

YPF

Valor del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST)

Aspectos a considerar – Valor de la producción local

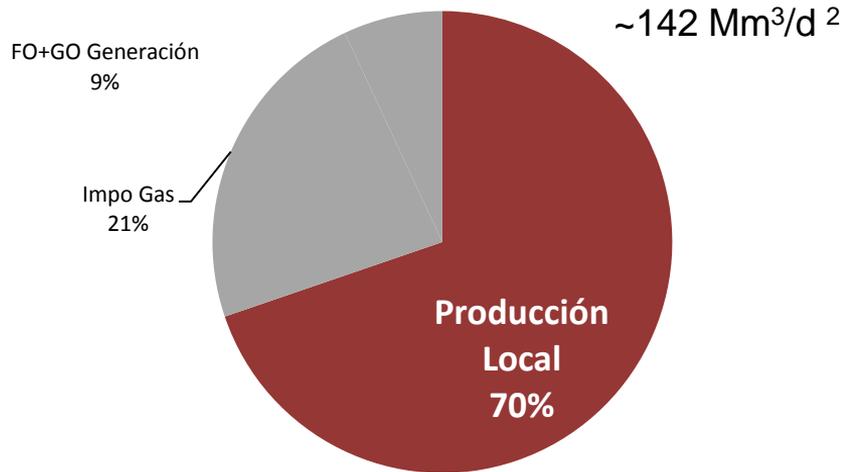
Información preparada para la convocatoria Audiencia Pública Res. ENARGAS N° 3953 y 3957

El presente informe está elaborado al sólo efecto de la Convocatoria a Audiencia Pública dispuesta por la Resolución No. I/3953 del Ente Nacional Regulador del Gas en tanto requiere, entre otros, considerar el traslado a tarifas de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte.

El presente informe:

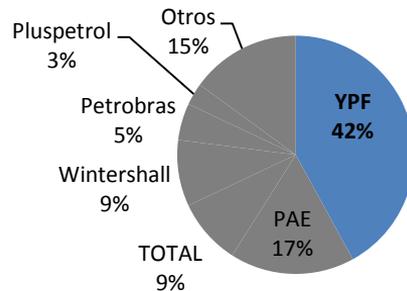
- No representa una promesa de inversión o producción ni la estimación sobre cuál es o será el precio al que se negociarán los contratos en un mercado ni una declaración sobre los costos internos de producción de la compañía.
- No representa el total de elementos y consideraciones para la toma de decisiones de inversión o de venta de productos y servicios de la compañía.
- No representa una evaluación específica de un proyecto determinado o un conjunto particular de ellos ni constituye una opinión sobre la evolución de costos y precios futuros.
- Ilustra los valores representativos de proyectos agrupados por categoría o tipo de explotaciones de gas natural que están siendo desarrollados o que podrían desarrollarse con el estado del arte en que se encuentra la industria, esto es con la tecnología, costos de los insumos y servicios, producciones, intereses y costos financieros, impuestos y regalías y otras variables actuales usualmente tenidas en cuenta por un productor de gas natural.

Cobertura del Consumo de Gas Natural ¹

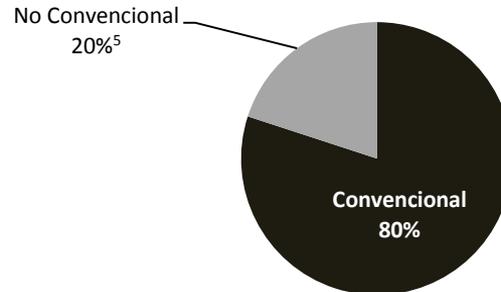


Producción de Gas Natural inyectada por Propietario ³

~100 Mm³/d



Producción Convencional / No Convencional ⁴



(1) Estimado 2016. Incluye consumo de fuel oil (FO) y gasoil (GO) de usinas térmicas que pueden sustituir por gas natural equivalente.

