

Mejorando la competitividad del sector de hidrocarburos en Colombia



Anexo a Primer Entregable
Bogotá D.C., mayo de 2015

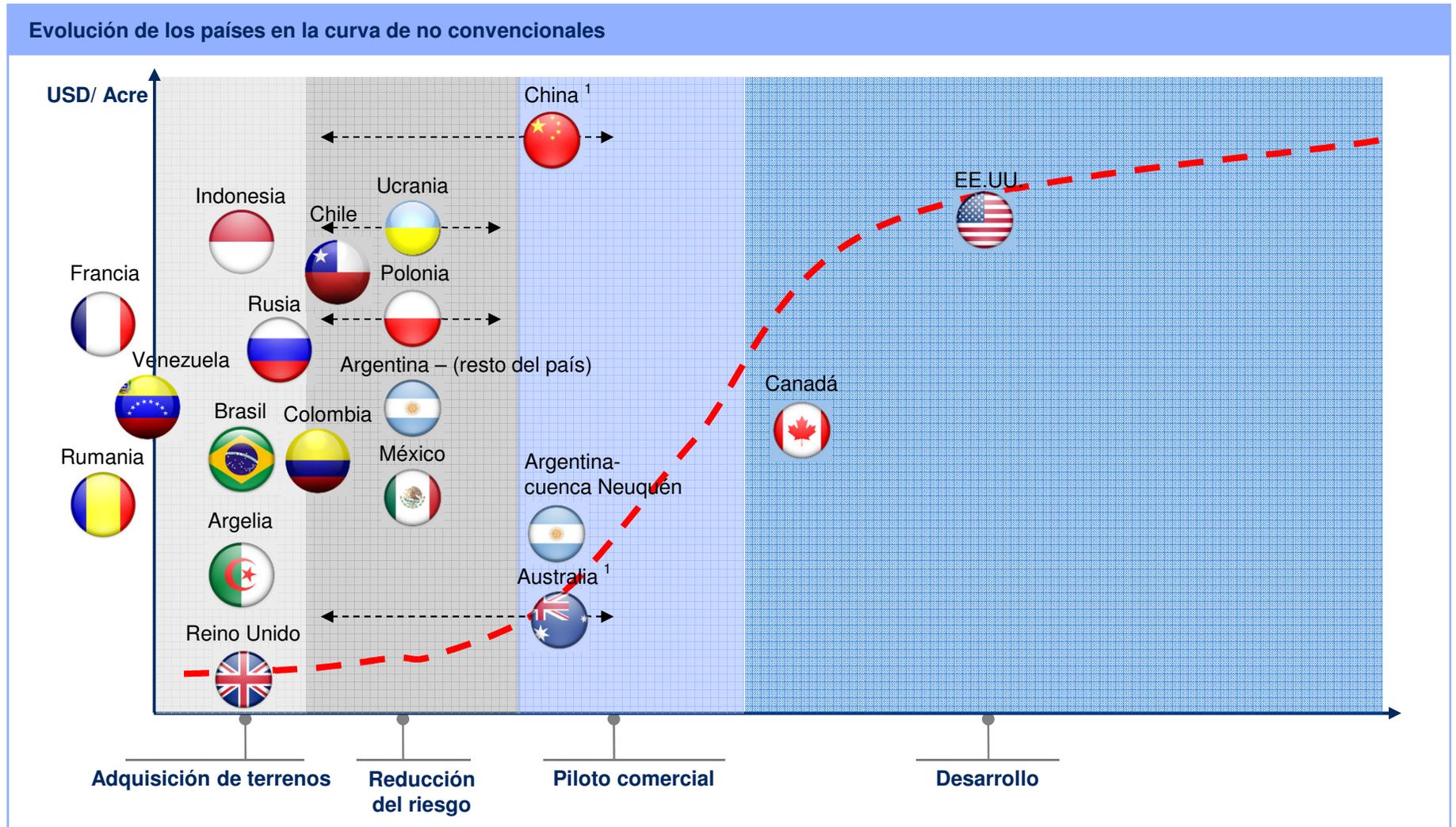
CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY
Any use of this material without specific permission of McKinsey & Company is strictly prohibited

Contenido



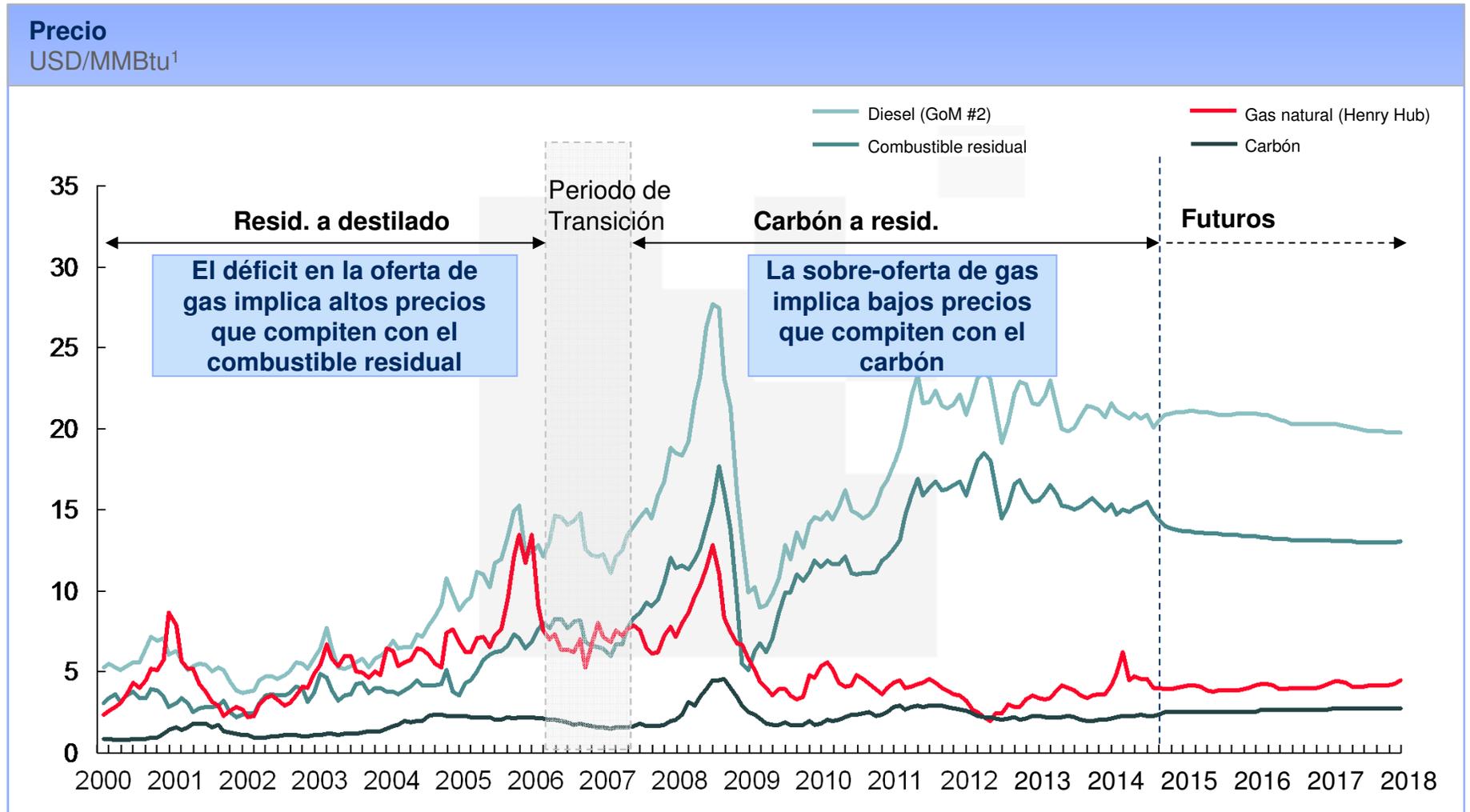
-
- **No convencionales en Estados Unidos de América**
 - **Gas de esquisto: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas**
 - Light tight Oil: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas
 - Implicaciones para Colombia
 - Precios y tendencias que impactan la industria
-

Estados Unidos lidera el desarrollo de exploración y producción de no convencionales a nivel mundial



¹ Las banderas se basan en las cuencas más avanzadas de China (cuenca Sichuan) y Australia (cuenca Cooper). Las demás cuencas están todavía en la etapa de adquisición de terrenos

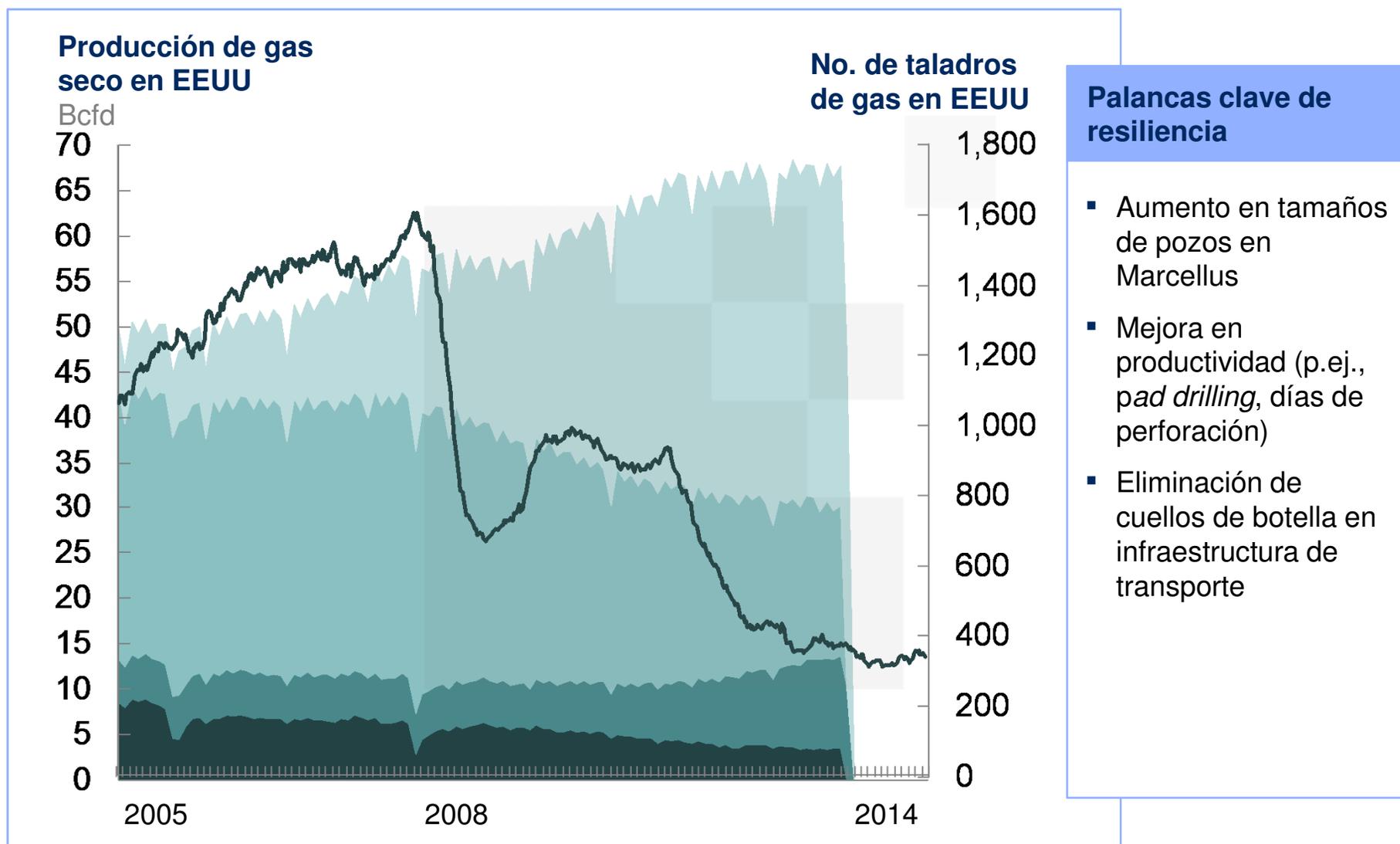
El precio del gas cayó frente a la competencia del carbón en el sector energético, principalmente por el importante aumento en la oferta



