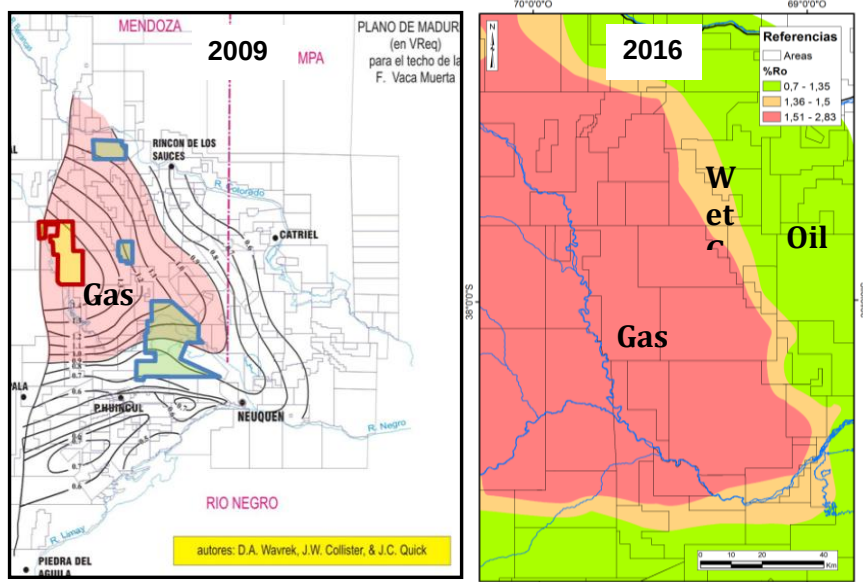


Figura 3

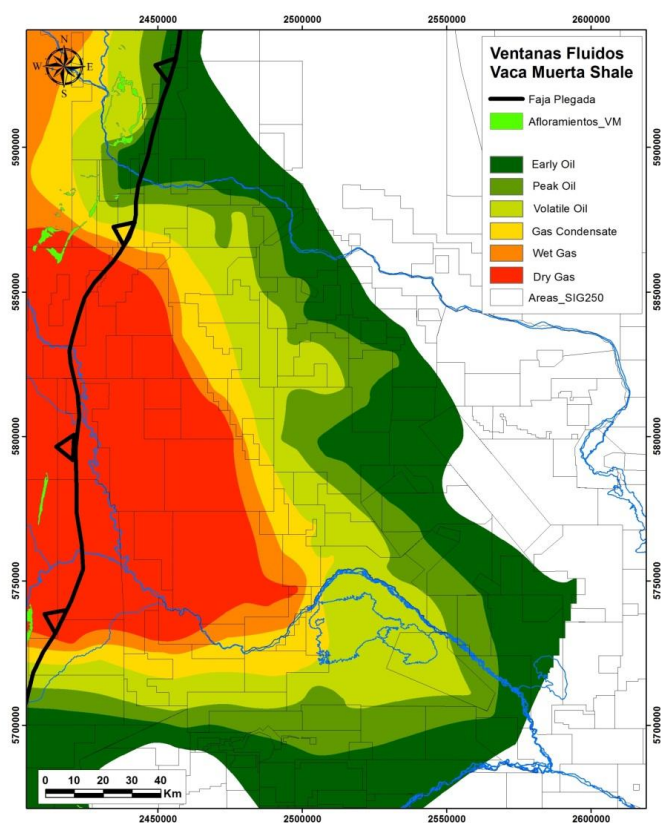


Figura 4. Mapas de madurez VM- Desplazamiento de la ventana de gas hacia el oeste a partir de los datos adquiridos y de la evolución del conocimiento para el shale gas de VM.

Evolución de la Producción del Shale Gas en YPF

En la **figura 5** se presenta como ha ido evolucionando la producción del Shale Gas en la Fm. Vaca Muerta desde los mediados del año 2010 hasta la fecha desarrollando desde gas asociado en las zonas de ventana de petróleo hasta las zonas de mayor madurez, que son las ventanas de gas.