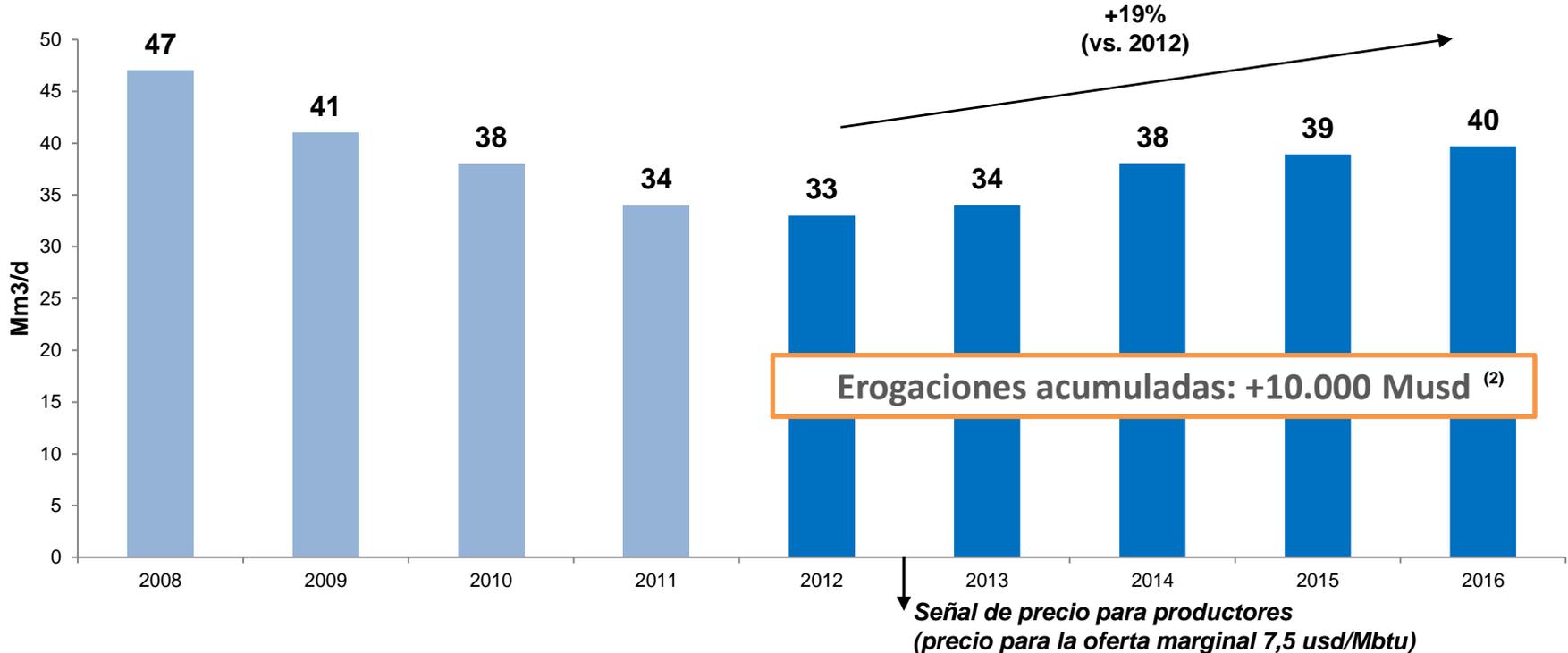
(2) Asume 12 Mm³/d de consumo abastecido con líquidos.

(3) Enero-Junio 2016 (IAPG) / Por Propietario.

(4) Estimado 2016.

