



Argentine Petroleum Section

PROGRAMA SPE DE DISERTANTES DISTINGUIDOS

Ciclos de Conferencias sobre Hidrocarburos No Convencionales

12- Noviembre 2015

MFG Oil & Gas S.A.

1

Ciclos de Conferencias

- 28/10/2015 Título de la primera conferencia: **"ANÁLISIS DE LAS POTENCIALIDADES DEL DESARROLLO DEL GAS NO CONVENCIONAL EN ARGENTINA"**.
- 12/11/2015 Título de la segunda conferencia: **"ESTUDIO SOBRE EVALUACIÓN PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS NO CONVENCIONALES"**.
- 11/12/2015 Título de la tercera conferencia: **"PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONAL; LOS IMPACTOS DE SU DESARROLLO"**.

Agradecimientos

Para la realización del presente estudio se ha recurrido a la búsqueda, análisis e investigación de una gran cantidad de documentos públicos o publicados de diferentes orígenes.

Siendo algunos de ellos:

- ARI Advanced Resources International : <http://www.adv-res.com>
- Antero Resources
- Bluescape Resources
- Cheasepeake Energy
- CNPC: <http://www.cnpc.com.cn>
- EIA/ARI Word Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
- EIA: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012
- ERCB: Energy Resources Conservation Board
- IHS-PFC-Energy-3-Top-Ten-Shale-Countries-A-View-of-Above-Ground-Risk
- IAGP: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas

Agradecimientos

- JPT Journal of Petroleum Technology
- PEMEX: <http://www.pemex.com>
- Petrotecnia.
- Prensa Energética
- Secretaria de Energía de la Nación.
- Sinopec: <http://www.sinopecgroup.com>
- SPE International Canadian Petroleum Technology
www.spe.org/journals
- The BAKKEN Magazine www.THEBAKKEN.com
- U.S. Department of Energy (DOE): <http://www.energy.gov>
- U.S. Energy Information Administration (EIA): <http://www.eia.gov>
- U.S. Securities and Exchange Commission
<https://www.sec.gov/investor/espanol/quehacemos.htm>
- USGS: U.S. Geological Survey.
- YPF S.A.: <http://www.ypf.com>
- Etc.etc.



**PROYECTO “ESTUDIO SOBRE EVALUACIÓN
PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS
HIDROCARBURIFEROS NO CONVENCIONALES”.**

Presentación, Junio de 2013

Profesionales

Estudios de Ingeniería

- *Ingeniero: Juan Manuel Ubeda*
- *Empresa: MFG Oil & Gas S.A.*
- juanmanuel.ubeda@consultoramfg.com.ar
- www.consultoramfg.com.ar

Estudios Legales

- *Abogado: Leandro Vallone*
- ❖ leandrovallone@abogadosmendoza.com
- www.abogadosmendoza.com.ar

Alcance del Proyecto

- *El objeto de este estudio es poder modelar las curvas de producción tanto de petróleo como gas no convencional, por el lapso de 20 años, partiendo desde el modelado de los POZOS TIPO, utilizando como análogos la experiencia de los realizados en USA y Canadá, en diferentes plays de No Convencionales Play: Conglomerado Geológicamente equivalentes.*

Alcance del Proyecto

- ❖ **Desarrollo de Modelos Matemáticos.**
- ❖ **Definición de los parámetros típicos de los Pozos.**
- ❖ **Metodología Probabilística: Simulación de Montecarlo.**
- ❖ **Definición y parametrización de las “Celdas de Producción”.**
- ❖ **Modelado de las Curvas de Producción a veinte años.**
- ❖ **Obtención de información proveniente de los modelos.**
- ❖ **Identificación de los Impactos de su desarrollo.**

Desarrollo de Modelos Matemáticos.

Introducción

- *Ya existen estudios realizados a Nivel Regional por cuenca, que permiten inferir un gran potencial para el desarrollo de estos recursos que se encuentran en las principales cuencas del país.*
- *Siendo, por sus características geológicas con la información recopilada hasta hoy, la cuenca Neuquina cuenta con aproximadamente el 50% de estos recursos, y donde se muestra más actividad en Recursos No convencionales. Lo cual es muy importante, por el potencial de sus rocas madres, más estudiadas y desarrolladas como ser “Vaca Muerta”, “Los Molles” y “Precuyo” tanto para Shale Oil como para Shale gas.*

Desarrollo de Modelos Matemáticos.

- *El modelado requiere poder representar en formulas matemáticas el comportamiento del movimiento (W,O,G, impurezas) del fluido desde los poros, donde se encuentra, hasta el pozo de producción, y desde allí hasta la superficie.*
- *En los yacimientos convencionales este comportamiento está bien determinado y conociendo las variables involucradas se puede estimar con muy buena aproximación el comportamiento de cada pozo, de un campo y por extensión, de una cuenca.*
- *En los No Convencionales este comportamiento es aún desconocido, por eso se requiere la utilización de las “Analogías” con el comportamiento en otras cuencas.*

Desarrollo de Modelos Matemáticos.

- *El objeto de este estudio es poder modelar las **curvas de producción** tanto de petróleo como gas no convencional, por el lapso de 20 años, partiendo desde el modelado de los **“Pozos Tipo”**. Esto se realiza utilizando como análogos la experiencia de los realizados en USA y Canadá, en diferentes plays de No Convencionales.*
- *Las **curvas de declinación de los pozos tipo**, son las herramientas (modelos) con que cuenta quien evalúa el desarrollo de los Play de HNC (shales = esquistos).*
- *Las mismas son útiles por la falta de datos (experiencia) y conocimiento real del mecanismo de producción, que se encuentra aún en estudio.*

Desarrollo de Modelos Matemáticos.

- *Dado que no es sencillo pasar de la escala de “nano poros” a extensiones de “km²” que tienen las Rocas madres, y que además presentan variaciones de características geológicas en las tres dimensiones (ancho / largo / profundidad).*
- *Este mecanismo de Proyección es por tanto más útil, por la necesidad de tomar decisiones gubernamentales y empresariales, en épocas muy tempranas, en momentos iniciales al desarrollo de los esquistos .*
- *Sirve para evaluar y definir por un lado reservas esperadas, necesidades de inversiones en capital, infraestructura necesaria para evacuar la producción, diversos impactos (ambiental, industrial, social, económico), regulación regional y legislación nacional requerida, etc.*

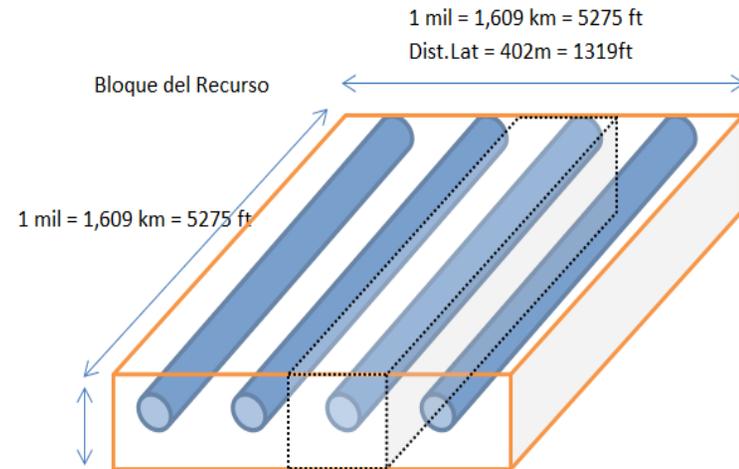
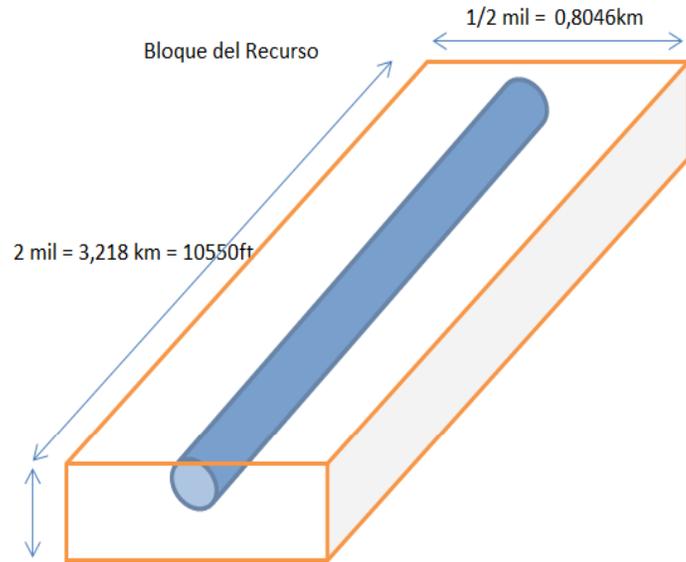
Desarrollo de Modelos Matemáticos.

Factor de Recupero: *Para este estudio se ha considerado que el mismo depende de:*

- **La Roca Madre:** *del GIP, del COT, del gas libre, del gas adsorbido en la materia orgánica, de la fracturabilidad, de las condiciones de presión y temperatura.*
- **Diseño de los Pozos:** *Volumen de roca impacta por el pozo con su diseño (Vertical / Horizontal / largo del lateral), tipos y etapas de estimulación.*
- **Estrategias de desarrollo del campo:** *Los criterios de las operadoras en maximizar el Volumen a extraer (espaciados más ajustados), o maximizar el recupero de la inversión (espaciados más amplios).*

Espaciado de los pozos y recupero del recurso.

ESPACIADO DE LOS POZOS (LATERALES) vs. GIP QUE CADA POZO PUEDE COLECTAR

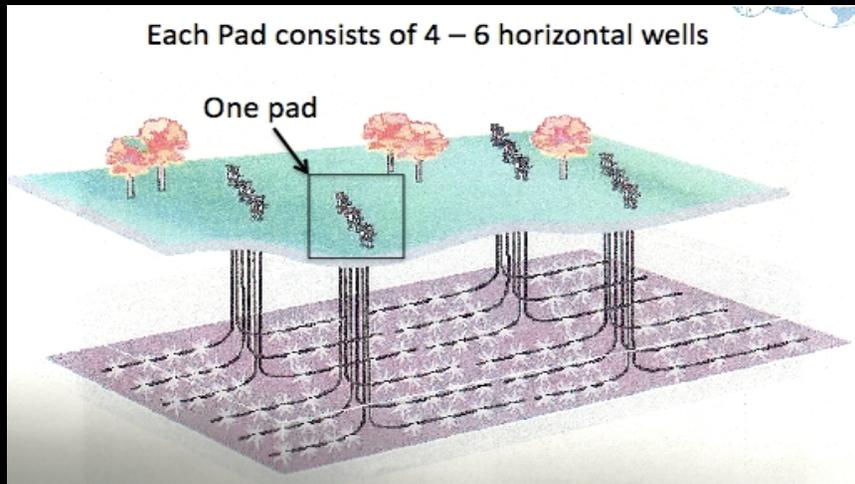


Area [acres]:	640			
Wells:	1			
Espac.[acres]:	640			
Spec.Cont [BCF/mil2]:	91,2	Exploracion		
GIP/Well [BCF/well]:	91,2			
Free Gas RF%:	5%	Experiencia		
Gas Recov.[Bcf/well]:	4,56			
Total Recov.[BCF]:	4,56			
Gas Price [U\$S/Mcf]:	\$ 7,50			
Rev. [MM U\$S]:	\$ 34,20			