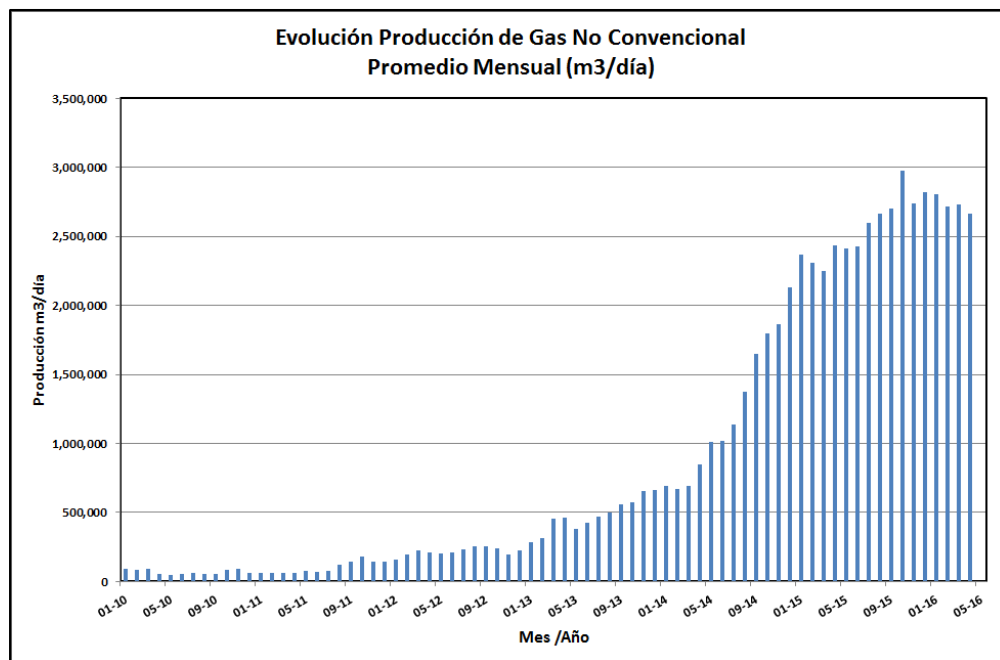


Figura 5

La evolución del caudal de gas producido desde el año 2010 hasta el presente se inició con el manejo del gas asociado de los pozos ubicados en ventanas de petróleo con diferentes grados de madurez, en el área de Loma Campana, cuya madurez se incrementa de Este a Oeste. Posteriormente se fueron incorporando las áreas exploratorias más ubicadas hacia las ventanas de gas y gas y condensado lo cual establece la producción mostrada a la fecha. Quedan aun por desarrollar las áreas pertenecientes a los prospectos exploratorios perforados en el denominado “Far West” cuya ubicación esta en ventana de gas seco.

Para evaluar el potencial de estas áreas ubicadas en la ventana de gas con una certidumbre razonable se necesita una evaluación extendida de los pozos exploratorios y de delineación, siendo prácticamente insuficiente el tiempo que es otorgado por las autoridades de aplicación para el aventamiento del gas. La Fm Vaca Muerta es de ultra baja permeabilidad (nanodarcies) por lo que los tiempos de ensayo para lograr caudales estabilizados que permitan determinar la verdadera EUR de los pozos y su rentabilidad son muy largos; por ello se han propuesto las alternativas expuestas anteriormente para evaluar el potencial del area y planificar su desarrollo de manera eficaz y rentable.

Para ejemplificar las dificultades en lograr caudales estabilizados en los ensayos de pozos No Convencionales, mostramos dos casos de pozos de gas y gas y condensado, que producen de la formación Vaca Muerta.

Para ello, en la Figura 6, 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.

En la misma figura podemos observar la correspondencia directa entre caudales y presiones en boca de pozo.

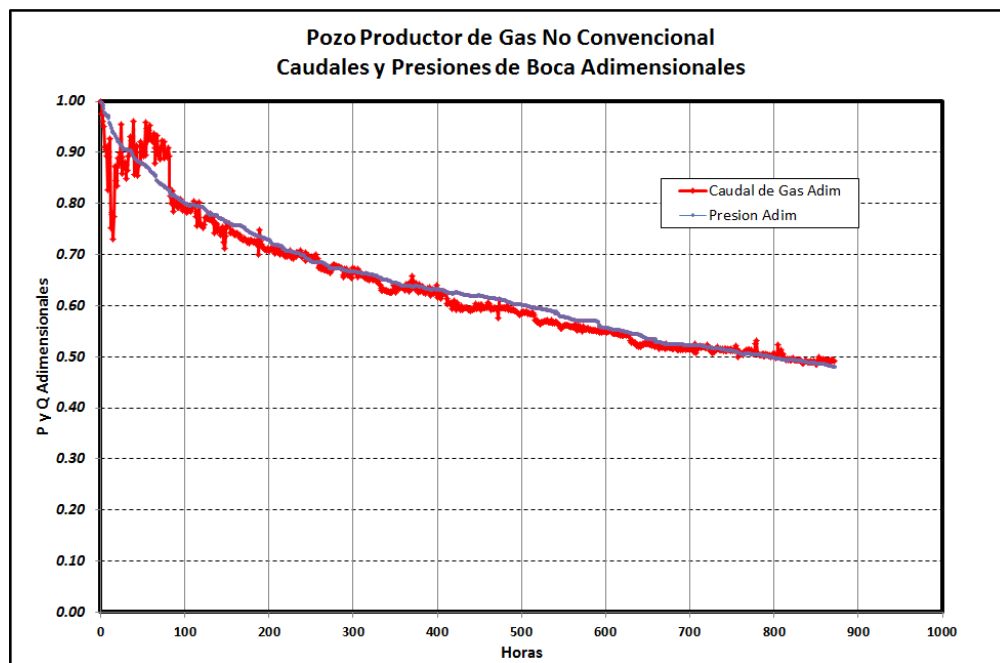


Figura 6

En el segundo caso, Figura 7, se grafican los mismos parámetros, pero 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).

