

# **“Economía de la Exploración & Producción del Gas No Convencional”**

**Francisco Javier Moro Morán  
Ingeniero de Minas  
Repsol, S.A.**

18 Mayo 2017

# Índice

---

- **EL QUÉ**
  - Producción y demanda
  - Impacto económico
  - Impacto social
- **EL CÓMO**
  - La mecanización
  - La logística
  - Los costes y la curva de aprendizaje
  - El breakeven con el mercado
- **¿Y ESPAÑA?**
  - El potencial
  - El precio de mercado
  - La holgura en costes
- **¿PUEDE SER?**

# Demanda mundial de energía

|                  | Demand (Mtoe) |       |       | Share |      |      |
|------------------|---------------|-------|-------|-------|------|------|
|                  | 2010          | 2020  | 2035  | 2010  | 2020 | 2035 |
| Coal             | 3 519         | 4 109 | 4 141 | 28%   | 28%  | 24%  |
| Oil              | 4 094         | 4 381 | 4 548 | 32%   | 29%  | 27%  |
| Gas              | 2 700         | 3 291 | 4 228 | 21%   | 22%  | 25%  |
| Nuclear          | 719           | 927   | 1 181 | 6%    | 6%   | 7%   |
| Hydro            | 295           | 376   | 472   | 2%    | 3%   | 3%   |
| Biomass          | 1 262         | 1 496 | 1 896 | 10%   | 10%  | 11%  |
| Other renewables | 110           | 287   | 676   | 1%    | 2%   | 4%   |

Evolución prevista de la demanda mundial de energía primaria por tipo de recurso entre el 2010 y el 2035. Fuente: *Fuente: OECD/IEA 2012*

**Se espera que el aumento de demanda de gas se satisfaga en gran medida con yacimientos no convencionales**

# Recursos mundiales de Shale gas

**Table 2. Top 10 countries with technically recoverable shale oil resources**

| Rank        | Country           | Shale oil<br>(billion barrels) |       |
|-------------|-------------------|--------------------------------|-------|
| 1           | Russia            | 75                             |       |
| 2           | U.S. <sup>1</sup> | 58                             | (48)  |
| 3           | China             | 32                             |       |
| 4           | Argentina         | 27                             |       |
| 5           | Libya             | 26                             |       |
| 6           | Australia         | 18                             |       |
| 7           | Venezuela         | 13                             |       |
| 8           | Mexico            | 13                             |       |
| 9           | Pakistan          | 9                              |       |
| 10          | Canada            | 9                              |       |
| World Total |                   | 345                            | (335) |

<sup>1</sup> EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

**Table 3. Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources**

| Rank        | Country           | Shale gas<br>(trillion cubic feet) |         |
|-------------|-------------------|------------------------------------|---------|
| 1           | China             | 1,115                              |         |
| 2           | Argentina         | 802                                |         |
| 3           | Algeria           | 707                                |         |
| 4           | U.S. <sup>1</sup> | 665                                | (1,161) |
| 5           | Canada            | 573                                |         |
| 6           | Mexico            | 545                                |         |
| 7           | Australia         | 437                                |         |
| 8           | South Africa      | 390                                |         |
| 9           | Russia            | 285                                |         |
| 10          | Brazil            | 245                                |         |
| World Total |                   | 7,299                              | (7,795) |

<sup>1</sup> EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

**M = 10exp3**

**B (Billion) = 10exp9**

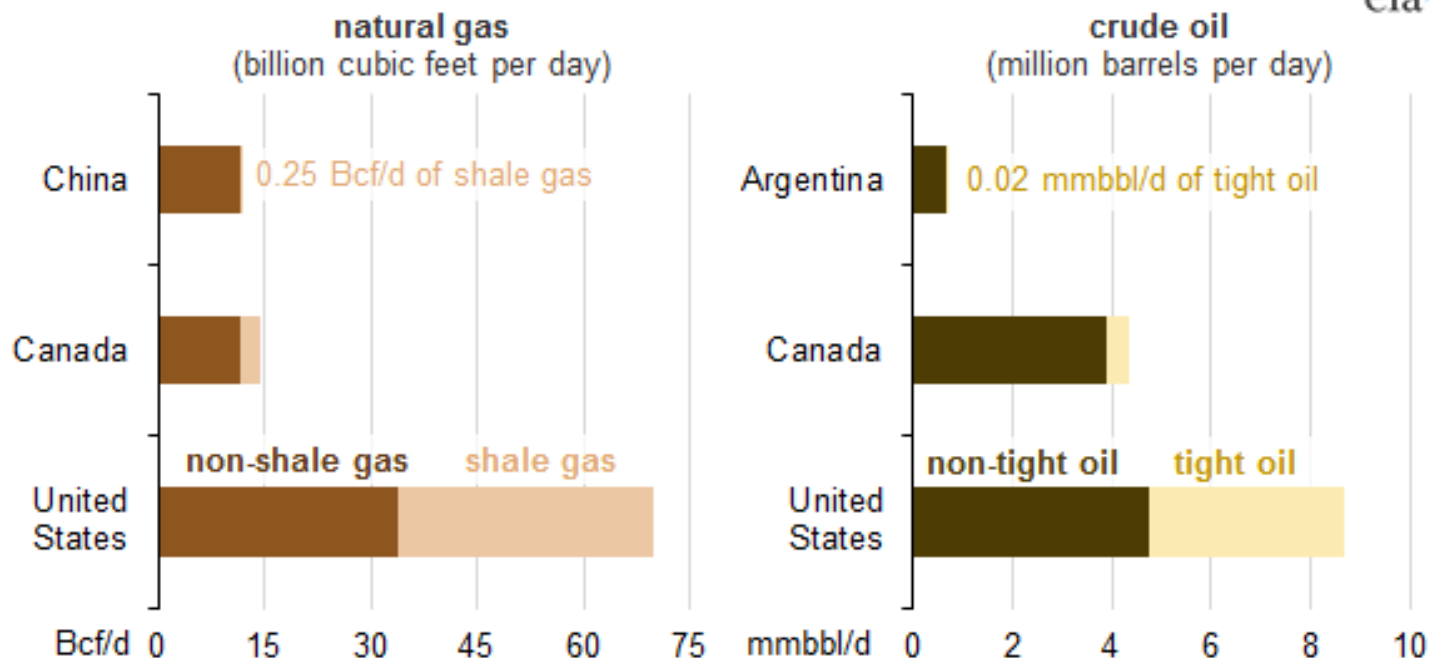
**MM = 10exp6**

**T (Trillion) = 10exp12**

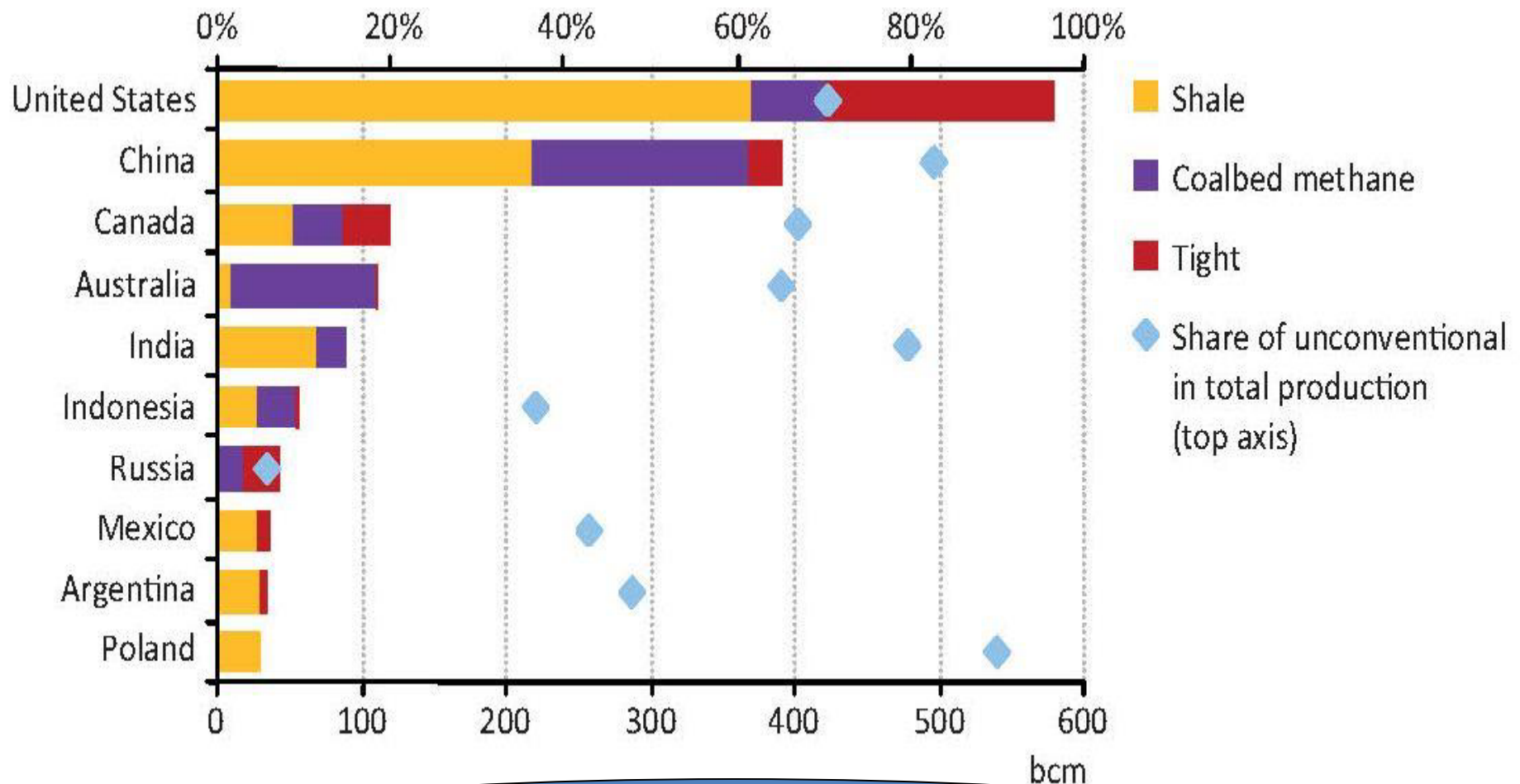
# Producción de gas en el mundo (Bcf/d)

EEUU es el mayor productor de gas no convencional del mundo...