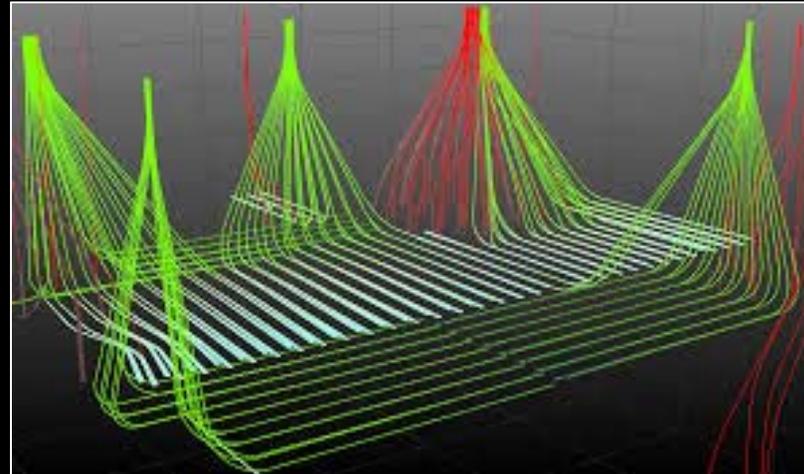
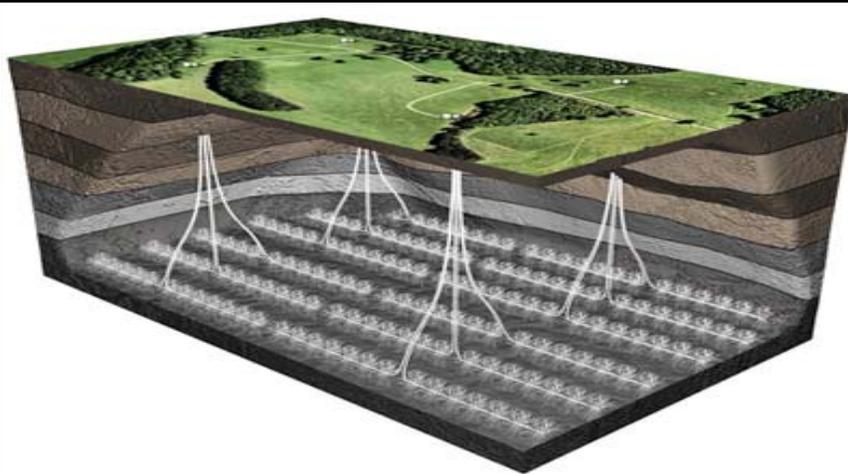
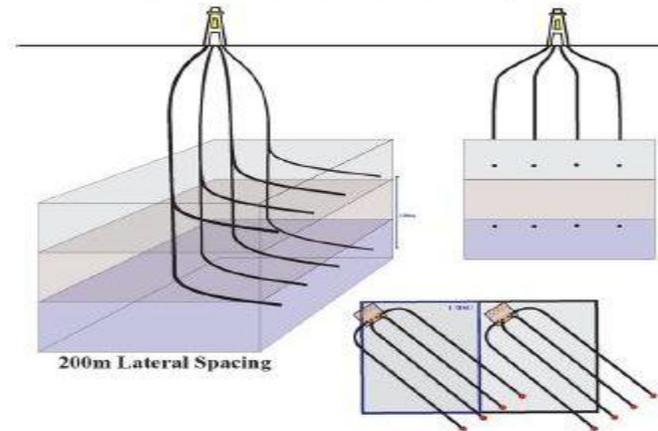
Pozos/Sec.	Espaciado [Ac]	Sep.Lateral [m]	Area [acres]:	640	640	640	
1	640	805	Wells:	2	4	8	
2	320	402	Espac.[acres]:	320	160	80	
4	160	201	Spec.Cont [BCF/mil2]:	91,2	91,2	91,2	Exploracion
8	80	101	GIP/Well [BCF/well]:	45,6	22,8	11,4	
10	64	80	Free Gas RF%:	7,5%	10,0%	30,0%	Experiencia
12	53	67	Gas Recov.[Bcf/well]:	3,42	2,28	3,42	
14	46	57	Total Recov.[BCF]:	6,84	9,12	27,36	
16	40	50	Gas Price [U\$S/Mcf]:	\$ 7,50	\$ 7,50	\$ 7,50	
18	36	45	Rev. [MM U\$S]:	\$ 51,30	\$ 68,40	\$ 205,20	

Ideas para el desarrollo en granja

Each Pad consists of 4 – 6 horizontal wells



Shale Gas Horizontal Development



Vaca Muerta en Desarrollo



Definición de parámetros típicos de los Pozos.

Curvas de declinación: *Son los ladrillos con los que se construye el edificio de cada prospecto de HNC.*

- Del estudio del comportamiento de algún centenar de “**Curvas Reales**” de declinación de los pozos de Shale Oil y Gas, se han podido encontrar “algunas características”, que las hacen aplicables en forma genérica.
- Siempre comparando con las **similitudes y diferencias** de los diferentes shale, de donde provienen.
- También se consideran como así también de las **características constructivas y de estimulación** de los pozos, que suelen variar considerablemente.
- De estas últimas surgen los **costos y** por ende **la viabilidad** de cada proyecto, en las etapas: estudio inicial, crecimiento y modo Factory, declinación y abandono.

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

Curvas ARPS (Analysis of Decline Curves by J.J. ARPS, Member of AIME- Houston Meeting, May 1944).

- **Declinación Exponencial** para $0 \leq b < 1$ (Utilizadas en las proyecciones de producción de Hidrocarburos Convencionales).
- **Declinación Armónica** para $b = 1$
- **Declinación Hiperbólica** para $1 < b < \text{Infinito}$

“Modelos por analogía”

- Como los parámetros, en los pozos reales pueden variar significativamente el comportamiento de cada curva también será diferente.
- La Ecuación general que las representa es la siguiente:

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

- Ecuación de Declinación general.

$$q_i = IP * \frac{1}{(1 + b \cdot Di \cdot t)^{\frac{1}{b}}}$$

- Ecuación de Declinación modificada.

$$q_i = IP * e^{-\beta \cdot t} \frac{1}{(1 + b \cdot Di \cdot t)^{\frac{1}{b}}}$$

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

IP: Producción Inicial (Initial Production), es la producción del primer mes expresado en barriles por mes [BOPMo] o más usualmente en barriles por día [BOPD], y también en [m³/d].

Di: Declinación Inicial (en % /mes o %/año) según sea la unidad de tiempo considerada.

b: Coeficiente de la hipérbola, que define el comportamiento de su curva de declinación.

t: es el tiempo medido en días, meses o años, según sea la unidad de tiempo considerada.

β : Coeficiente de declinación terminal, medido en %/año.

EUR: Estimación de Ultimo Recupero (Estimated Ultimate Recovery). Esta proyección es usual realizarla a 30 años, y es una medida del potencial máximo del pozo.

LE: Límite Económico, es el volumen de producción diario o mensual, cuyo valor económico iguala los costos operativos del pozo. Siempre este valor es medido en “**meses de operación**” y/o “**volumen acumulado**”, y es un valor más realista que el anterior.

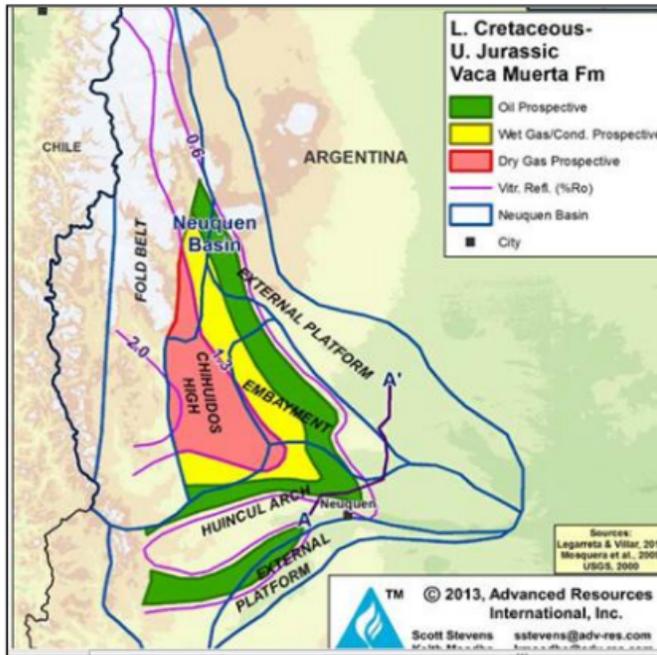
Definición de parámetros típicos de los Pozos.

 Comparación Shale Plays USA con VACA MUERTA					
PLAY	BARNETT	EAGLE FORD	HAYNESVILLE	MARCELLUS	VACA MUERTA
Main State/States	North Central Texas	South Texas	N Louisiana - E Texas	NE US, Pennsylvania	Neuquen/Mendoza
Age	Mississippian	Upper Cretaceous	Jurassic	Devonian	Jurassic/Cretaceous
Depth (ft)	6,500-8,500	11,000-12,000	10,500-13,500	5,000-8,500	6,000-10,000
Sq. Miles	5,000		9,000	95,000	45,000
Gross Thickness (ft)	200-600	100-300	400-800	50-300	300-1500
Net Thickness (ft)	100-400	250	200-350	50-300	130-1300
Richness (TOC)	3.5-8	2-6.5	0.5-4	0.6-12	3-8
Maturity (Vr)	1.1-1.4	1.0-1.27	~ 1.85	0.6-3	0.6-1.5
Window					oil/gas
Mineralogy (% Non-Clay)	45-70	75-85	60-70	55-80	
Quartz (Silica) %					
Calcareous (calcite) %					
Bottom Hole Temperature (°F)	200		310	100-150	130-180
Presssure Gradient (psi/ft)	0.53	0.43-0.65	0.92	0.45-0.6	
Average Porosity (%)	4-6	3-14	8-15	5-6	5
Water Saturation (%)	25-35	15	15-20	12-35	10-50
Gas Content	30-80				
Gas in Place (BCF/Section)	50-200	180-223	150-250	20-100	
Recovery Factor (%)	20-35		25-30		
Technical Rec Gas (Scotia) (TCF)	44		251	262	
Drlg/Comp Cost (\$MM)	3	4.5	7-8	3-4	
Average EUR /Hor Well (BCF)	3	5.5	4.5-8.5	3.5-4	
Mudlog Shows while drilling	Yes	Excellent	Yes		Yes

Tomado de la presentación :Key Attributes and Processes for Successful Assessment and Development of Shale Play Reserves por Alberto Mezzatesta realizada en XVIII Congreso Geológico Argentino (Mayo 2-6, 2011) Neuquén, Argentina

EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil EIA 2013 Energy Conference

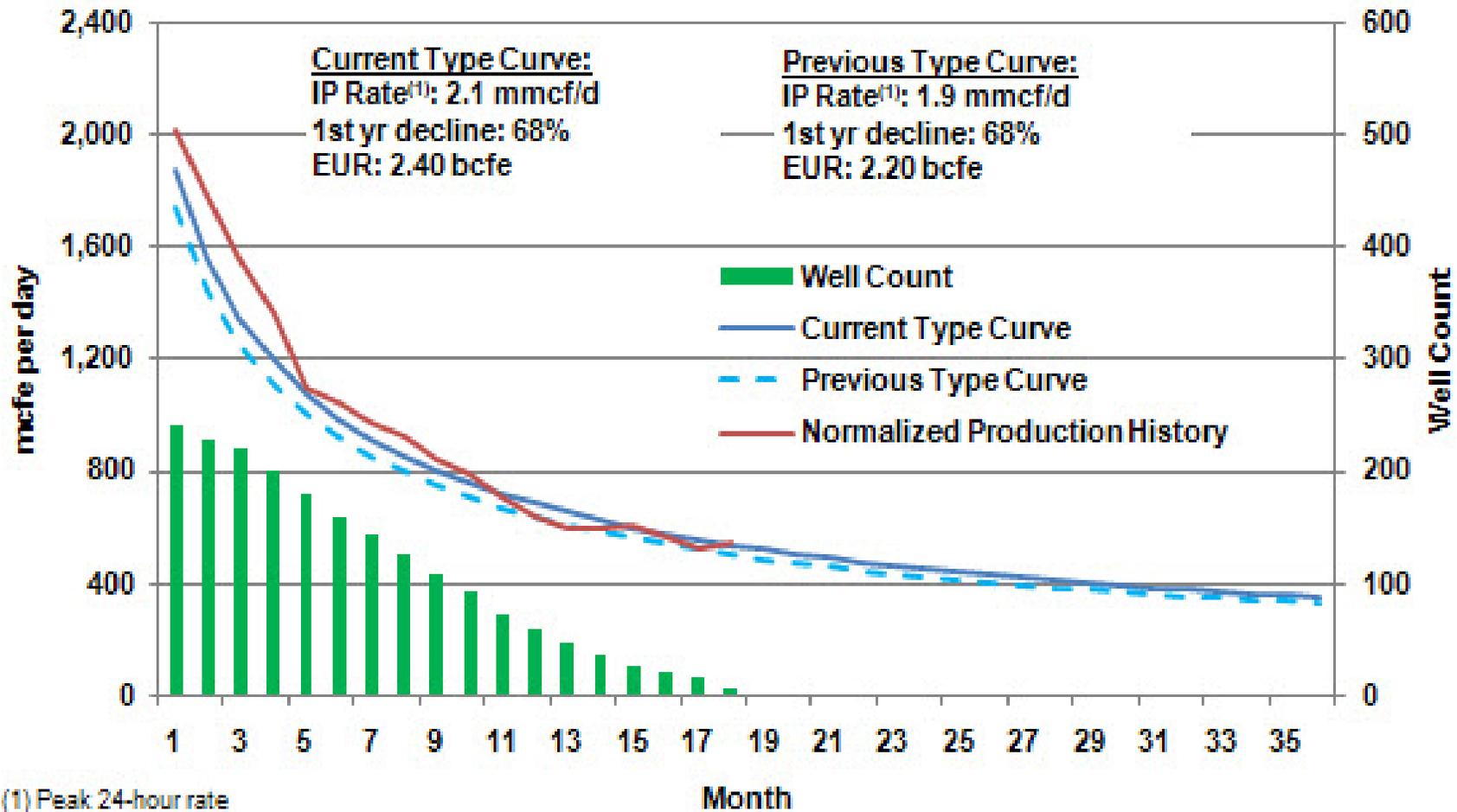
Prospective area of Vaca Muerta Fm: estimated 308 Tcf of dry, wet, associated shale gas resources (TRR).



Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)		
	Shale Formation		Vaca Muerta		
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500
		Net	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		23.0	91.2	193.5

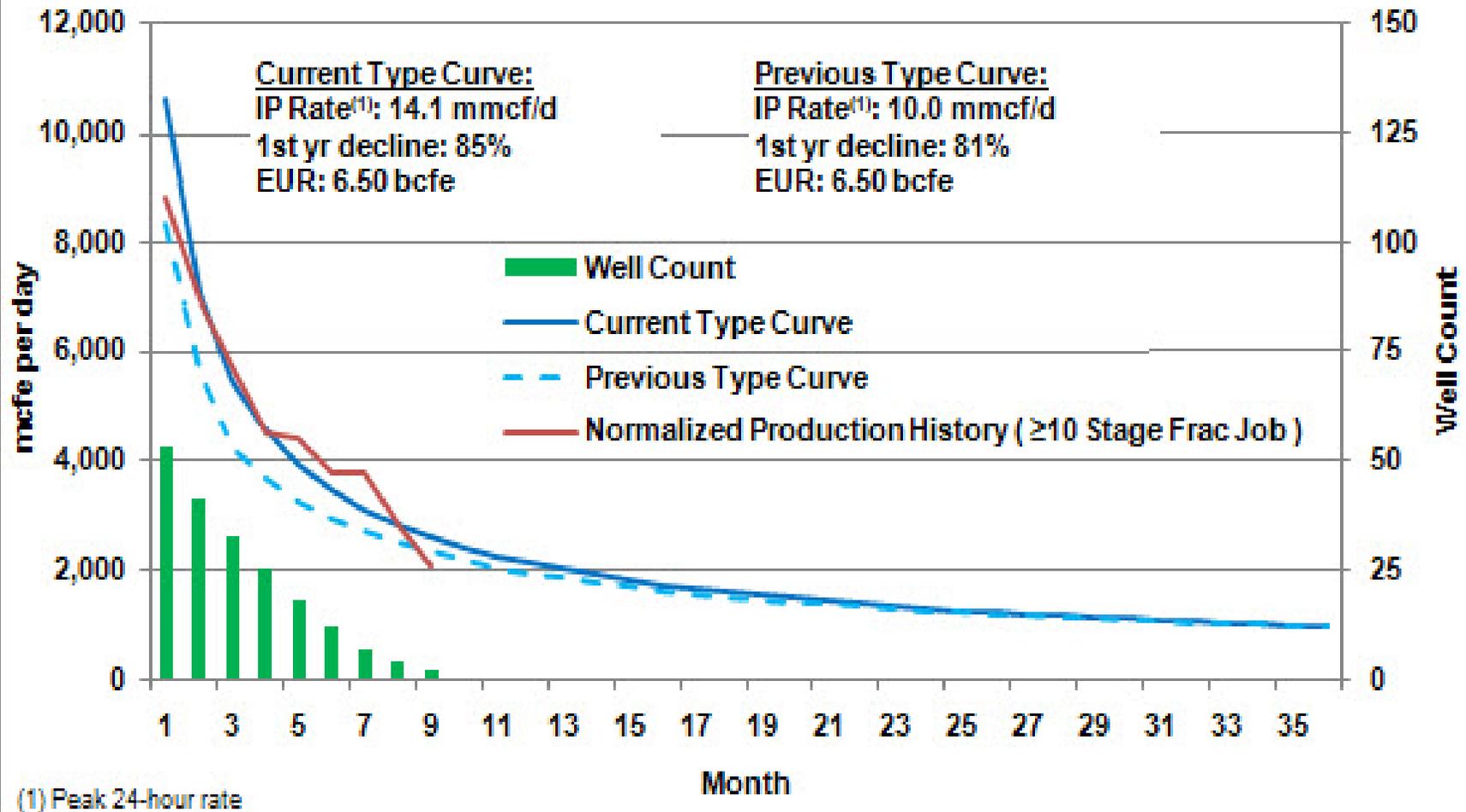
Fayetteville – Curva Tipo

Fayetteville Type Curve and Normalized Production History

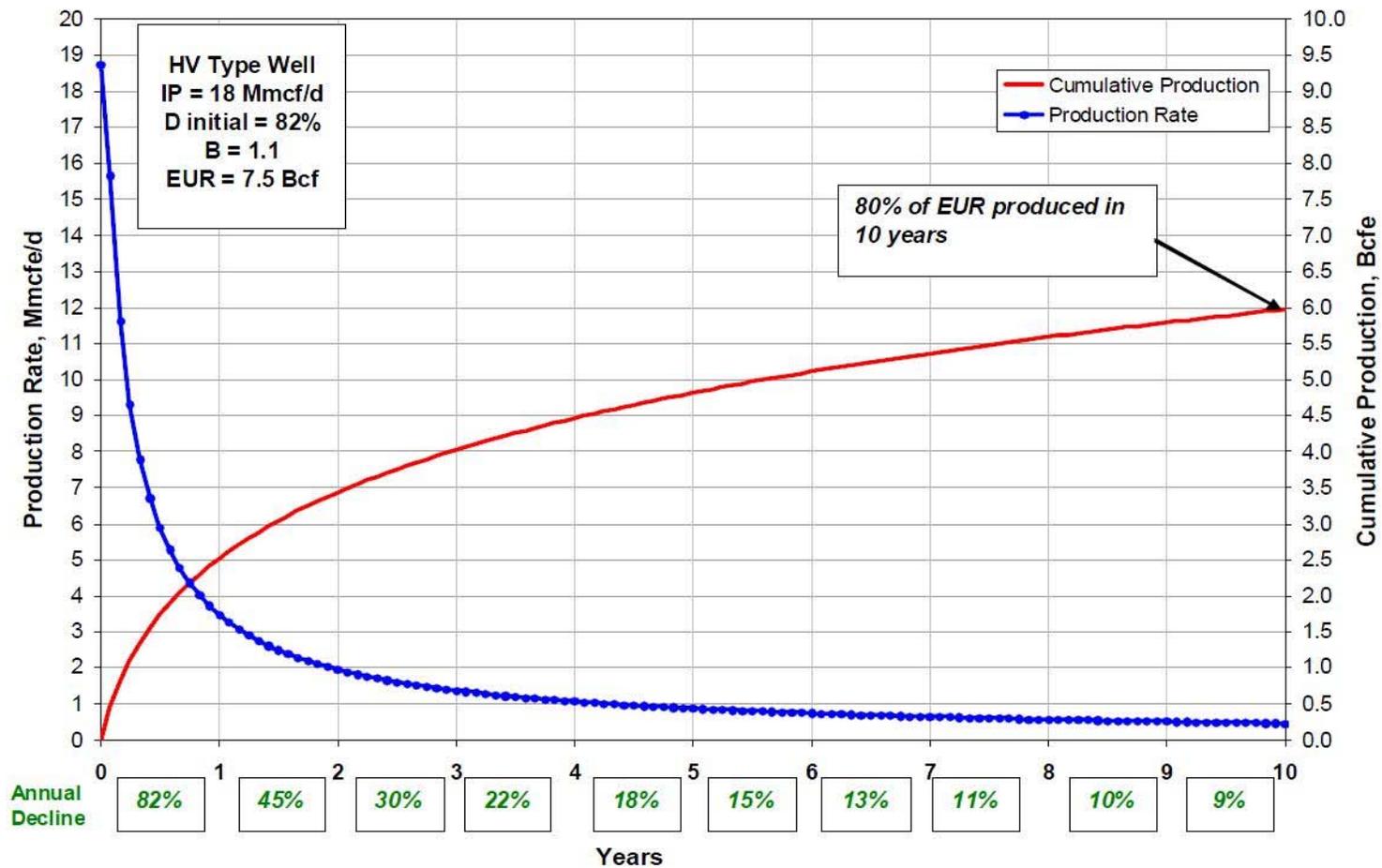


Haynesville – Curva Tipo

Haynesville Type Curve and Normalized Production History



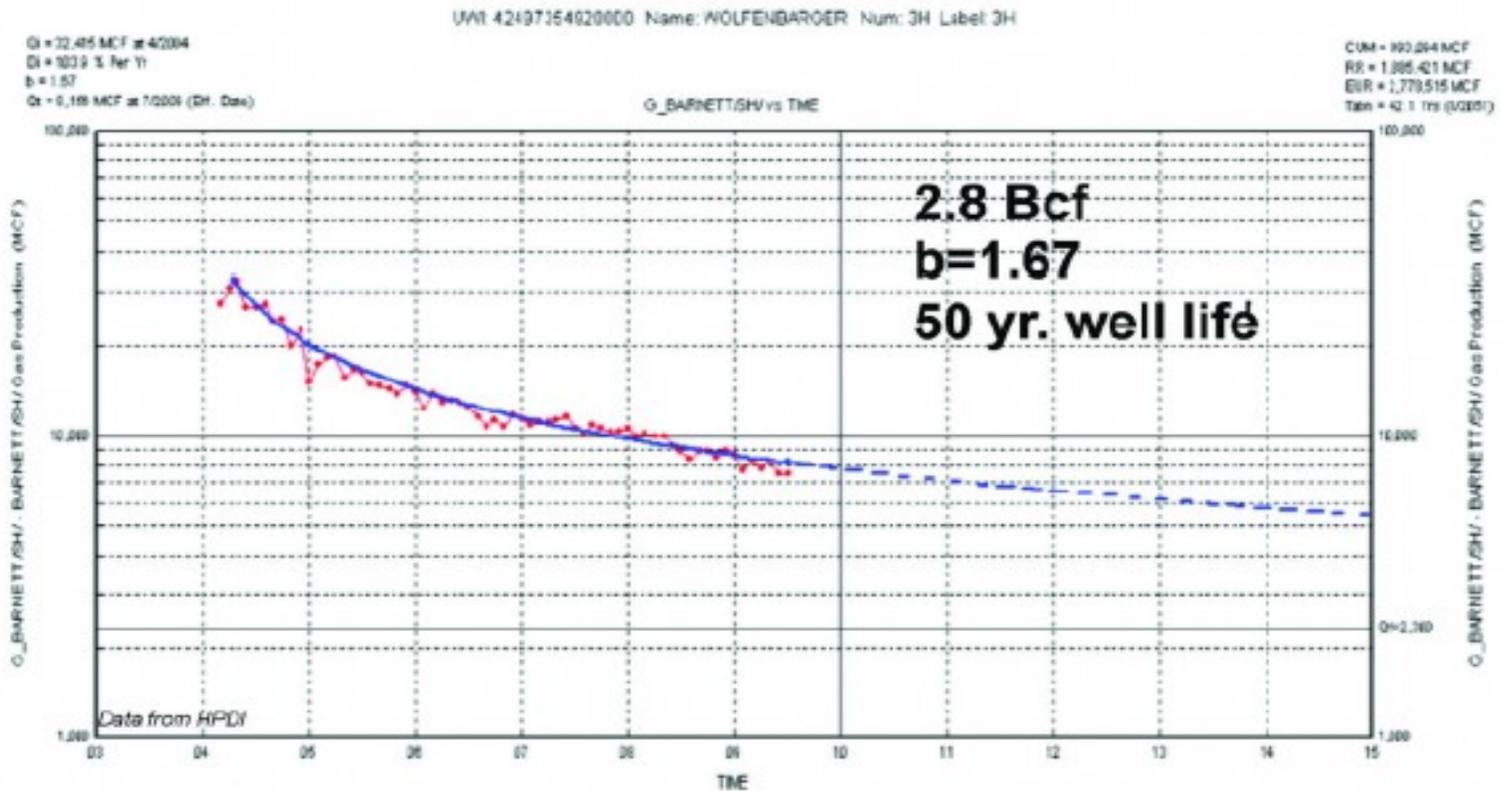
Current Haynesville Shale Type Curve



*Petrohawk's estimated type curve for wells produced typically on a 24/64" choke

Barnett – Gas shale well