En este caso, por 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.

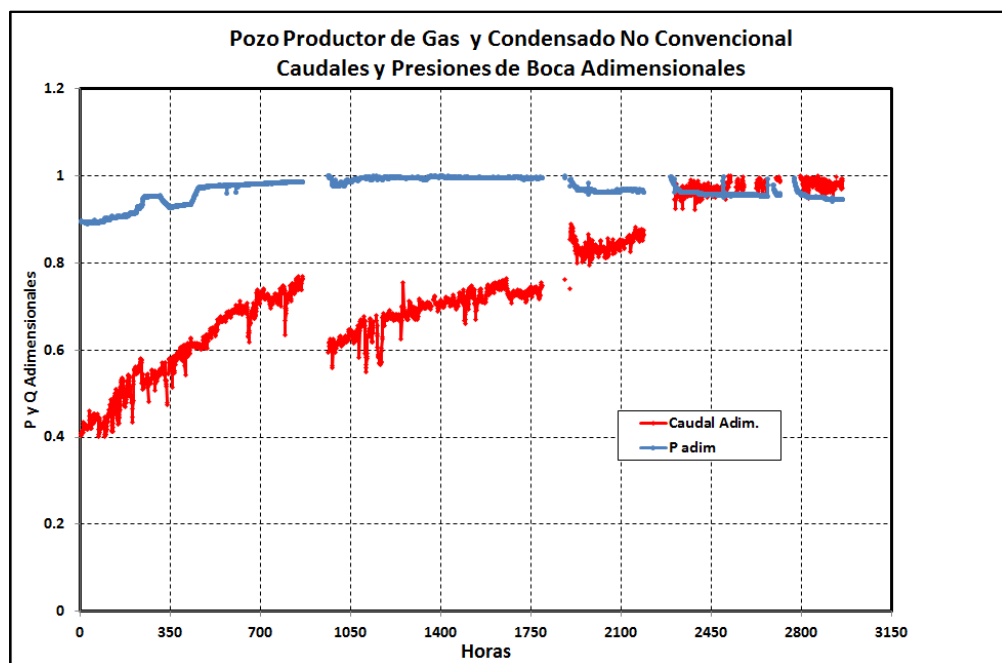


Figura 7

Desarrollo

Análisis de alternativas y Propuesta Técnica

Si bien la idea original era proponer una solución para la definición de la productividad de los pozos shale sin necesidad del aventamiento del gas, se avanzó en una propuesta de Solución Integral de aprovechamiento del gas, para los pozos identificados en esta primera etapa, con el objetivo de poder ejecutar una prueba piloto.

La solución propuesta por Y-TEC debería posibilitar a YPF:

- Adicionar al sistema energético nuevos volúmenes de gas, petróleo y condensados.
- Incorporar reservas.
- Extender los ensayos en pozos exploratorios Shale & Tight gas.
- Optimización de la inversión en CAPEX, por minimización de inversión inicial en gasoductos y un mejor dimensionamiento futuro.
- Disminución en el costo pozo (OPEX), asociado a la conversión de equipos de perforación y fractura a bi-fuel.
- Mantener el liderazgo de YPF en el sector energético Argentino, con el aporte de nuevas tecnologías y proyectos que permiten mejorar la eficiencia del Upstream y de las empresas del sector (clientes).

Para compatibilizar todos estos conceptos en un proyecto, se creó un equipo de trabajo interdisciplinario, transversal a las distintas Vicepresidencias de YPF, que describimos resumidamente en el siguiente cuadro:

Upstream	Comercial Industrias	Y-TEC	Compras y Contratos
Plantas de Gas	Negocio Comercial Industrias	PCh. Geología	Compresión y Generación
Regional No Convencional	Desarrollo de Negocio	PCh. Producción	Man. Equipos de Torre
Equipos de Fractura		PCh. Tecnología de la Información	Estimulación
Equipos de Perforación		Soporte en campo	Logística

Este proyecto está alineado con la estrategia global de la compañía, que contempla:

Para UPSTREAM

- Eficiencia Operacional
- Generación de Oportunidades
- Aprendizaje de No Convencional
- Aceleración en Gas

Para DOWNSTREAM

- Generación de Oportunidades
- Desarrollo de Negocios

Alternativas Consideradas

Se consideraron las siguientes alternativas para el transporte del gas a puntos de consumo y/o de inyección a gasoductos existentes:

- Compresión del gas en boca de pozo con almacenaje y transporte (como GNC).
- Licuefacción del gas natural en origen (boca de pozo o planta de separación/Tratamiento) y transportarlo en fase líquida

Con la primera alternativa se pueden manejar volúmenes moderados y cortas distancias mientras la segunda permite el transporte de mayores volúmenes y distancias más largas.