Type of estimated natural gas and crude oil production in four countries, 2014

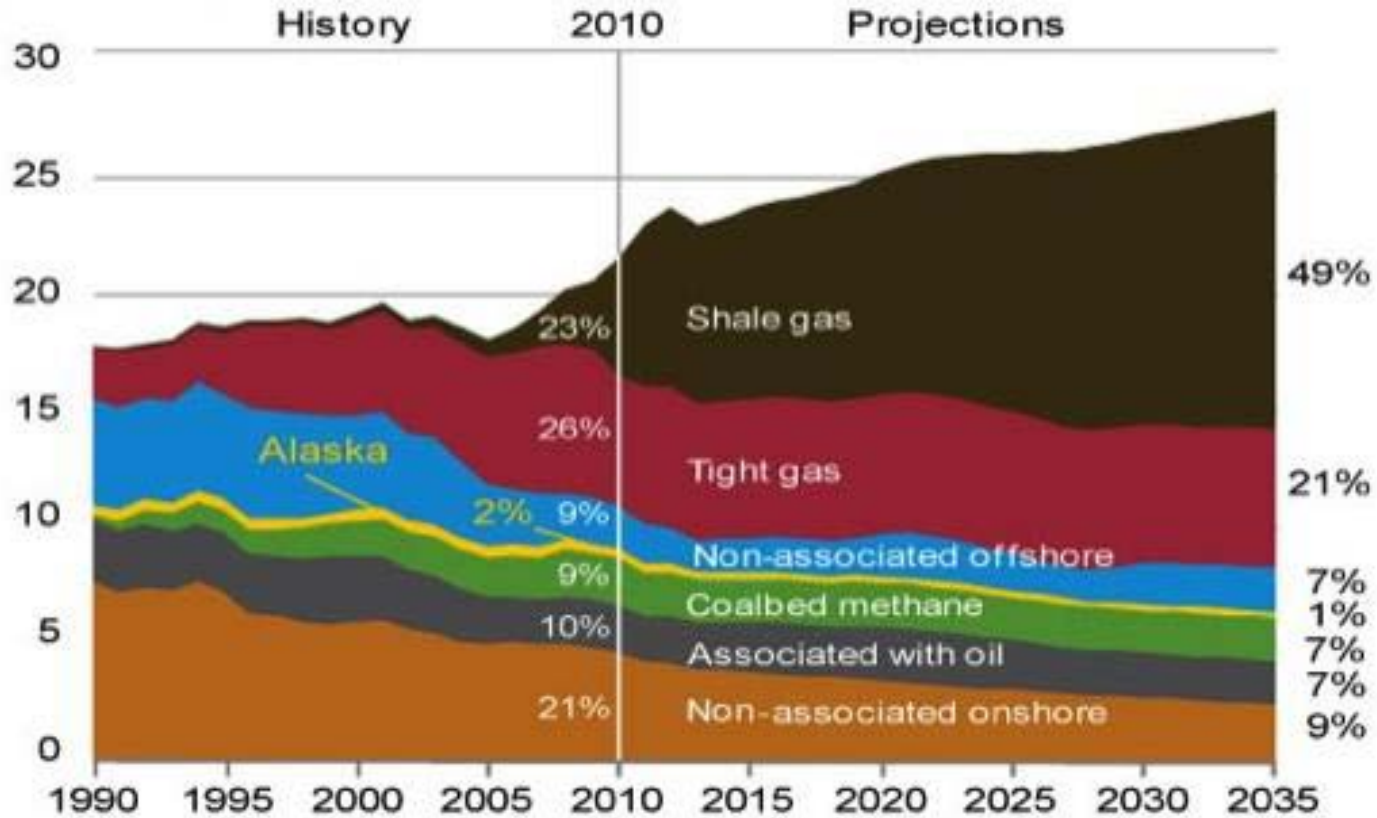


# Producción mundial de gas 2035



...y lo seguirá siendo en el 2035, aunque China pondrá en valor sus grandes recursos de este gas.

# Producción de gas en USA (Tcf/año)



Source: U.S. Energy Information Administration, 2016

EEUU marca el paso...

# Producción de Shale gas en EEUU

---

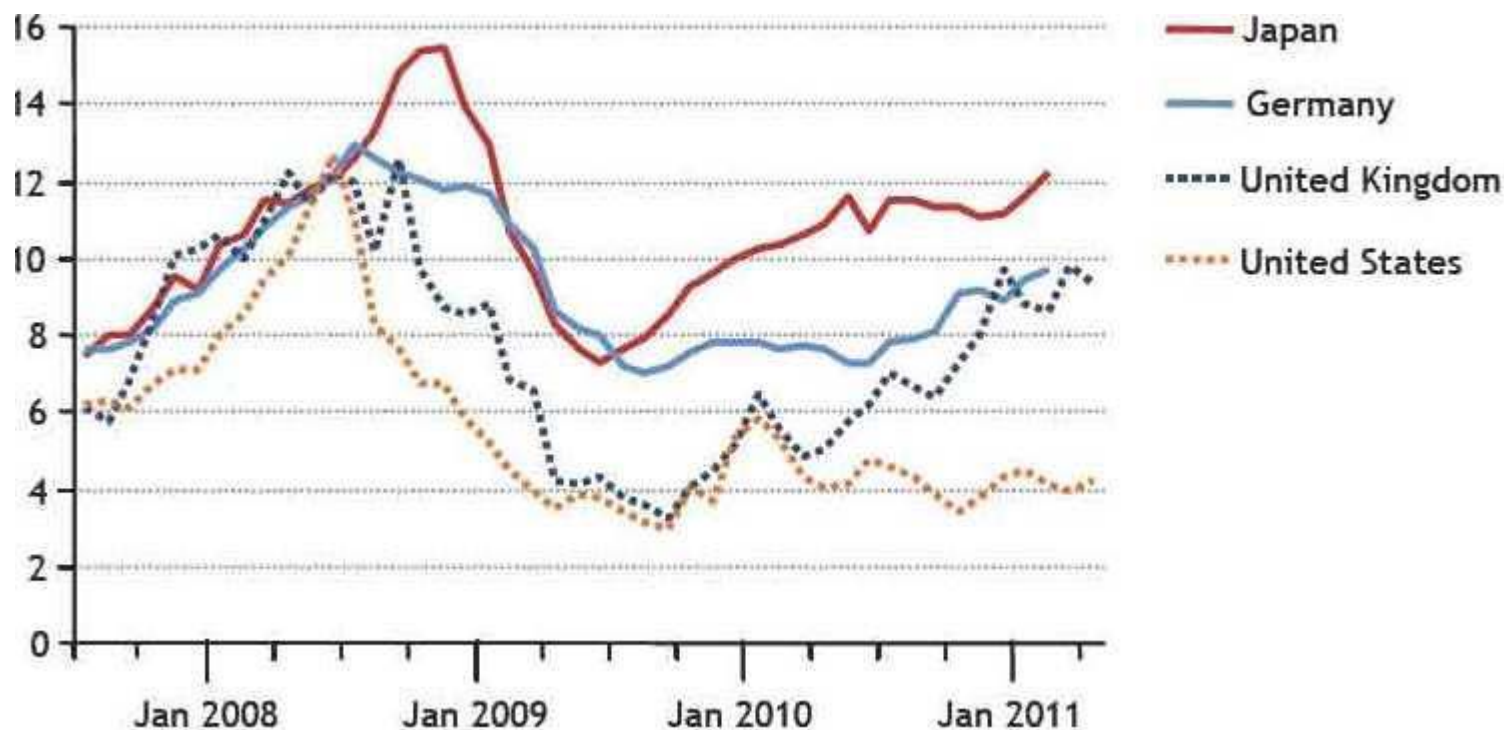
- En el año 2000, EEUU producía sólo 1 bcf/día de gas proveniente de yacimientos shale gas. Suponía tan solo el 1% de su producción total.
- La producción de shale gas aumento rápidamente desde entonces y en el año 2010 suponía ya el 23% (15 bcf/d)
- Se espera que supere el 50% para el año 2035. Unos 38 Bcf/día

**¿Como lo hizo?**

**Pero antes nos interesa saber qué impacto ha tenido esta evolución energética**



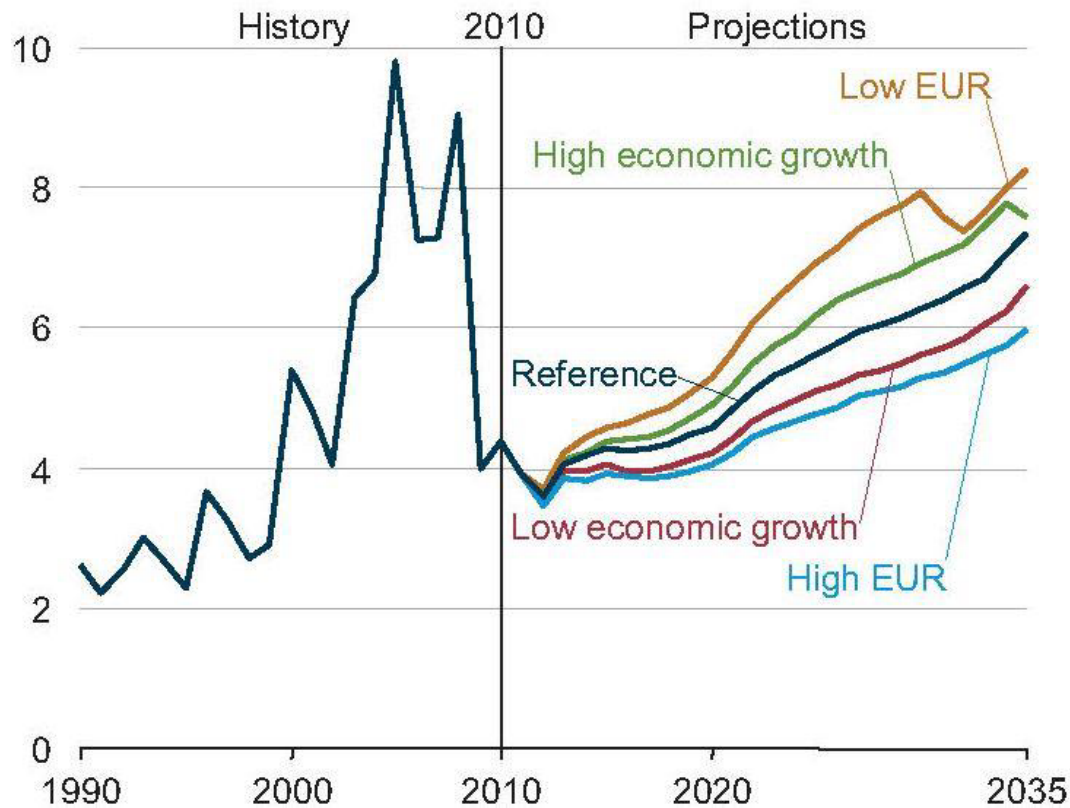
# Evolución de precios del gas



Evolución de los precios spot en los principales mercados entre julio de 2007 y abril de 2011. En US\$/ millón de Btu.  
Fuente OECD/IEA 2011