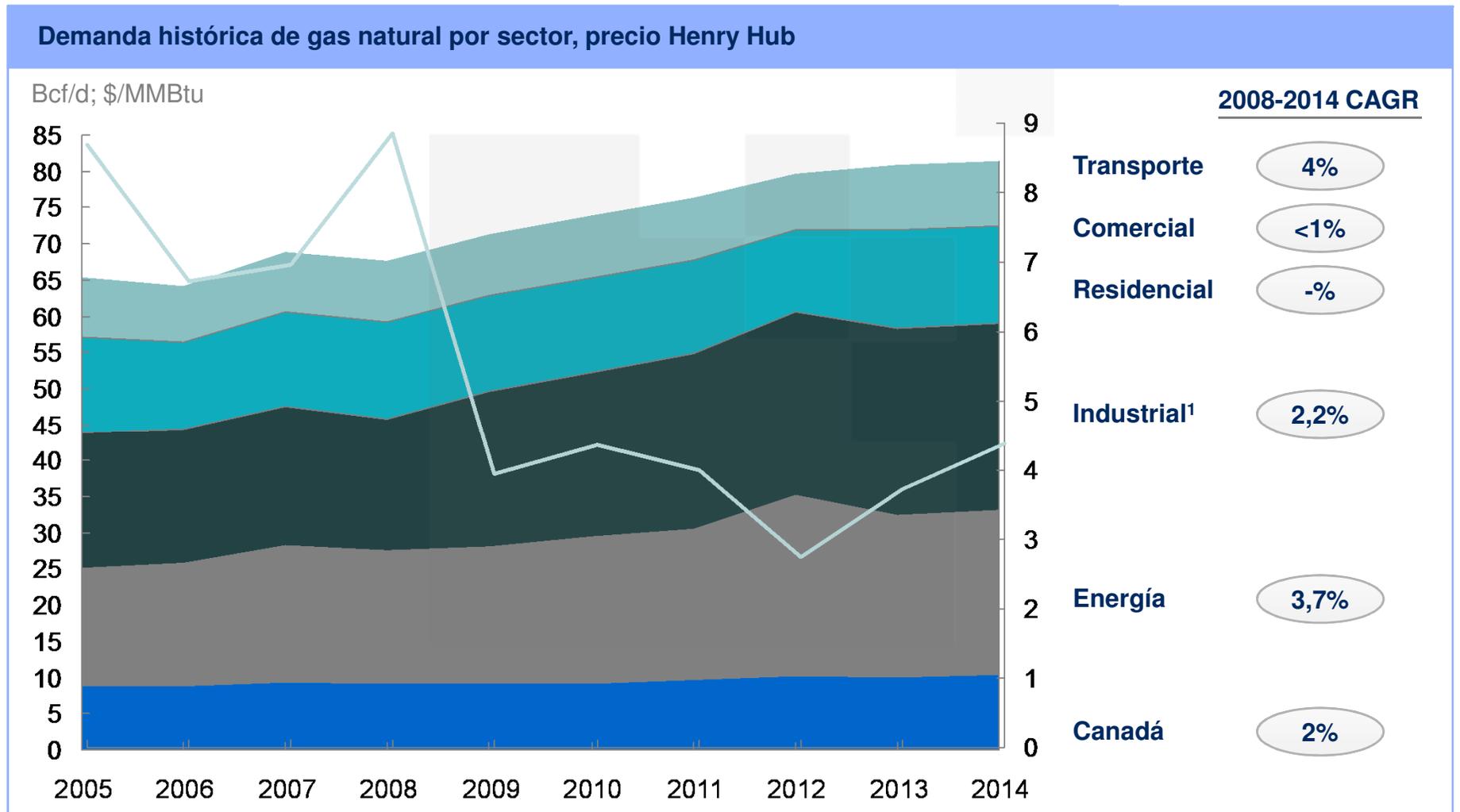
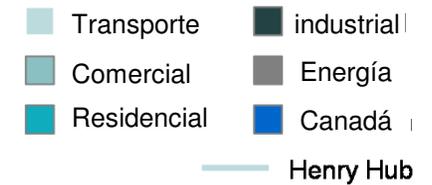
¹ Futuros a nov. 2014; Convertido a un contenido calorífico de 6,02 para el RFO de la Costa del Golfo, 5,72 para la Costa del Golfo No.2, 26,45 MMBtu/ton para el Carbón del Centro de los Apalaches
No se incluyen costos de 2 SOx, NOx o CO2

La producción ha aumentado aún con una actividad de perforación menor

Gas de esquisto Gas conv. Gas assoc. Gas offshore



Fuera del sector energético, la demanda ha sido lenta en responder



1 Industrial incluye pérdida de tubería, plantas de energía y uso de tubería

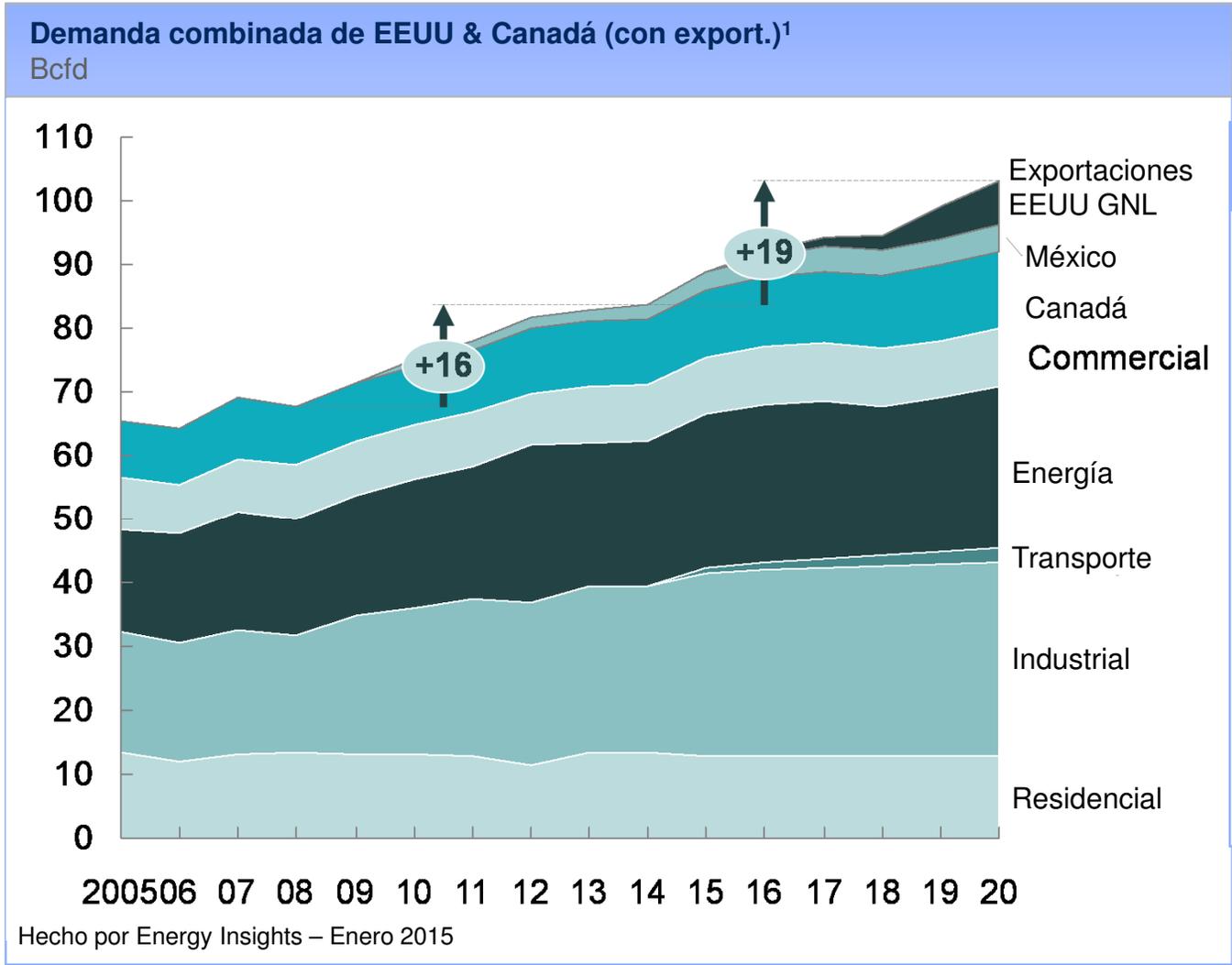
Monitoreamos una serie de métricas clave de oferta y demanda para revisar la evolución del mercado

			Relajado	Ajustado	
Demanda	1 Demanda domestica	<ul style="list-style-type: none"> Retiro de carbón NGV 	50 GW (12-20) <1 Bcf/d	80 ~2 Bcf/d a 2020	100 ~3+ Bcf/d
	2 Exportaciones de GNL	<ul style="list-style-type: none"> Precio en Asia Desarrollo de proyectos 	\$8/MMbtu 5 Bcf/d (2020)	\$11/MMbtu 12 Bcf/d	\$15/MMbtu 18 Bcf/d
Oferta	3 Calidad del recurso	<ul style="list-style-type: none"> Espaciamiento de pozo Superficie NP 	-25% +20pts	2014 2014	+50% -5pts
	4 Aprendizaje /innovación	<ul style="list-style-type: none"> IP, CAGR CAPEX ef. 	5% -30%	1% -2%	0 +20%
	5 APG	<ul style="list-style-type: none"> Producción LTO, 2020 	9 MMboed	7	5
	6 Evolución base	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de exportación de Marcellus 	>20 Bcfd	>14	<14
	7 Comportamiento del productor	<ul style="list-style-type: none"> Velocidades de arranque 	>18 meses	12	6

1 Associated petroleum gas

1. DEMANDA NACIONAL

Demanda total de Norte América (con export.) puede crecer a 18 Bcfd en los próximos 5 años



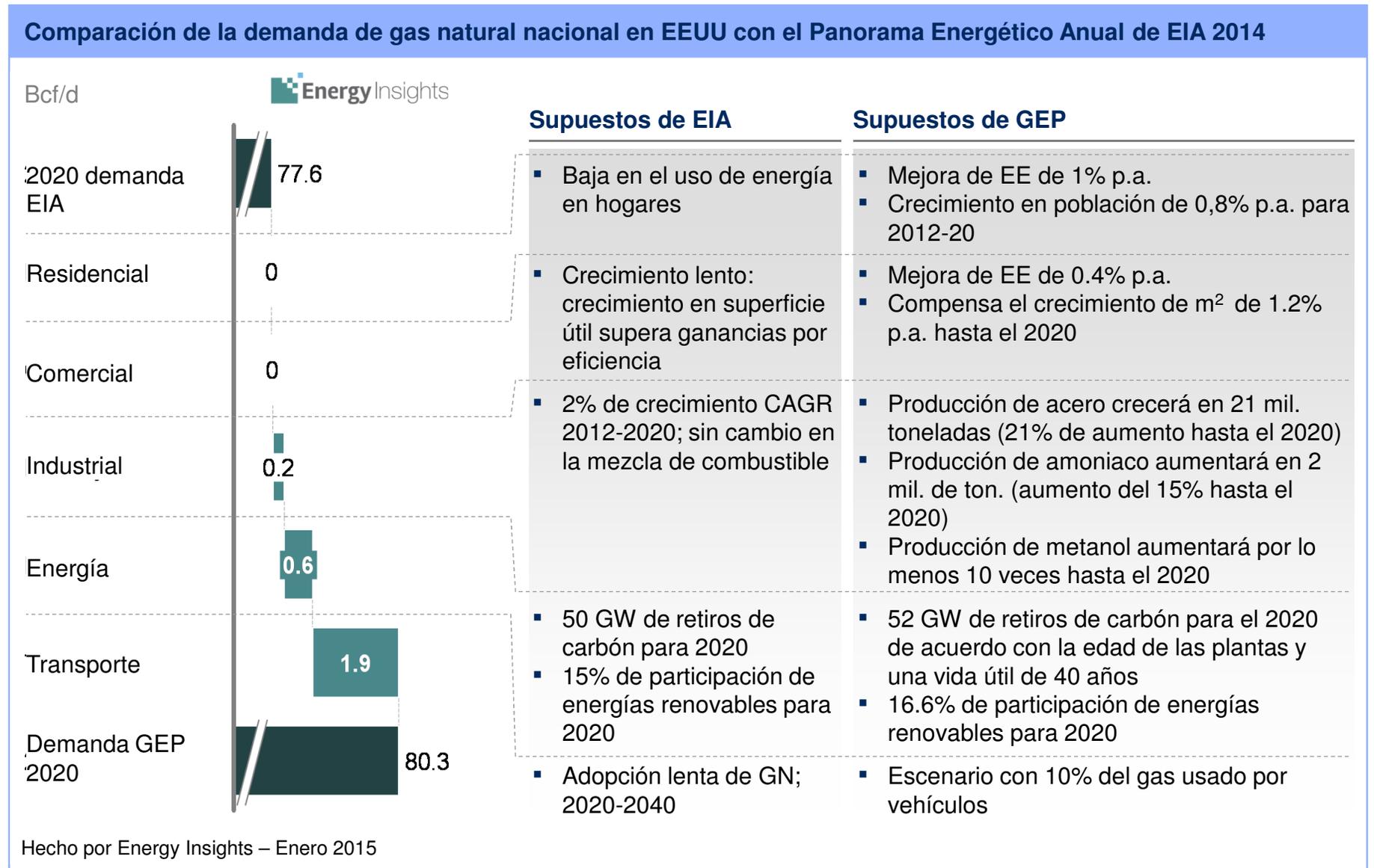
Demanda Norte Americana

- Crecimiento de la demanda en el mercado industrial, generación y exportación se dirige a 100 Bcf/d para el 2020
- Exportaciones de GNL implican riesgos de construcción y de contratación. Adicionalmente, dada la estructura de los contratos actuales, existen componentes dependientes del precio internacional del gas