YPF e Y-TEC han programado pilotos de prueba de estas tecnologías, las que se realizarán en dos etapas. **(Figura 8).**

La primera, que contempla la compresión en boca de un pozo de gas No Convencional y su almacenaje y transporte a una Unidad de Separación y la segunda es el Piloto de Licuefacción del Gas.

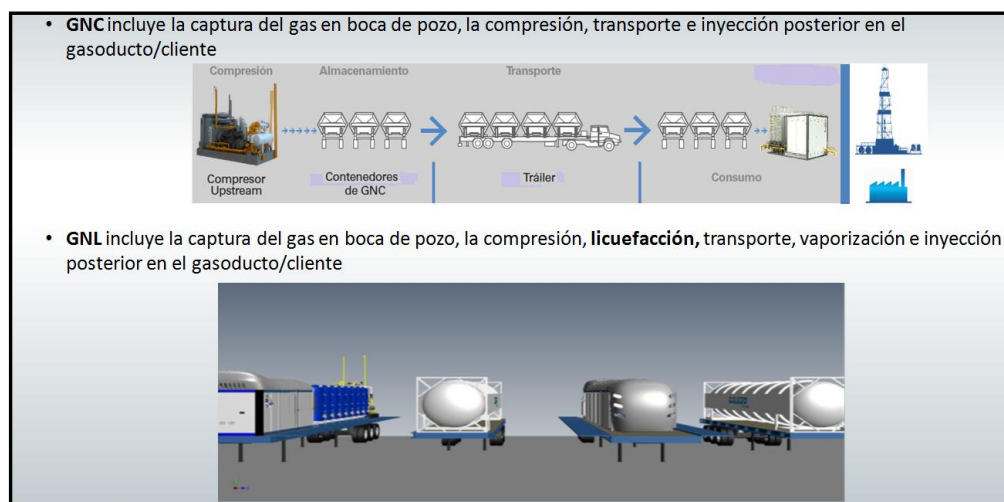


Figura 8

Alternativa GNC

Como el piloto en ejecución actual es el de GNC, pasamos a describirlo a continuación, comenzando con el esquema mostrado en la (Figura 9).

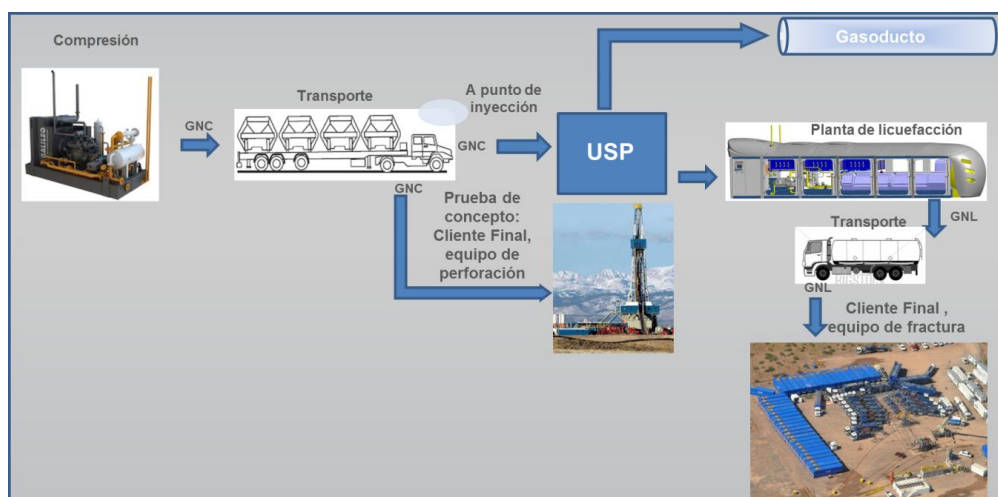


Figura 9

Captación, almacenaje, transporte y descarga del gas producido

El sistema se basa en captar gas proveniente de la separación primaria de pozos gasíferos y/o petrolíferos, tratamiento del gas (secado), compresión a 200/250 Kg/cm², almacenarlo en módulos transportables a esa presión y transporte de estos módulos al sitio de consumo del GNC.



Figura 10

Tanto los procesos de compresión y secado, como el almacenaje y descarga se producen en equipos modulares. (Figura 10).

Compresión (Figura 11)

El flujo multifásico proveniente del pozo, ingresa por la brida entrada, pasa por válvula de admisión para ingresar a un scrubber de separación de líquidos, los cuales se descargan a través de un sistema de control por nivel hacia los equipos de disposición de líquidos.

El gas que sale del scrubber, al cual se le han retirado los líquidos, pasa por un filtro de polvos que completa la tarea, previo al ingreso a deshidratación.

Posterior a la deshidratación pasa por una válvula reguladora de presión previo a ingresar a la primera etapa de compresión.