Exhibit 2 – Example of Barnett Shale Well with Hyperbolic Decline



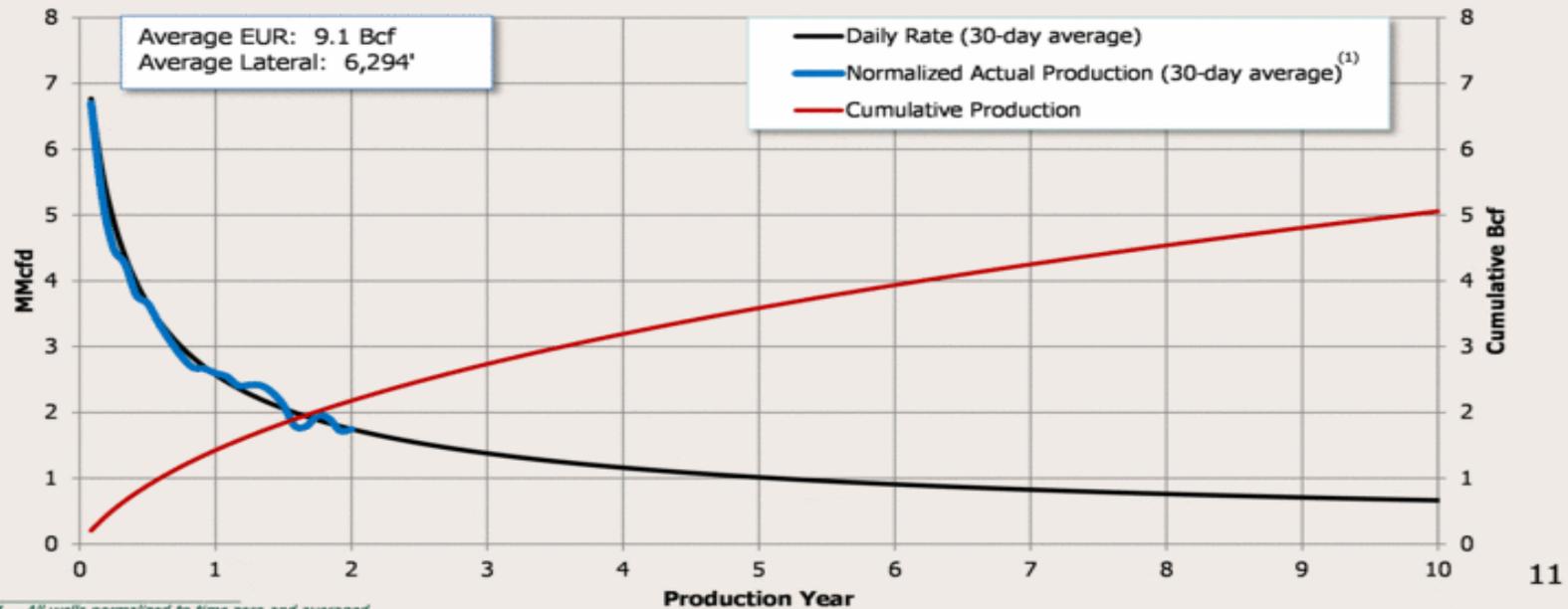
Marcellus - Curva Tipo



Antero Marcellus Type Curve

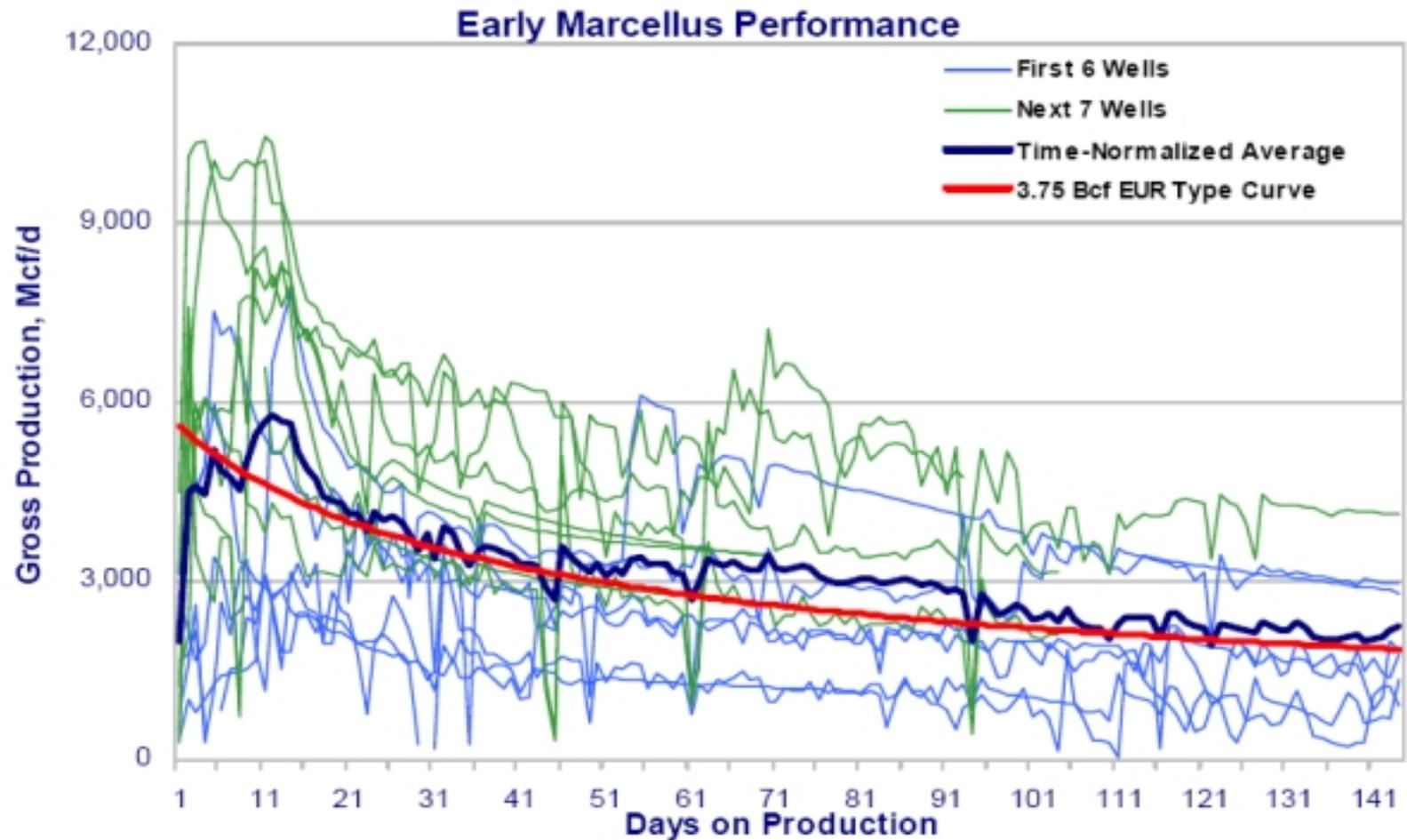
- Antero has up to two years of production history to support its Marcellus type curve as demonstrated by the graph and table below

	24-hour peak	30-day avg. rate	60-day avg. rate	90-day avg. rate	180-day avg. rate	365-day avg. rate	545-day avg. rate
MMcfd	13.1	7.0	6.2	5.6	4.4	3.4	3.0
# of wells	60	55	53	51	37	20	10



1. All wells normalized to time zero and averaged.

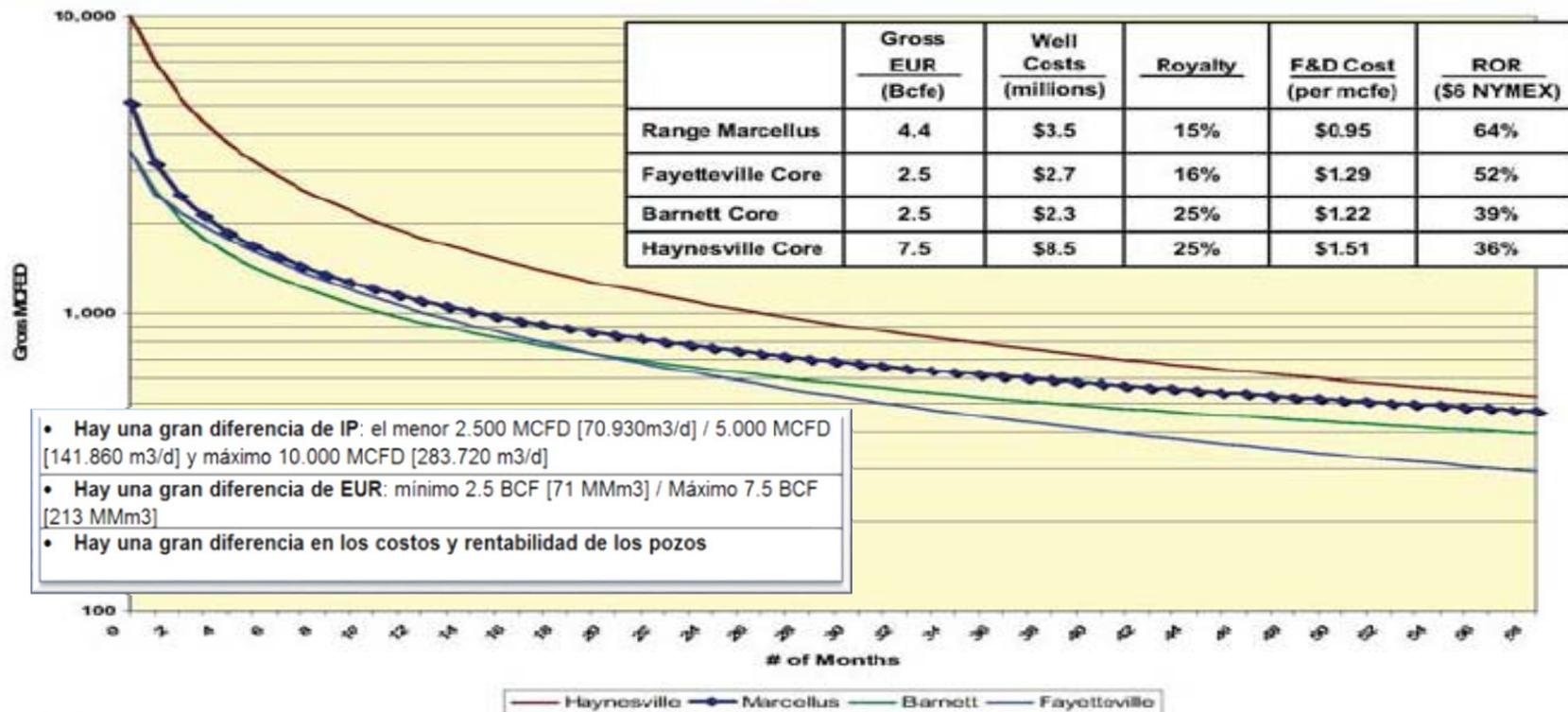
Marcellus pozo promedio (Inicial)



Definición de parámetros típicos de los Pozos.