¹ Industrial incluye pérdida de tubería, plantas de energía y uso de tubería

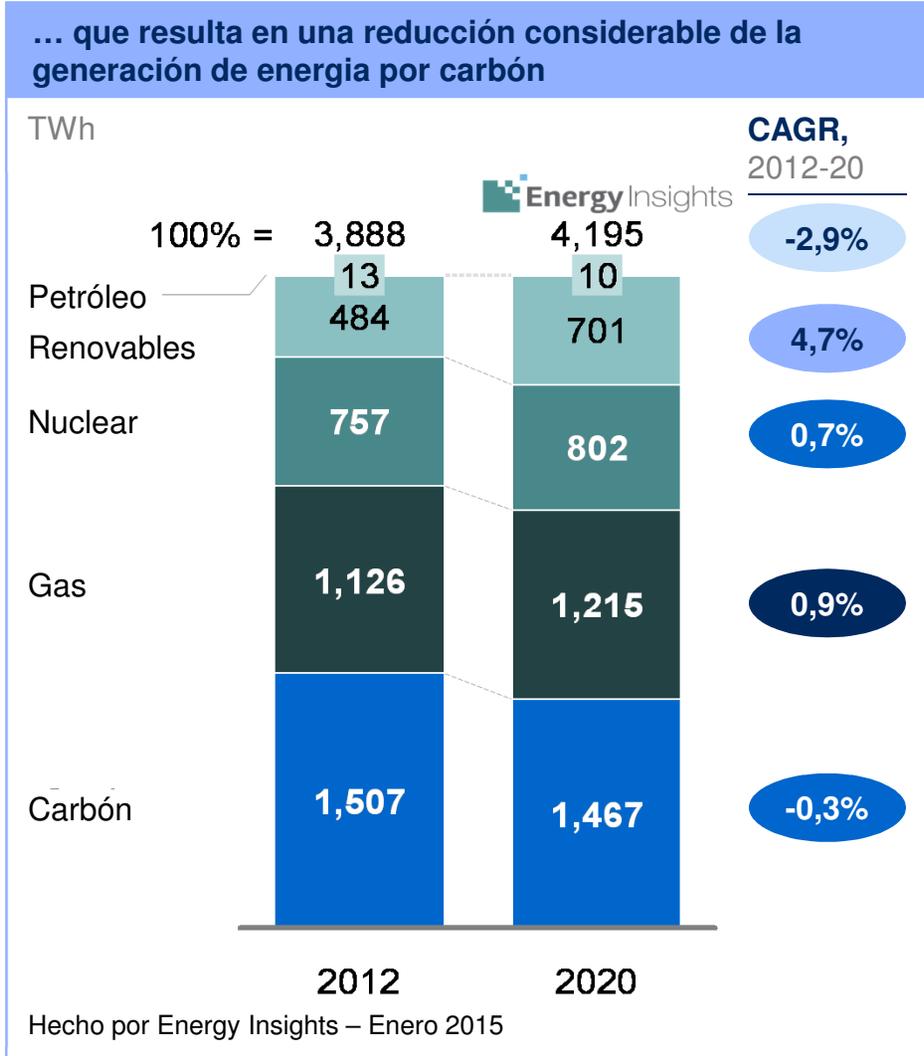
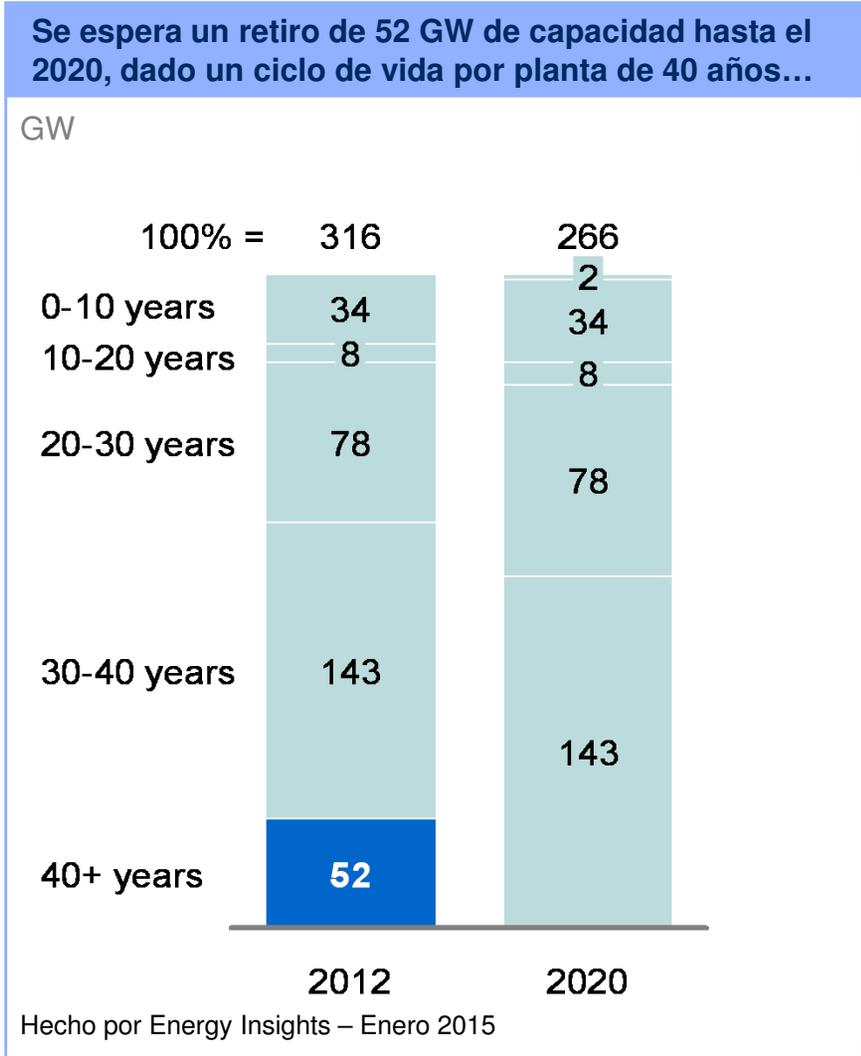
1. DEMANDA NACIONAL

Nuestro panorama difiere de EIA por una mayor demanda de transporte



1. DEMANDA NACIONAL - POTENCIA

Se espera que la demanda de energía crezca a medida que el gas y energías renovables cubran la pérdida de generación de energía por carbón



1. DEMANDA DOMÉSTICA - GNL EN EL TRANSPORTE

Siete segmentos de usuarios finales crean demanda en la cadena de valor

	Descripción
 <p>Barcos que operan con GNL</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Barcos que operan con GNL. Incluye aplicaciones de punto a punto (ej., ferries, rutas de transporte) y uso local (v.g., barcos de servicio en puertos)▪ Oportunidades en kits relacionados con uso de GNL en barcos, al igual que en estaciones de servicio; centros de licuefacción y transporte
 <p>Taladros /equipos pesados alimentados con GNL</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Equipos pesados y taladros pasados de diésel a GNL▪ Oportunidades en kits de mantenimiento de equipos GNL, al igual que en estaciones de servicio; centros de licuefacción y transporte
 <p>Trenes alimentados con GNL</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Trenes que operan con GNL. No incluye vagones que se utilizan para transportar GNL (oportunidad menor, si la hay, en Norte América)▪ Oportunidades en kits para locomotoras de GNL, al igual que en estaciones de servicio; centros de licuefacción y transporte
 <p>Transporte urbano con CNG (p.ej. flotas)</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Camiones locales operado con CNG (flotas de trabajo medio, principalmente) y transporte público▪ Oportunidades en kits relacionado con GNC en vehículos, al igual que en estaciones de servicio; centros de compresión y transporte
 <p>Transporte terrestre de larga distancia</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Camiones alimentados con GNL utilizados para transportes de larga distancia▪ Oportunidades en kits para locomotoras de GNL, al igual que en estaciones de servicio; centros de licuefacción y transporte
 <p>Vehículos livianos alimentados con CNG</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Vehículos livianos alimentado con GNC (flotas y uso personal)▪ Oportunidades en kits relacionado con GNC en vehículos, al igual que en estaciones de servicio; centros de compresión y transporte
 <p>Transporte urbano con GNL (p.ej. flotas)</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Flotas de camiones de transporte urbano que operan con GNL (entre ciudades o entre estados)▪ Oportunidades en kits para flotas de GNL, al igual que en estaciones de servicio; centros de licuefacción y transporte

Hay 3 principales razones para que usuarios consideren gas natural como combustible alternativo

	Consideración del cliente	Propuesta de valor del gas natural
A Reducir costos de combustible/ menor TCO	<ul style="list-style-type: none">▪ Gasto en combustible como aporte crítico al proceso de compra de vehículos▪ Disposición a salir de lo común para ahorrar dinero en combustible	<ul style="list-style-type: none">▪ >20% en ahorros en el costo total de propiedad▪ Aumento en precios del crudo puede implicar un ahorro en combustible de >50%
B Regulación de emisiones	<ul style="list-style-type: none">▪ Cumplir requerimientos federales y/o del cliente sobre emisiones	<ul style="list-style-type: none">▪ Regulación obliga a buscar alternativas para diésel y gasolina▪ Cumplir lineamientos de combustible alternos a cambio de incentivos tributarios
C Preferencias del cliente	<ul style="list-style-type: none">▪ Percepción ambientalmente "consciente"▪ Desempeño de vehículos▪ Disponibilidad de infraestructura▪ Ajuste con la capacidad organizacional	<ul style="list-style-type: none">▪ Emisiones de CO₂ 25% menores con GNL vs. diésel▪ Hasta ~700 millas con dos tanques de GNC▪ Estaciones de servicio disponibles cerca de gasoducto▪ Llenado de GNC considerado seguro y eficiente

1. Demanda doméstica - GNL en transporte

A **Uso de gas natural por parte de usuarios finales genera ahorros significativos, pero tiene periodos largos de recobro de inversión**

Capex adicional para equipos de gas natural
 Ahorros de combustible²

Diferencial en el costo total de propiedad (TCO), gas natural vs. diésel Millones de USD por activo durante vida útil	Recobro de Inversión (meses)	Retorno sobre Capex inicial
Accarreo GNL 	89	4x
Plataformas petrolíferas / equipos pesados de GNL ¹ 	4	82x
Ferrocarriles con GNL 	94	4x
Flotas locales con GNC 	24	6x
Camiones de transporte de larga distancia con GNL 	44	2x
Vehículos livianos con GNC 	26	1x
Flotas locales con GNL 	123	1x

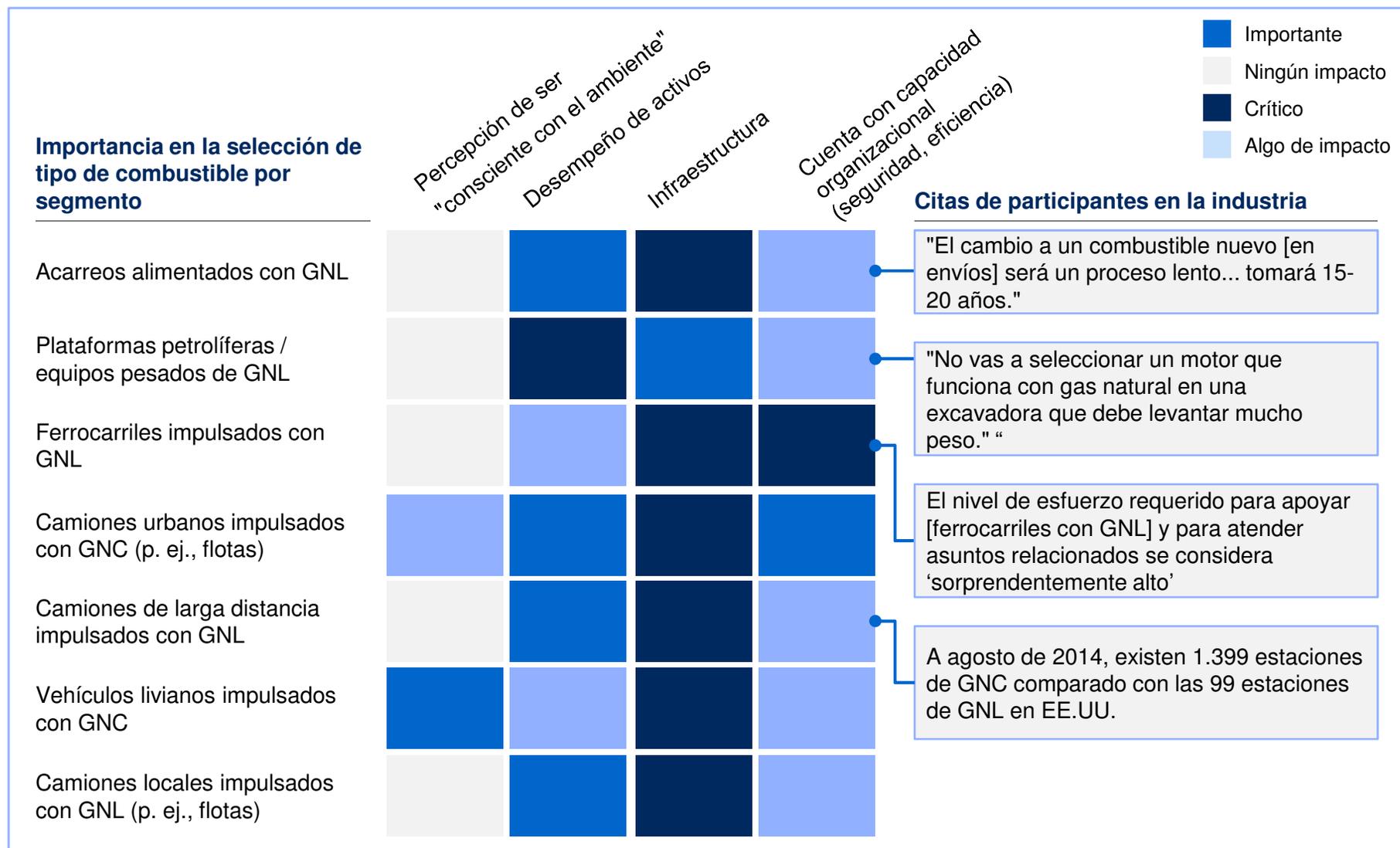
Hecho por Energy Insights – Enero 2015

1 Asume 20 años de vida útil y un consumo de diésel de 2.000 galones/día (es posible que sea una estimación conservadora)

