

Participación de YPF en los Grandes Yacimientos Estratégicos de Argentina.

Albaytero, Juan Manuel; Escamilla, Hernando; Mamaní, Mariana Analía; Perdomo, Lilibeth. YPF, mariana.mamani@ypf.com, lilibeth.perdomohernandez@ypf.com, juan.m.albaytero@ypf.com, hescamillav@ypf.com

Sinopsis

Este trabajo tiene como objetivo compartir estrategias de desarrollo, mejores prácticas, lecciones aprendidas y proceso de mejora continua a través de uniones transitorias de empresas (UTE's). La puesta en marcha de diversos proyectos estratégicos, junto con los de áreas operadas, permite posicionar a YPF como líder en producción de hidrocarburos en Argentina, principal productor de gas no convencional en Neuquén (60-70%), cuenca madura en el NOA (50%) y Austral (20%), así como de petróleo en Mendoza (44%).

Introducción

Las compañías que se dedican a la Exploración y Producción (E&P) buscan limitar sus riesgos en operaciones y proyectos de inversión a través de las uniones transitorias de empresas (UTES) como es el caso de proyectos de desarrollo de yacimientos no-convencionales, off-shore, campos maduros. Este tipo de uniones fomentan compartir las “mejores prácticas”, las compañías están más abiertas a compartir el know-how con los socios.

Los socios estratégicos potencian las capacidades de YPF, su incorporación ha permitido ampliar y acelerar el desarrollo con respecto a lo que YPF hubiera podido hacer por sí sola y con sus propios recursos. Asimismo, el perfil internacional de la mayoría de los socios también ha contribuido a dar visibilidad a YPF y sus proyectos, generando más atractivo, lo que a su vez atrae nuevos socios potenciales. Esta estrategia de asociaciones ha permitido que YPF se convierta en el “partner of choice” para muchas empresas que quieren incursionar en la exploración y desarrollo de hidrocarburos en Argentina, no sólo en los no convencionales.

Las concesiones en explotación que tiene YPF se encuentran repartidas de la siguiente manera, como se muestra en la siguiente figura, donde el 33% no opera y un 14% donde YPF tiene socios pero opera.

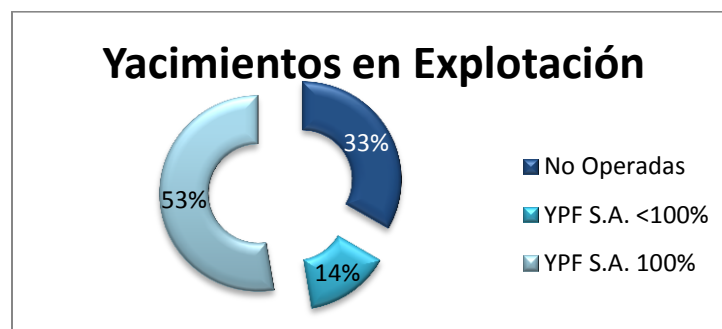


Fig-1: Porcentaje de Yacimientos Operados y no-operados por YPF

Para ubicarnos en un mapa las concesiones de explotación en las diferentes cuencas sedimentarias como muestra en la siguiente figura.