En 2010, cuando los demás mercados suben, EEUU se mantiene en 4\$/MBTU

# proyección de los precios de gas (HH)



Precios anuales medios *spot* del gas natural en Henry Hub para el periodo 1990 – 2035, para cinco escenarios diferentes y en US\$/MBtu. EUR: *Estimated Ultimate Recovery*. (Recuperación media final de gas por pozo) Fuente: EIA. 2012

Y se mantendrán estables en los próximos 25 años, escalando entre el 4% y el 7%

# Evolución de las inversiones

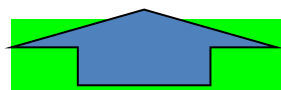
## U S Annual Capital Expenditure by Type: Shale Gas

(\$M)

|                                           | 2010            | 2015            | 2020            | 2025            | 2030            | 2035             | Total<br>2010-2035 |
|-------------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|--------------------|
| <b>Drilling Capital Expenditure</b>       | <b>9,937</b>    | <b>15,875</b>   | <b>23,895</b>   | <b>25,189</b>   | <b>34,650</b>   | <b>46,722</b>    | <b>661,727</b>     |
| Drilling                                  | 6,657           | 10,636          | 16,010          | 16,877          | 23,215          | 31,304           | 443,357            |
| Support Services                          | 3,279           | 5,239           | 7,885           | 8,312           | 1,434           | 15,418           | 218,370            |
| <b>Completion Capital Expenditure</b>     | <b>12,421</b>   | <b>19,844</b>   | <b>29,869</b>   | <b>31,487</b>   | <b>43,312</b>   | <b>58,402</b>    | <b>827,158</b>     |
| Hydraulic Fracturing                      | 9,937           | 15,875          | 23,895          | 25,189          | 34,650          | 46,722           | 661,727            |
| Other                                     | 2,484           | 3,969           | 5,974           | 6,297           | 8,662           | 11,680           | 165,432            |
| <b>Facilities Capital Expenditure</b>     | <b>2,484</b>    | <b>3,969</b>    | <b>5,974</b>    | <b>6,297</b>    | <b>8,662</b>    | <b>11,680</b>    | <b>165,432</b>     |
| Material                                  | 1,490           | 2,381           | 3,584           | 3,778           | 5,197           | 7,008            | 99,259             |
| Fabrication                               | 621             | 992             | 1,493           | 1,574           | 2,166           | 2,920            | 41,358             |
| Project Management                        | 124             | 198             | 299             | 315             | 433             | 584              | 8,272              |
| Other                                     | 248             | 397             | 597             | 630             | 866             | 1,168            | 16,543             |
| <b>TOTAL Upstream Capital Expenditure</b> | <b>\$24,841</b> | <b>\$39,687</b> | <b>\$59,737</b> | <b>\$62,973</b> | <b>\$86,624</b> | <b>\$116,805</b> | <b>\$1,654,317</b> |
| <b>Infrastructure Capital Expenditure</b> | <b>8,419</b>    | <b>9,019</b>    | <b>7,854</b>    | <b>7,188</b>    | <b>10,203</b>   | <b>9,786</b>     | <b>221,540</b>     |
| Gathering and Processing                  | 2,407           | 3,160           | 4,560           | 4,873           | 6,589           | 8,778            | 128,421            |
| Interstate Pipeline                       | 6,012           | 4,459           | 2,244           | 2,315           | 3,614           | 1,008            | 79,119             |
| LNG Export                                | -               | 1,400           | 1,050           | -               | -               | -                | 14,000             |
| <b>TOTAL CAPITAL EXPENDITURE</b>          | <b>\$33,260</b> | <b>\$48,706</b> | <b>\$67,591</b> | <b>\$70,161</b> | <b>\$96,828</b> | <b>\$126,591</b> | <b>\$1,875,856</b> |

NOTE: Total 2010-2035 represents the total for all years including those years not reported.

Source: IHS CERA



**180% PIB español**

# evolución del empleo, VA y renta

## Economic Contribution Summary: Shale Gas

| Employment          |                |                |                  |                  |                  |                  |
|---------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (Number of workers) |                |                |                  |                  |                  |                  |
|                     | 2010           | 2015           | 2020             | 2025             | 2030             | 2035             |
| Direct              | 148,143        | 197,999        | 248,721          | 241,726          | 278,381          | 360,335          |
| Indirect            | 193,710        | 283,190        | 369,882          | 368,431          | 418,265          | 547,107          |
| Induced             | 259,494        | 388,495        | 504,738          | 512,220          | 576,196          | 752,648          |
| <b>Total</b>        | <b>601,348</b> | <b>869,684</b> | <b>1,123,341</b> | <b>1,122,377</b> | <b>1,272,841</b> | <b>1,660,090</b> |

1PTN/1M\$B

| Value Added  |                 |                  |                  |                  |                  |                  |
|--------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (\$M)        |                 |                  |                  |                  |                  |                  |
|              | 2010            | 2015             | 2020             | 2025             | 2030             | 2035             |
| Direct       | \$29,182        | \$47,063         | \$61,126         | \$64,691         | \$71,270         | \$93,043         |
| Indirect     | \$22,416        | \$33,501         | \$43,839         | \$44,168         | \$49,850         | \$65,234         |
| Induced      | \$25,283        | \$37,650         | \$48,877         | \$49,481         | \$55,731         | \$72,783         |
| <b>Total</b> | <b>\$76,880</b> | <b>\$118,214</b> | <b>\$153,842</b> | <b>\$158,340</b> | <b>\$176,851</b> | <b>\$231,061</b> |

8PTN/1M\$VA

12% ROI

| Labor Income |                 |                 |                 |                 |                 |                  |
|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| (\$M)        |                 |                 |                 |                 |                 |                  |
|              | 2010            | 2015            | 2020            | 2025            | 2030            | 2035             |
| Direct       | \$14,440        | \$21,725        | \$27,969        | \$28,698        | \$32,116        | \$41,854         |
| Indirect     | \$13,347        | \$19,681        | \$25,774        | \$25,739        | \$29,180        | \$38,194         |
| Induced      | \$14,277        | \$21,261        | \$27,601        | \$27,942        | \$31,471        | \$41,100         |
| <b>Total</b> | <b>\$42,065</b> | <b>\$62,667</b> | <b>\$81,343</b> | <b>\$82,379</b> | <b>\$92,767</b> | <b>\$121,147</b> |

75.000\$

Source: IHS Global Insight

# Impactos económicos y sociales

## 2035

---

- Cerca de 1,9\$ billones acumulados en inversiones brutas en el periodo 2010-2035
- la industria de shale gas empleara 1,6 millones de personas en 2035, 25% de los mismos serán directos
- Esta industria contribuirá con 231.000\$ millones de valor añadido al PIB estadounidense en 2035
- En 2015, el salario medio del sector superara los 23\$/hr de trabajo, muy por encima de salario medio de otros sectores de la economía, que oscilan entre los 10\$/hr y los 22\$/hr como máximo.

### ADEMAS...

- Y habrá aportado mas de 900.000\$ millones al Tesoro en impuestos durante el periodo 2010-2035
- Los bajos precios del gas habrán ayudado a reducir en un 10% los costes de generación eléctrica en todo el país
- Este menor coste de la energía permitirá un incremento de la productividad industrial del 4,7% en 2035

# Índice

---

- EL QUÉ
  - Producción y demanda
  - Impacto económico
  - Impacto social
- **EL CÓMO**
  - La mecanización
  - La logística
  - Los costes y la curva de aprendizaje
  - El breakeven con el mercado
- ¿Y ESPAÑA?
  - El potencial
  - El precio de mercado
  - La holgura en costes
- ¿PUEDE SER?

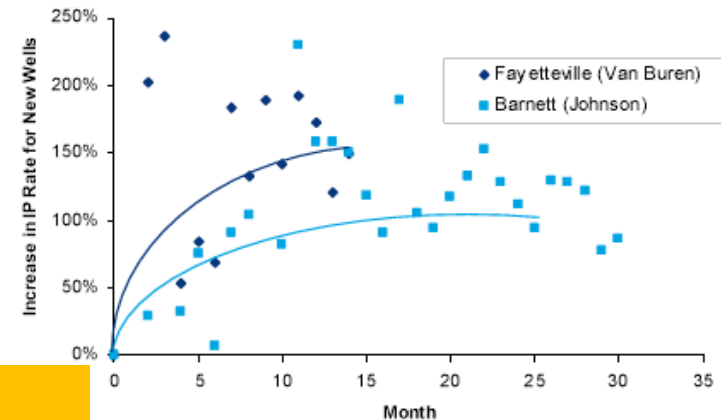
# Curva de aprendizaje

## The Learning Curve – Improving Economics

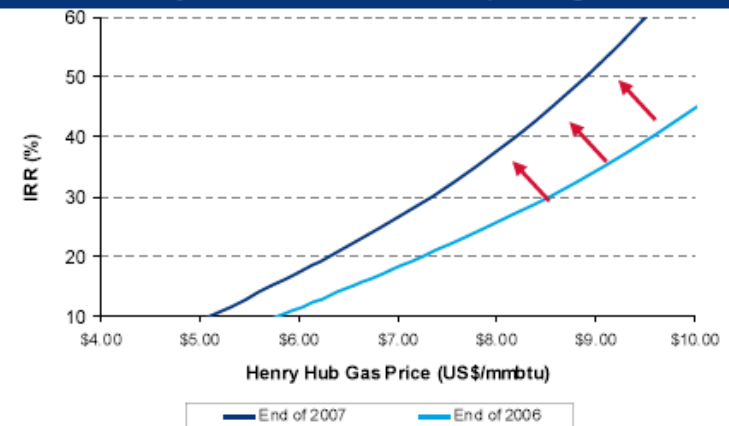
- Improving economics from technology advancement, better understanding of rocks and operational efficiencies
- Service costs decrease from late 2006 highs – more rigs and increased competition in service industry
- Decrease in drilling time leads to lowering in drilling costs per foot
- IP rates and EURs increase as operators develop better completion techniques
- Total \$/well increasing due to longer wells. \$/mcf decreasing due to performance improvement
- Barnett set to see re-fracs in existing wells with good economics