2 \$ 1,00/galón de diésel como prima adicional de GNL versus GNC

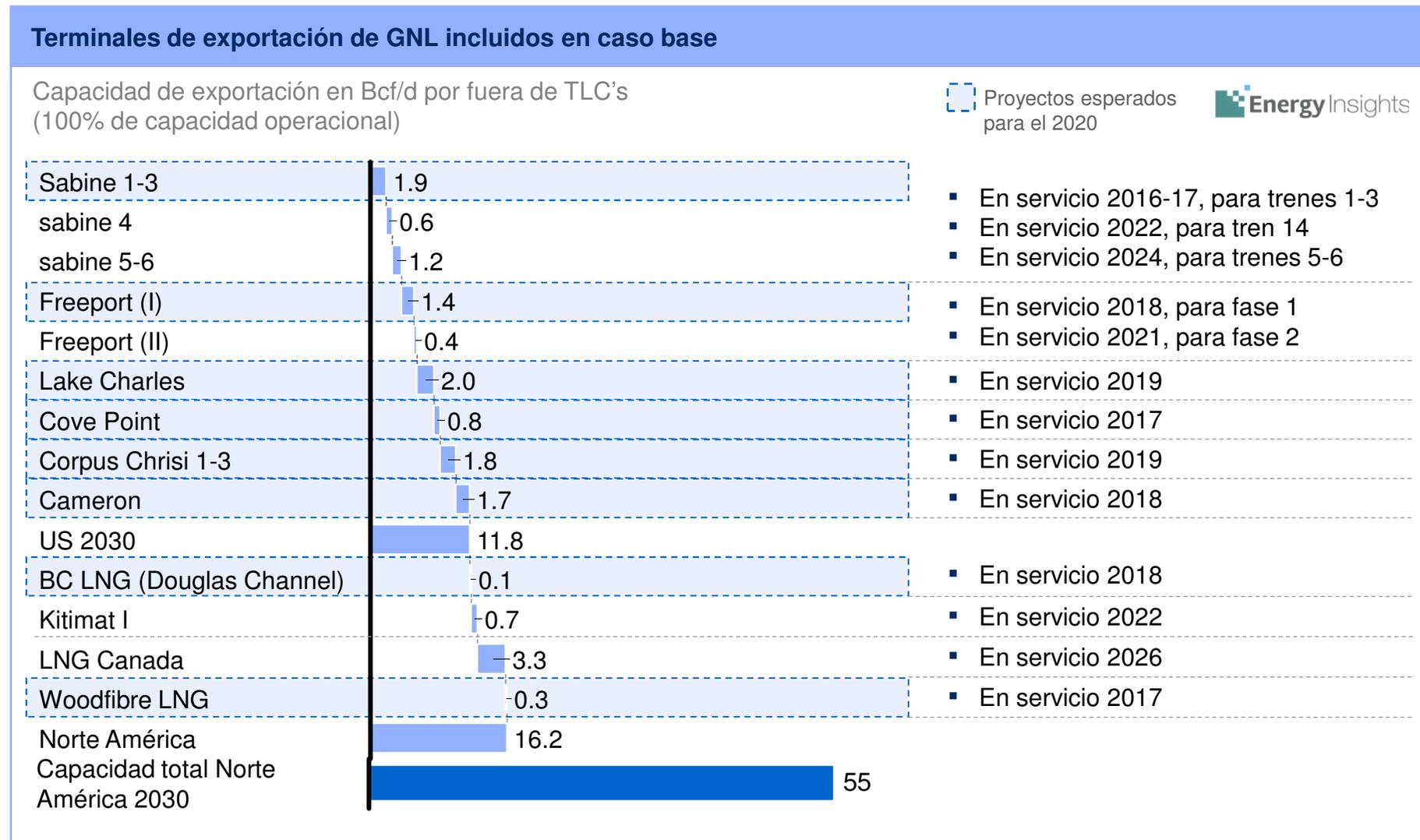
1. DEMANDA DOMÉSTICA - GNL EN TRANSPORTE

Mejoras en infraestructura y desempeño son los habilitadores más críticos para aumentar acogida por el usuario final



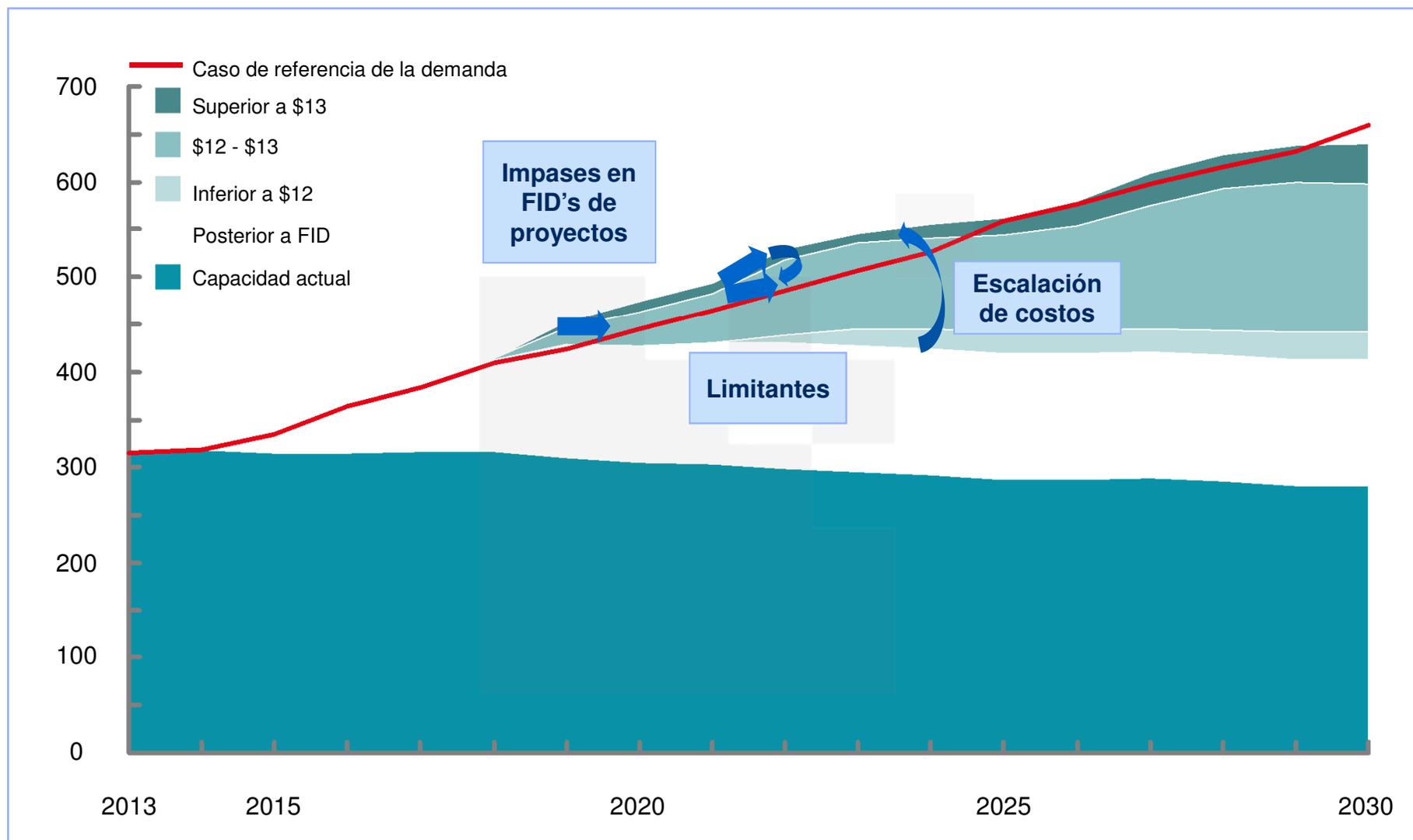
2. EXPORTACIÓN DE GNL

Anticipamos alrededor de ~10 Bcf/d en capacidad de exportación de GNL en América del Norte para el 2020 y ~16 Bcf/d para el 2030



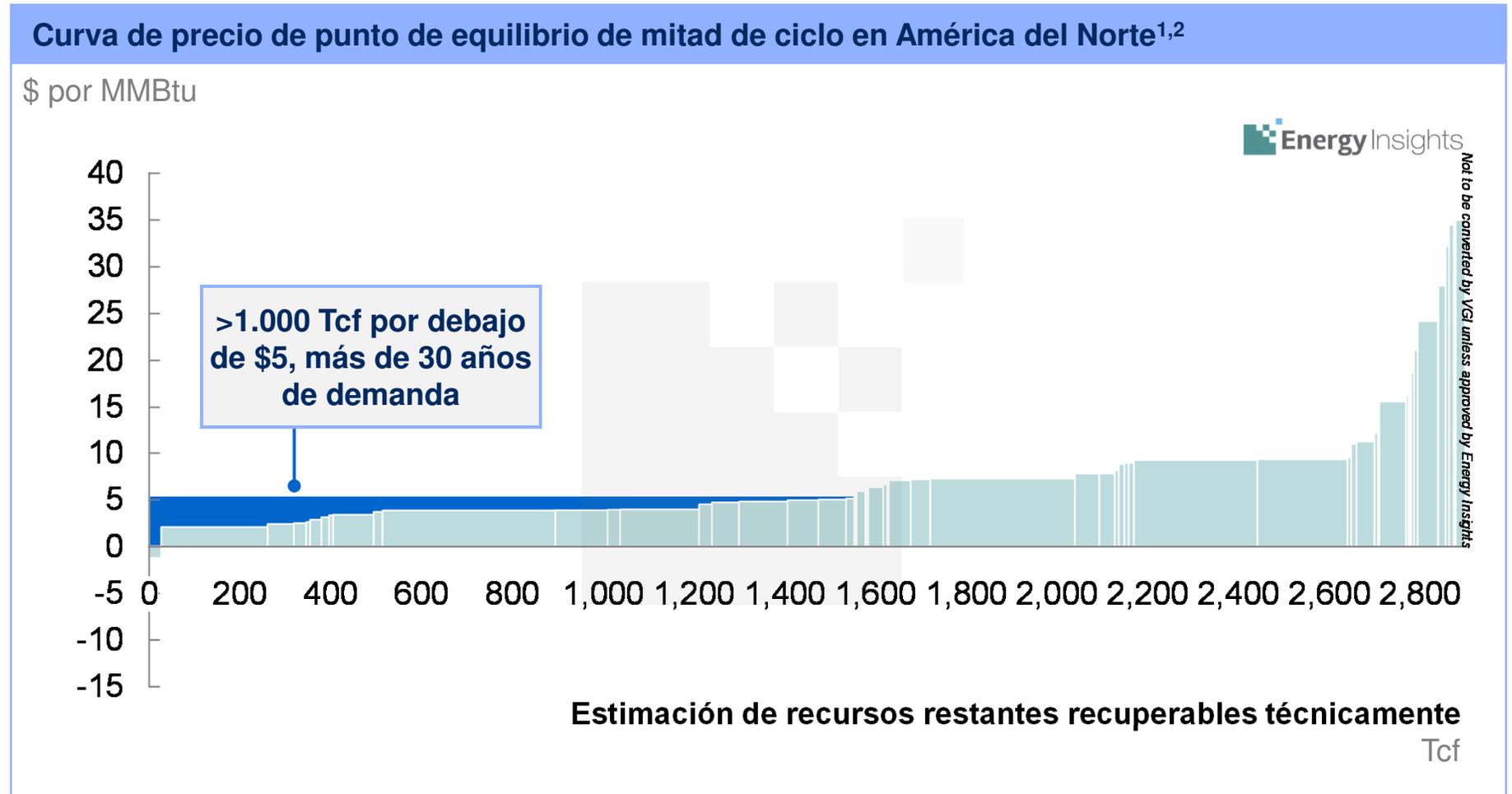
2. EXPORTACIÓN DE GNL

La demanda de GNL está excediendo la oferta de GNL – ejerciendo presión sobre los precios de GNL



3. CALIDAD DE LOS RECURSOS

Norte América cuenta con gas económicamente viable a \$5/MMBTU



1 Indica costo Henry Hub necesario para a pozo adicional. Supone 10% IRR y costos diferenciales de perforación, terminación, campo, levantamiento y locales. Excluye costos de hallazgo y de tierra.

2 Los yacimientos asociados de gas y cuencas predominantemente de petróleo se excluyen de esta tabla

4. APRENDIZAJE / INNOVACIÓN

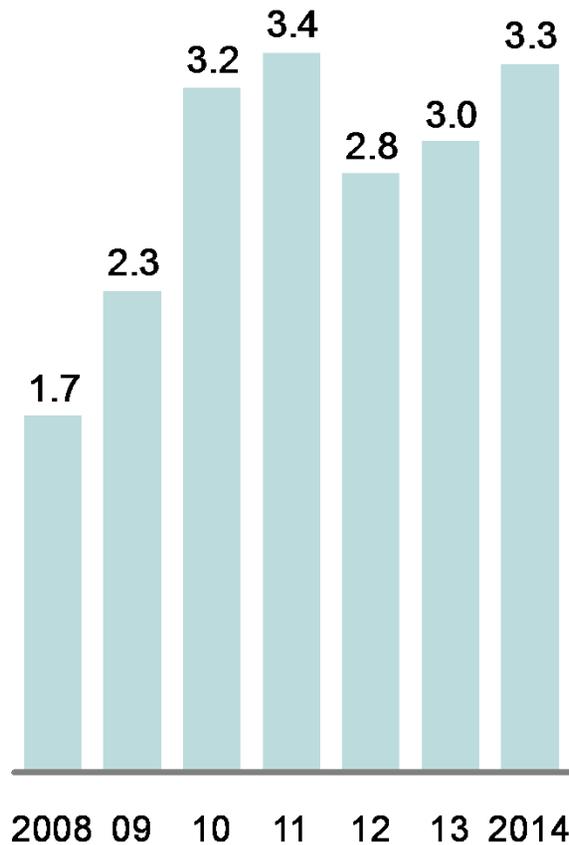
La perforación de esquisto (*shale drilling*) continúa demostrando mejoras y el entendimiento completo del subsuelo aún está por verse



2010 2011 2012 2013 2014

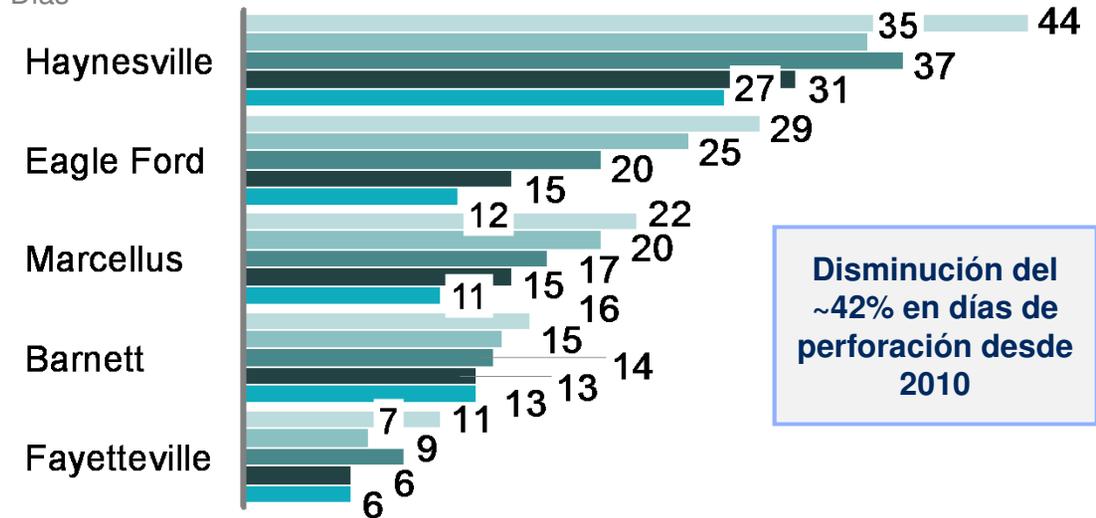
La tasa IP nacional se ha estabilizado

MMcfd



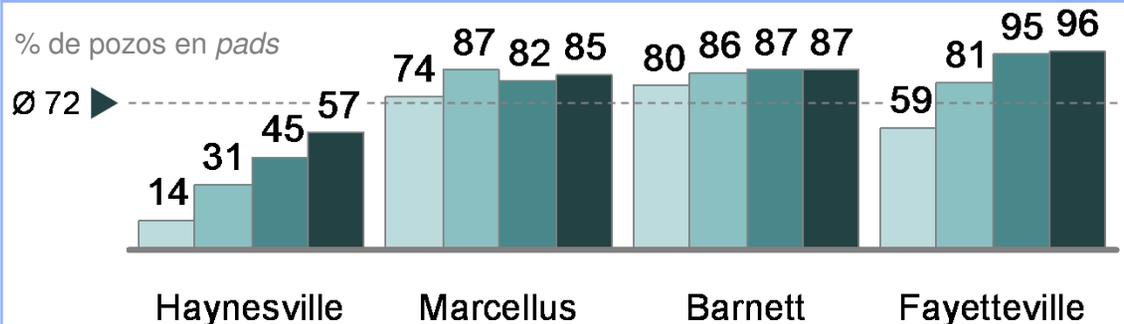
Sin embargo, los días de perforación continúan disminuyendo...