Shale Play Comparison

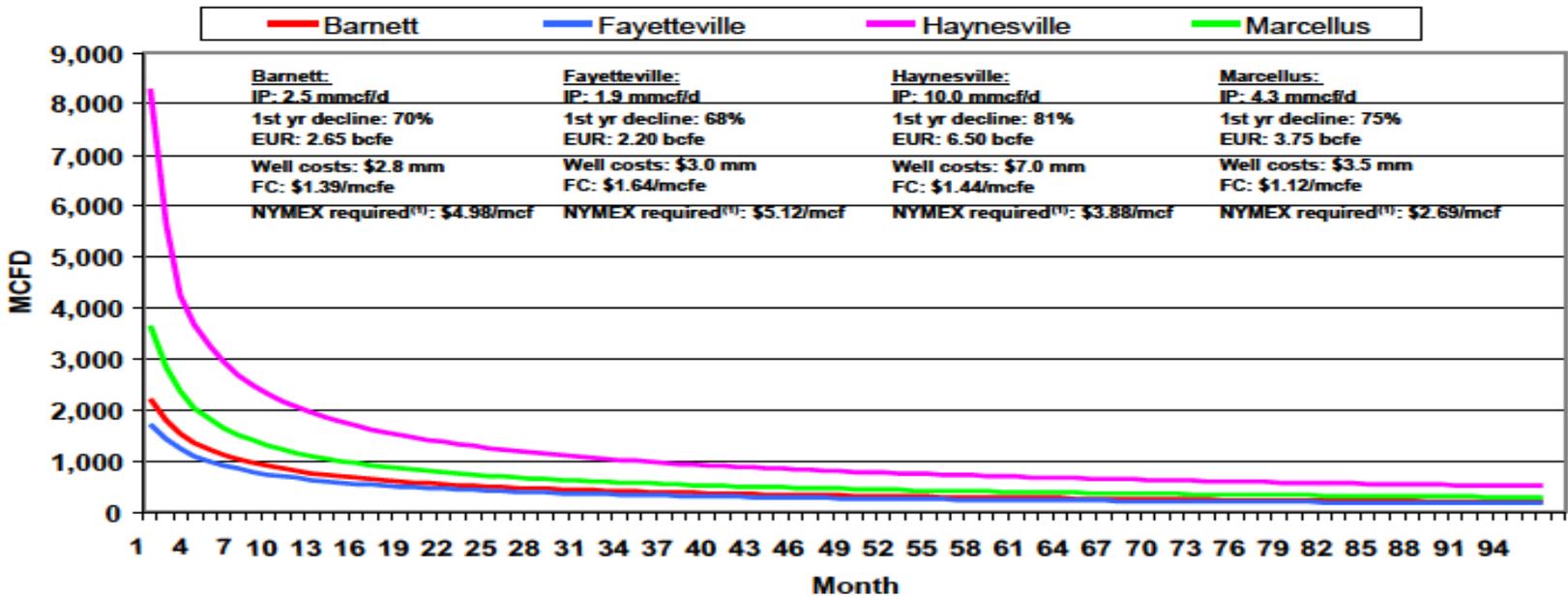


- Type curves for Barnett, Fayetteville and Haynesville based on public production information
- Zero time curve for Marcellus based on production results from 24 Range wells only

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

2008 Investor and Analyst Meeting

Major Shale Type Curves



21



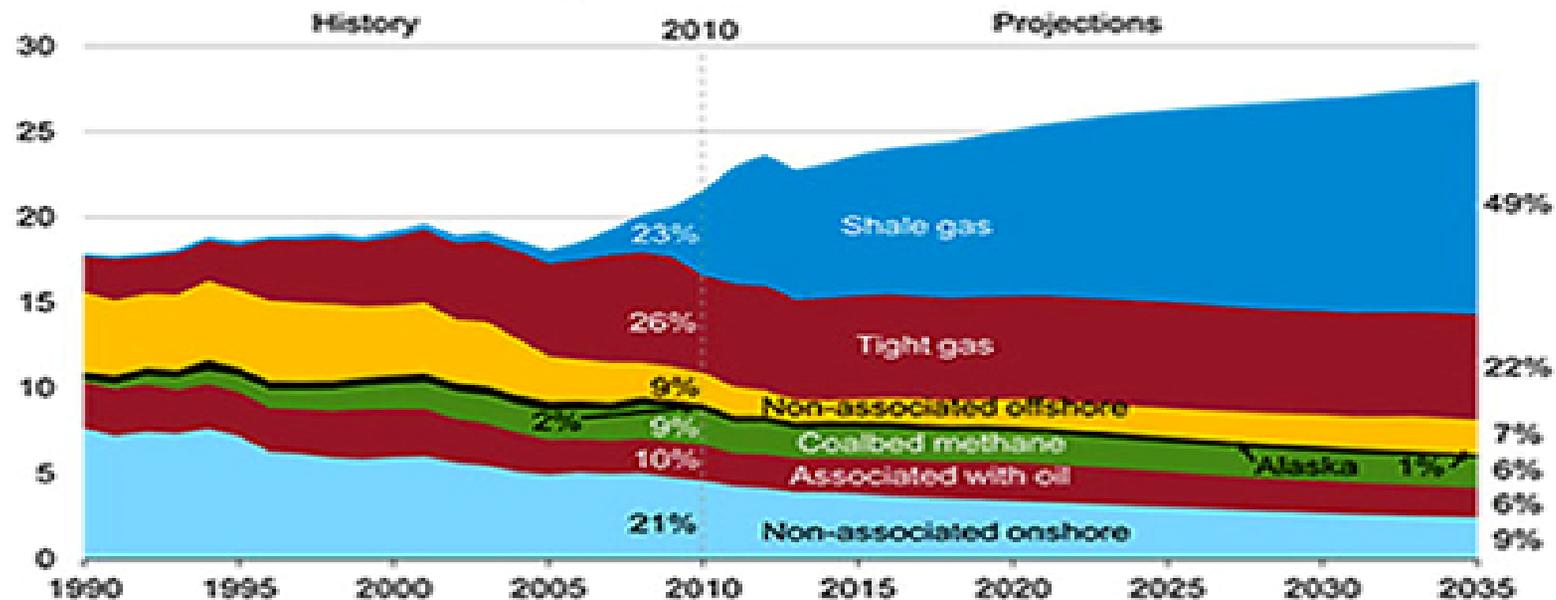
Pre-leasehold pro forma finding costs range from \$1.12-\$1.64/mcfe

(1) NYMEX natural gas price required to generate a pre-tax 10% rate of return
 * Risk disclosure regarding unproved reserve estimates appears on page ii of the meeting presentation package

Proyección de Shale Gas en USA

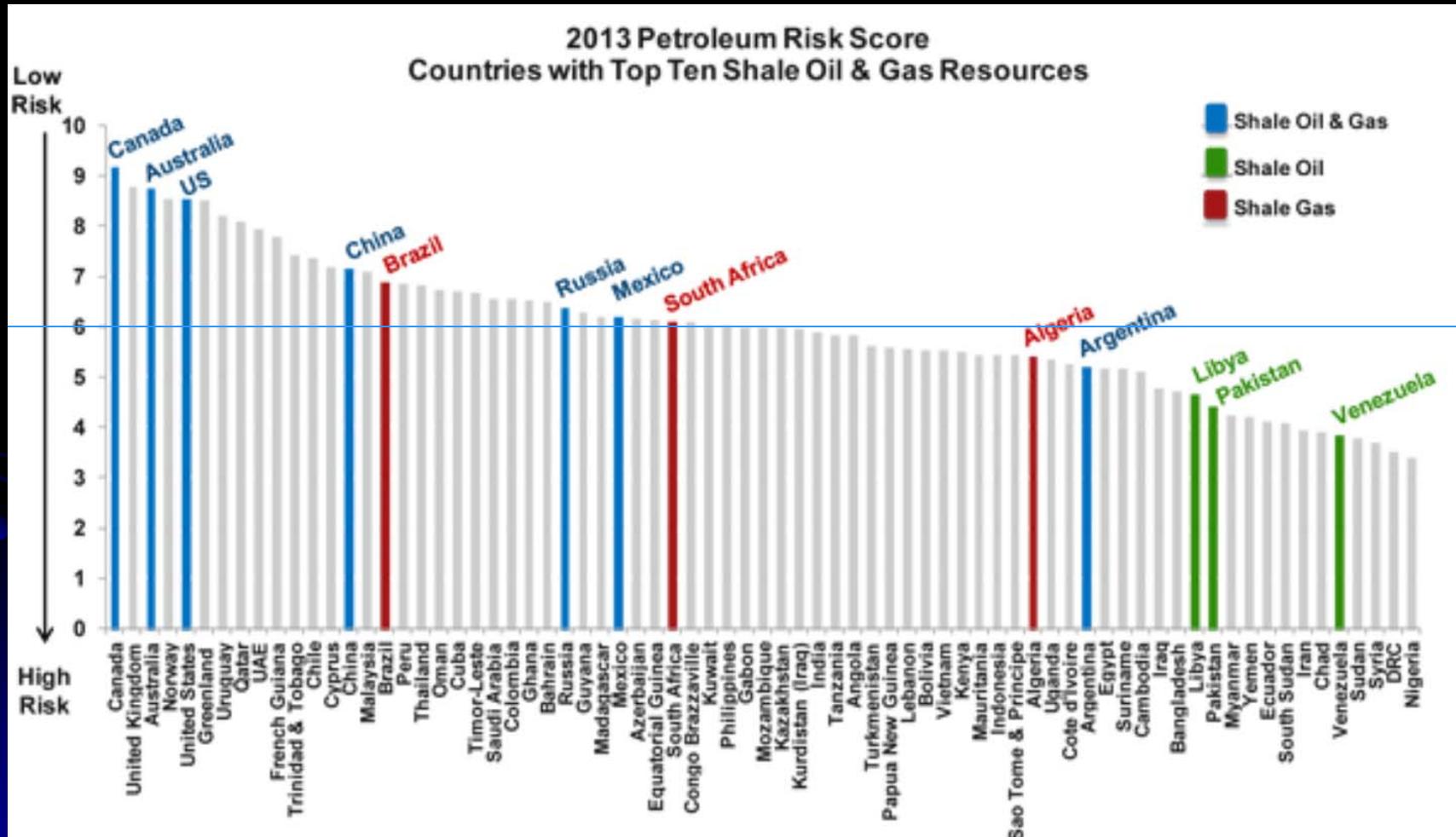
U.S. Natural Gas Production 1990-2035

trillion cubic feet per year



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012* (June 2012).