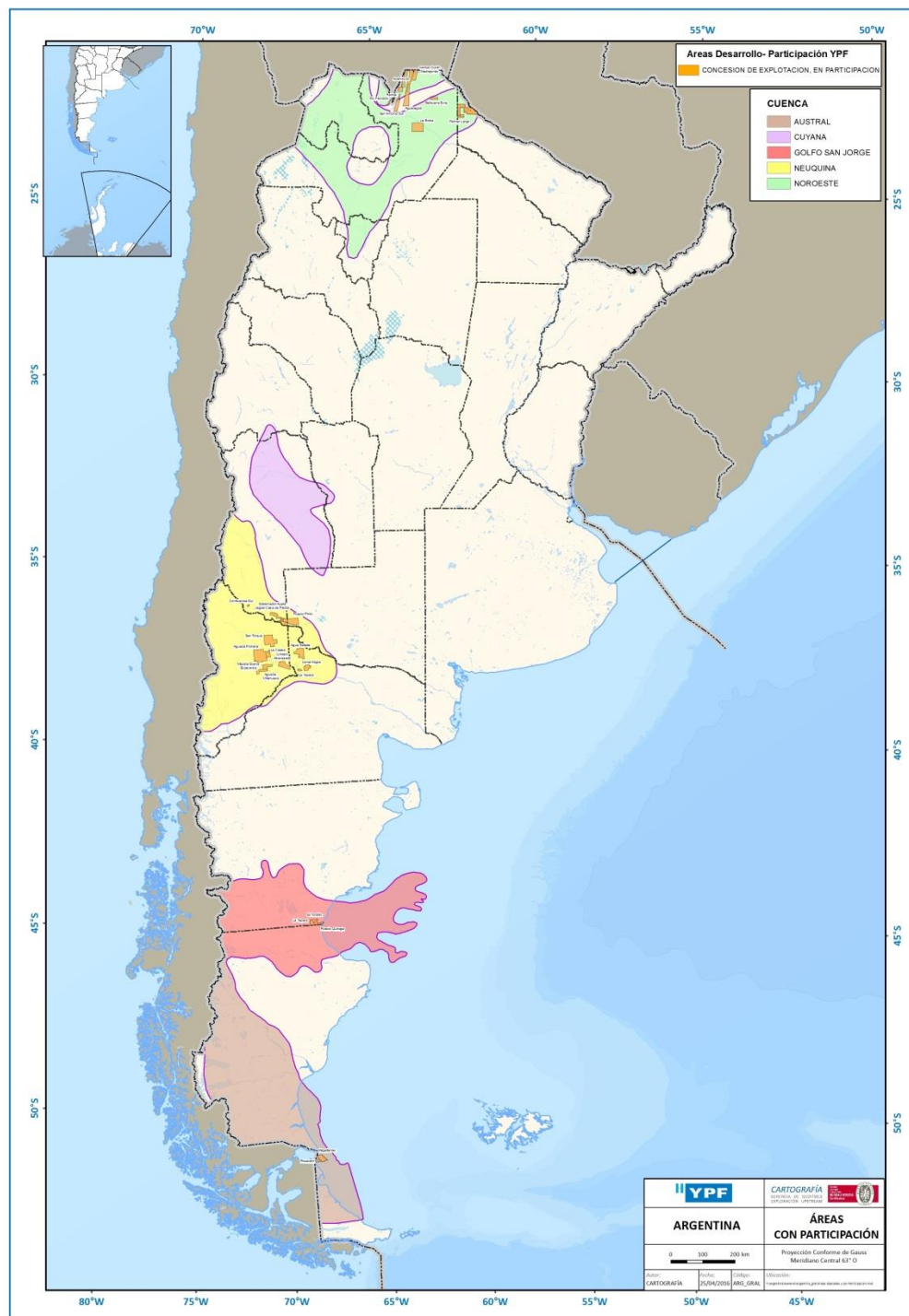


Fig-2: Mapa de los yacimientos explotados por YPF y no-operados en las diferentes cuencas sedimentarias

Existen UTEs en todas las cuencas sedimentarias del país y estas uniones son con diferentes operadores y en diferentes participaciones:

OPERADOR	NOMBRE DEL BLOQUE	YPF SA (%)
CHEVRON ARGENTINA	LA YESERA	35.00
	LOMA NEGRA	35.00
PLUSPETROL S.A	GOBERNADOR AYALA	30.01
	JAGÜEL CASA DE PIEDRA	50.00
	PUESTO PINTO (CNQ-7/A)	50.00
	MESETA BUENA ESPERANZA	25.00
	RAMOS	27.75
SIPETROL	POSEIDON	50.00
HIGH LUCK GROUP LTD SUC ARG	BALBUENA ESTE	30.00
	PALMAR LARGO	30.00
PAN AMERICAN ENERGY	ACAMBUCO	22.50
	LINDERO ATRAVESADO	37.50
PETROLERA LF (YSUR)	LOS CHORRILLOS	30.00
	TIERRA DEL FUEGO - FRAC A	30.00
	TIERRA DEL FUEGO - FRAC B	30.00
	TIERRA DEL FUEGO - FRAC C	30.00
	TIERRA DEL FUEGO - FRAC D	30.00
	TIERRA DEL FUEGO - FRAC E	30.00
SIPETROL	MAGALLANES	50.00
TECPETROL	CAMPO DURAN-	
	MADREJONES	53.00
	EL TORDILLO	7.20
	SAN ANTONIO SUR	53.00
	LA BOLSA	53.00
	LA TAPERA	7.20
	PUESTO QUIROGA	7.20
	RIO PESCADO	53.00
	SIERRA DE AGUARAGUE	53.00
TOTAL AUSTRAL	AGUADA PICHANA	27.27
	SAN ROQUE	34.11

Tabla 1: Operadoras, concesiones y participación

Cada unión tiene sus particularidades de acuerdo al JOA (joint operating agreement) utilizado. La aprobación de los proyectos de inversión se lleva a cabo por mayoría de los socios, en votación.

La producción proveniente de no-operadas en el mundo está en las siguientes proporciones (2013 estudios de Boston Consulting Group) encontraron que el 23% de la producción global de las grandes compañías a nivel mundial viene de las no-operadas.

Compañía	Total	Porcentaje	
	Producción KBOE	Operado	No Operado
BP	4,345	41%	59%
Total	2,676	52%	48%
Exxon Mobil	5,143	56%	44%
Eni	2,238	59%	41%
Shell	4,058	60%	40%
Conoco Phillips	1,935	78%	22%
Chevron	3,440	78%	22%

Tabla 2: Porcentaje de producción de otras grandes compañías

En YPF para el 2015 el 15% de su producción proviene de las no operadas como muestra el gráfico:

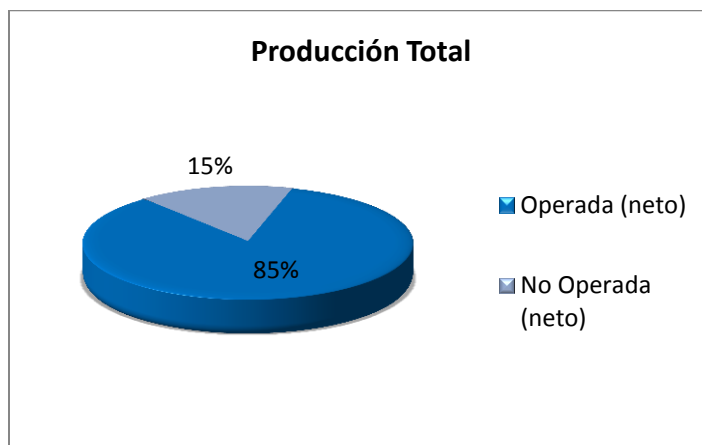


Gráfico 1: Porcentaje de producción de las no-operadas en YPF

Las reservas por un lado permiten que entendamos como serán las estrategias de explotación de los yacimientos, y por otro lado pronosticar el comportamiento de estos mediante el análisis de las opciones técnicas y estrategias de ejecución propuestas para la explotación.