Luego de la primera etapa de compresión, el gas pasa por un enfriador antes de ingresar al scrubber interetapa. El gas entra a la segunda etapa de compresión repitiéndose n veces según la cantidad de etapas.

Al final de la última etapa tenemos un post enfriador y scrubber que separa cualquier condensado formado en la última etapa de compresión.

Antes de salir del equipo pasa por una sistema escalonado de filtrado que deja el gas en especificación y apto para transporte y consumo.

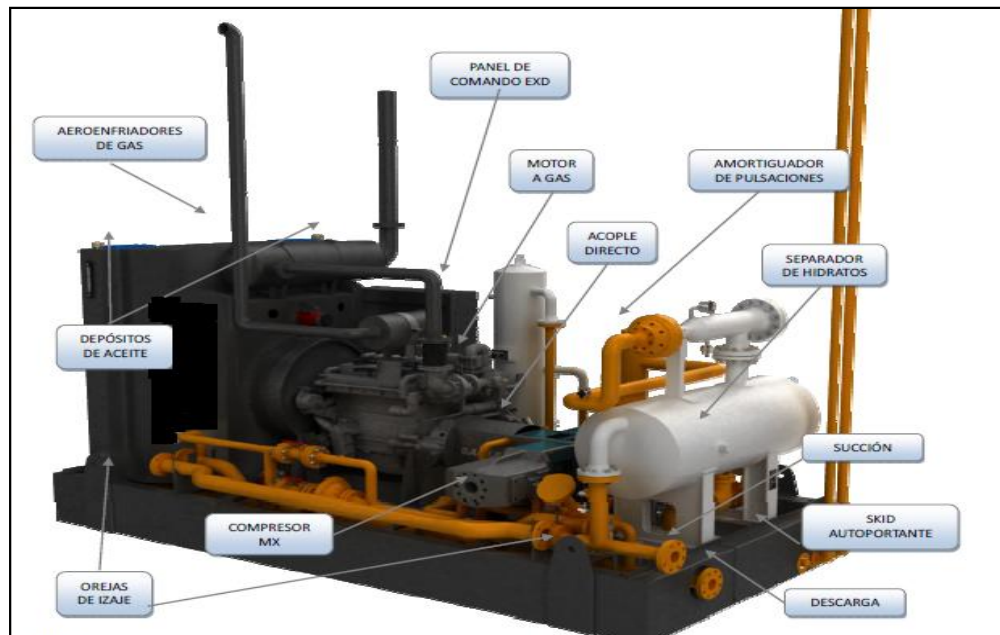


Figura 11

Sistema de Almacenaje

Se utilizan módulos que tienen una capacidad de hasta 1500 metros cúbicos estandares de gas.

Es el componente principal del sistema de transporte, donde se almacena y traslada el gas natural comprimido para ser usado en los distintos puntos de consumo.

Contiene las siguientes partes:

- Cilindros: donde se almacena el gas comprimido.
- Bastidor: donde se agrupan los cilindros para formar una sola pieza.
- Tubería de interconexión.

Carga de Módulos de Almacenaje

El procedimiento de carga de un modulo es sencillo y toma algunos minutos.

Llegado el camión con módulos vacíos, provenientes del sitio de consumo (cliente), se descargan sobre las plataformas de carga, ubicadas en la estación cabecera y se conectan a la línea de descarga del módulo de compresión, por medio de una válvula de acople rápido. El llenado se produce hasta la presión de seteo del sistema (200 a 250 Kg/cm²).

Una vez completada la carga, los módulos son nuevamente cargados sobre el trailer del camión, para luego ser transportados hacia los sitios de consumo.

En el punto de carga se colocarán tantas plataformas como módulos de almacenaje haya, más una plataforma libre como mínimo, llegando como máximo a cinco plataformas en una línea.

Se instalarán de dicha forma para poder cargar los módulos en forma conjunta, dejando una plataforma libre para poder realizar el intercambio con los módulos vacíos que posee el trailer.

La plataforma que quedará libre no es siempre la misma, sino que ésta se irá rotando, evitando así el desgaste en exceso de una plataforma en especial. De ser necesaria la instalación de dos o más líneas de plataformas de carga, las plataformas incorporan tubería de interconexión y una válvula actuada que será comandada desde la estación compresora mediante una central computada.

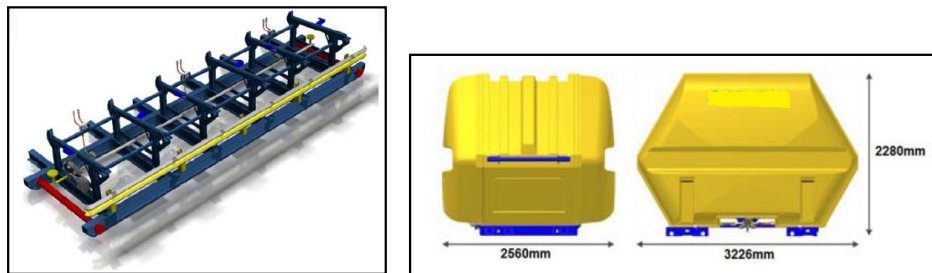


Figura 12

Descarga de los Módulos de Almacenaje

Al arribar al sitio de consumo remoto, los módulos de almacenamiento son descargados sobre plataformas de descarga del GNC y conectados a la línea de suministro de alimentación de consumos. (**Figura 12**).