Días



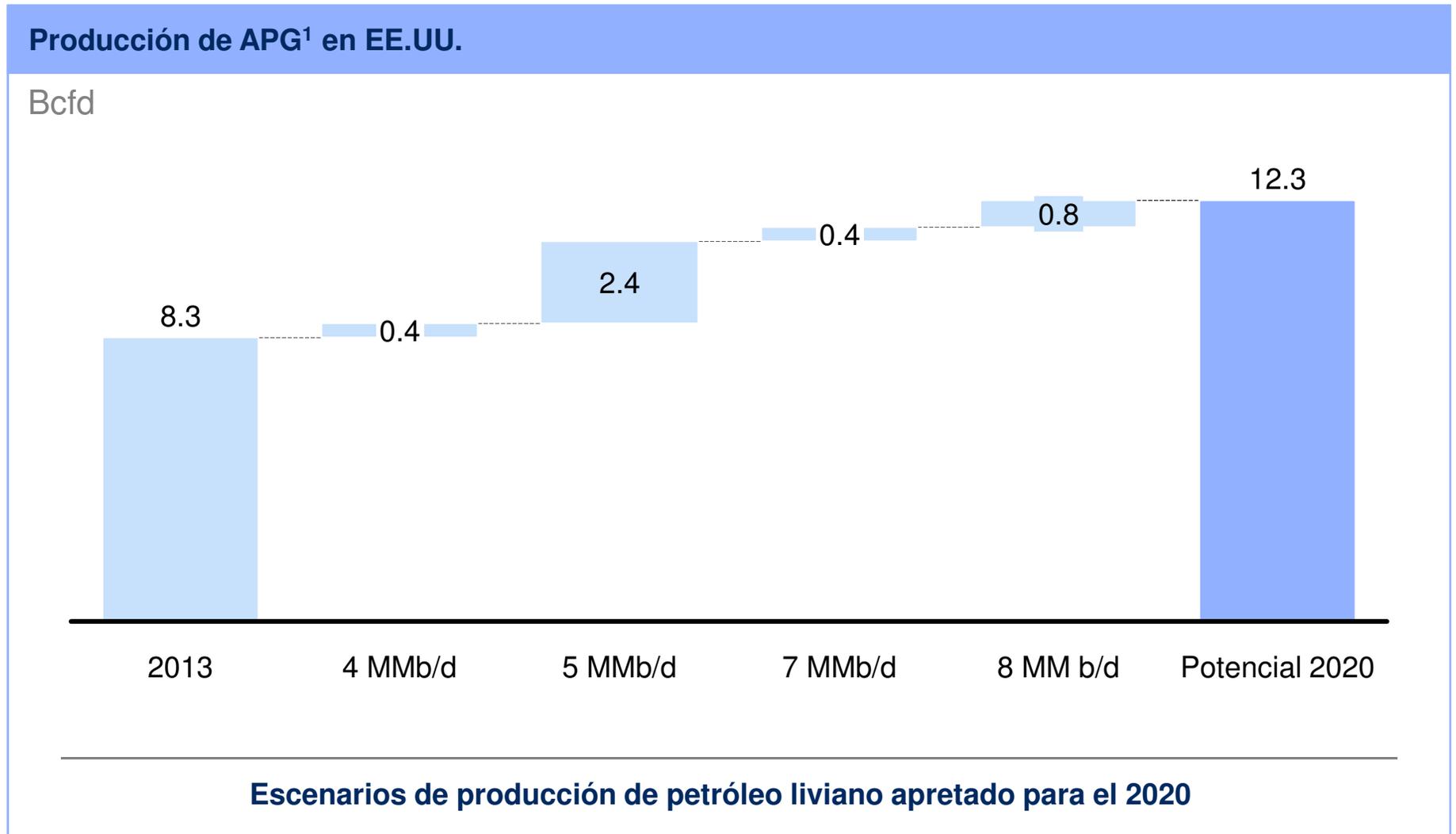
... los operadores continúan transición hacia *pad drilling*

% de pozos en *pads*



5. GAS ASOCIADO

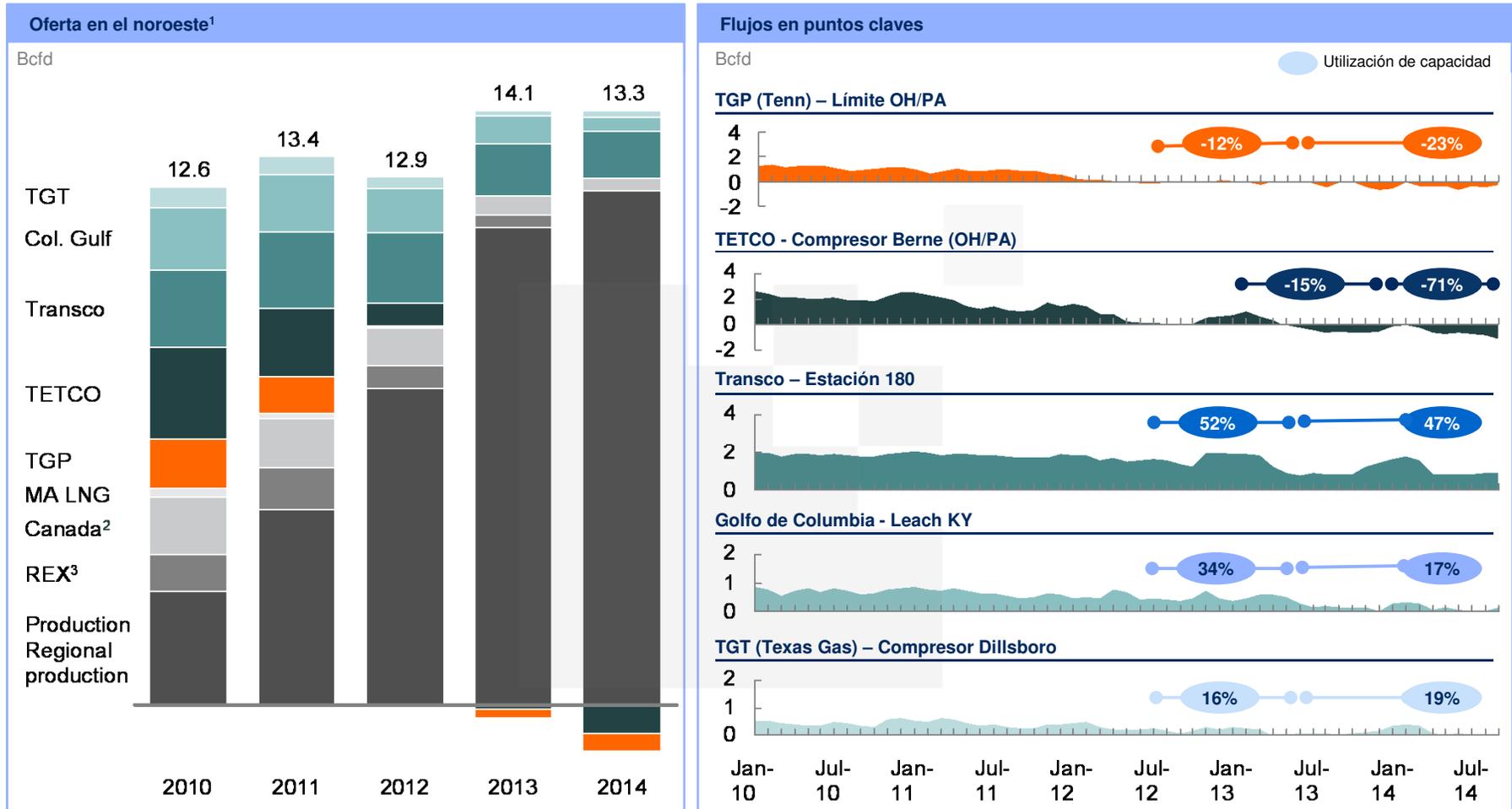
El *boom* en América del Norte de petróleo liviano de formaciones compactas podría añadir 1-4 Bcfd de gas asociado progresivo para el 2020



1 Associated petroleum gas

6. BASE

La producción de gas en Marcellus está desplazando las importaciones en el noroeste de EEUU y los flujos en oleoductos del noroeste han comenzado a revertirse



1 Producción estimada de acuerdo con los flujos desde las plantas de producción y procesamiento hacia oleoductos interestatales

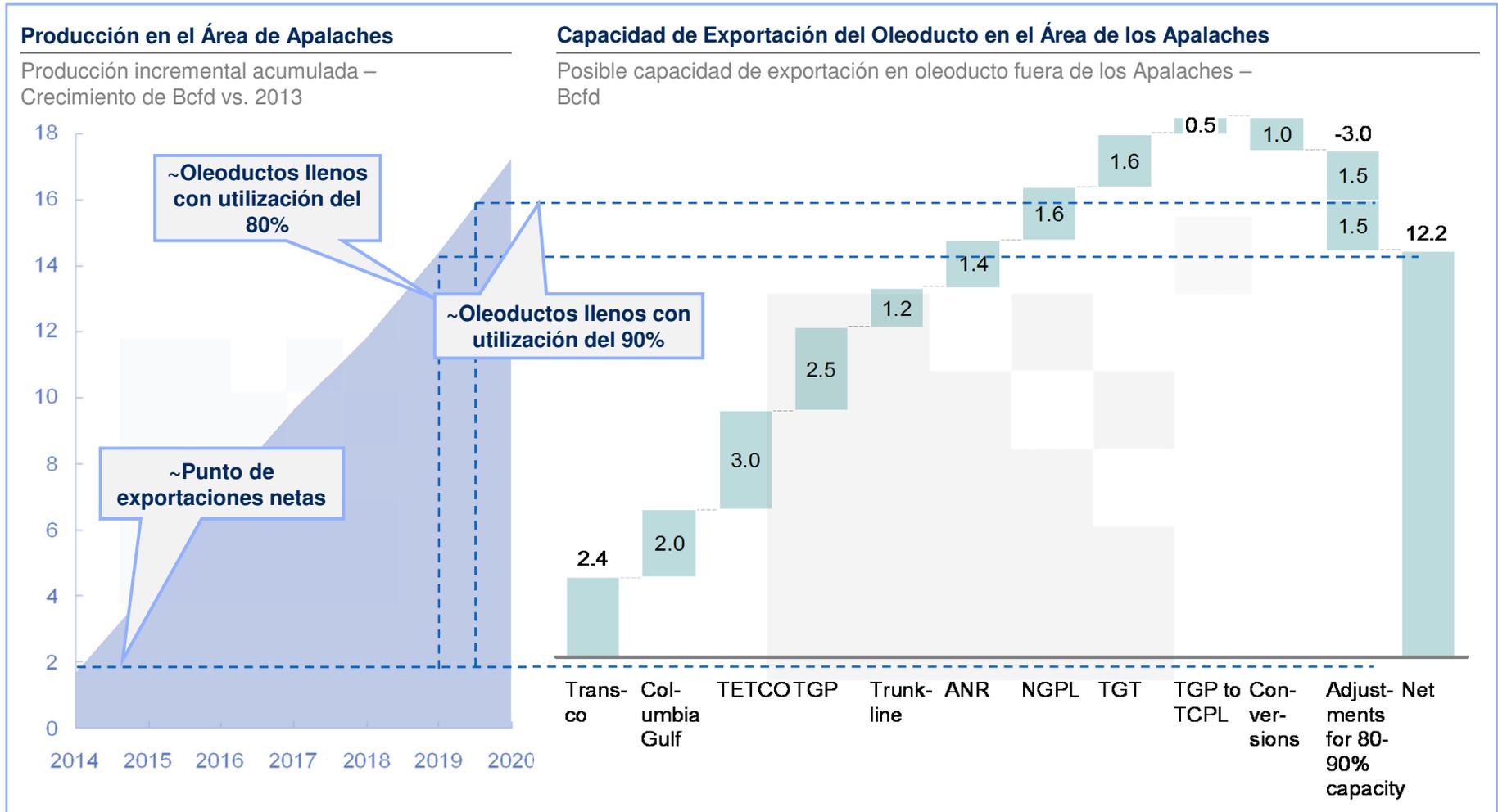
2 Canadá incluye importaciones netas a NY, VT, NH y ME