BETTER

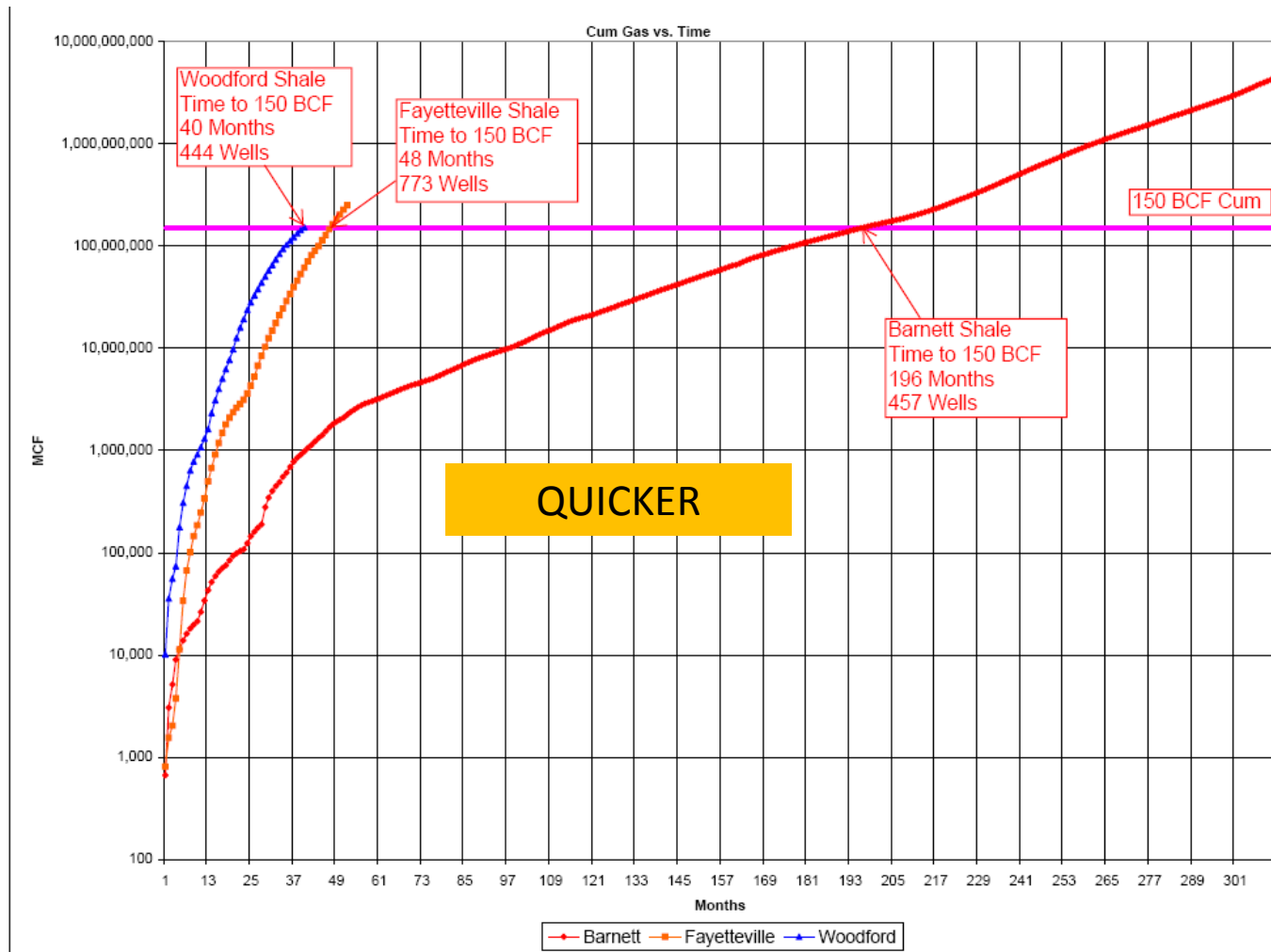
Increasing IP Rates



Fayetteville Economics Improving



# Mejora de productividad





# Reducción de costes de pozo

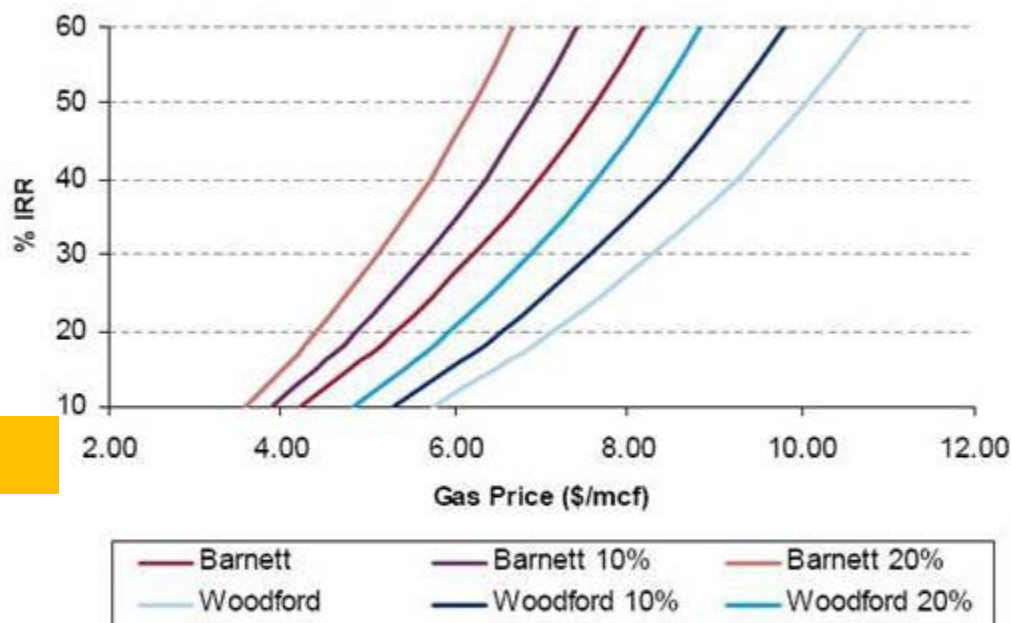
## Reduction in Breakeven Costs

Lower well costs translate to lower breakevens

10% reduction in well costs reduce breakeven costs by approximately 8% for Barnett and Woodford

20% cost reduction leads to 16% decrease in breakevens

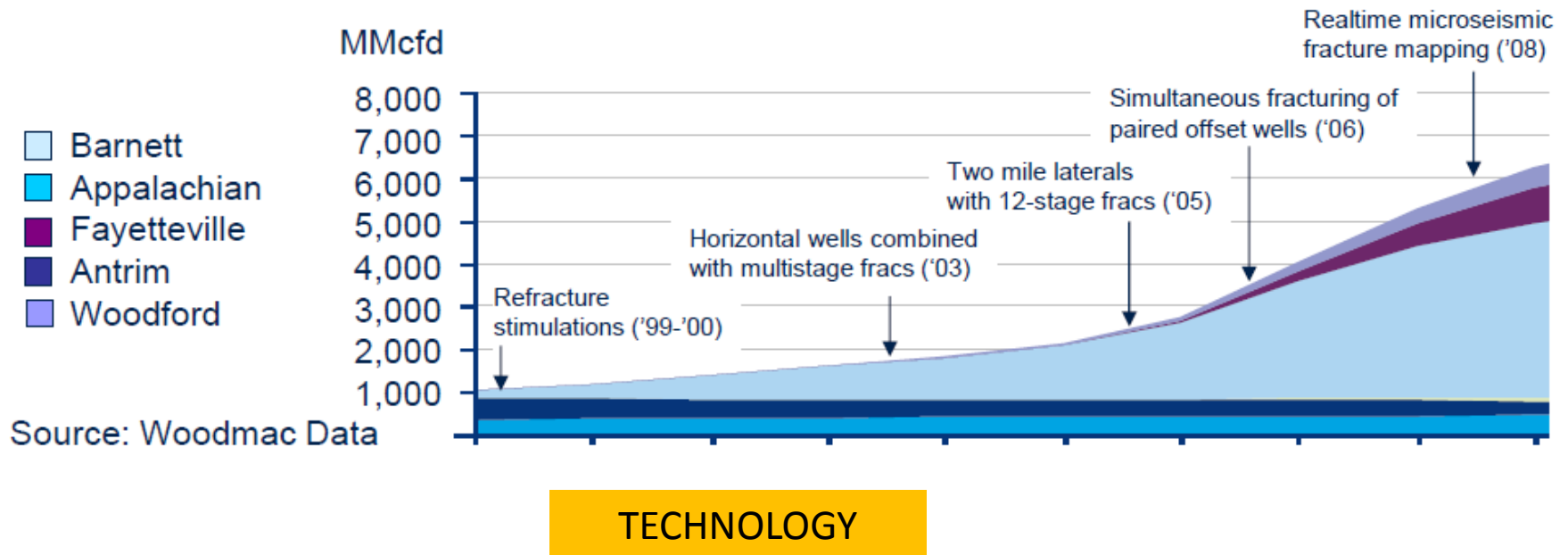
CHEAPER



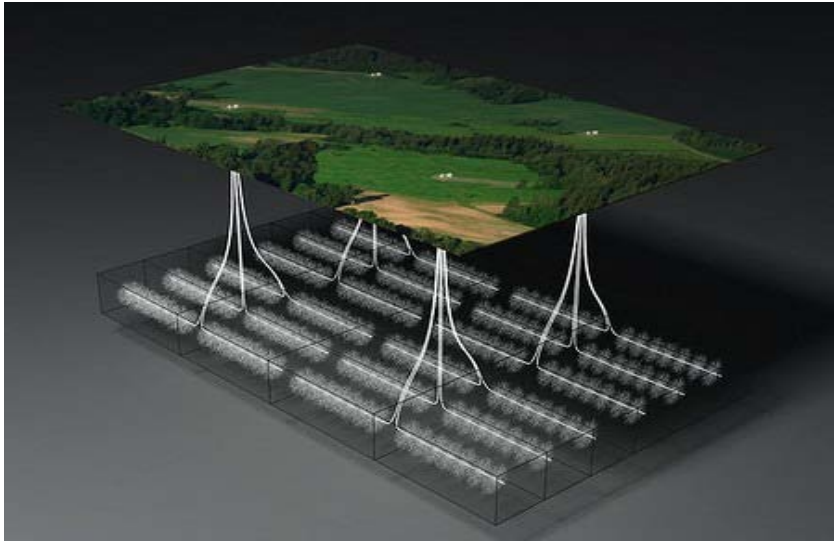
Source: Modified from Wood Mackenzie Upstream Service

# Avances técnicos

## Shale Gas Wet Marketed Production & Technology Advances 2000-2008



# avances en métodos



Mas pozos por unidad de superficie

Mas ramas horizontales por pozo

Mas fracturas por rama.