Observándose YPF tiene a la participación un 10% de reservas de petróleo y un 20% en reservas de gas del total de sus reservas en no-operadas, muy similar a los porcentajes de producción actual. Cabe señalar que los datos presentados son datos oficiales de la SEN (Secretaría de Energía de la Nación).

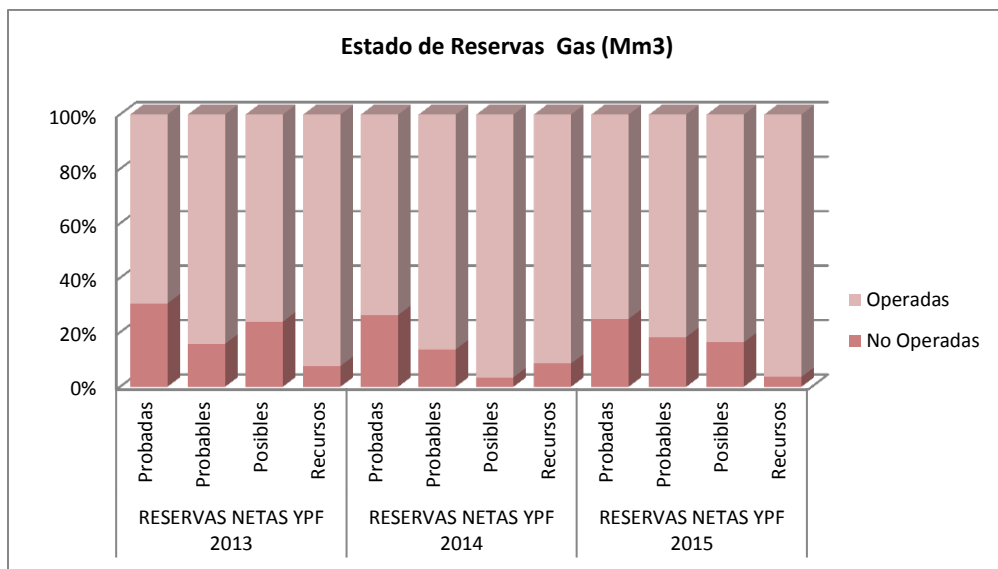


Grafico 2: Porcentaje de Reservas de gas de las no-operadas

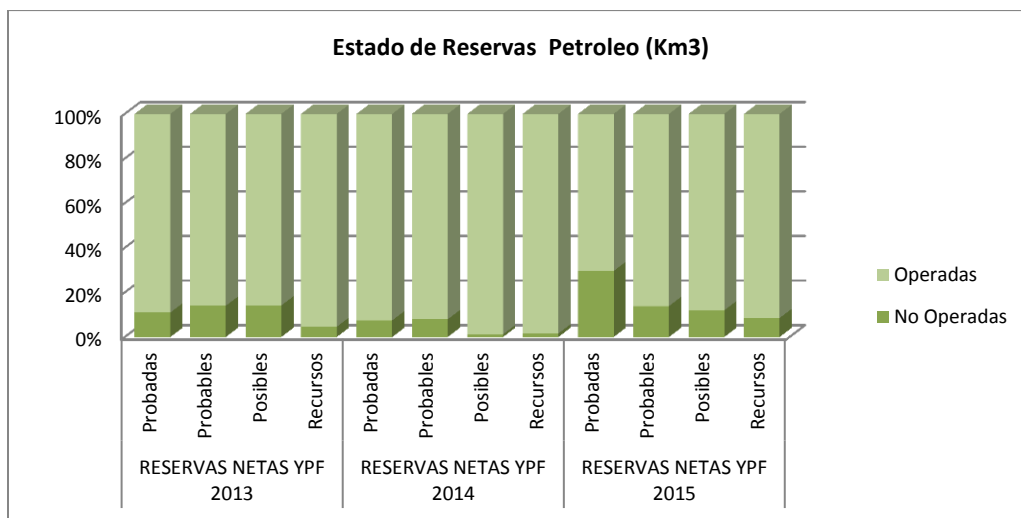


Grafico 3: Porcentaje de Reservas de petróleo de las no-operadas

Con el cierre del 2015 GAP (Gerencia de Áreas en Participación) tiene un horizonte de reservas comprobadas de 12 años en petróleo y 9 años en producción de gas.