(5) Incluye tight gas

Producción de gas natural de YPF (M m³/d) – FASB69 ⁽¹⁾



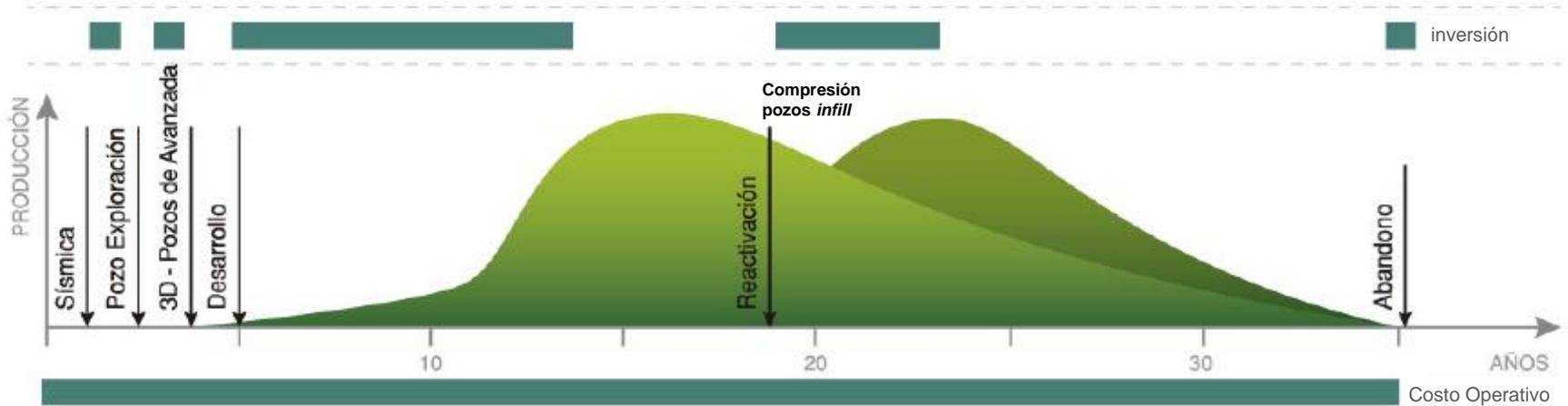
(1) Producción de gas natural de YPF como propietario, desarrollada en forma orgánica, excluyendo la producción de YSUR (ex Apache).

(2) Erogaciones acumuladas: incluye Inversiones, Gastos operativos, Impuestos y Regalías. No contiene erogaciones de YSUR (ex Apache). No incluye remuneración del capital ni inversiones no amortizadas correspondientes a períodos previos al 2012, de aproximadamente 2.000 Musd.

YPF | El desarrollo de la producción de gas es un negocio de largo plazo



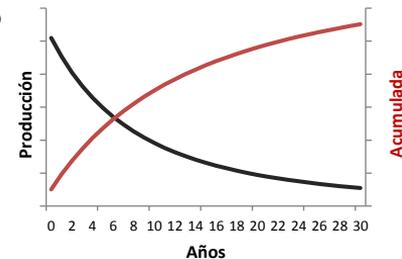
	Concepto	Descripción / Detalle
Inversión	Inversión Exploratoria	Erogaciones en geología, geofísica, (sísmica, estudios e interpretación), extracción de coronas, perforación de pozos y perforación de avanzada para delineación (en convencional y pilotaje de pozos para delineación de zonas de alta productividad (<i>sweet spots</i>) para no convencional y otros gastos
	Inversión Desarrollo	Erogaciones en perforación de pozos, pruebas de producción, ingeniería conceptual y de detalle de instalaciones de superficie, unidades de separación primaria y plantas de tratamiento, y compresión
Costos Operativos	Extracción	Principalmente insumos y combustibles: químicos y energía para la extracción
	Operación y mantenimiento de Pozos	<ul style="list-style-type: none"> • Operar y mantener pozos en extracción, y pozos reinyectores • Operar y mantener pozos USP y baterías
	Intervención y reparación de Pozos	Intervenir y reparar pozos productores de gas y reinyectores
	Operación y mantenimiento de Plantas	Procesamiento y separación: <ul style="list-style-type: none"> • Separar GLP y gasolina natural • Tratar gas • Estabilizar • Tratar gas ácido
	Compresión de Gas	<ul style="list-style-type: none"> • Operar y mantener compresores • Alquiler de compresores • Costo gas combustible
	Gastos indirectos (<i>Overhead</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener edificios y campamentos • Gastos de personal de administración y gerenciamiento de activos
	Gastos de mantenimiento de sistemas de transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener y operar ductos • Transportar por medio de terceros