3 Flujo de Este a Oeste comenzó en REX en julio de 2014 - ahora hasta 0,25 Bcfd

6. BASE

Se espera que Marcellus llegue al 100% de su capacidad de exportación para 2019; esto requerirá la construcción de nuevos ductos hacia el Golfo, o producción en otras regiones para suplir demanda

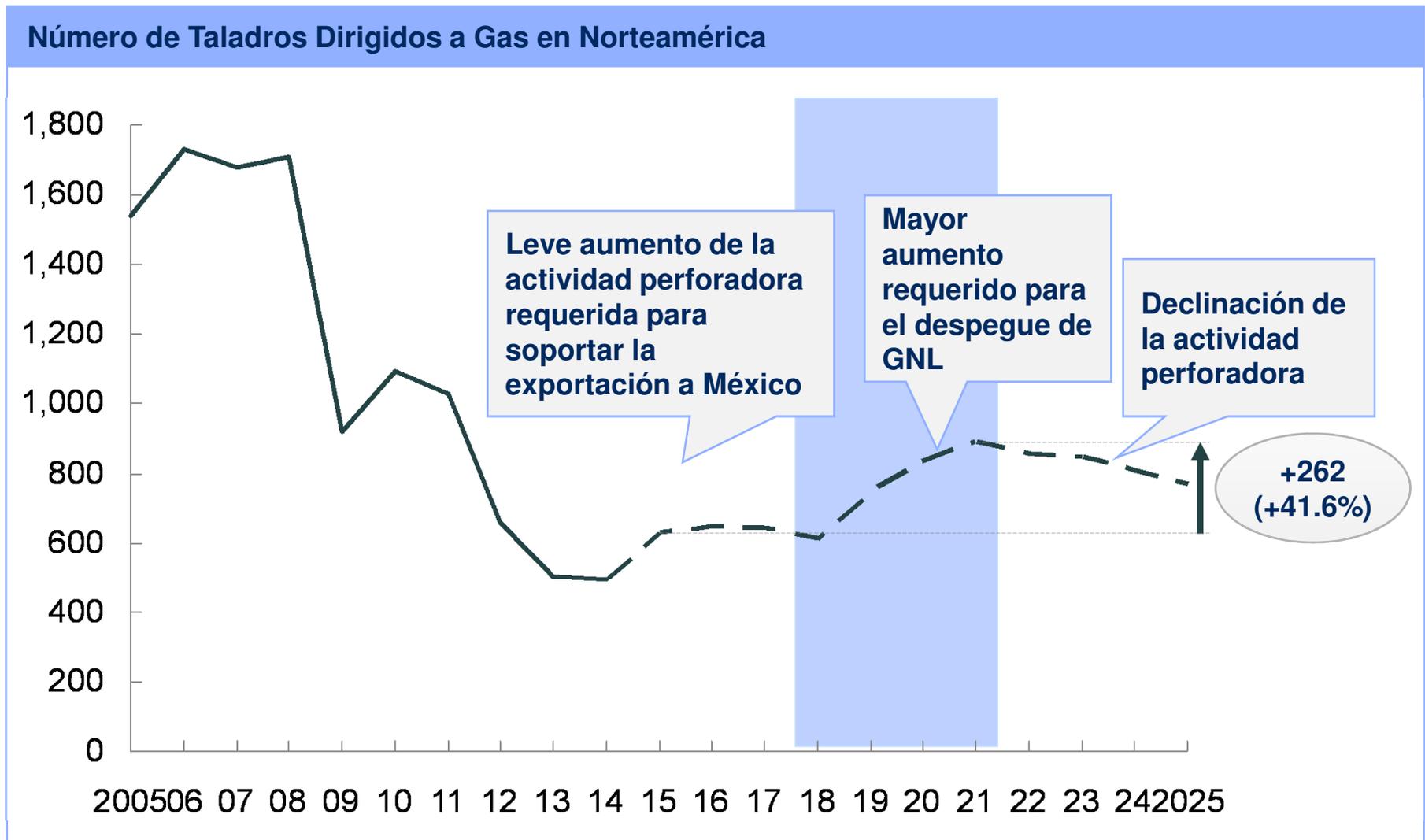
ESTIMADO MUY PRELIMINAR



7. COMPORTAMIENTO DEL PRODUCTOR

A medida que aumente la demanda de GNL en 2018, creemos que los productores deberán ser incentivados a producir

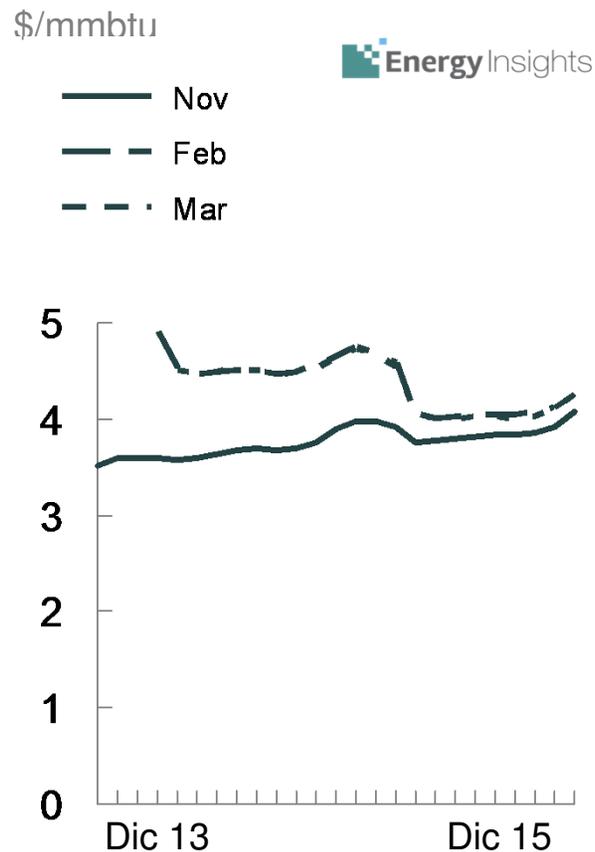
PRELIMINAR – Sobre-estimación de la respuesta de taladros



7. COMPORTAMIENTO DEL PRODUCTOR

La respuesta de la oferta podría tardar hasta doce meses luego de un aumento de la demanda

En invierno de 2013-4 no se observó un movimiento significativo en la parte posterior de la curva de futuros



	Actividad	Meses
Aumento de precios spot	<ul style="list-style-type: none"> Déficit en la oferta (observado en los niveles de almacenamiento) que aumenta el precio spot 	1-2
Aumento de precios en curva forward	<ul style="list-style-type: none"> Los perforadores esperan aumento en forwards para poder cubrirse 	2-4
Confianza de desarrolladores	<ul style="list-style-type: none"> Se desarrolla confianza en que el movimiento de la demanda no es de corto plazo 	0-3
Arranque de la producción	<ul style="list-style-type: none"> Los operadores arrancan permisos, contratos, personal, planes de recopilación 	1-3
Perforación a producción	<ul style="list-style-type: none"> Desfase importante entre la perforación inicial y la llegada del producto al mercado 	3-12
¿Reacción excesiva?	<ul style="list-style-type: none"> El desfase en tiempo y la base fragmentada de proveedores puede implicar una respuesta excesiva de la oferta 	

9-18

Monitoreamos activamente la actividad del mercado para identificar el desarrollo de alguno de los siguientes 4 escenarios posibles

 Casos más probables

Escenarios de precios de gas natural para los próximos cinco años

Sobre-oferta adicional

- Se acelera la producción de LTO, aumentando la oferta de gas asociado a “cero costo”
- La actividad de perforación continua, impulsado por economics de cuencas húmedas (GNL)
- Aumento en la demanda de EEUU no se materializa
- Se agota el lecho de carbón, llevando a una baja en precios

\$2,0-3,5/mmbtu

Precio: cierre económico para pozos de gas seco de mayor costo

Precios basados en carbón

- Los aumentos en la producción de gas asociado se equilibran con la nueva demanda (p. ej. exportaciones de GNL, retiro de carbón)
- Aumentos en productividad de pozos de gas compensan esfuerzos de productores para limitar actividad de perforación
- El precio de referencia activo sigue siendo el precio del carbón

\$3,0-4,5/mmbtu

Precios: cambio de carbón, con valores mínimos y máximos

Carbón + Ciclos

- Aspectos fundamentales similares de demanda y oferta para precios basados en carbón
- La oferta no puede responder rápido a aumentos de demanda, llevando a aumentos de precios a corto plazo
- La oferta sobre-responde regresando los precios a la base de carbón

\$3,0-4,5/mmbtu con periodos de ~\$6/mmbtu

Precios: cambio a carbón con aumentos

Mejora en Fundamentales

- El crecimiento de producción de gas asociado se modera
- Los productores se enfocan en economías más sostenibles, limitando la actividad de perforación
- La demanda de EEUU se acelera (GNL, GNV, retiros de carbón, impuesto al carbono, etc.), sobre-compensando la reversión parcial del cambio al carbón