Minimización de tiempos muertos

Barnett vs. Marcellus



METHODOLOGY:  
systemizing activities

Source: Range Resources

Wood  
Mackenzie

Delivering commercial insight to the global energy industry

18

# facilitadores

---

- Marco regulatorio claro sobre los dominios mineros
- Compensaciones bien establecidas a los estados por parte del concesionario
- La ley regula la relación entre superficiario y concesionario
- Las empresas son respetadas como generadoras de empleo y de valor para la comunidad
- Sector de servicios y suministradores muy desarrollado y próximo a los polos industriales

# Índice

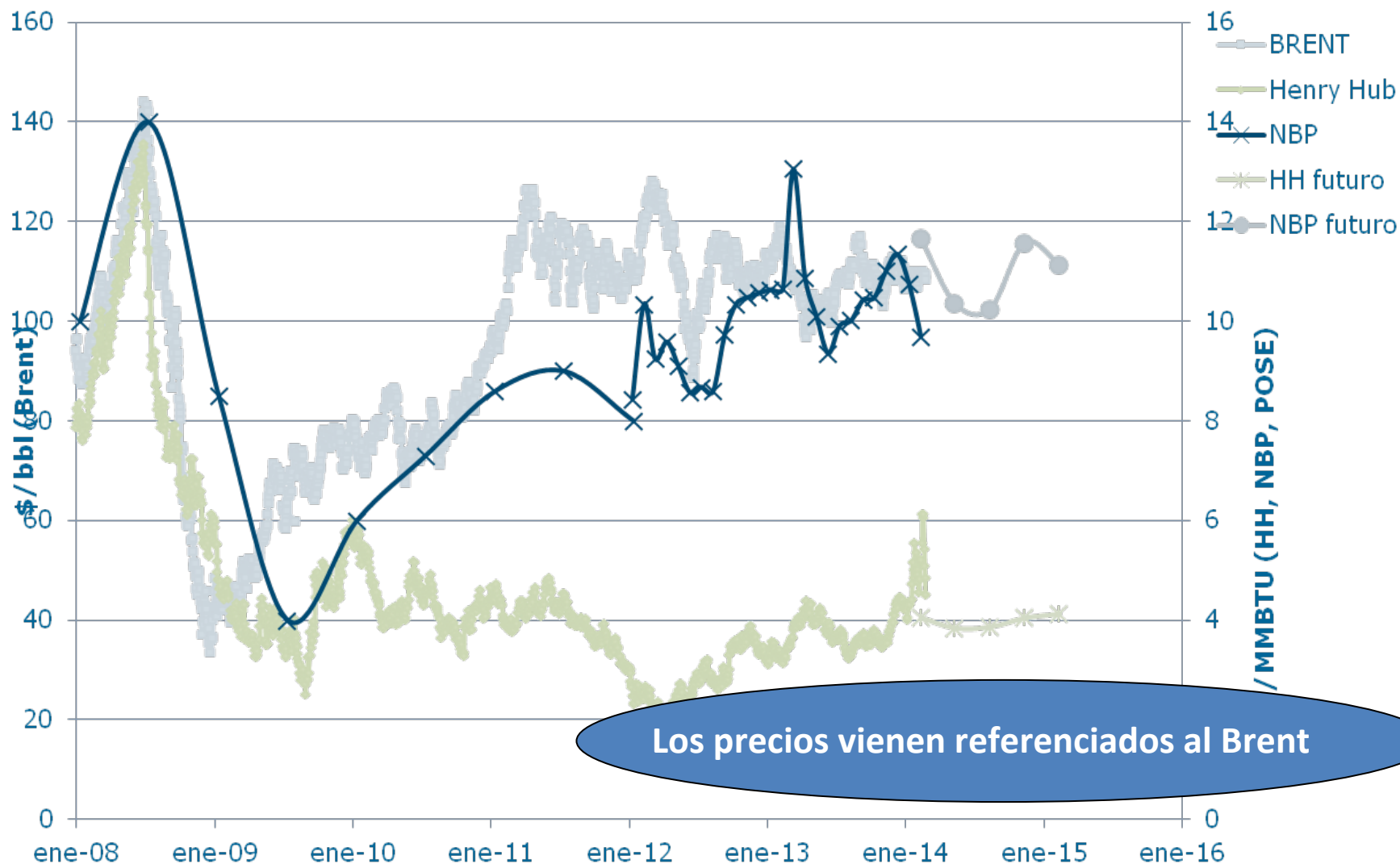
---

- EL QUÉ
  - Producción y demanda
  - Impacto económico
  - Impacto social
- EL CÓMO
  - La mecanización
  - La logística
  - Los costes y la curva de aprendizaje
  - El breakeven con el mercado
- **¿Y ESPAÑA?**
  - El potencial
  - El precio de mercado
  - La holgura en costes
- ¿PUEDE SER?