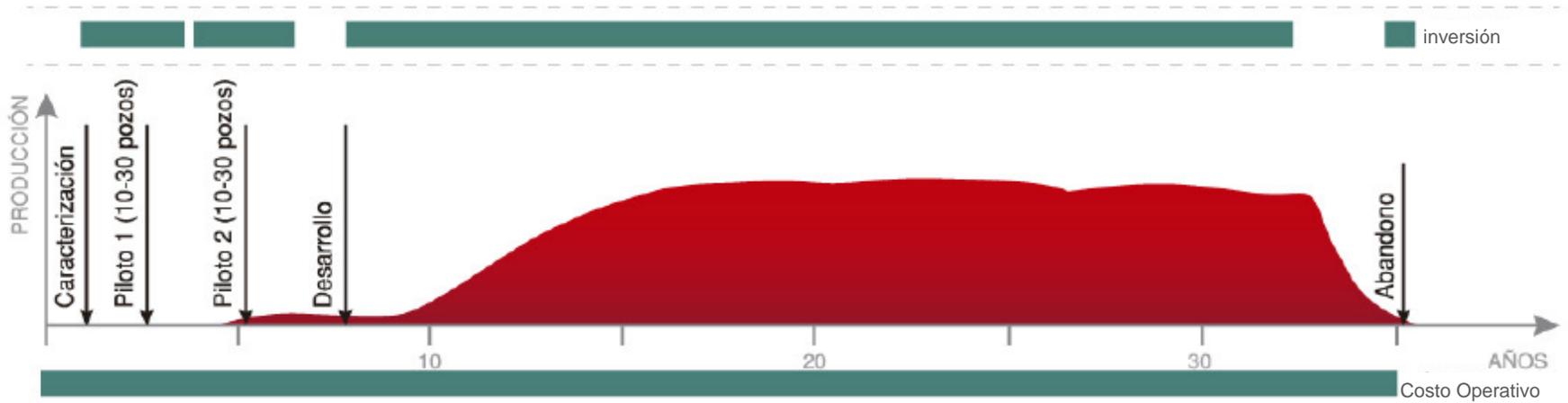


Fuente: Arpel

- **Ciclo de vida** : + 30 años
- **Exploración**: al menos 5 años (Sísmica, Pozos exploratorios, delineación). Requiere inversiones. Probabilidad de éxito media: **15%**
- **Desarrollo**: + 25 años en producción.
 - Inversión intensiva al principio
 - Inversión a la mitad del ciclo de vida para aumentar la productividad (compresión, pozos infill)

Declino de un Pozo Convencional en el 1er año: 5-20%

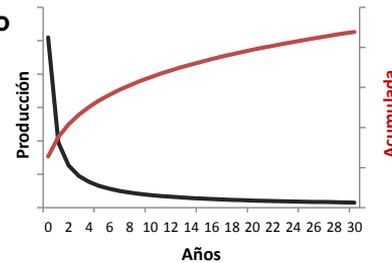




Fuente: Arpel

- **Ciclo de vida** : + 35 años
- **Pilotos y Delineación:** al menos 5 años (1 a 2 años para caracterización de la roca, 3 a 5 años para desarrollar pilotos para delimitar el área de perforación que implica perforar 10 a 20 pozos)
- **Desarrollo:** + 25 años en producción.
 - (CAPEX) Inversión intensiva en todo el ciclo de vida para mantener producción porque los pozos no convencionales tienen gran declinación

Declino de un Pozo No Convencional en el 1er año: >50%

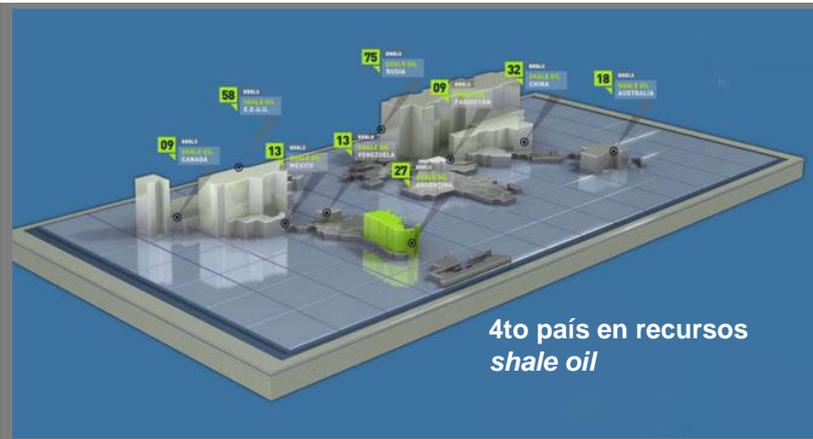


NOC vs CONV

- Mayor Inversión y costo operativo por pozo
- Mayor riesgo de productividad (heterogeneidad)
- Mayor tecnología