\$4,5-6,0/mmbtu

Precios: economía de medio ciclo de gas seco en las cuencas promedio

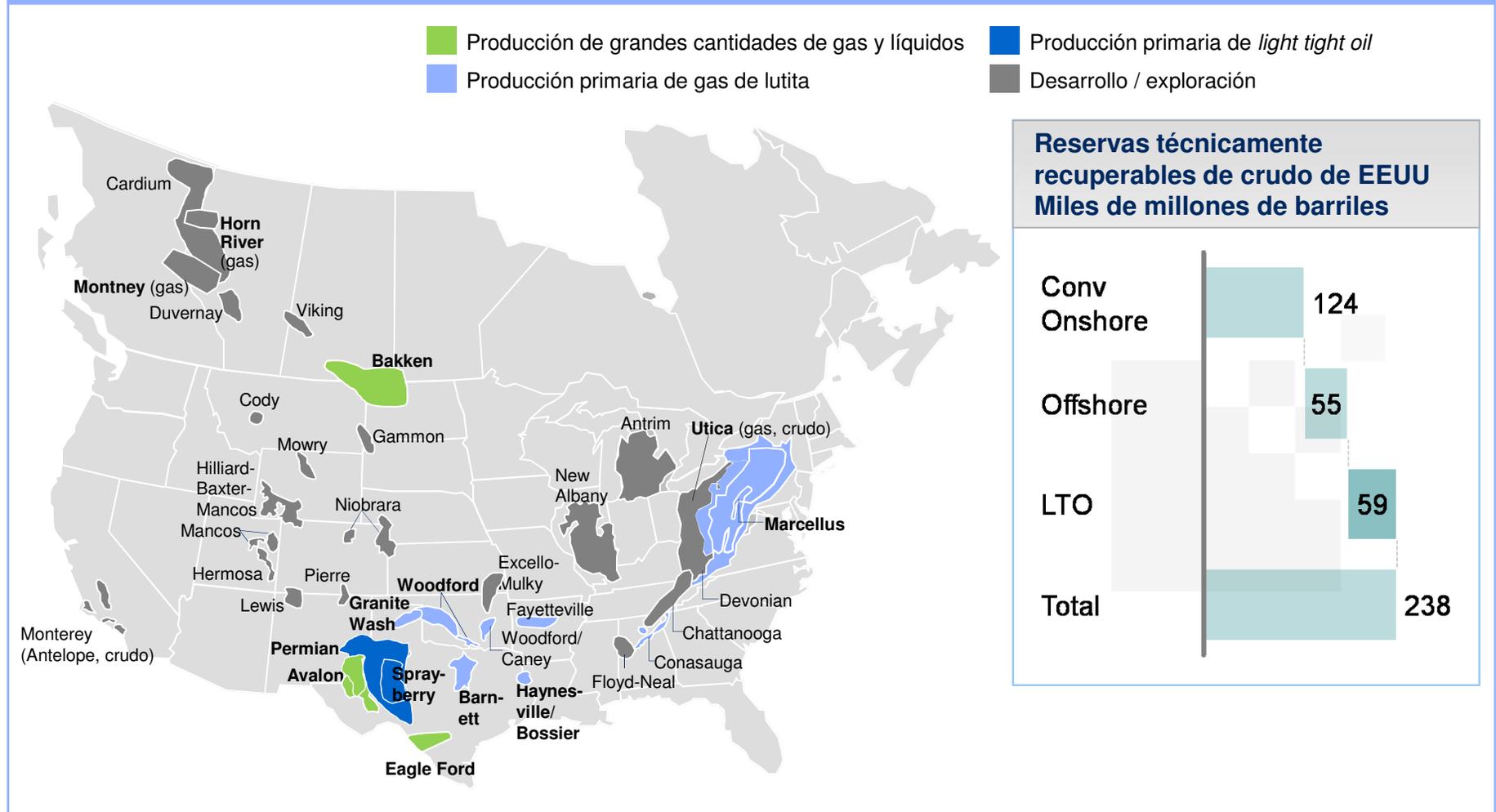
Contenido



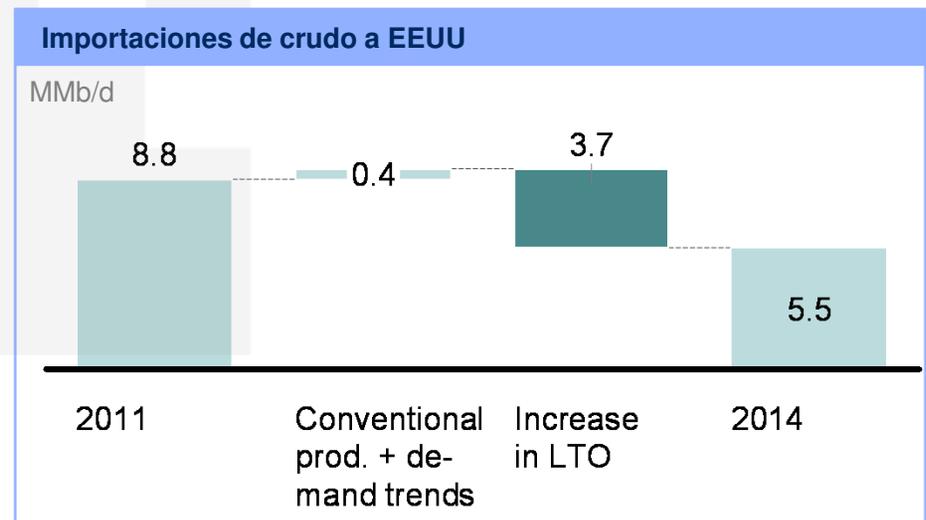
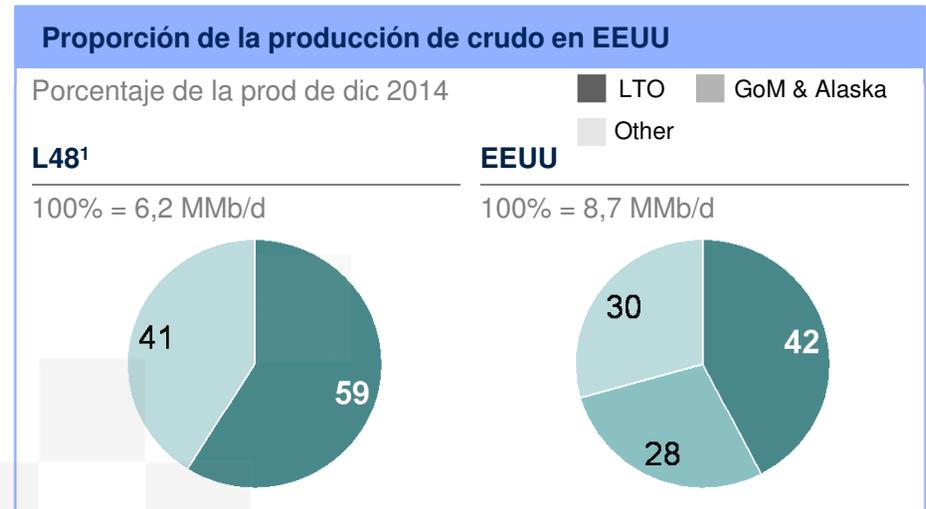
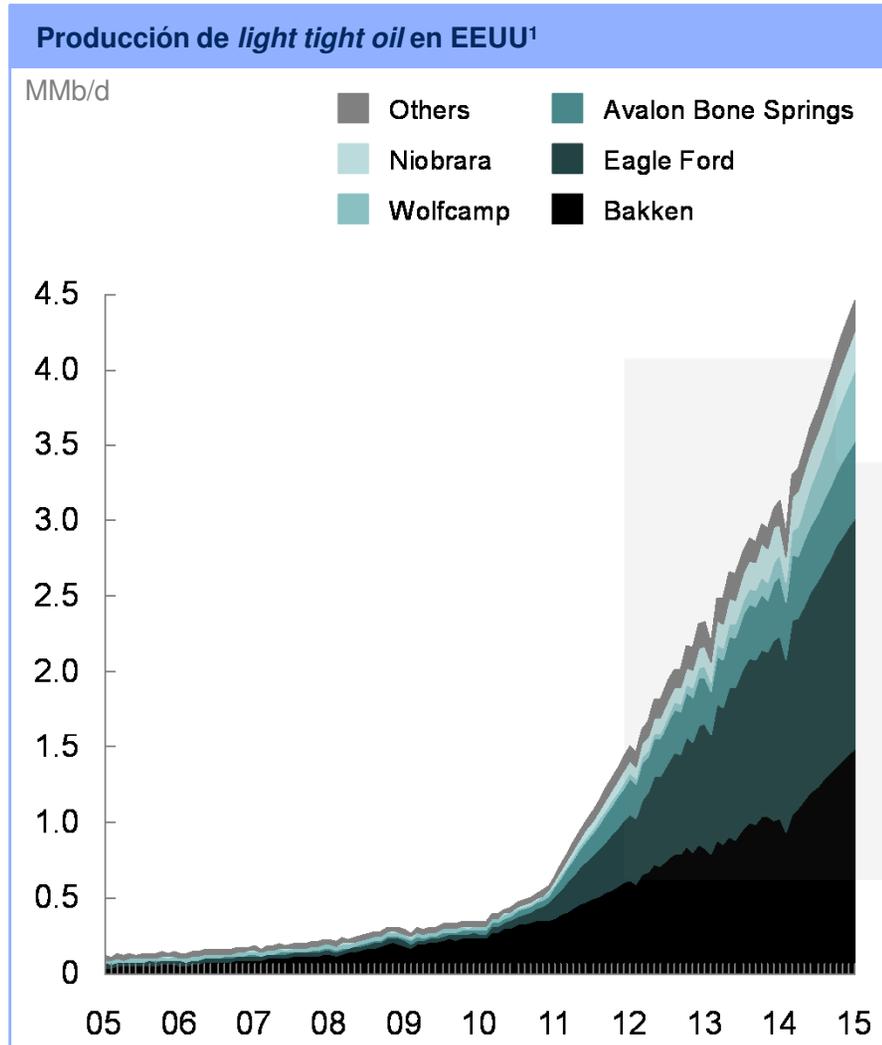
-
- **No convencionales en Estados Unidos de América**
 - Gas de esquisto: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas
 - **Light tight Oil: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas**
 - Implicaciones para Colombia
 - Precios y tendencias que impactan la industria
-

Los recursos de *light tight oil* representan cerca del 25% de las reservas técnicamente recuperables estimadas en EEUU

Principales recursos de líquidos y gas de lutita en EEUU (principal producción / prospectos en negrilla)



El *light tight Oil* (LTO) ha crecido más de 50% al año desde el 2010 y ahora representa más del 40% de la producción de hidrocarburos de EEUU

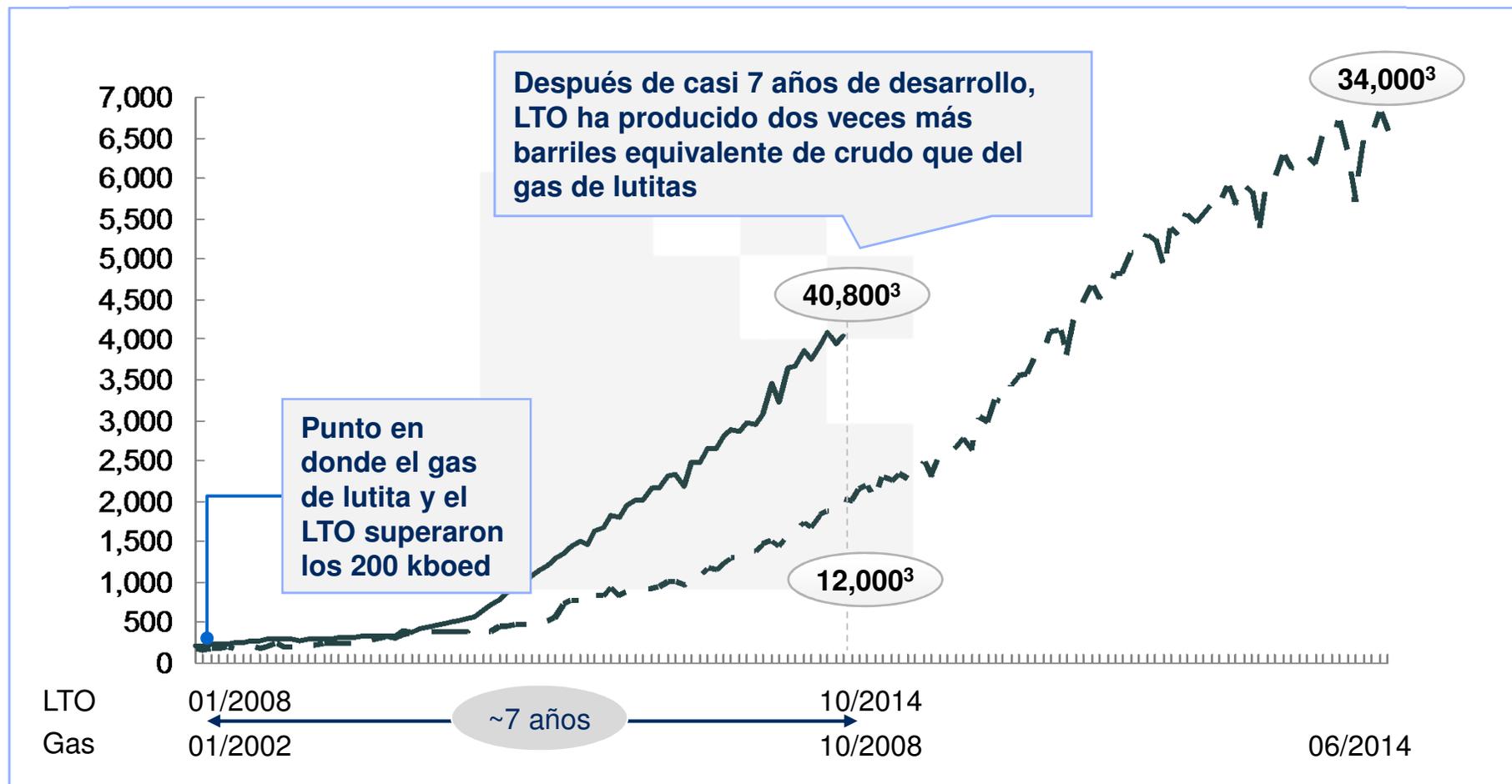


¹ Incluye producción de crudo livianoapretado en los 48 estados inferiores. La producción es de zonas portadoras de crudo con tipos de perforación horizontal principalmente (incluye condensados de la región de Gas Húmedo de Eagle Ford)

Desarrollo de LTO en NA se da a un ritmo más rápido que el gas de lutita

Crudo en kbod, Gas en kboed

— LTO¹ - - Shale Gas² (x) Número de pozos



1 Producción de líquidos desde zonas LTO. Se incluyen los pozos que iniciaron la producción en o después de enero de 2005

2 Producción bruta de gas en barriles equivalentes de crudo desde zonas de gas de lutitas. Se incluyen los pozos horizontales y direccionales que iniciaron la producción en o después de enero de 2000

3 Pozos horizontales perforados en o después de enero de 2005 (LTO), pozos horizontales perforados en o después de enero de 2000 (gas de lutita)

Similar al inicio de la revolución de gas de lutita, la mayoría de la producción de *Light Tight Oil* proviene de dos cuencas principales, aunque otras cuencas han comenzado a emerger

(X) Porcentaje de producción de la zona productora principal

La producción de gas de lutita se concentró en 2 zonas hasta el 2008, después comenzó un rápido desarrollo de otras zonas

NA producción bruta de gas de lutita
Promedio anual, Bcfd

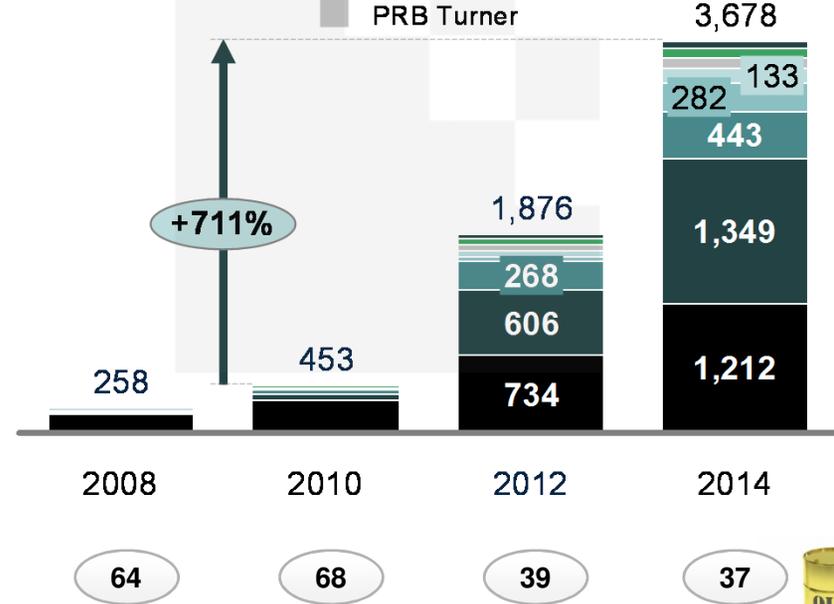
- East Texas
- Fayetteville
- Tuscaloosa
- Haynesville
- SCOOP
- Barnett
- Marcellus
- Rockies
- Woodford