Año 2015	Petróleo	Gas
	Km3	Mm3
Producción anual	96,799.28	202,064.25
Reservas Probadas	7,933.59	22,601.79
Años	12	9

Desarrollo

Estas uniones transitorias de empresas ha permitido el desarrollo de los siguientes proyectos estratégicos donde se pueden resaltar mejoras continuas, lecciones aprendidas, mejores prácticas y desarrollo de yacimientos maduros, que han agregado valor para ambas compañías.

Proyectos			
Mejoras continuas * Lindero, costo pozo(PIP)	Lecciones Aprendidas *CNQ7A: velocidad de barrido, producción de arena	Proyecto de Desarrollo: *PIAM	Mejores practicas * Nuevas Tecnologías: Macueta *Desarrollo de Shale Gas de Pichana

Mejora Continua

En los últimos tres años, YPF (participación de 37,5%) y PAE invirtieron cerca de u\$s 1000 millones en la extracción de gas de arenas no convencionales en el área Lindero Atravesado, ubicada en la provincia de Neuquén. Actualmente, en Lindero se trabaja con tres equipos de perforación, y la producción de gas alcanza los 3,5 MMm³/d de gas, que es seis veces más que hace dos años. La meta es llegar hasta los 4 MMm³/d y mantener este Plateau por un periodo de tres años.

Los proyectos de Gas no convencional son muy sensibles en los costos, ya que impactan sobre la rentabilidad de los mismos. Durante el año 2015 se implementó en la UTE Lindero Atravesado, proyecto de desarrollo Lindero Oriental Tight Gas, la metodología de mejora continua Productivity Improvement Plan (PIP), donde se logró focalizar esfuerzos de forma consciente y planificada, mejorando así el desempeño e indicadores de operación del proyecto y como consecuencia se obtuvieron mejoras sobre los resultados económicos del proyecto global.

La implementación de esta metodología de mejora continua tuvo un impacto en el costo de construcción y terminación de pozo, logrando una reducción de 23% en la actividad ejecutada durante del año 2015 y 36% para el año 2016.

La siguiente tabla muestra los resultados logrados con el uso de nueva tecnología de perforación y terminación de pozos, que impulso PAE en conjunto con YPF para apalancar tan ambiciosa inversión en un proyecto de GAS no convencional. Se muestra una reducción de costo pozo que mejora anualmente, la reducción total fue del 60% del costo original.

Año	Reducción de costo
2013	
2014	16%
2015	23%
2016	36%

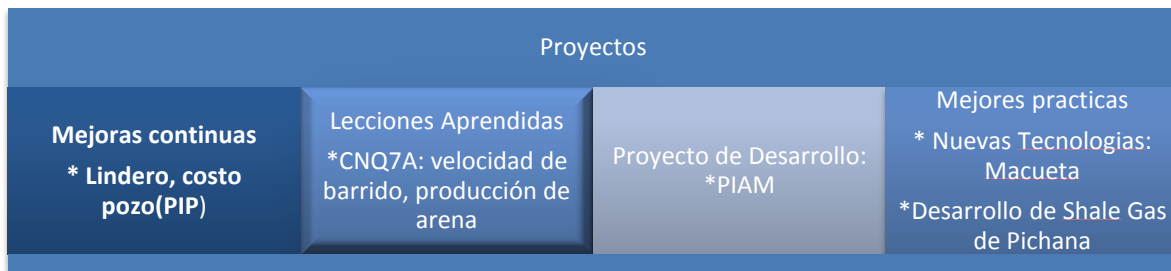
Tabla 3: optimización costo pozo

Los principales cambios implementados en la operación de perforación fueron:

- Perforación Casing Drilling en la guía, iniciando desde 0 m.

- Optimización de trépanos y motores de fondo para mejorar la ROP (Uso de nuevo tipo de cortadores con Gauge cónico para reducir stick).
- Uso de fluidos base aceite. Reducción significativa de tiempos de repaso y reducción / eliminación de calibre.
- Reducción de NPT en fase de producción de 6-1/8”:
- Mejoras en contratos. Reducción de tarifas.
- Mejoras en DTM. Cambio de modalidad de contratación.
- Incorporación de equipo de Walking System- Perforación de Pozos PAD.

La Reducción del costo de construcción de pozos es un logro importante y permite en los proyectos de desarrollo no convencional entrar en la competencia de rentabilidad a la par con proyectos de desarrollo convencional, esto lo convierte en un negocio rentable, se plantea como una necesidad en tiempo de crisis petrolera hacer pozos de forma más eficiente y rentables.



Lecciones aprendidas

Asociada a Petroandina hasta 2011 y luego a Pluspetrol, a través de la UTE CNQ 7A, YPF tiene participación de 50% en yacimiento compartido entre las provincias de La Pampa y Mendoza. El desarrollo de este proyecto comenzó en 2004, alcanzando los 8 Mbbl en 2008 y desde 2009 mantiene un plateau promedio de 9Mbbl. Las inversiones para lograr este ambicioso desarrollo alcanzaron un acumulado de 500 MUSD en 2015, con el fin de mantener la producción y plan de desarrollo a través de recuperación secundaria y terciaria de forma sustentable se invierten unos 70 MUSD anuales.

El área CNQ 7A posee una extensión de 1,050 kilómetros cuadrados ubicada en la región suroeste de la provincia de La Pampa y sobre el límite sur de la provincia de Mendoza, la concesión de explotación se extiende hasta el año 2033.