# infraestructuras de gas natural

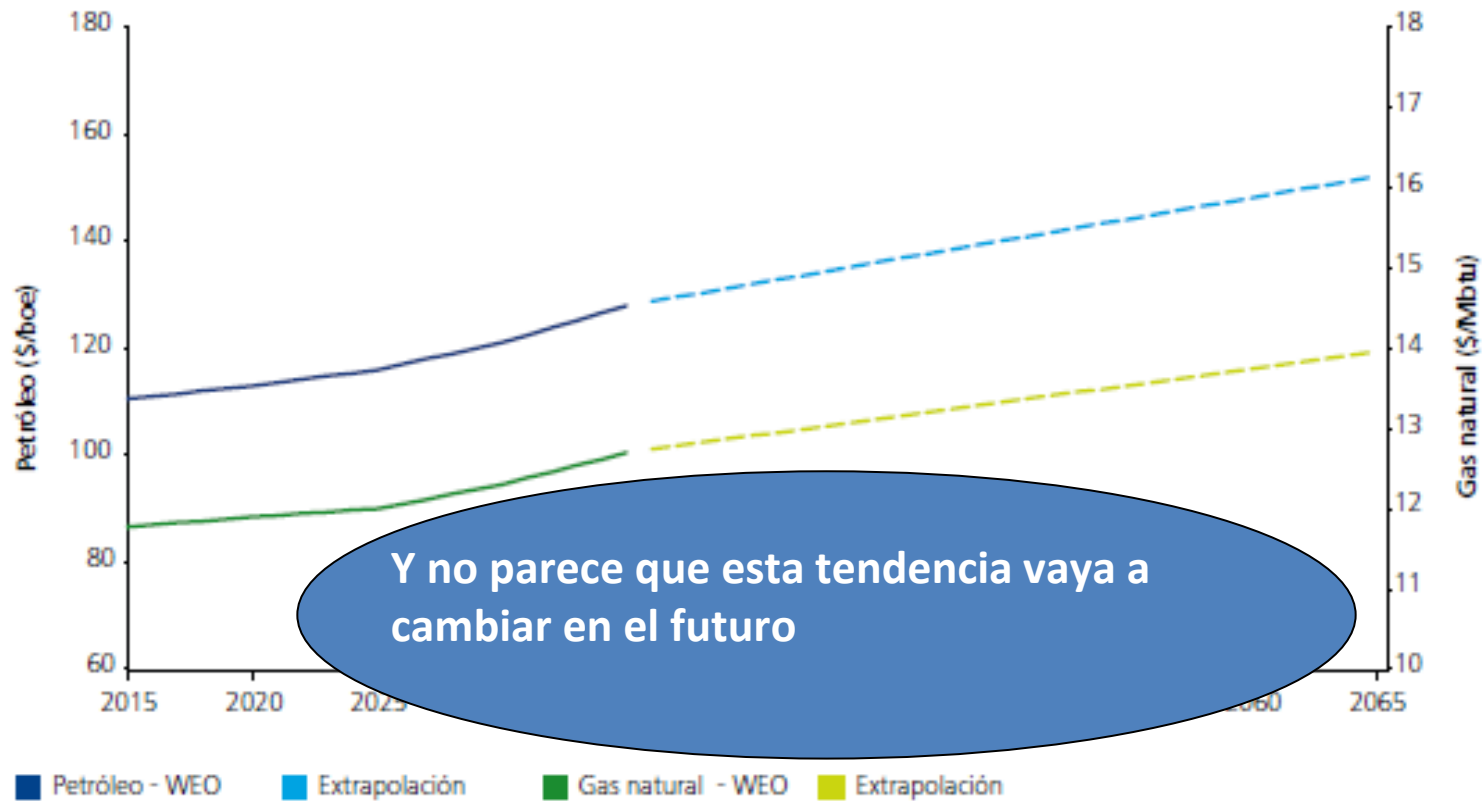


# evolución de precios históricos



# proyección de precios

Figura 7: Evolución del precio del petróleo y del gas natural





# recursos prospectivos shale gas

| Dominio Geológico       | Área de la Cuenca (km <sup>2</sup> ) | Unidad Geológica   | Area (km <sup>2</sup> ) |       | Espesor (m) |     | RECURSOS PROSPECTIVOS SEGÚN PROBABILIDAD (BCM) * |       |       | AJUSTE POR FACTOR DE CONFIANZA |      |       |       |
|-------------------------|--------------------------------------|--------------------|-------------------------|-------|-------------|-----|--------------------------------------------------|-------|-------|--------------------------------|------|-------|-------|
|                         |                                      |                    | Min                     | Max   | Min         | Max | Bajo                                             | Medio | Alto  | Factor de confianza            | Bajo | Medio | Alto  |
| Cadenas Catalanas       | 11.641                               | CARBONIFERO        | 200                     | 800   | 50          | 100 | 5                                                | 26    | 105   | 0,60                           | 3    | 15    | 63    |
| Cordillera Ibérica      | 67.944                               | CRETACICO INFERIOR | 300                     | 1.000 | 10          | 200 | 3                                                | 30    | 235   | 0,80                           | 3    | 24    | 188   |
|                         |                                      | CARBONIFERO        | 200                     | 1.500 | 50          | 100 | 26                                               | 118   | 410   | 0,60                           | 16   | 71    | 246   |
| Cuenca del Duero        | 49.704                               | CARBONIFERO        | 600                     | 1.200 | 50          | 100 | 23                                               | 90    | 288   | 0,80                           | 18   | 72    | 230   |
| Cuenca del Ebro         | 41.622                               | EOCENO             | 500                     | 1.000 | 50          | 100 | 1                                                | 5     | 13    | 0,80                           | 1    | 4     | 10    |
|                         |                                      | CARBONIFERO        | 50                      | 100   | 25          | 50  | 11                                               | 47    | 156   | 0,60                           | 7    | 28    | 94    |
| Cuenca del Guadalquivir | 23.537                               | CARBONIFERO        | 100                     | 1.200 | 25          | 125 | 19                                               | 99    | 420   | 0,80                           | 15   | 79    | 336   |
| Cuenca Vasco-Cantábrica | 21.807                               | CRETACICO SUPERIOR | 600                     | 1.500 | 50          | 200 | 63                                               | 242   | 744   | 0,95                           | 60   | 230   | 707   |
|                         |                                      | CRETACICO INFERIOR | 600                     | 3.000 | 50          | 200 | 169                                              | 660   | 2.066 | 0,95                           | 161  | 627   | 1.963 |
|                         |                                      | LIAS               | 1.200                   | 3.500 | 25          | 100 | 46                                               | 220   | 821   | 0,95                           | 44   | 209   | 780   |
|                         |                                      | CARBONIFERO        | 250                     | 500   | 26          | 50  | 5                                                | 19    | 57    | 0,95                           | 5    | 18    | 54    |
| Macizo Cantábrico       | 129.795                              | SILURICO           | 1.000                   | 2.000 | 50          | 200 | 7                                                | 44    | 240   | 0,60                           | 4    | 26    | 144   |
|                         |                                      | CARBONIFERO        | 200                     | 800   | 30          | 200 | 86                                               | 330   | 1.008 | 0,95                           | 82   | 314   | 958   |
| Pirineos                | 20.957                               | EOCENO             | 150                     | 1.000 | 50          | 100 | 43                                               | 150   | 415   | 0,95                           | 41   | 143   | 394   |
|                         |                                      | CRETACICO INFERIOR | 50                      | 350   | 20          | 150 | 4                                                | 24    | 113   | 0,80                           | 3    | 19    | 90    |
|                         |                                      | LIAS               | 600                     | 1.400 | 40          | 100 | 33                                               | 123   | 360   | 0,80                           | 26   | 98    | 288   |

\*Se considera un factor de recuperación del 16% (Bajo) 22% (Medio) 24% (Alto). Dato procedente del EUR del Barnett

|                                     |                          |               |                |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------|----------------|
|                                     | Bajo                     | Medio         | Alto           |
| <b>Total recursos prospectivos:</b> | <b>BCM** recuperable</b> | <b>487</b>    | <b>1.977</b>   |
|                                     | <b>BCF recuperable</b>   | <b>17.204</b> | <b>69.793</b>  |
|                                     |                          |               | <b>231.047</b> |

Aunque lejos del millar de tcf de EEUU y China, nuestro potencial no es despreciable: 70 tcf

# producción de recursos



Tabla 5: Producción anual por tipología de recurso

| Producción anual          | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | 2055 | 2060 | 2065 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Petróleo (Mboe)           | 4,6  | 23,6 | 54,6 | 75   | 70,8 | 48,6 | 25,1 | 8,5  | 1,3  |
| Gas convencional (Bcm)    | 2,0  | 7,1  | 13,3 | 15,2 | 12,8 | 8,6  | 4,5  | 1,6  | 0,3  |
| Gas no convencional (Bcm) | 8,7  | 29,6 | 54,1 | 59,6 | 48,7 | 34,9 | 25,0 | 17,8 | 12,8 |

# Impactos sociales

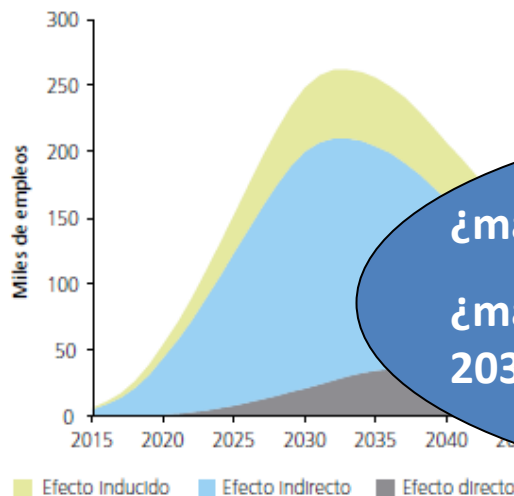
Tabla 9: Empleo directo por yacimiento tipo (Puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo)

| Tipología de recurso prospectivo | Exploración | Desarrollo          | Producción |
|----------------------------------|-------------|---------------------|------------|
| Yacimiento onshore               | 32          | 11                  | 30         |
| Yacimiento offshore              | 32          | 54                  | 60         |
| Yacimiento no convencional       | 32          | 1.020 <sup>14</sup> |            |

Tabla 6: Costes correspondientes a las principales fases de la actividad de E&P

| Tipología de recurso prospectivo | Costes por fase |            |                          |
|----------------------------------|-----------------|------------|--------------------------|
|                                  | Exploración     | Desarrollo | Producción <sup>12</sup> |
| Gas no convencional (€/boe)      | 2,5             | 22,5       | 3,5                      |
| Petróleo convencional (€/boe)    | 4,5             | 20,0       | 8,0                      |
| Gas convencional (€/boe)         | 4,5             | 10,0       | 3,5                      |

Evolución del empleo asociado al desarrollo del E&P



¿mas de 200.000 empleos?

¿mas de 8.000 millones de inversión en 2035?

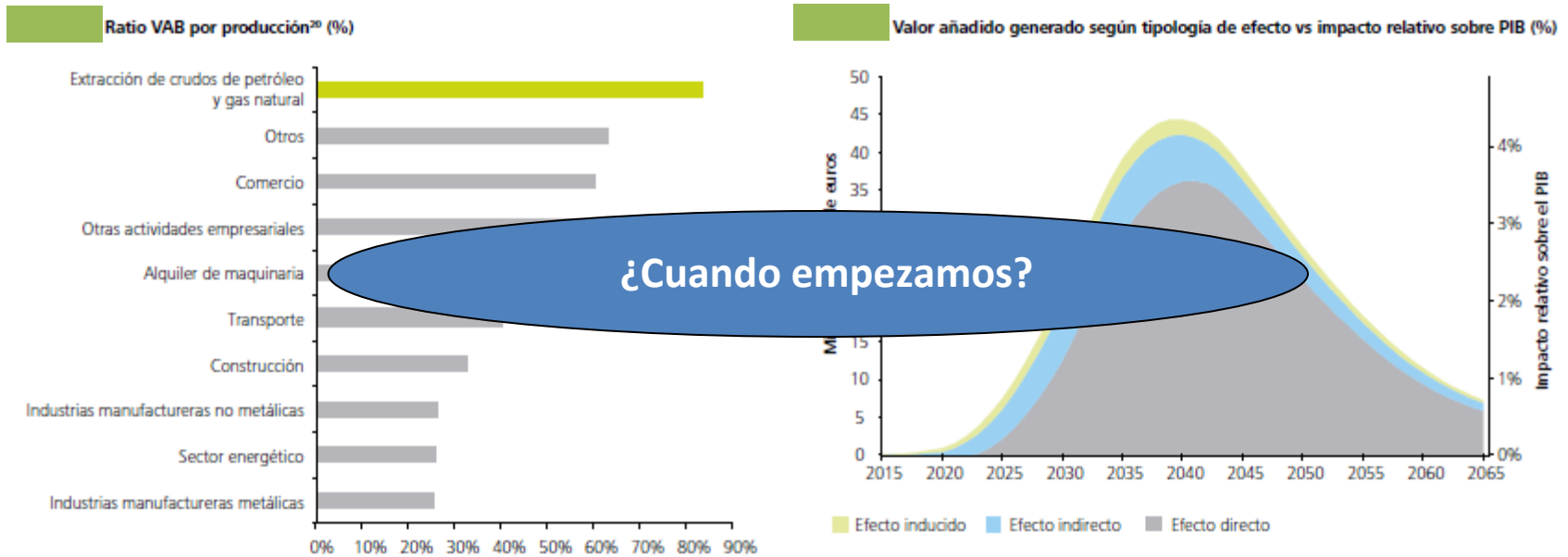
Tabla 7: Evolución de los costes correspondientes a las fases de exploración y desarrollo

| Costes de exploración      | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035 |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|------|
| Petróleo convencional (M€) | 43    | 255   | 459   | 417   | 193  |
| Gas no convencional (M€)   | 56    | 328   | 589   | 535   | 247  |
| Gas convencional (M€)      | 153   | 899   | 1.617 | 1.467 | 679  |
|                            | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  |      |
|                            | 99    | 697   | 1.161 | 796   |      |
|                            | 1.789 | 2.981 | 2.044 |       |      |
|                            | 2.742 | 6.300 | 8.169 |       |      |

Inversión en decommissioning (2045-2065)

|                      | 2045 | 2050 | 2055 | 2060 | 2065 |
|----------------------|------|------|------|------|------|
| Decommissioning (M€) | 445  | 781  | 917  | 711  | 434  |

# Impactos económicos



**¿40.000 millones en las décadas de los 30 y los 40 de contribución al PIB?**

# Índice

---

- EL QUÉ
  - Producción y demanda
  - Impacto económico
  - Impacto social
- EL CÓMO
  - La mecanización
  - La logística
  - Los costes y la curva de aprendizaje
  - El breakeven con el mercado
- ¿Y ESPAÑA?
  - El potencial
  - El precio de mercado
  - La holgura en costes
- **¿PUEDE SER?**

# algunas claves

---

- Cada pozo supone el 40% de la inversión de desarrollo. El 90%, si incluimos la completación. Por tanto, debe pagarse a si mismo y dejar margen suficiente para contribuir con el resto de las inversiones y con los gastos recurrentes durante la producción
- El **número de pozos por campaña de desarrollo tiene que ser muy importante**. Su número dependerá del margen que aporte cada uno.
- No podemos mantener los mismos costes por pozo porque
  - Podemos **importar la tecnología pero sufrirá una penalización** sobre el coste de mercado en USA (1,2 a 1,6 veces)
  - **No hay un polo industrial de servicios próximo**. Los sobre costes logísticos serán muy importantes (2 y 3 veces)
- La rentabilidad por pozo exigirá
  - Una mayor producción por pozo, basado en seleccionar **áreas mas ricas en contenidos orgánicos**
- Nos beneficia un precio de mercado que supera entre 2-3 veces HH