IHS-PFC-Energy-3-Top-Ten-Shale-Countries-A-View-of-Above-Ground-Risk

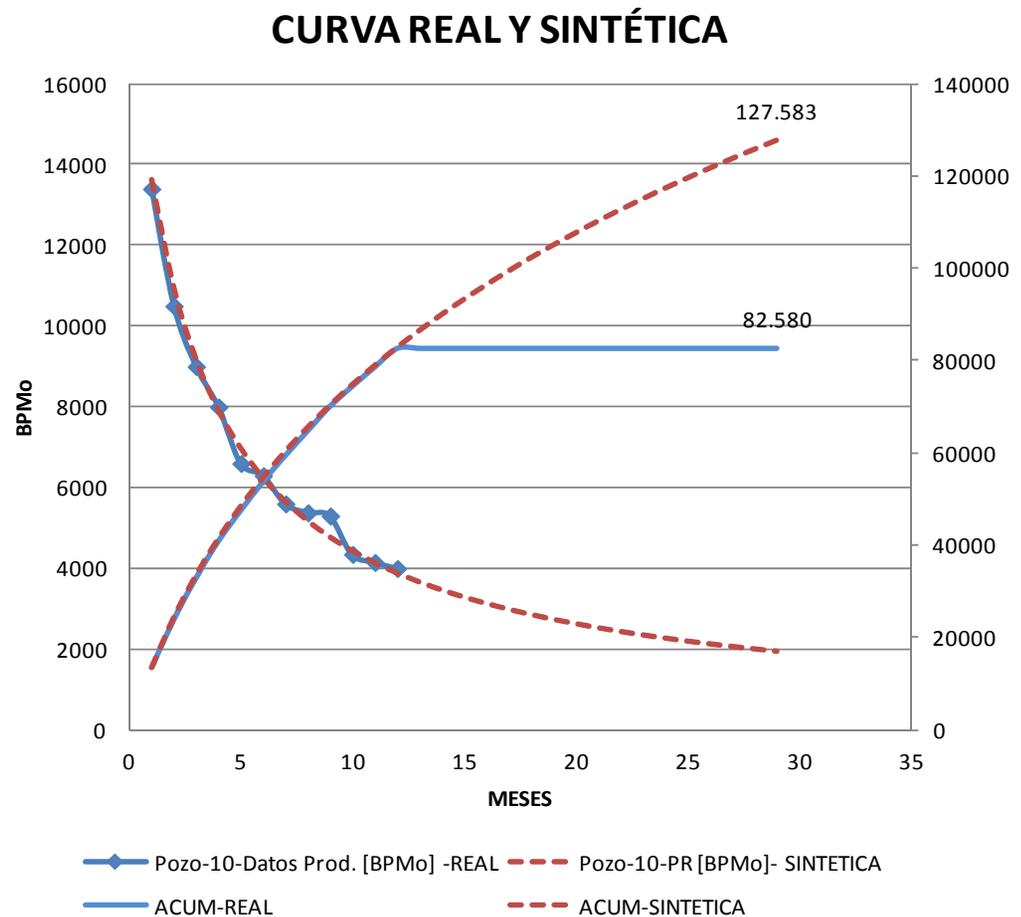


Curvas Hiperbólicas sintetizadas.

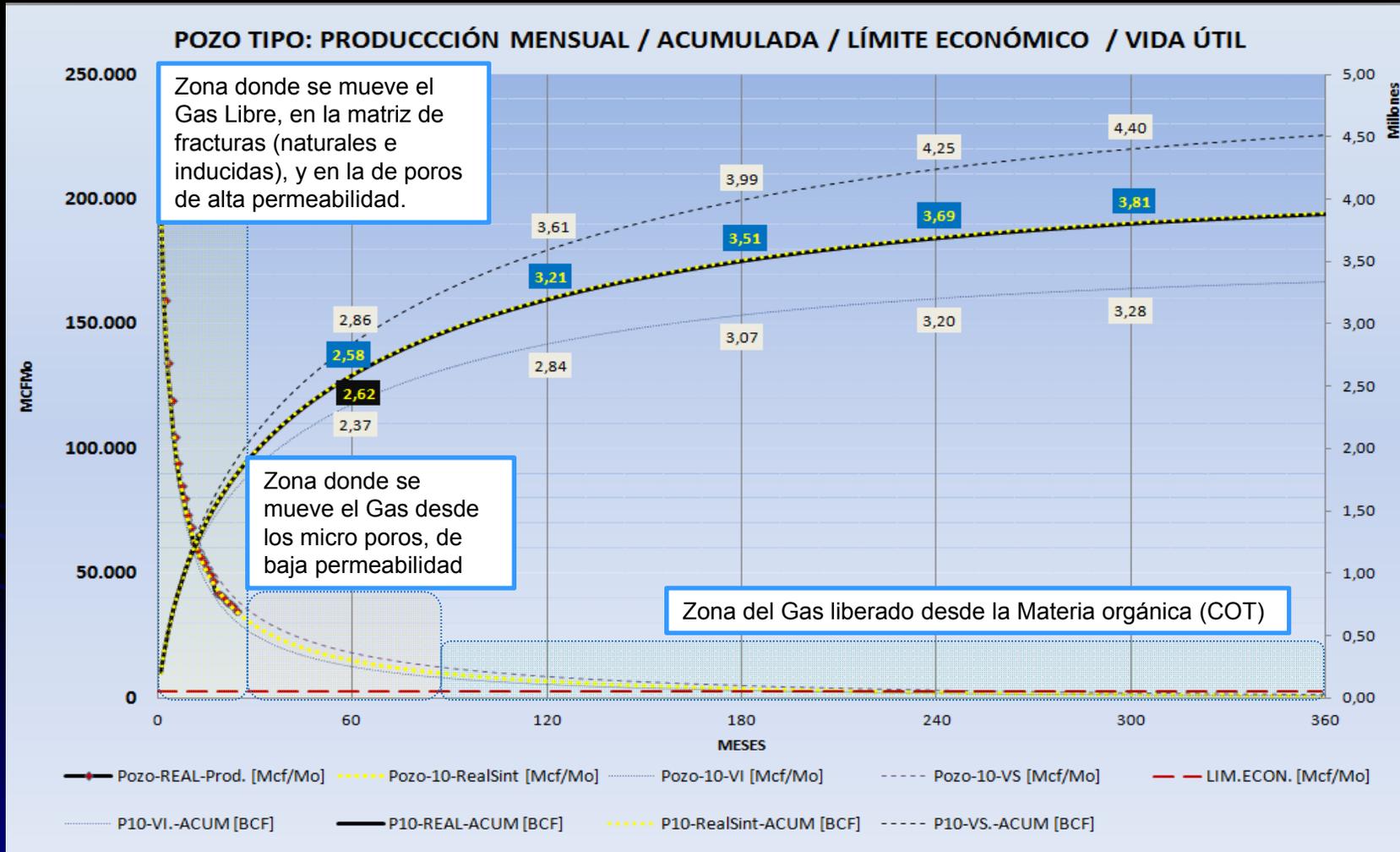
- Partiendo de los datos de producción reales mes a mes, es posible hacer una regresión matemática hasta ajustar los valores sintéticos a los reales, y así poder determinar cuáles son los parámetros de la curva tipo que representara el pozo en cuestión y finalmente poder determinar su EUR_{30Y} , su Limite Económico, su vida útil etc.
- Mientras más meses “reales” se agregan al modelo más realista será al curva tipo a determinar.
- La curva que representa al pozo se “prolonga” con una hiperbólica corregida, cuyos parámetros se ajustan hasta hacer coincidir la producción acumulada real con la proyectada al momento del cálculo. Este método se muestra en la figura adjunta.

Curvas Hiperbólicas sintetizadas

		Metodo:	DETERMINISTICO
		IP:	447
		Di%:	25,0%
		b:	1,13
		Beta:	0,0%
DATOS			
mes	Pozo-10-Datos Prod. [BPMo] - REAL	Pozo-10-PR [BPMo]- SINTETICA	
0			
1	13.400	13.606	
2	10.500	10.915	
3	9.000	9.150	
4	8.000	7.898	
5	6.600	6.962	
6	6.300	6.234	
7	5.600	5.650	
8	5.380	5.172	
9	5.300	4.772	
10	4.350	4.433	
11	4.150	4.141	
12	4.000	3.887	
13		3.664	
14		3.467	
15		3.291	
16		3.132	
17		2.990	
18		2.880	
19		2.742	
20		2.633	
21		2.534	
22		2.442	
23		2.357	
24		2.278	

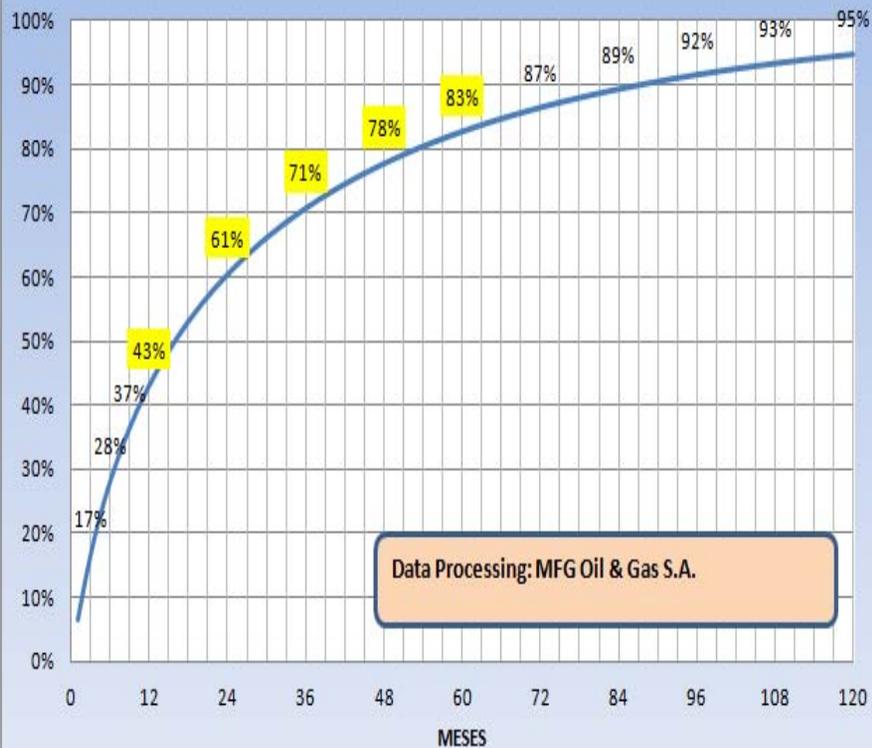


Curva sintética partiendo de datos reales.

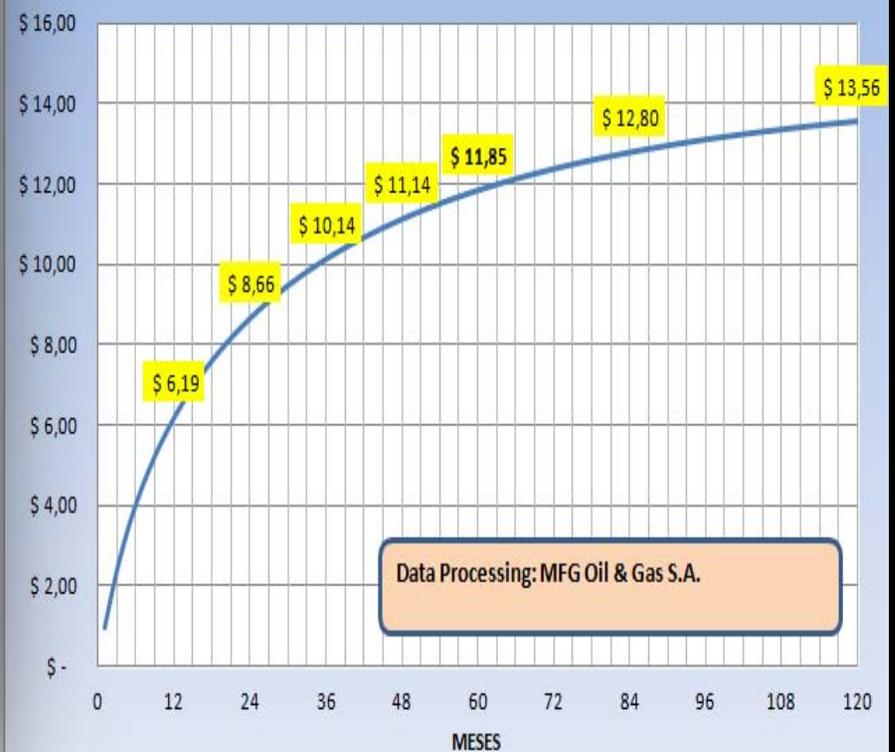


Curvas “acumuladas” [%EUR] y [MM u\$s].