En este sentido, dependiendo de la aplicación o tipo de consumo, el sistema de transferencia de gas en el punto de descarga remoto, puede ser del tipo Booster (en aplicaciones de GNC remotas) o bien

por medio de planta de regulación de presión (para aquellas aplicaciones donde sean necesarias presiones de operación relativamente bajas, especialmente, consumos industriales y domiciliarios).

Aplicaciones para Suministro a Consumos en Baja Presión.

El sistema fue desarrollado para poder realizar suministros de Gas Natural en baja presión, para una gran diversidad de aplicaciones, en lugares alejados a los ductos. Para esto, incorpora estaciones reductoras, las cuales reciben el Gas Natural desde los módulos de almacenaje y entregan un suministro a la presión requerida.

Plataforma de Descarga para Suministros en Baja Presion

Es la plataforma donde se descargan los módulos alimentando las plantas reductoras de presión.

Consta de los siguientes elementos principales:

- La Estructura de la plataforma de carga es autoportante.
- Tuberías específicamente dimensionadas para la capacidad de consumo.
- Válvulas, sensores y accesorio de operación y control.

En el punto de descarga se colocarán tantas plataformas como módulos haya, más una plataforma libre como mínimo.

Se instalarán de dicha forma para poder intercambiar los cargados que posee el trailer con los descargados que poseen las plataformas.

Planta Reguladora de Presión

En aquellos casos en que sea requerido un suministro de Gas Natural, a una presión inferior a 250 Kg/cm², es necesario la utilización estaciones reductoras de presión.

Se trata de una Planta Modular de Regulación, especialmente diseñada para este Sistema.

Las Plantas Reguladoras Incluyen:

- Unidad Reductora doble rama (Operación y Stand-By)

- Sistema de calentamiento
- Sistema de filtración de partículas
- Sistema de medición y corrección de caudal
- Sistema de separación de líquidos
- Cabina de Protección específicamente confeccionada para operación en intemperie.

Todos los componentes se encuentran montados en un único skid autoportante, que facilita su transporte e instalación.

Transporte de Módulos

El procedimiento de carga y descarga de Módulos del Trailer, toma solo algunos minutos y puede ser perfectamente realizado por el conductor del Camión.

El camión es el verdadero sistema de enlace entre los puntos de consumo y las estaciones cabeceras.

El trailer utilizado para el transporte de módulos, se construye en base a los siguientes conceptos:

- Seguridad y confiabilidad en el transporte de módulos, por sistema de enclavamiento.
- Facilidad y rapidez de Carga / descarga de módulos a plataformas fijas en tierra.
- Flexibilidad en cuanto a la capacidad máxima de módulos a ser transportados.
- Posibilidad de ser utilizado en todo tipo de caminos

Dependiendo de la aplicación, los sistemas de transporte pueden contar con capacidad para 1, 2, 3 o 4 módulos de almacenaje y transporte, permitiendo distintas configuraciones en función de la demanda. **(Figura 13).**



Figura 13

Alternativa GNL

El GNL es fundamentalmente gas metano que ha sido enfriado hasta alcanzar su punto de condensación que ocurre a una temperatura aproximada de -161°C a presión atmosférica.

La alternativa de su utilización surge al considerar que para el volumen equivalente de GNC a 250 Kg/cm² se reduce más de 5 veces al encontrarse en estado líquido.

Esto permite el transporte terrestre de mayores volúmenes de gas por viaje, reduciendo sensiblemente el costo de transporte, lo que a largas distancias compensa el mayor costo del proceso.

En la Figura 14 se muestra un esquema simplificado del Proceso LINDE (Karl Von Linde) para la licuefacción del gas natural, desde la alimentación de la fuente de gas natural hasta la salida como GNL.

En dicho esquema, la indicación del “Intercambiador” en realidad está representando a todo un circuito de refrigeración.

El proceso consiste en comprimir gas hasta aproximadamente 150 Kg/cm², se enfría a través de un intercambiador de calor y posteriormente se expande por una válvula donde se obtiene una nueva disminución en la temperatura del gas producto de la expansión isoentálpica (efecto Joule Thomson).

La mayor parte del gas retorna al intercambiador como refrigerante del gas a alta presión, hasta la alimentación del compresor. Una pequeña porción de gas se licua.