# algunos ratios

| 5615 cf=1 boe             |                         |                    |                             |                     |                                     |                                |                             |
|---------------------------|-------------------------|--------------------|-----------------------------|---------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Play                      | Est. Total Area (acres) | Est % Leased / HBP | Future Acreage Bonus (\$MM) | Wells to be Drilled | Implied Recoverable Reserves (Bcfe) | Future Drilling Capital (\$MM) | Total Future Capital (\$MM) |
| Arkoma Basin Woodford     | 1,000,000               | 70%                | \$ 750                      | 10,000              | 31,000                              | \$ 55,000                      | \$ 55,750                   |
| Fort Worth Barnett - Core | 1,200,000               | 85%                | \$ 1,800                    | 10,000              | 25,000                              | \$ 26,000                      | \$ 27,800                   |
| Fayetteville - Core       | 2,500,000               | 70%                | \$ 3,750                    | 20,000              | 54,000                              | \$ 65,000                      | \$ 68,750                   |
| Marcellus                 | 7,500,000               | 20%                | \$ 12,000                   | 93,750              | 375,000                             | \$ 375,000                     | \$ 387,000                  |
| Haynesville               | 3,000,000               | 50%                | \$ 7,500                    | 37,500              | 266,250                             | \$ 300,000                     | \$ 307,500                  |
| <b>Total</b>              | <b>15,200,000</b>       |                    | <b>\$ 25,800</b>            | <b>171,250</b>      | <b>751,250</b>                      | <b>\$ 821,000</b>              | <b>\$ 846,800</b>           |

|              | \$/Mcf | MM\$/pozo | Bcf/pozo |
|--------------|--------|-----------|----------|
| Woodfort     | 1,8    | 5,5       | 3,1      |
| Barnett      | 1,0    | 2,6       | 2,5      |
| Fayetteville | 1,2    | 3,3       | 2,7      |
| Marcellus    | 1,0    | 4,0       | 4,0      |
| Haynesville  | 1,1    | 8,0       | 7,1      |

Coste pozo Barnett es 1/3 Haynesville

Peor coste por Mcf

Peor coste de pozo

A mayor coste de pozo, mayor productividad se exige

# rentabilidad por pozo

|                                     | Selected US Resource Plays <sup>(1)</sup> |                     |                        |                          |             |
|-------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------|------------------------|--------------------------|-------------|
|                                     | Arkoma<br>Woodford                        | Ft Worth<br>Barnett | Arkoma<br>Fayetteville | Appalachian<br>Marcellus | Haynesville |
| EUR / Well (Bcfe)                   | 3.50                                      | 3.12                | 2.50                   | 3.00                     | 6.50        |
| \$ / Acre (Mid-Point)               | \$10,000                                  | \$20,000            | \$10,000               | \$2,000                  | \$10,000    |
| Acreage Cost / Location (\$MM)      | \$0.8                                     | \$1.1               | \$0.8                  | \$0.2                    | \$0.8       |
| Net Revenue Interest                | 75%                                       | 75%                 | 75%                    | 83%                      | 75%         |
| Gross Drilling Cost (\$MM)          | \$5.3                                     | \$2.6               | \$3.0                  | \$3.5                    | \$6.5       |
| F&D Cost (\$/Mcf)                   | \$2.32                                    | \$1.58              | \$2.03                 | \$1.47                   | \$1.50      |
| LOE (\$/Mcf)                        | \$1.00                                    | \$0.86              | \$0.55                 | \$1.24                   | \$0.86      |
| Differential                        | 80%                                       | 77%                 | 85%                    | 103%                     | 93%         |
| IRR / Well (excluding acreage cost) |                                           |                     |                        |                          |             |
| @ \$5.00 / MMBtu                    | 1%                                        | 13%                 | 9%                     | 25%                      | 14%         |
| @ \$7.00 / MMBtu                    | 8%                                        | 31%                 | 21%                    | 57%                      | 36%         |
| @ \$9.00 / MMBtu                    | 16%                                       | 56%                 | 38%                    | 109%                     | 69%         |
| IRR / Well (including acreage cost) |                                           |                     |                        |                          |             |
| @ \$5.00 / MMBtu                    | 0%                                        | 6%                  | 5%                     | 22%                      | 11%         |
| @ \$7.00 / MMBtu                    | 5%                                        | 16%                 | 12%                    | 51%                      | 28%         |
| @ \$9.00 / MMBtu                    | 12%                                       | 29%                 | 23%                    | 97%                      | 53%         |

Woodford es un caso de Breakeven a 5\$/MMBTU



# conclusiones

---

- Campañas mas amplias (400-600 pozos por campaña) para diluir sobrecostes fijos
- Contratos a largo plazo (3-4 años) para mitigar sobrecostes operativos
- Ser mas selectivo en las áreas a fracturar para no superar el ratio de 2\$/Mcf
- Los precios del gas nos dan una holgura importante de al menos un factor de 2 a este índice.
- La red de distribución disminuirá los costes de conexión y comercialización de gas
- La creación de polos industriales shale gas en otros países facilitará la disponibilidad y los precios unitarios.



**SÍ, PODEMOS**

# conclusiones

---

- El marco regulatorio no está claro aunque se han producido avances a apartir de 2015
- El rol de las CCAA en el reparto del valor creado no está definido satisfactoriamente, a pesar de los esfuerzos del gobierno central en regular este ámbito
- desde 2015 hay un marco que regula las relaciones entre las comunidades vecinales y las concesiones mineras, pero no ha tenido apoyos locales/regionales suficientes

Déjennos investigar!!!

Déjennos conocer la riqueza que hay bajo sus pies antes de condenarla!!!

A blue horizontal scroll graphic with a white border and a small circular handle on the left side.

**Pero...**

A blue horizontal scroll graphic with a white border and a small circular handle on the left side.