CASH FLOW de PRODUCCIÓN de GAS DESCONTADO [%]
 [REGALIAS: 12% / TASA: 10%] Precio: 7,5 [u\$s/MMBtu]
 {OPEX: 15.000 u\$s/Mo IMP.GAN.=0}



CASH FLOW de PRODUCCIÓN de GAS, DESCONTADO [MM u\$s]
 [REGALIAS: 12% / TASA: 10%] Precio: 7,5 [u\$s/MMBtu]
 {OPEX: 15.000 u\$s/Mo IMP.GAN.=0}



IP de los Pozos considerados en el estudio - GAS

POZO TIPO	IP [Mscf/d]	[m3/d]
○ Barnett	2.500	70.932
○ Fayetteville	1.900	53.908
○ Haynesville	10.000	283.726
○ Marcellus	4.300	122.002

Para Vaca Muerta se asumen los siguientes valores:

P90	2.550	72.350
P50	3.500	99.304
P10	4.000	113.491

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

- Parámetros utilizados para Shale Gas

	REGALIAS:	12,0%		
	TASA DESC.:	10,0%		
	Precio Gas [U\$S/MMBtu]	\$ 7,50		
	OPEX [U\$S/mo]	\$ 21.500		
	Shale Gas	P90	P50	P10
	IP [Mcf/d]:	2.550	3.500	4.000
	IP [m3/d]:	72.350	99.304	113.491
	Di%:	92%	92%	92%
	b:	1,91	1,91	1,91
	Beta:	2,0%	2,0%	2,0%
	Shale Gas	P90	P50	P10
	EUR ₃₆₀ [BCF]:	1,38	2,1	2,50
	LEvol [BCF]:	1,03	1,55	2,50
	LEvol [MMm3]:	29	44	71
	LE [meses]:	269	265	360
	LE [m3/d]:	2.710	2.710	2.710
	VA[MM u\$S]:	\$ 7,73	\$ 11,59	\$ 18,75
	EUR/IP:	541	600	625

- Nota: Valores utilizados en los cálculos (2013).

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

- Parámetros utilizados para Shale Oil

	REGALIAS:	12,0%		
	TASA DESC.:	10,0%		
	Precio Oil [U\$S/BI]	\$ 75		
	OPEX [U\$S/mo]	\$ 19.500		
	Shale Oil	P90	P50	P10
	IP [BPD]:	200	300	400
	IP [m3/d]:	32	48	64
	Di%:	26%	26%	26%
	b:	1,6	1,6	1,6
	Beta:	10%	10%	10%
	Shale Oil	P90	P50	P10
	EUR ₃₆₀ [MBIs]:	172	260	350
	LEvol [MBIs]:	126	157	230
	LEvol [Mm3]:	20	25	37
	LE [meses]:	115	145	168
	LE [m3/d]:	1,04	1,04	1,04
	VA[MM u\$S]:	\$ 4,67	\$ 7,61	\$ 10,71
	EUR/IP:	860	867	875

- Nota: Valores utilizados en los cálculos (2013).

Definición de parámetros típicos de los Pozos.

Curva de aprendizaje: Este factor es de suma importancia ya que nos dirá cuán rápido se logran reducir los costos netos por “**pozos productivo**”. Al comienzo se perforarán pozos No productivos, algunos de baja producción y otros de buena producción. Asimismo los servicios contratados deberán ir bajando sus precios por las contrataciones de mayores cantidades y contratos de largo plazo.

Finalmente el costo de los Pozos Productivos Promedio, deberá bajar como mínimo un 20% a 25% en los próximos 5 años, lográndose las eficiencias que permitan acelerar el desarrollo de más “**Celdas de Producción**”. En forma genérica el **APRENDIZAJE** mide por los siguientes parámetros:

Mejora de la Eficiencia mediante el Aprendizaje

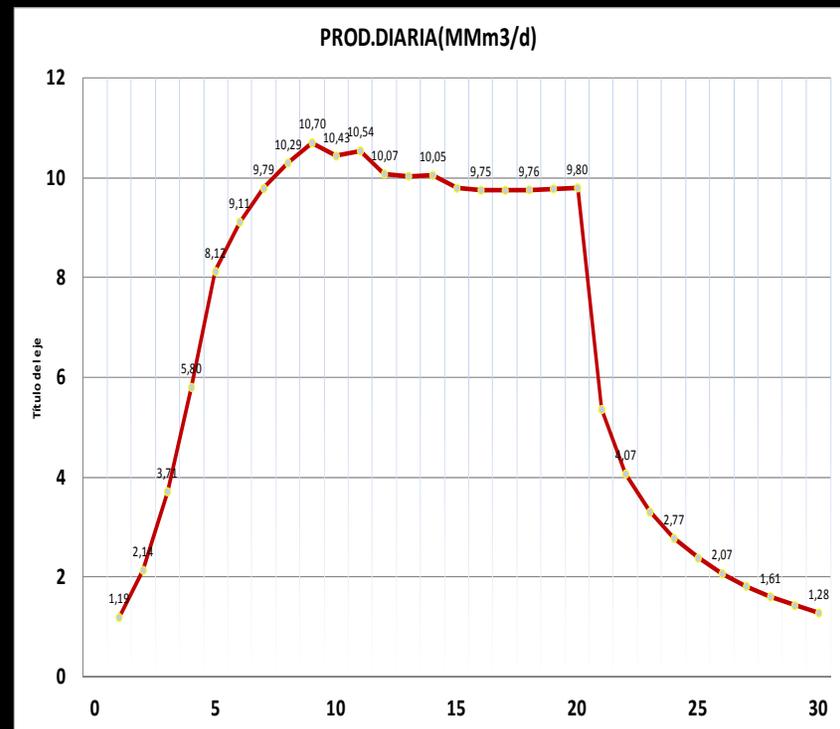
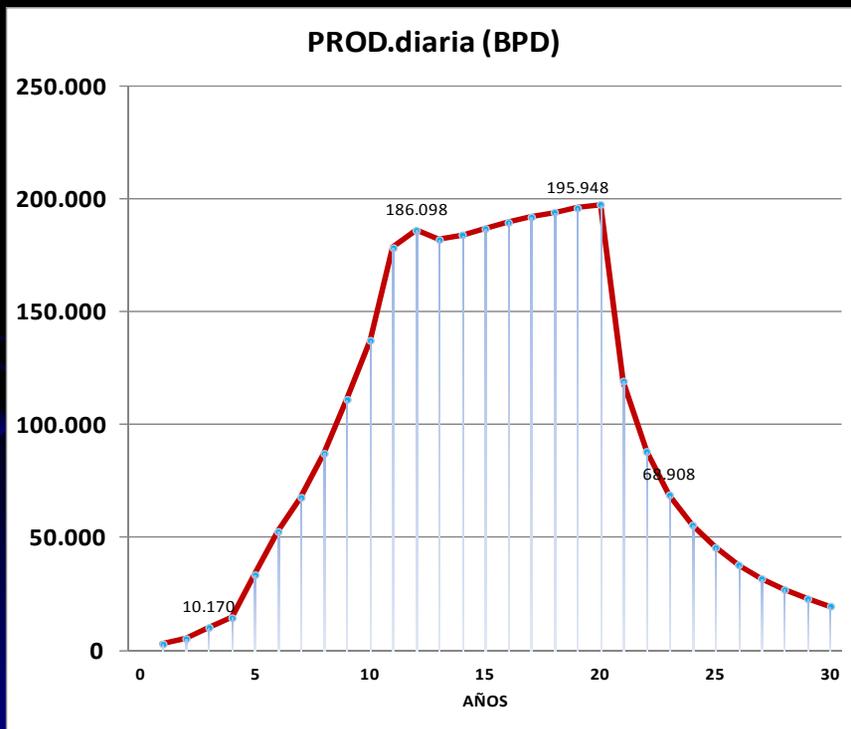
1. **Incremento del IP** de los Pozos año tras año.
2. **Disminución** de la cantidad de Pozos No Productivos o poco productivos.
3. **Pozos en granja**: Esta disposición disminuye los costos de movilización y la logística de materiales.
4. **Disminución** de los costos de Perforación y Estimulación.
5. **Mayor precisión** en encontrar los “**Sweet Spots**”, e incorporación de áreas más productivas año tras año, para incrementar las Reservas de HNC.

Metodología Probabilística: Simulación de Montecarlo

- **MODELADO DE LAS CURVAS DE PRODUCCIÓN A VEINTE AÑOS**
- **INTRODUCCIÓN:** Se debe partir de las curvas de Producción Histórica y las de consumo proyectado a veinte años. Además se debe seleccionar el método a utilizar de todos los disponibles hoy:
 - El prospecto se asimila al perfil de producción del pozo tipo.
 - El método McCray, para cualquier perfil de producción.
 - El prospecto tiene tres etapas, de crecimiento, de desarrollo y declinación.
 - **El de superposición de curvas:** el prospecto toma las características diseñadas por el evaluador: Tiene una etapa piloto, una de crecimiento, una de desarrollo estable y por último la declinación / abandono.
- Aquí utilizaremos el de superposición de las curvas de pozos, debido a las características fuertemente declinantes de los pozos de shale, Esto a su vez nos permite modelar la curva a voluntad para los diferentes escenarios elegidos.

Metodología Probabilística: Simulación de Montecarlo

MODELADO DE LA CURVA DE PRODUCCIÓN DE SHALE OIL Y SHALE GAS A VEINTE AÑOS. Se observa la fuerte dependencia de la continuidad en la perforación. Si se deja de perforar se cae abruptamente la producción del shale.



Definición y parametrización de las “Celdas de Producción”.

Estas unidades de producción estratégicas permiten el desarrollo de los recursos no convencionales de manera más racional y así obtener un mejor (más eficiente y eficaz) recupero de la cantidades de HNC acumuladas en las rocas madres.

- **Conocimientos Geológicos:** Extensión / Facies / COT% / Ro% / HI
- **Conocimiento Petrofísicos:** composición mineral y facilidad para ser fracturada
- **Conocimiento Tecnológicos:** equipamientos y herramientas destinadas a la construcción de los pozos, sean estos Verticales u Horizontales
- **Recursos Logísticos:** para poder realizar todos los movimientos del Equipamiento y materiales, rutas caminos, vías férreas etc.
- **Disponibilidad y Gestión del Agua:** Aguas subterráneas, Lagos y ríos. flow back, Tratamientos y disposición.
- **Factor de recupero:** Es el porcentaje de hidrocarburo recuperado.
- **Recursos Humanos directos y de apoyo:**
- **Recursos Financieros:** **Necesidad de capital año tras año en cantidad y con continuidad para evitar los paros y arranques del proceso de desarrollo, por los enormes costos asociados a las ineficiencias.**

ESCENARIOS PARA SHALE OIL

ESCENARIOS PARA SHALE GAS

LOS IMPACTOS DE SU DESARROLLO

12-Noviembre 2015

MFG Oil & Gas S.A.

47

Los Impactos de su desarrollo.

- **Medio ambiente:** Uso y manejo responsable del agua fresca utilizada para la construcción y estimulación de los pozos, y del agua de Flow Back y de producción. Tratamiento y/o disposición en pozos sumideros.
- **Infraestructura:** En los próximos 20 años se requerirá duplicar la actual afectada a la producción de HC (Rutas, vías férreas, gasoductos, oleoductos, capacidad de refinación, caminos, plantas de tratamientos etc.).
- **Industria metalmecánica:** Sustitución gradual del equipamiento importado para la construcción y producción de los pozos.
- **Social:** En el modo Factory habrá necesidad de un gran número de personas directamente afectadas y otro tanto en forma indirecta. Lo que requerirá casas habitación, escuelas, hospitales, supermercados, caminos, servicios básicos etc.

Los Impactos de su desarrollo.

Recursos Humanos directos: Se requerirá personal capacitados y especializados para las diversas áreas de actividad técnica.

- Operación de Equipos (Drilling, Estimulación, Completación)
- Ingeniería y Construcción (Ductos, Plantas de tratamiento, caminos etc.)
- Especialistas en Geociencias (Geólogos, Geofísicos, Petrofísicos, analistas de logging), Reservorios, y Producción.
- Operación y Mantenimiento.
- Supervisión de Servicios a Pozos.
- Administración
- Tierra y Permisos
- Manejo del Agua
- Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Calidad.
- Área Comercial
- Compras y Contrataciones
- Otras areas de actividad.

Los Impactos de su desarrollo.

- **Recursos Humanos indirectos:** Se requerirá personal para diversos servicios contratables:
 - **Empresas de Servicios Directos al Pozo:** Drilling / Estimulación / Terminación / Producción.
 - **Servicios Contratados:** de Transporte Materiales, de Construcción y Contratistas de otros servicios .
 - **HSMAC** (auditorías externas)
 - **Asesoría legal y regulatoria**
 - **Comunicación Social.**
- **Requerimientos de Capital:** El desarrollo de este proyecto requerida por varios años un fuerte aporte, en forma ininterrumpida de capital en cantidades importantes. Varios miles de millones de dólares anuales.