El desarrollo del yacimiento CNQ7A tiene el logro de haber sorteado cuestiones técnicas que no lo hacían económico desde el punto de vista del desarrollo por energía primaria. Los principales desafíos técnicos encontrados fueron, en primera instancia

1. Baja presión original del reservorio (400PSI).
2. Elevada acidez.
3. Alta viscosidad.
4. Elevada Producción de Arena.

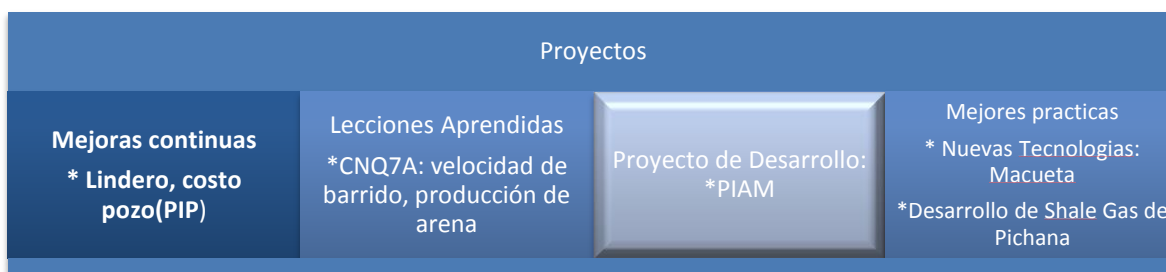
Con la implementación de la inyección de agua se presentaron nuevos desafíos, como:

1. Canalizaciones.
2. Manejo del agua.
3. Pilotos de terciaria.
4. Fuentes de energía.
5. Evacuación de los fluidos.

En una primera visión parecen sencillos, pero cuando vemos que en nuestro país no existía yacimiento análogo con ninguno de los desafío de primera instancia. Ahí es donde surgen las lecciones aprendidas que enumeraremos a continuación:

1. Producción
 - Aplicación de la técnica CHOPS (Cold Heavy Oil Production with sand) con PCP.
 - Instalación de transductores de presión de fondo con lectura en superficie en productores e inyectores
 - Inyección por casing
 - Utilización de “Charge Pumps”, que son modelos de PCP con dos etapas que permiten la producción con alto corte de arena.
 - Líneas de conducción y entubación de inyectores con ERFV.
2. Reservorios
 - Se planificó y estableció la secundaria desde el principio de desarrollo. Los inyectores nunca fueron producidos.
 - Se encontró la velocidad de barrido que reducía la tasa de canalizaciones
 - Se ensayó con éxito la perforación infill para pasar de 5-spot a 9-spot el cual se convertirá en barrido en línea.
 - Se utilizaron geles para obturar canalizaciones.
 - Se realizó un piloto de inyección de vapor, que fue discontinuado por la buena performance de la secundaria.
 - Hay un proyecto de inyección de Polímeros en marcha, que comenzó en enero 2012. El mismo cuenta con 6 mallas de inyección y 20 productores. (Alternativamente se está estudiando un proyecto de ASP)
 - El proyecto de inyección de Polímeros utiliza una batería exclusiva para almacenar y controlar la producción.
 - La dosificación de químicos es individual para cada inyector.
 - Los reservorios son ensayados individualmente en la terminación, hasta determinado porcentaje de arena que garantiza el menor daño a la futura instalación y minimiza las futuras intervenciones para limpiar arena.

- Los ensayos de pozo son realizados con una bomba PTS que sirve para la alta producción de arena.



Proyecto de desarrollo

En Noviembre del año 2014 YPF y ENAP extendieron su vínculo en Magallanes, el acuerdo tuvo como condición invertir en un proyecto para incrementar la producción de Gas.

La extensión de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) entre ambas compañías, en el área Magallanes, donde el porcentaje de participación es en partes iguales, tiene como apalancamiento un ambicioso proyecto de desarrollo que se fundamenta en la aceleración de reservas de Petróleo y Gas.

El contrato original tenía vigencia hasta Agosto de 2016, el interés sobre este proyecto ha generado que se firmen acuerdos dos años antes.

El importante proyecto es gasífero, conocido como PIAM (Proyecto Incremental Área Magallanes), este proyecto fue generado por el equipo técnico de la Gerencia ejecutiva de áreas en participación e impulsado por la alta gerencia de YPF.

El proyecto involucrará alrededor de 350 millones de dólares de inversión, que llevaría la producción de gas desde los 2,4 millones de metros cúbicos día (MM m3/d) producción actual a unos 4 MM m3/d a partir del próximo año, manteniendo este plateau de producción por más de 5 años. Adicionalmente, se incrementarán también los líquidos a valores superiores a los 7.000 barriles por día (bbl/d).

Ejecutar el PIAM, consiste en la construcción de una nueva planta de compresora de Gas On-Shores, adicional a la existe en 2 de las 5 plataformas que conforman la operación de Magallanes, así como también mejoras en la planta de procesamiento denominada Batería Recepción Magallanes (BRM), y el tendido de nuevos ductos marinos para conectar las plataformas offshore con la BRM en el continente. Este proyecto permitirá maximizar el potencial de explotación del área.