**Ante todo...**

**Fin**

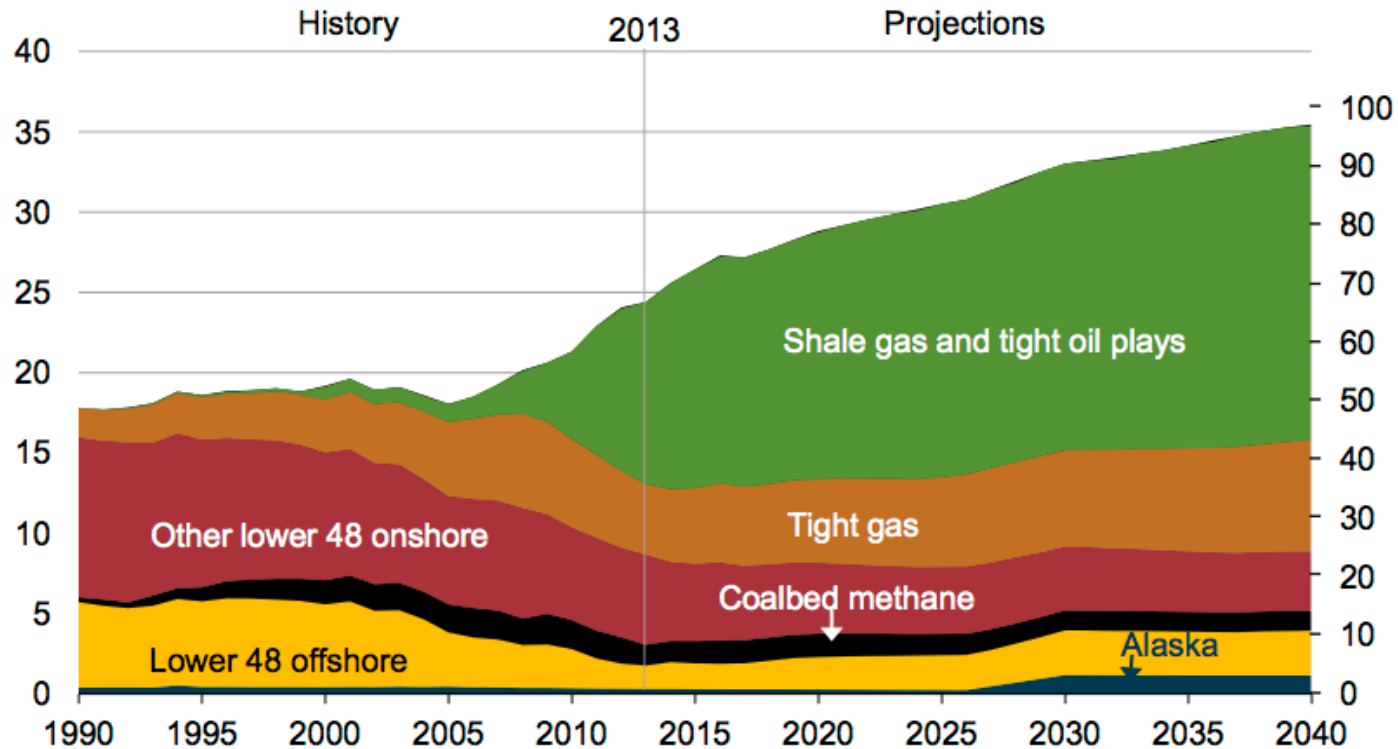
**Gracias por su atención**

# Evolución de consumo

## Shale resources remain the dominant source of U.S. natural gas production growth

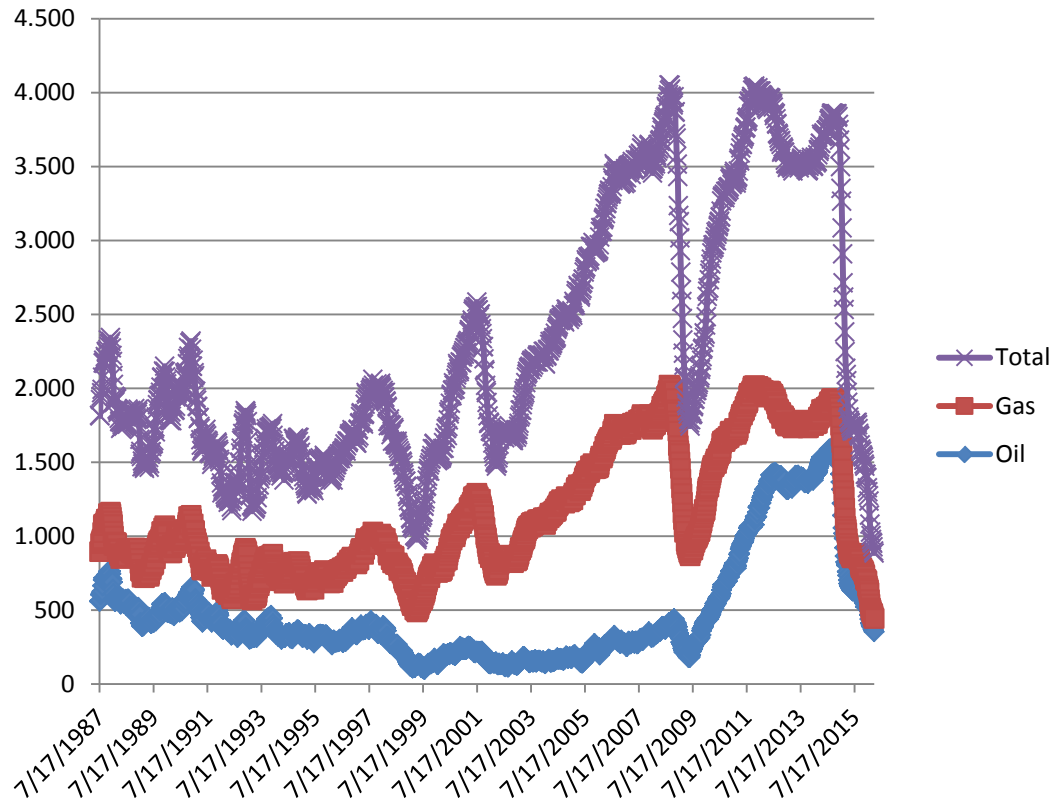
U.S. dry natural gas production  
trillion cubic feet

billion cubic feet per day



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2015 Reference case

# rig count USA



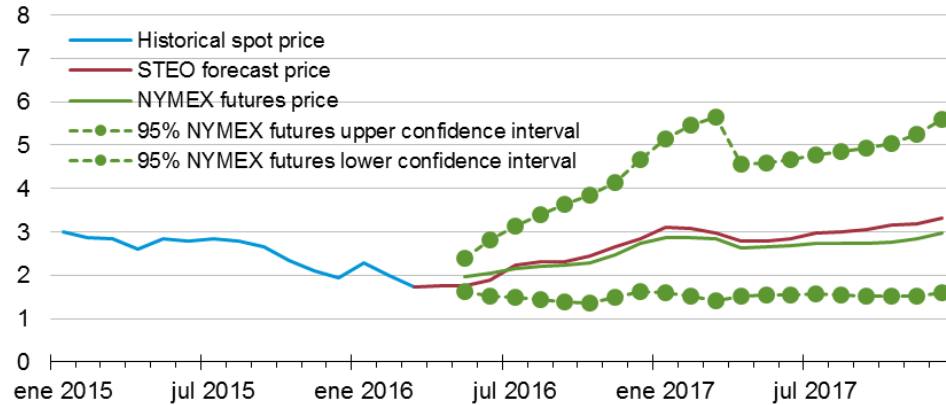
Caída de 4K a 4H

| <div>  <div> <div>Rotary Rig Count</div> <div>4/8/2016</div> </div> </div> |            |           |            |             |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------|------------|-------------|------------|
| Location                                                                                                                                                      | Week       | +/-       | Week Ago   | +/-         | Year Ago   |
| Land                                                                                                                                                          | 414        | -6        | 420        | -537        | 951        |
| Inland Waters                                                                                                                                                 | 4          | 0         | 4          | 0           | 4          |
| Offshore                                                                                                                                                      | 25         | -1        | 26         | -8          | 33         |
| <b>United States Total</b>                                                                                                                                    | <b>443</b> | <b>-7</b> | <b>450</b> | <b>-545</b> | <b>988</b> |
| Gulf Of Mexico                                                                                                                                                | 24         | 0         | 24         | -7          | 31         |
| Canada                                                                                                                                                        | 41         | -8        | 49         | -58         | 99         |
| North America                                                                                                                                                 | 484        | -15       | 499        | -603        | 1087       |
| U.S. Breakout Information                                                                                                                                     | This Week  | +/-       | Last Week  | +/-         | Year Ago   |
| Oil                                                                                                                                                           | 354        | -8        | 362        | -406        | 760        |
| Gas                                                                                                                                                           | 89         | 1         | 88         | -136        | 225        |
| Miscellaneous                                                                                                                                                 | 0          | 0         | 0          | -3          | 3          |
| Directional                                                                                                                                                   | 52         | 3         | 49         | -38         | 90         |
| Horizontal                                                                                                                                                    | 341        | -5        | 346        | -429        | 770        |
| Vertical                                                                                                                                                      | 50         | -5        | 55         | -78         | 128        |

# Evolución de precios

## Henry Hub Natural Gas Price

dollars per million Btu

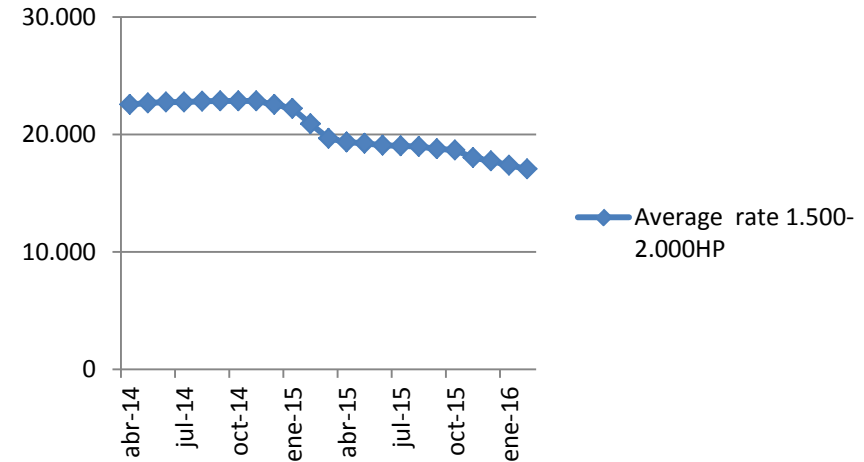


Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Apr. 7, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options

Source: Short-Term Energy Outlook, April 2016.



## Average rig rate in \$/day

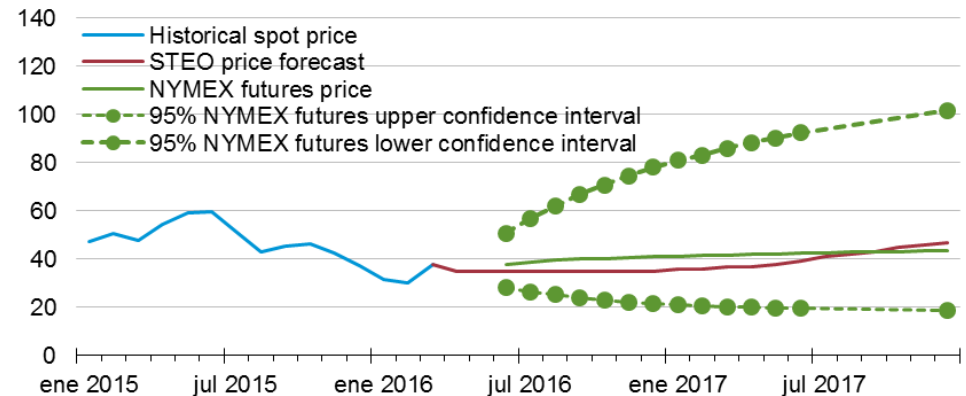


◆ Average rate 1.500-2.000HP

La gran incertidumbre en precios recorta coste de torres en 25% en 2 años

## West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price

dollars per barrel

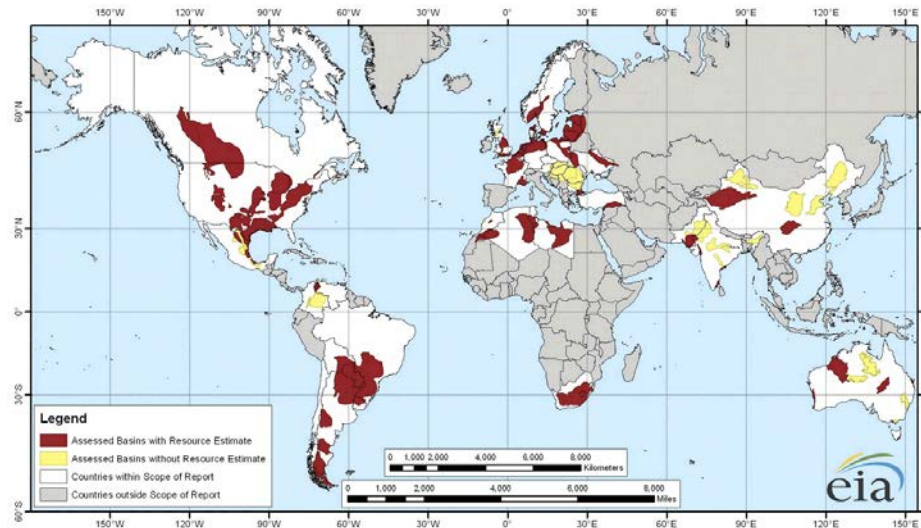


Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Apr. 7, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options

Source: Short-Term Energy Outlook, April 2016.



# Recursos recuperables



|    | Country                       | Estimated recoverable resources (TCF) | Date of Information |
|----|-------------------------------|---------------------------------------|---------------------|
|    | <a href="#">World</a> total   | 7,299                                 | 2013                |
|    | Rest of the World             | 1,535                                 | 2013                |
| 1  | <a href="#">China</a>         | 1,115                                 | 2013                |
| 2  | <a href="#">Argentina</a>     | 802                                   | 2013                |
| 3  | <a href="#">Algeria</a>       | 707                                   | 2013                |
| 4  | <a href="#">United States</a> | 665                                   | 2013                |
| 5  | <a href="#">Canada</a>        | 573                                   | 2013                |
| 6  | <a href="#">Mexico</a>        | 545                                   | 2013                |
| 7  | <a href="#">Australia</a>     | 437                                   | 2013                |
| 8  | <a href="#">South Africa</a>  | 390                                   | 2013                |
| 9  | <a href="#">Russia</a>        | 285                                   | 2013                |
| 10 | <a href="#">Brazil</a>        | 245                                   | 2013                |