Potencial de Petróleo

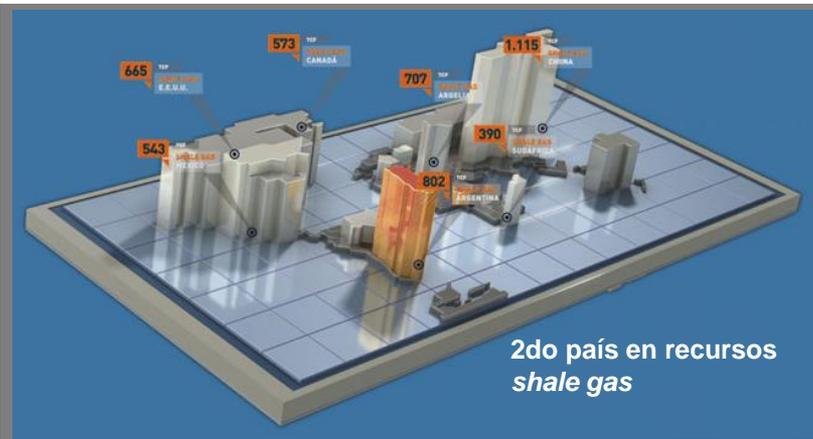
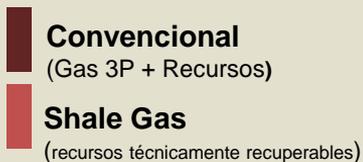
(Bn. bbl)



4to país en recursos shale oil

Potencial de Gas

(Tcf)

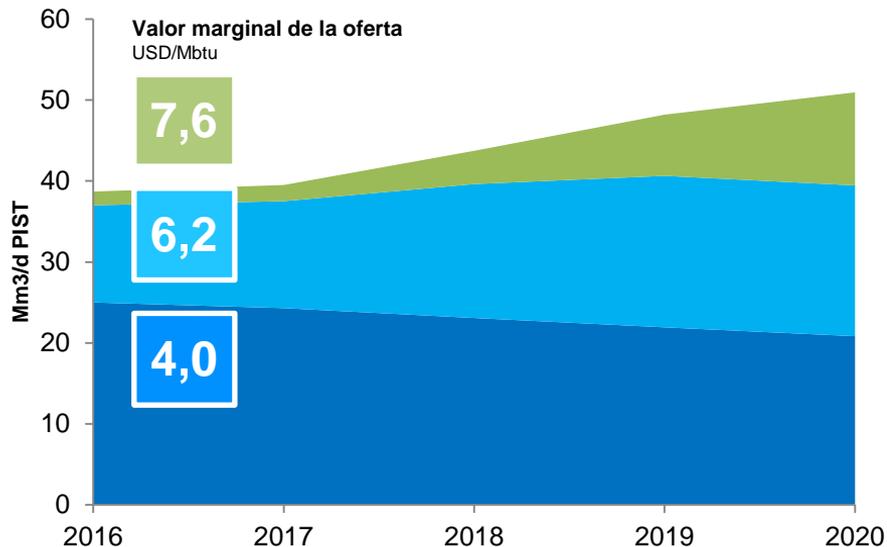


2do país en recursos shale gas

	Concepto	Descripción / Detalle
Definición de Valor	Inversiones	Inversiones en desarrollo y producción explicadas en la hoja siguiente
	Costos Operativos	Costos operativos para la producción detallados en la hoja siguiente
	Regalías	Alícuota de regalías aplicada al precio de la producción
	Impuestos	Ingresos Brutos; Impuesto a los Sellos; Impuesto a la Transferencias Financieras; Impuesto a las Ganancias
	Amortizaciones	Efecto impositivo y financiero de amortizaciones
	Costo medio del capital invertido	Intereses de la deuda, valor del dinero en el tiempo y compensación por el riesgo del negocio