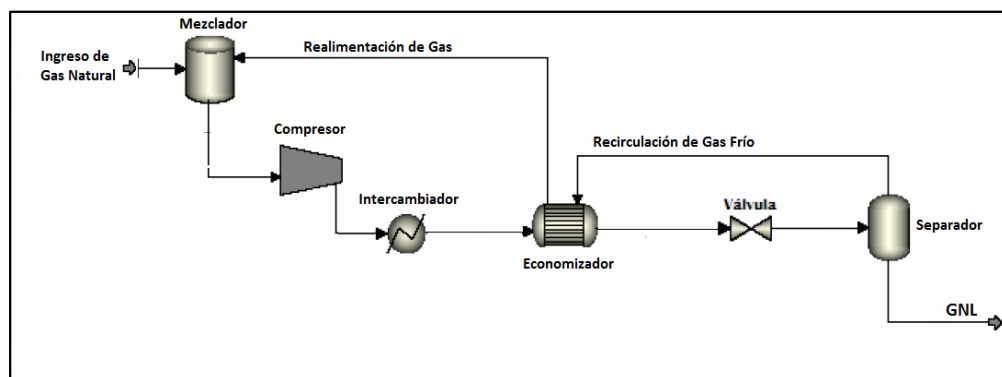


Figura 14

Existen en el mercado, Plantas Modulares que incluyen el pretratamiento del gas (eliminación de agua, CO₂, H₂S, etc), la licuefacción por utilización de variantes del proceso LINDE, que utilizan circuito refrigerante con propano y el almacenaje de GNC en tanques (Isocontenedores).

El GNL se transporta luego por camiones hasta los puntos de consumo donde se debe instalar una planta desgasificadora.

Piloto en Campo

El ensayo piloto, se programó con la captación de gas de un pozo que produce gas y condensado de la formación Vaca Muerta.

La instalación en boca de pozo (separación, compresión y almacenaje de GNC), se diseñó para un caudal máximo de 35000 m³/día y el punto de descarga se ubica a aproximadamente 30 Km del pozo seleccionado.

En principio se realizará el transporte de los módulos con un solo camión que hará entre 8 y 10 viajes por día, con lo que se asegura la evacuación de la producción actual.

El condensado y agua separados se envían al sistema de evacuación de líquidos.

La descarga del gas se realizará en una instalación de YPF conectada a su red de gasoductos internos.

Conclusiones

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.

El modelo de negocios permitió establecer que bajo estas condiciones el proyecto es rentable en los casos de inyección del gas a gasoductos, basado en los valores contractuales del servicio vigente.

Lo expresado en el párrafo anterior, permite incorporar como reservas a los volúmenes de gas recuperados de esta manera.

En los casos de pozos de gas asociado a petróleo y gas/condensado, los hidrocarburos líquidos producidos proporcionan ingresos adicionales al proyecto.

El sistema permite además utilizar este gas en instalaciones que no acceden a gas de redes de gasoductos.

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).

Una vez definido el plan de desarrollo y rentabilidad de un campo, el transporte por ductos sigue siendo el sistema aconsejable.

|

▪ Bibliografía

Aguirre-Urreta, M. B., V. V. Vennari, M. Lescano, M. Naipauer, A. Concheyro y V. A. Ramos, 2014, Bioestratigrafía y geocronología de alta resolución de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos 2: 245-268, Mendoza.

Carozzi, A. V., I. A. Orchuela y M. L. Rodríguez Schelotto, 1993, Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco-Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16: 421-450.

Domínguez, R. F., S. Paulin, M. J. Continanzia, A. D. Askenazi y F. N. Seoane, 2014, Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta – Quintuco en el sector central de la Cuenca Neuquina. En: Galeazzi, S., G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González y J. Ramírez Martínez (Eds.), IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, 232-250, Mendoza.

Dominguez, F., Continanzia, J., Mykietiuik, K., Ponce, C., Paulin, S., Ibarra, F., 2015, “Unidades ricas en Materia orgánica de la Formación Vaca Muerta y su caracterización en ventana de gas de la cuenca neuquina” Informe técnico Gerencia de Exploración YPF.

Fantín, M., L. Crousse, S. Cuervo, D. Vallejo, F. Gonzalez Tomassini, H. Reijenstein y C. J. Lipinsky, 2014, Vaca Muerta Stratigraphy in central Neuquén Basin: impact on emergent unconventional project. Unconventional Resources Technology Conference, URTeC: 1923793.

Guerberoff, D., A. Rosemblat, J. P. Catalano, J. Soldo, 2015, A sequences characterization workflow in a core exploration area, Vaca Muerta System, Neuquina Basin, Argentina. SEG 85th. Annual Meeting, New Orleans.

Gulisano, C., R. Gutierrez Pleimling y R. E. Digregorio, 1984, Analisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén, IX Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 221-235, S. C. de Bariloche.

Kietzmann, D. A., A. L. Ambrosio, J. Suriano, M. S. Alonso, V. V. Vennari, M. B. Aguirre-Urreta, G. Depine y D. Repol, 2014a, Análisis sedimentológico y estratigráfico secuencial de las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco en el área de Chos Malal, Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos 2: 269-288, Mendoza.