Los Impactos de su desarrollo.

- **Marco Legal y Regulatorio:** No es suficiente el marco existente para cubrir las necesidades de este mega proyecto. El nuevo deberá contemplar desde la “**seguridad jurídica**” para los inversores, hasta el “**ciclo de vida del pozo**”. Debemos ser capaces de atraerlos generando las condiciones y/o incentivos que hagan atractiva la participación de este mega proyecto. Este deberá ser dinámico pero seguro a la hora de “**evitar costos incensarios**” y “**riesgos inaceptables**”. La Gestión por “**permisos**” parece ser la más adecuada.
- **Valor Agregado a la Economía:** Nacional y Regional direccionado y conducido armónicamente agregará valor por varias veces el capital invertido, generando y derramando riquezas, en forma de Empleos, Impuestos, Regalías, y Ganancias para los operadores. Asimismo producirá una “**importante reducción (ahorro)**” de divisas por sustitución de importaciones de energía.

CONSIDERACIONES IMPORTANTES

12-Noviembre 2015

MFG Oil & Gas S.A.

52

Consideraciones Importantes

- Este tipo de proyectos son de **muy largo plazo (30 o más años)**.
- En estos desarrollos se pueden visualizar cuatro fases: **Exploración, Evaluación, Desarrollo (factory mode), Salida del negocio (Abandono)**.
- Requieren gran cantidad de **Capital fresco**, en forma continua y segura.
- Curva de aprendizaje (búsqueda de los Sweet Spots, mejores prácticas en D&C, etc.) debe **sostenerse económicamente**, aunque en los comienzos sean con resultados pobres.

Consideraciones Importantes

- Dentro de los mayores costos iniciales están el de **Perforación, Estimulación, Infraestructura, disponibilidad de gente calificada.**
- La innovación tecnológica es el driver de mayor eficiencia en costos de D&C.
- El NPV en el largo plazo depende fundamentalmente de la flexibilidad en los **costos (D&C) y precio del producto (precios regulados, volatilidad?).**
- La incorporación de nuevas reservas (en hidrocarburos diseminados) se debe basar en **criterios tecnológicos, experiencia local y metodología estadística / probabilística** que justifiquen el potencial económico de recurso a incorporar.

Reservas y los Peces !!!! (anónimo)

Reservas Probadas desarrolladas y en Producción

- El pez cocido, en el plato y comiéndolo.

Reservas Probadas desarrolladas y No-Producidas

- El pez en el bote.

Reservas Probadas No-Desarrolladas

- El pez en el agua, enganchado en el anzuelo, listo para sacarlo, pero agitándose, aún se puede ir.

Reservas Probables

- El pez en el agua, cerca del bote se puede intentar pescarlo.

Reservas Posibles

- Vemos los peces en el lago, tenemos el bote y el equipo de pesca. Pero aún podemos elegir otro lago para ir a pescar.

Recursos Contingentes: Igual que lo anterior pero no se puede agarrar el pez, cocinarlo y comerlo por algunas razones: (Políticas / Ambientales / Económicas / Tecnológicas)

Pensamiento MFG

- *En el Desarrollo del Shale,... como en un gran concierto habrá que ir dando participación a todos los músicos, para que la sinfonía se oiga bien, guste y se disfrute.*
- *Para lograrlo habrá que dar participación a todos los actores y negociar mucho, aprender, negociar más, refinando los conceptos, haciéndolos más eficientes y eficaces. Una vez logrado repetir el ciclo una y otra vez.*
- *Estaremos los argentinos en condiciones de saber, querer y como poder hacerlo?*

Impactos jurídicos del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales

Impactos jurídicos

- **Diferencias Convencional no convencional**

- **Estimulación del pozo**

- **Intensidad en la perforación**

Impactos jurídicos

1° Paso

Identificar restricciones
ambientales

Impactos jurídicos

2° Paso

Analizar lo ocurrido en procesos
existentes

Impactos jurídicos

Desafío:

- Proceso de adaptación

legislativa descentralizado y en constante evolución.

Impactos jurídicos

Energy Policy Act 2.005

Impactos jurídicos

- Falta de normativa federal específica
- Incremento de la actividad
- Presión de las comunidades

Impactos jurídicos

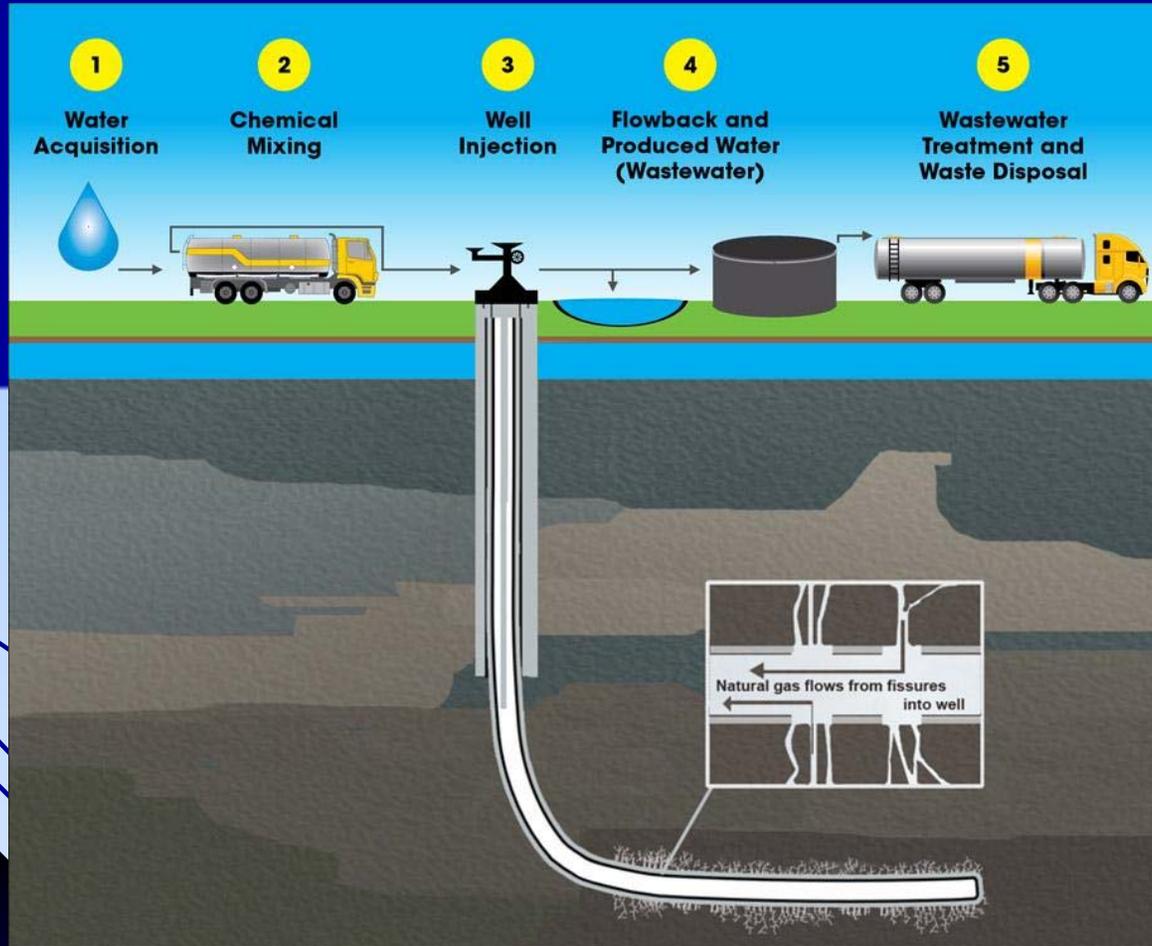
Respuesta institucional

- Nivel federal
- Nivel local

Impactos jurídicos

- Respuesta a nivel federal
- Informe del EPA

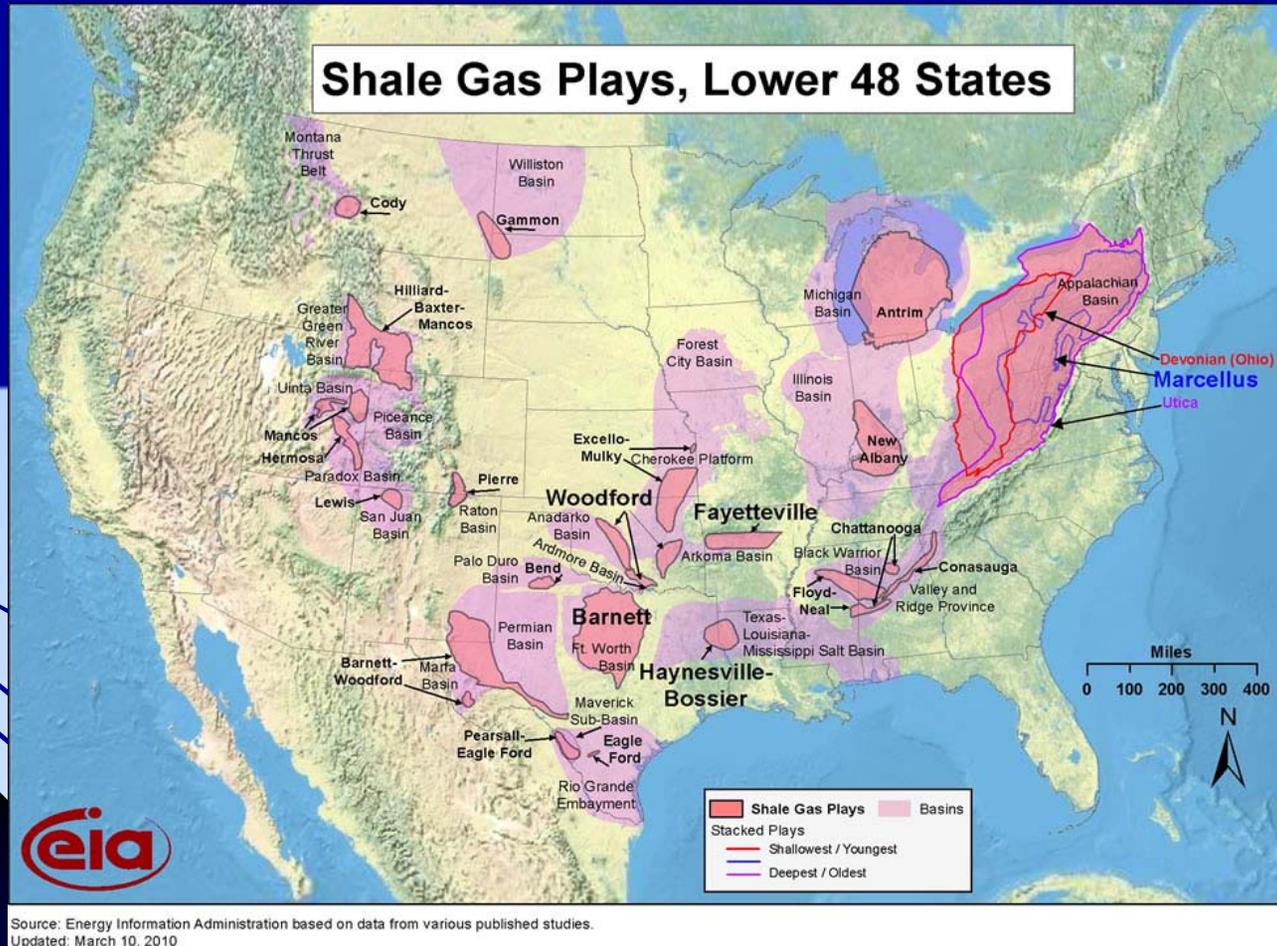
Impactos jurídicos



Impactos jurídicos

- Respuesta a nivel local
- Modificaciones regulatorias
de alto contenido técnico

Impactos jurídicos



Impactos jurídicos

- Comparación de estructuras legales

- Gestión de riesgos no convencionales

Impactos jurídicos

Objetivo final

- Encontrar soluciones legales que mitiguen las restricciones al **DESARROLLO LOCAL.**

Fin de la “Segunda Conferencia”

12-Noviembre 2015

MFG Oil & Gas S.A.

71