El yacimiento está ubicado en aguas territoriales argentinas del Océano Atlántico Sur, sobre la Boca Oriental del Estrecho de Magallanes. Está conformada por 56 pozos off-shore vinculados a 5 plataformas marinas conectadas mediante 2 ductos a la BRM. Actualmente, produce alrededor de 5.000 bbl/d de crudo y 2,4 millones de m3 día de gas.

A continuación se muestra la ubicación del yacimiento Magallanes.

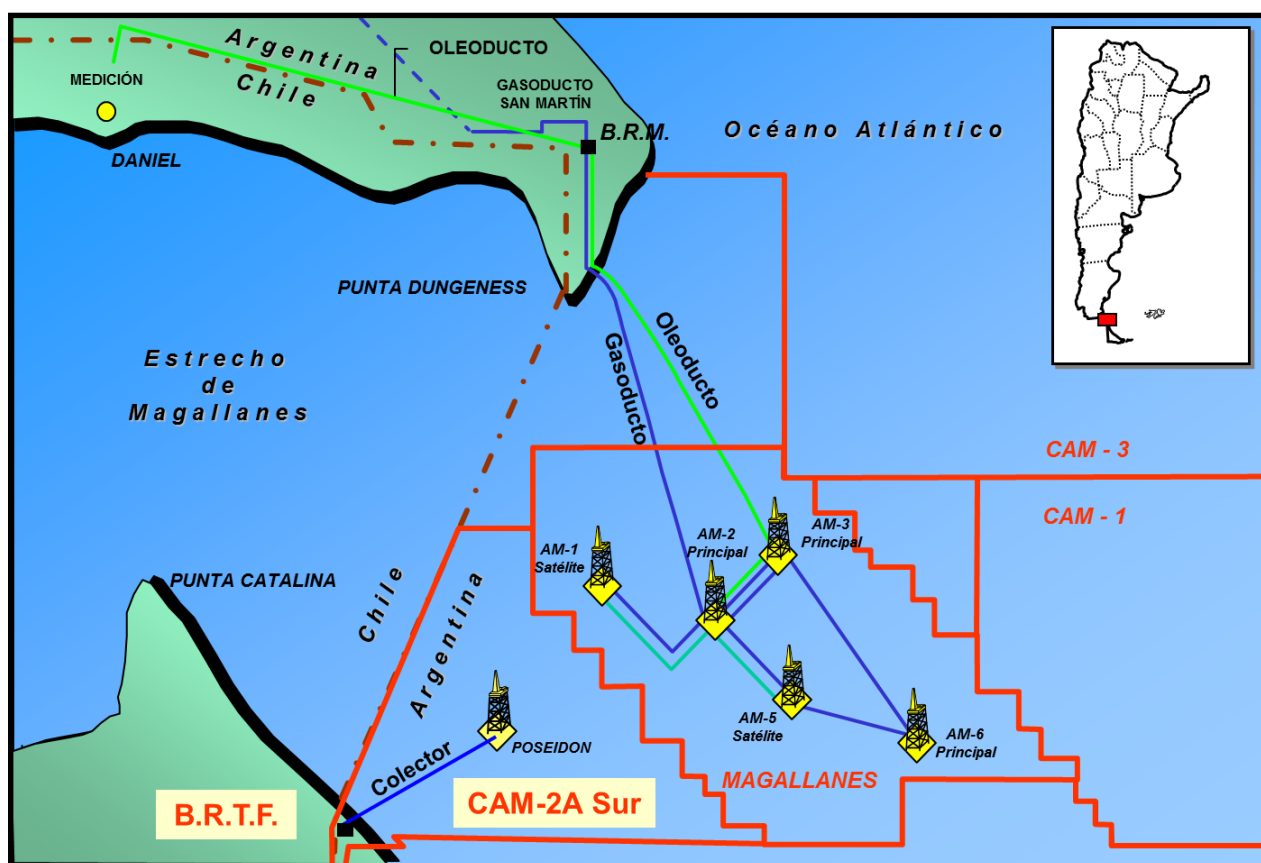


Fig-3: Ubicación del yacimiento Magallanes

Es importante destacar que es la única actividad Offshore participada de YPF en Argentina, la compañía no opera en la actualidad yacimientos offshore, lo que representa una importante oportunidad de transferencia de conocimientos.

Además el proyecto representa un importante ejemplo a seguir y aporte a las mejores prácticas en la optimización de campos maduros.

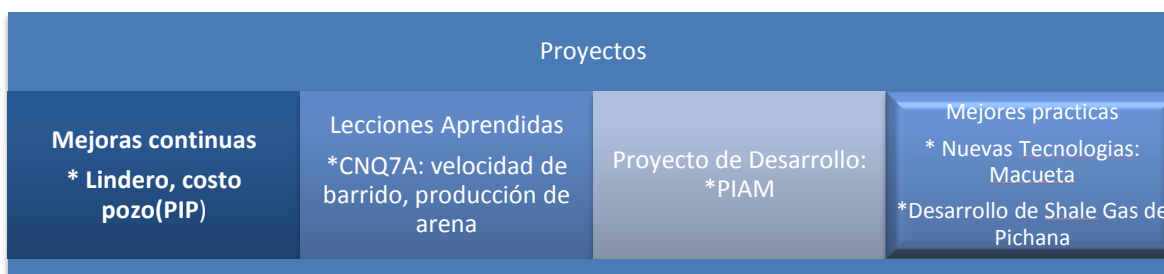
La concesión es 100% de YPF y comprende 3 jurisdicciones: provincia de Santa Cruz, Tierra del Fuego y el Estado Nacional.