Leanza, H. A., 2009, Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. *Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales, Nueva Serie* 11(2): 145-184, Buenos Aires.

Leanza, H. A., F. Sattler, R. Martinez y O. Carbone, 2011, La Formación Vaca Muerta y Equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H. A., C. Arregui, O. Carbone, J. C. Danieli y J. M. Vallés (Eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*. Asociación Geológica Argentina, 113-129, Buenos Aires.

Legarreta L. y C. A. Gulisano, 1989, Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior). En: *Cuencas sedimentarias argentinas*. Chebli G.A. y L.A. Spalletti (Eds.), *Serie Correlación Geológica* N° 6, 221-243. Instituto Superior de Correlación Geológica, Universidad Nacional de Tucumán.

Massaferro, J. L., M. Zeller, D. L. Giunta, G. Sagasti y G. P. Eberli, 2014, Evolución del sistema mixto Tithoniano-Valangianiano (formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramiento y subsuelo, centro-sur de la Cuenca Neuquina. En: Galeazzi, S., G. González, M.

Santiago, D. García, L. Maschio, R. González y J. Ramírez Martínez (Eds.), IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, 251-274, Mendoza.

Mitchum, R. M. y M. A. Uliana, 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. En: Berg, B. R. y D. G. Wolberton (Eds.), Seismic stratigraphy II: an integrated approach to hydrocarbon analysis. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39: 255-283, Tulsa.

Reijenstein H. M., H. W. Posamentier., M. Fantin, F. González Tomassini, C. Lipinski, 2014, Vaca Muerta seismic stratigraphy and geomorphology: regional architectural trends for unconventional exploration. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, abstracts extendidos, 211-220, Mendoza.

Reijenstein H. M., C. J. Lipinsky, M. Fantín, S. Cuervo, D. Vallejo, L. Crousse, F. Gonzalez Tomassini y D. Kietzmann, 2015, Where is the Vaca Muerta sweet spot? The importance of regional facies trends, thickness, and maturity in generating play concepts. Unconventional Resources Technology Conference, URTeC: 2174109.

Sagasti, G., A. Ortiz, D. Hryb, M. Foster y V. Lazzari, 2014, Understanding geological heterogeneity to customize field development: an example from the Vaca Muerta unconventional play, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference, URTeC: 1923357.

Vittore, F. J., D. T. Licitra, A. Rosemblat y L. Monti, 2014, Brief review of Vaca Muerta development in Loma Campana Field, Neuquén Basin, Argentina. SPE Exploration and Development of Unconventional Reservoirs Conference, Neuquén, Argentina. Exposición N°17.

Weaver, C., 1931, Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. Memoir, University of Washington 1, 469 p, Seattle.

Algunos esquemas y figuras utilizados, fueron obtenidos de la propuesta técnica realizada por la empresa Galileo S.A

Breve Cv Autores

- **Autor I:** Daniel Gerardo García
- **Título y lugar de estudio:** Licenciado en Geología, Universidad Nacional de La Plata.(1984) Master en Prospección Geofísica de Hc Universidad Nacional de Cuyo (1986)
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Y-TEC YPF Tecnología (actual), YPF SA (1986- 2012) Yasson S.A (1984-1986)
- **Cargo actual en la empresa:** Product Champion Geología Y-TEC - Advisor Operaciones Geológicas YPF

- **Autor II:** Hugo Sívori
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero Químico, UNLP, 1975. Ingeniero en Petróleo, UBA, 1976.
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Y-TEC YPF Tecnología (actual), YPF SA. (1976-2010)
- **Cargo actual en la empresa:** Product Champion Producción

- **Autor III:** Gabriela Manríquez
- **Título y lugar de estudio:** Analista Universitario de Sistemas e Ingeniera en Sistemas de Información, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza. Master en Executive en Dirección Estratégica y Tecnológica – EOI, Postgrado de Especialista en Dirección Estratégica y Tecnológica - ITBA.
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** OPEM(1993-1996), SEIN (1996-1997), YPF (1997-2013), Y-TEC (2013 hasta ahora).
- **Cargo actual en la empresa:** Gerente de Programas Tecnológicos

- **Autor IV:** Joaquín Ramírez Martínez
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero de Reservoir egresado de la Universidad Central de Venezuela en el año 1989.
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Maraven S.A (1988-1998), Maxus e YPF (1998-2000), PDVSA S.A (2000-2003), CBM-PEMEX (2004-2007), YPF (2007-2012). Y-TEC YPF Tecnología (actual)
- **Cargo actual en la empresa:** Product Champion NOC

- **Autor V:** Miguel Angel Sánchez
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero Industrial Eléctrico (Universidad Nacional de Comahue), Especialización en Gas Natural (Universidad de Buenos Aires)
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Gas del Estado (1989-1992) , YPF.S.A (1992-Actual)
- **Cargo actual en la empresa:** Gerente de Compresión y Plantas de Gas