Inyección de Gas Natural de YPF (M m³/d) (*)

Ejercicio de simulación



M: Millones

■ Conv ■ Tight ■ Shale

Valor medio de la oferta USD/Mbtu



USD/Mbtu	SHALE GAS	TIGHT GAS	CONVENCIONAL
Métricas por pozo	USD/MBTU		
Acumulada de Producción (BCF)	7,0	3,2	2,5
Inversión (M USD)	12,0 ⁽¹⁾	6,5	4,0
Costo Operativo (USD/Mbtu)	1,7	1,0	0,7
Valor Marginal de la Oferta (USD/Mbtu)	7,6	6,2	4,0

(1) Correspondiente a un pozo horizontal

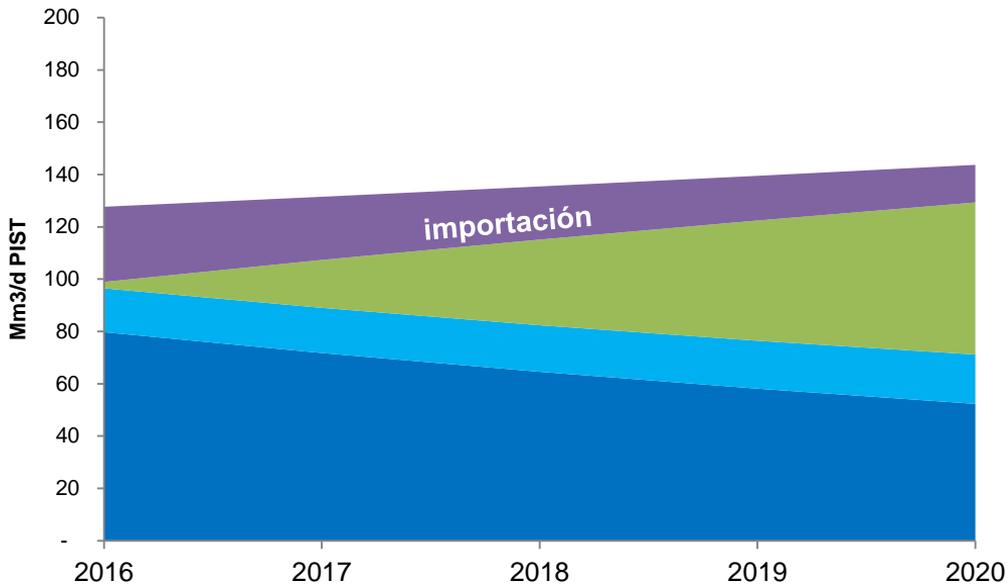
GLOSARIO

- Valor marginal de la oferta: valor que produce la condición de "cierre" económica de los flujos de fondos de los proyectos en cada categoría (valor presente = 0) descontados con una tasa nominal del 13%. Representa la media actual de los proyectos en curso (exploración, desarrollo y producción) para cada categoría
- Acumulada de Producción: producción acumulada del pozo durante toda su vida útil
- "BCF": billones de pies cúbicos. / "M USD": millones de dólares. / "Mbtu": millones de unidades térmicas británicas

- Los proyectos se agrupan por categoría o tipo representando los recursos que se estiman disponibles en cada uno
- Las métricas seleccionadas son al sólo efecto de representar las principales variables en cada categoría
- El cálculo del valor marginal de la oferta tiene en cuenta todos los costos, inversiones, impuestos y costos de capital
- Cada tipología absorbe proporcionalmente los costos de exploración, delineación, testeo e infraestructura que aplican a un conjunto de proyectos y pozos en esa categoría

(*) Ejercicio de simulación basado en los recursos disponibles y su capacidad de desarrollo y producción bajo el estado del arte actual sin restricciones de capital u otras.