El acuerdo permite extender la relación con un socio estratégico como ENAP, para que, con la experiencia de ambos equipos, se pueda incrementar la producción de gas y compartir financiamiento de modo de acelerar el proceso de autoabastecimiento de Gas.

Es de gran trascendencia e importancia para el país que una empresa como ENAP (de origen Chileno), asuma una inversión importante en Argentina, y que lo haga extendiendo su relación comercial y estratégica con YPF.

También fortalece vínculos existentes en el país entre las dos empresas que data del año 1990.

Para el país, como empresa con alta participación estatal, estamos asegurando un buen balance del mix de productos, aprovechando reservas que ya están probadas, y generando un aporte significativo a los resultados económicos futuros de ambas empresas petroleras.



Mejores Prácticas

Desarrollo De Shale Gas en Aguada Pichana

Uno de los Proyectos de Shale Gas más grandes de Argentina se ejecuta dentro de la UTE de Aguada Pichana desde 2011, como todo proyectos de gas no convencional en su inicio, tiene considerable riesgo asociado a incertidumbre en los volúmenes técnico y económicamente recuperables, operacionales, aplicación de innovaciones y de tecnología para optimizar tiempo de construcción de pozos, por lo que se hace difícil establecer estrategias de desarrollo que vayan de la mano con la mitigación de riesgos económicos.

Las empresas no llevarían a cabo este tipo inversiones riesgosas sin la aplicación de las mejores prácticas de la industria, ni de UTEs, minimizando así el riesgo económico y manejando la incertidumbre por media de etapas de decisión en el ciclo de vida del proyecto, consiguiendo la mínima exposición.

Para mitigar incertidumbre el proyecto se dividió en 4 etapas que permitieron evaluar técnica y comercialmente el área:

- Etapa 1: Exploratoria, para probar la presencia de hidrocarburos producibles en el bloque perforando más de un pozo para el delineamiento del área. Estos son pozos conviene sean verticales para explorar los diferentes niveles de la formación. En este caso se realizaron dos pozos verticales en diferentes ventanas de fluido, gas y gas condensado.
- Etapa 2: Evaluativa, o prueba de materialidad del proyecto, a través de pozo horizontales con caudales iniciales estabilizados que indiquen la probabilidad de alcanzar recuperaciones comerciales. En esta etapa se definen cuáles son las incógnitas a resolver (distanciamientos, tramos horizontales, número y espaciamiento de fracturas, volumen de tratamientos, diseño de los clusters). En resumen, definir el SRV (Stimulated Reservoir Volume) que se busca, y la relación SRV-Diseño de fracturas. Esta etapa se ejecutó con la perforación de 12 pozos horizontales, 10 en la zona de gas seco y 2 en la zona de gas y condensado, que a su vez aterrizaron a diferentes niveles de Vaca Muerta.
- Etapa 3: Piloto o prueba de viabilidad de un desarrollo económico con un piloto de varios pozos. Aquí se afina el modelo económico y la logística. Es el momento de hacer alianzas con proveedores,

superficiales y el Estado para minimizar los costos. Actualmente nos encontramos en esta etapa trabajando para reducir costos, como en contratos estratégicos: el de cementación, múltiples servicios en la completación, control geológico, control de sólidos, entre otros. Además de pedidos de la extensión del límite de concesión. En cuanto a lo técnico y mejora de la productividad se encuentran estudiando los resultados del piloto.

- Etapa 4: Desarrollo del bloque en modelo fábrica.

Las dos primeras etapas están relacionadas con entender la geología y la complejidad técnica. Las últimas dos etapas están enfocadas en entender la oportunidad económica, reducción de costos e incremento de la producción.

Este tipo de proyectos con gran incertidumbre donde lo técnico, comercial y medioambiental juegan un rol determinante en la economicidad del mismo, es importante para mitigar los riesgos contar con “gated decision points” para decidir si seguir o no con el proyecto en cada etapa. Esta forma de desarrollo, es una buena práctica a imitar en proyectos de alto riesgo para conseguir beneficios y rentabilidad.

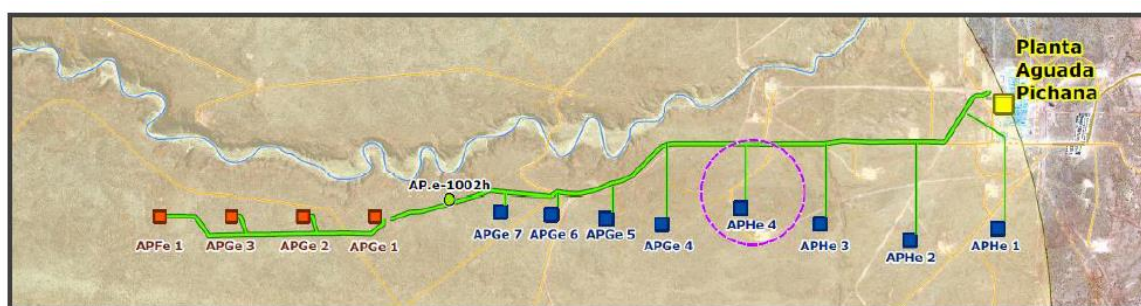


Fig-4: Esquema y ubicación del piloto y inicio del desarrollo de Aguada Pichana

Macueta: Mac-1004

Este proyecto de perforación se ubica en la cuenca madura del NOA, dentro de la UTE de Acambuco en el yacimiento Macueta, en la provincia de Salta. La propuesta surgió de adelantar producción y protección de reservas de las Formaciones Huamapampa e Icla luego de una revisión del modelo estructural en 2013.

La producción gasífera de la provincia llevaba seis años consecutivos de declino, la inversión forma parte del acuerdo que PAE firmó con el gobierno nacional para aportar nuevos volúmenes de gas natural al mercado y dar respuesta a la demanda creciente del país.

El proyecto era de alto riesgo y desafío tecnológico que implicaba la perforación de un pozo de gas multilateral a un reservorio naturalmente fracturado, productor en forma conjunta de dos ramas horizontales, una en la Formación Huamapampa y otra en la Formación Icla, cuya profundidad final alcanzó los 5501 TMD. Actualmente, la instalación dual permite producir el pozo en conjunto o bien selectivamente cada formación. La perforación se llevó a cabo en menor tiempo al planificado, 100 días y se terminó en 65 días.

La producción inicial de ambas ramas fue de 630.000 m³/día con un caudal de agua de 24 m³/día, la cual se determinó como procedente de Huamampampa. El pozo se encuentra produciendo en estas condiciones desde su inicio de producción en marzo de 2015.

Este proyecto se pudo llevar a cabo por la mitigación de riesgo de ejecutarlo en participación con otras compañías y fue un ejemplo de buenas prácticas que con un buen modelo geológico se disminuye el riesgo de perforación.

Conclusiones

- Como primera conclusión YPF se encuentra a la misma altura de las grandes compañías a nivel mundial, que en el tiempo han ido incorporando uniones estratégicas para potenciar el negocio, YPF cuenta con un 15% de su producción en no operadas.
- Entre el 2013 y 2015 la producción de gas subió en Neuquén un 8%. Y la mayor parte de esa suba la explicó el tight y shale gas que produjeron en conjunto YPF, PAE y Total, entre otras. El secreto de este tipo de desarrollos está en los avances en mejoras continuas sobre las tecnologías aplicadas.
- De acuerdo al cierre de reservas del año 2015 el horizonte de reserva comprobado de gas para las no-operadas es de 9 años para gas y 12 para petróleo.
- Las UTEs, son atractivas al negocio, ya que permiten la disminución del riesgo y sus impactos en las inversiones, lecciones aprendidas, implementación de mejoras continuas, intercambio de trabajo técnico en sus diferentes áreas de conocimiento.
- Finalmente YPF es el “partner of choice” de empresas internacionales con vista a invertir en Argentina, por su conocimiento técnico de las diferentes cuencas y debido a su actividad exploratoria.

Bibliografía

Melvyn RGiles, Daniel Nevin, Bud Johnston and Mark Hollanders, “Understanding Volumes, Economics and Risk Mitigation in Unconventional”, SPE 151906

Tony Zamora, “Risk At Arm’s Length: How Exploration and Production Companies Are Managing Risks In Non-Operated Joint Ventures”, SPE-179479-MS

Pagina web Secretaria de Energía Nacional:

<http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3271>

CVs

Albaytero, Juan Manuel

Ing. Mecánico Universidad Nacional de La Plata (Año 1999). Ing. Reservorios en YPF SA desde 2013, en la cuenca del Golfo y en Neuquén, actualmente en la Gerencia en Áreas en Participación. Ing. Reservorios como líder de proyectos de inyección de agua, simulación analítica y análisis de alternativas y certificación de reservas en VYP Consultores SA (2006-2012).

Mariana Mamani

Ingeniero Químico, Universidad Nacional de Salta, 8 años como Ingeniero de Reservorios trabajando en la cuenca del Golfo San Jorge y actualmente en la Gerencia en áreas en Participación para YPF.

Lilibeth Perdomo

Ing. Químico Universidad del Zulia, Venezuela (Año 1996). Maestría en. Ing. de Petróleo, División de Postgrado de la Universidad del Zulia Facultad de Ingeniería (Año 2002). Maestría. Ing. de Confiabilidad y Mantenimiento, División de Postgrado de la Universidad Gran Mariscal de Ayacucho (Año 2006)

18 Años de experiencia en la Industria Petrolera como Ingeniero de Reservorios., en YPF desde Feb 2007. Anteriores, R2M y GM Venezolana (hasta ene 2007) y PDVSA (Junio 1997 – Feb-2003).

Escamilla, Hernando

Ingeniero Geólogo, Universidad Central de Venezuela con 16 años experiencia en la industria del petróleo tanto en campos on-shore y off-shore, en México y Venezuela, en pozos exploratorios y de desarrollo. Dentro de YPF se desarrolló como Geólogo de Desarrollo y Petrofísico trabajando en la cuenca del Golfo San Jorge y actualmente en la Gerencia en áreas en Participación para YPF.