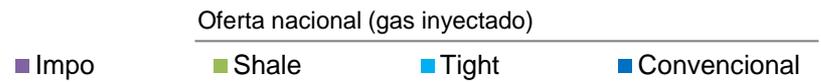
Balance de Gas Natural de Argentina (M m³/d)



Total Estimado Erogaciones Gas Local Billones usd/año

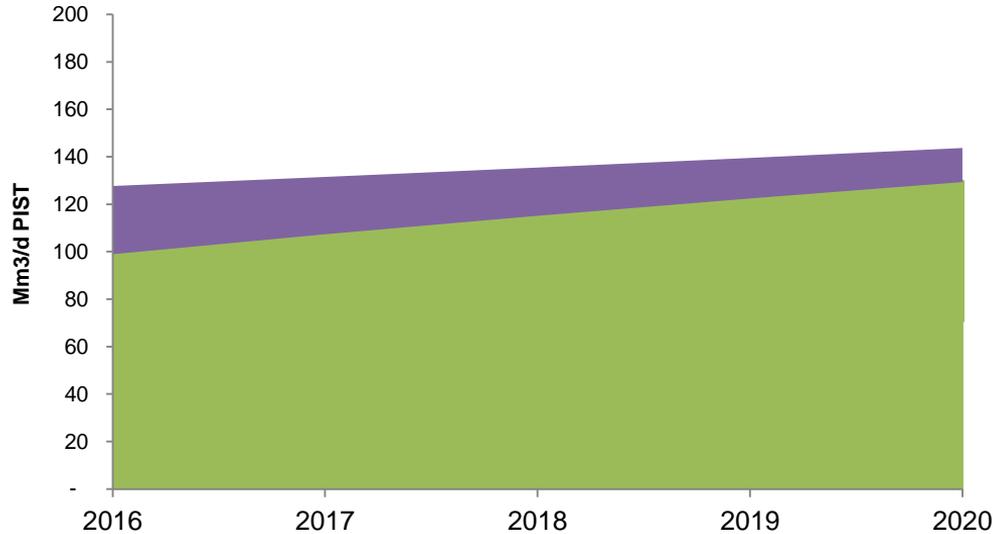
6+

12+



- **Demanda de gas:** Incremento esperado ~3% anual. Crece 13% en 4 años
- **Importaciones de Gas:** 25% del consumo en 2016 (sin contabilizar Fueloil y Gasoil Usinas); paulatina reducción de importaciones
- **Producción de Gas de Reservorios Convencionales:**
 - 80% de la producción nacional
 - Declina ~10% por año
- **Producción de Gas de Reservorios No Convencionales**
 - 20% de la producción nacional
 - Sin incrementos en las reservas de Tight Gas
 - Aumentos de producción por medio de reservorios Shale Gas

Balance de Gas Natural de Argentina (M m³/d)



Valor medio de la oferta (*)
Usd/Mbtu

5,5

5,8

6,5

7,0

Importación Gas local

Basado en los datos de YPF, la industria en su conjunto tendría precios de equilibrio superiores dado que:

- Algunos productores tienen portafolios más limitados y una mayor exposición a la declinación del convencional con menores opciones para sostener la producción en esta categoría
- Los nuevos desarrollos de *tight* y *shale* están limitados por la necesidad de infraestructura de tratamiento y captación, que eleva los costos fijos iniciales que luego serán absorbidos por el desarrollo de los proyectos
- No se han detectado todavía suficientes áreas de *sweet spot* no convencional (zonas con alta productividad) para iniciar el desarrollo masivo y están (estamos) en etapas de pilotos cuyos costos tendrán que ser absorbidos por los desarrollos
- En general no se han desarrollado una cantidad de pilotos suficientes como para generar una escala de conocimiento mayor que permita visualizar claramente las mayores acumuladas y menores costos que se esperan con la madurez y el cambio de fundamentos
- La alternativa de combustibles sustitutos (precio promedio ponderado de los combustibles importados) resulta en precios superiores a los valores de la oferta local
- La competencia por nuevos capitales de inversión requerirá, probablemente, tasas de retorno superiores a la tasa de descuento de referencia

(*) Responde a los proyectos de producción local (sin importación)

YPF

Valor del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST)

Aspectos a considerar – Valor de la producción local

Información preparada para la convocatoria Audiencia Pública Res. ENARGAS N° 3953 y 3957