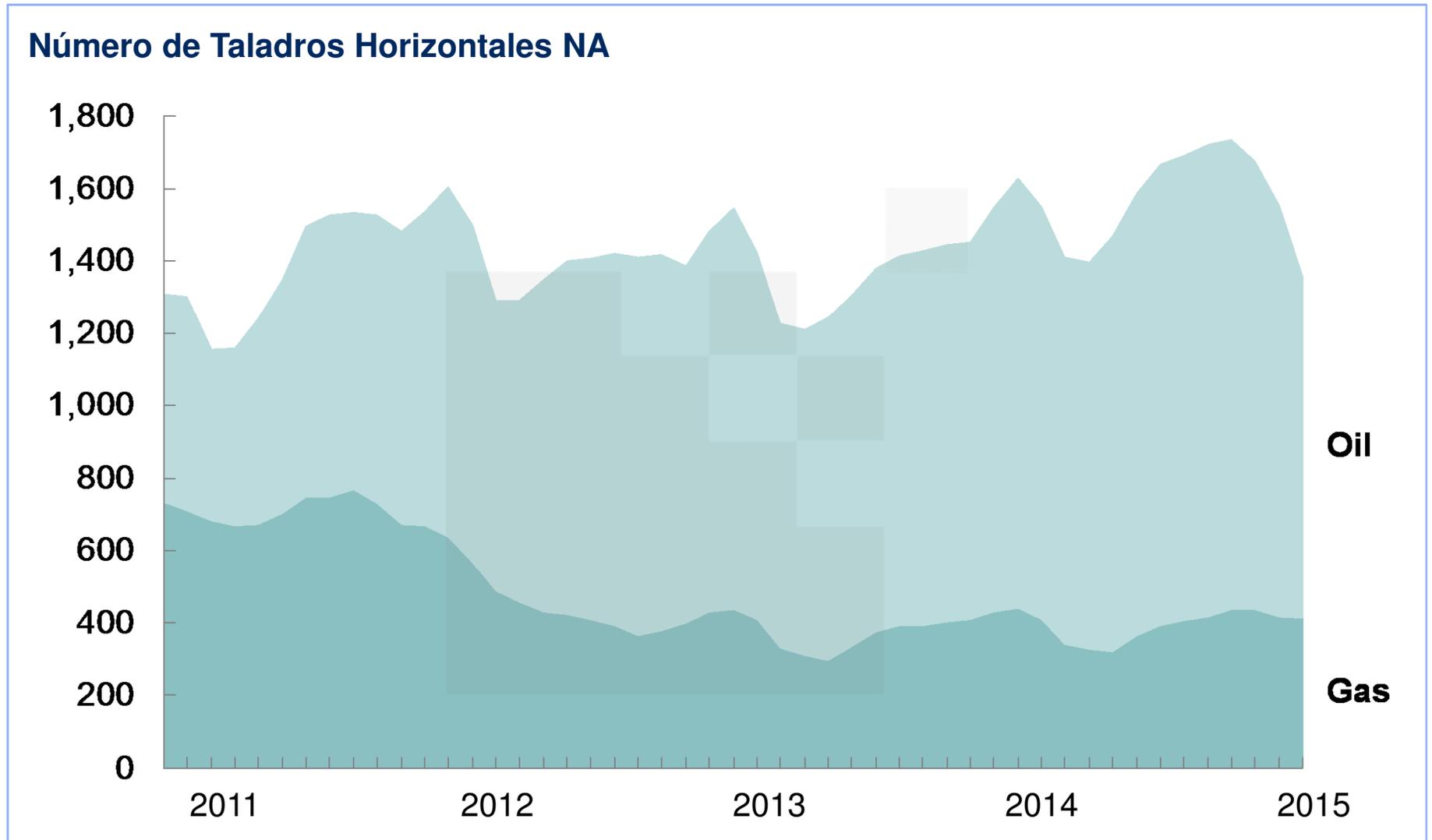
La producción de LTO proviene de 2-3 zonas productoras, pero las otras zonas empiezan a surgir

Producción de crudo de EEUU de LTO
Promedio anual, kbod

- Utica Oil
- Niobrara
- Tuscaloosa
- Wolfcamp
- Spraberry
- Avalon
- Permian Central
- Eagle Ford
- Mississippi Lime
- Bakken
- PRB Turner



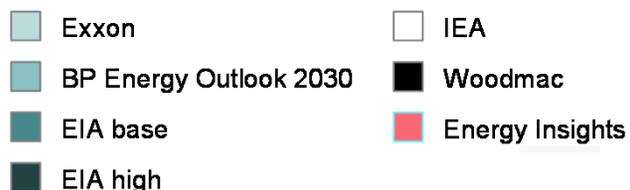
El número de taladros horizontales permanece constante dentro de los límites de la temporalidad - pero la actividad se ha volcado hacia el crudo



Las estimaciones del mercado respecto de la producción de LTO en EEUU han aumentado en los últimos años, pero siguen siendo menores que los nuestros

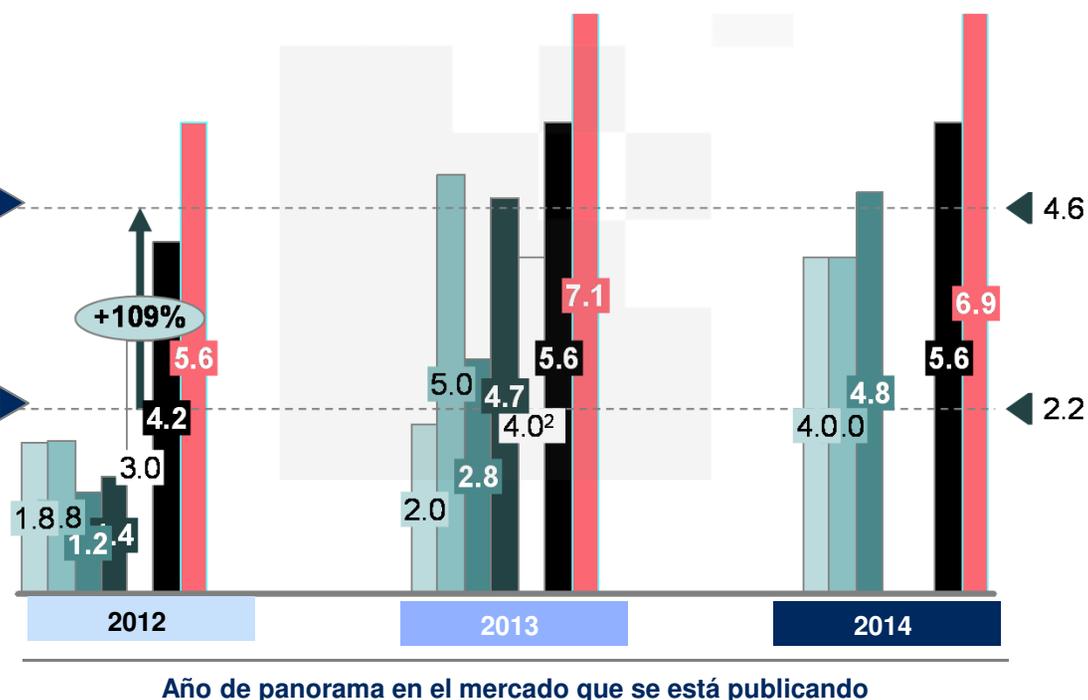
Estimados de oferta de LTO en EEUU en el 2020

MMbpd, (LTO únicamente; no incluye GNL)



Consenso en el mercado a 2020 de predicciones de LTO a 2014¹

Consenso en el mercado a 2020 de predicciones de LTO a 2012¹



- Los estimados del mercado de oferta de LTO a 2020 se han duplicado en los últimos dos años
- Hay dos motivos claves que llevan a los cambios radicales en los estimados del mercado:
 - No hay una manera comprobada de caracterizar el tamaño del recurso y la calidad con precisión – la actividad es mejor predictor de recursos que los estimados impulsados por el subsuelo
 - Operadores en tierra tienen múltiples técnicas para aumentar las tasas de Producción Inicial, etc., cuando perforan fuera del núcleo

1 Consenso en el mercado excluye los estimados de Energy Insights

2 El estimado IEA MTOMR 2013 es de ~4.0 MMbbl/d para el 2018

El panorama de LTO se basa en los recursos, costo de desarrollo y precio del crudo

Recursos	1 Calidad del recurso	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Espaciamiento de pozos: determina qué tan cerca se pueden perforar los pozos /inventario de perforación ▪ Superficie no productiva: porcentaje de zona productora que no se puede acceder para perforación ▪ Longevidad de los pozos: vida del pozo
	2 Aprendizaje en PI¹	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crecimiento de recobro total estimado: aumento en producción por pozo y forma de la curva de declive
	3 Descubrimiento de nuevas zonas de producción	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Número de nuevas zonas productoras en “<i>pipeline</i>”: Alto número de posibles zonas productoras en la fase de exploración que pueden comprobarse en los próximos 5 años
Costo de desarrollo	4 Costos de perforación y desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eficiencia de taladro: tiempo de perforación por metro ▪ Intensidad de uso de insumos: volumen de propantes, químicos, agua utilizada por pozo ▪ Precios cíclicos: inflación /compresión de servicios en campos petroleros debido a precios del crudo
Precio realizado	5 Precio global del crudo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Balance de oferta/demanda global del crudo: volumen de la capacidad ociosa de OPEC ▪ Costo de producción marginal: costo marginal del barril adicional
	6 Diferenciales de Brent	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diferenciales de transporte en EEUU: campo diferencial y WTI / LSS ▪ Diferenciales Brent Vs. LSS: de acuerdo con la política de exportación de EEUU ▪ Diferenciales de calidad: diferencia con el benchmark WTI
Otros riesgos	7 Acceso a capital	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Las limitaciones de capital restringen la habilidad de desarrollar recursos que de otra manera serían económicos
	8 Derecho de operar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulaciones de fracturamiento: potencial para limitar el desarrollo – probablemente se darán a d a nivel local ▪ Crudo por ferrocarril: posible limitación en el transporte

1 Producción Inicial

Hemos desarrollado 4 diferentes escenarios de planeación para la actividad de LTO

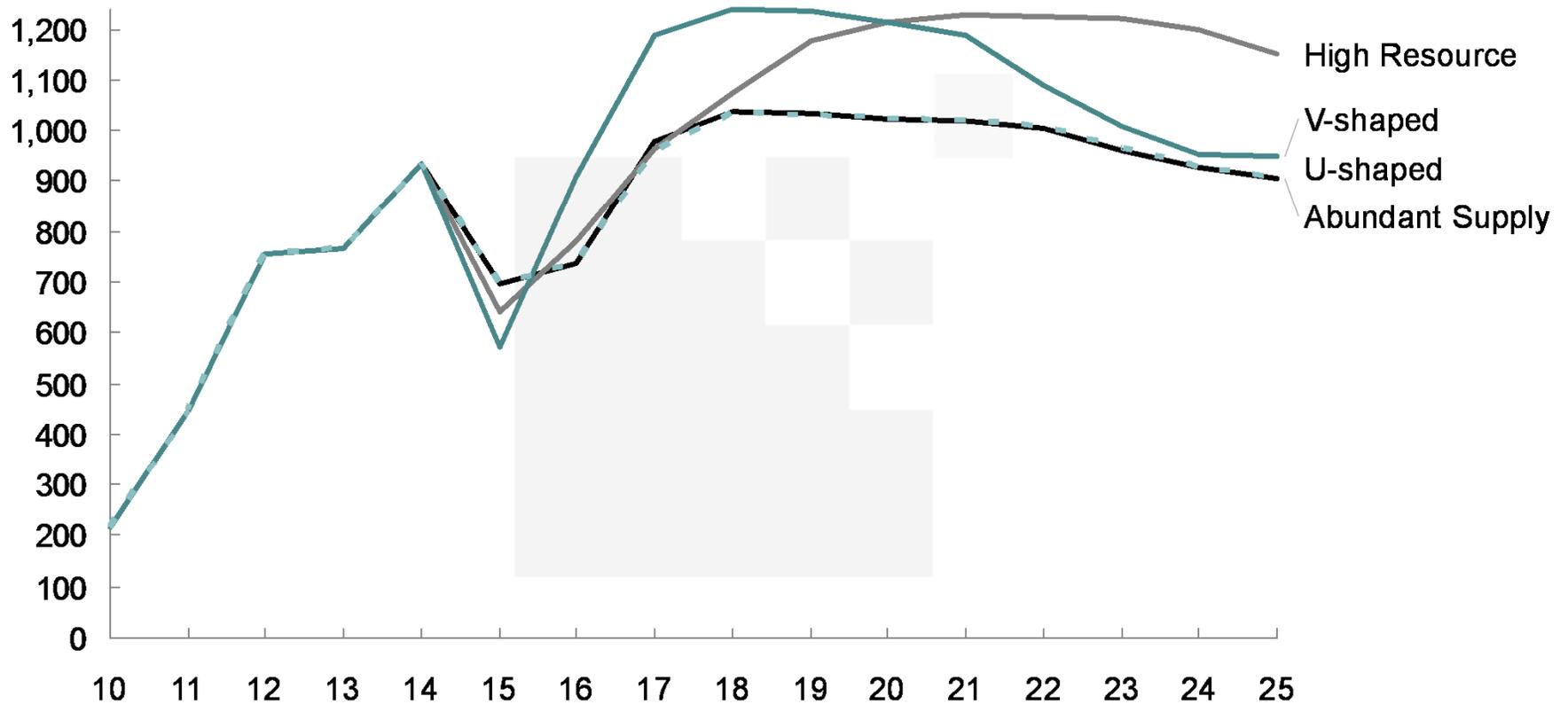
		Caso de Recuperación en forma de V	Caso de Recuperación en forma de U	Caso de Oferta Abundante	Caso de Altos Recursos
Recurso	1 Calidad del recurso	←	▪ Densidad de pozos igual a 2014	→	▪ +100% vs 2014
	2 Aprendizaje en PI ¹	▪ PI al nivel de 2014, más ~1% p.a.	▪ PI de alto grado en 2015-16	▪ PI de alto grado en 2015-16	▪ PI al nivel de 2014, más ~1% p.a.
	3 Descubrimiento de nuevas zonas de producción	←	▪ Sin nuevas zonas productoras relevantes	→	▪ 1+ zona productora del tamaño de ABS
Costo de desarrollo	4 Costos de perforación y desarrollo	▪ '15: caída 20% ▪ '16: niveles de '14	▪ '15: caída 20% ▪ '16: caída +5% ▪ '17: niveles de '14	▪ '15: caída 20% ▪ '16: caída +5% ▪ '17: plano	▪ '15: caída 20% ▪ '16: caída +5% ▪ '17: niveles de '14
	Precio	5 Precio global del crudo	▪ Retorna a \$100/bbl para enero de 2016	▪ Retorna a \$75/bbl para enero de 2017	▪ Se mantiene a \$60/bbl desde el 2016 en adelante
6 Diferenciales de Brent		←		▪ Niveles 2014 (permite export.)	→
Otros riesgos	7 Acceso a capital	←	▪ Sin límite	→	
	8 Derecho de operar	←	▪ Sin cambios	→	

1 Producción Inicial

En los cuatro escenarios de planeación, se espera que la actividad de perforación LTO en EEUU toque fondo en 2015 y se recupere en 2016-17

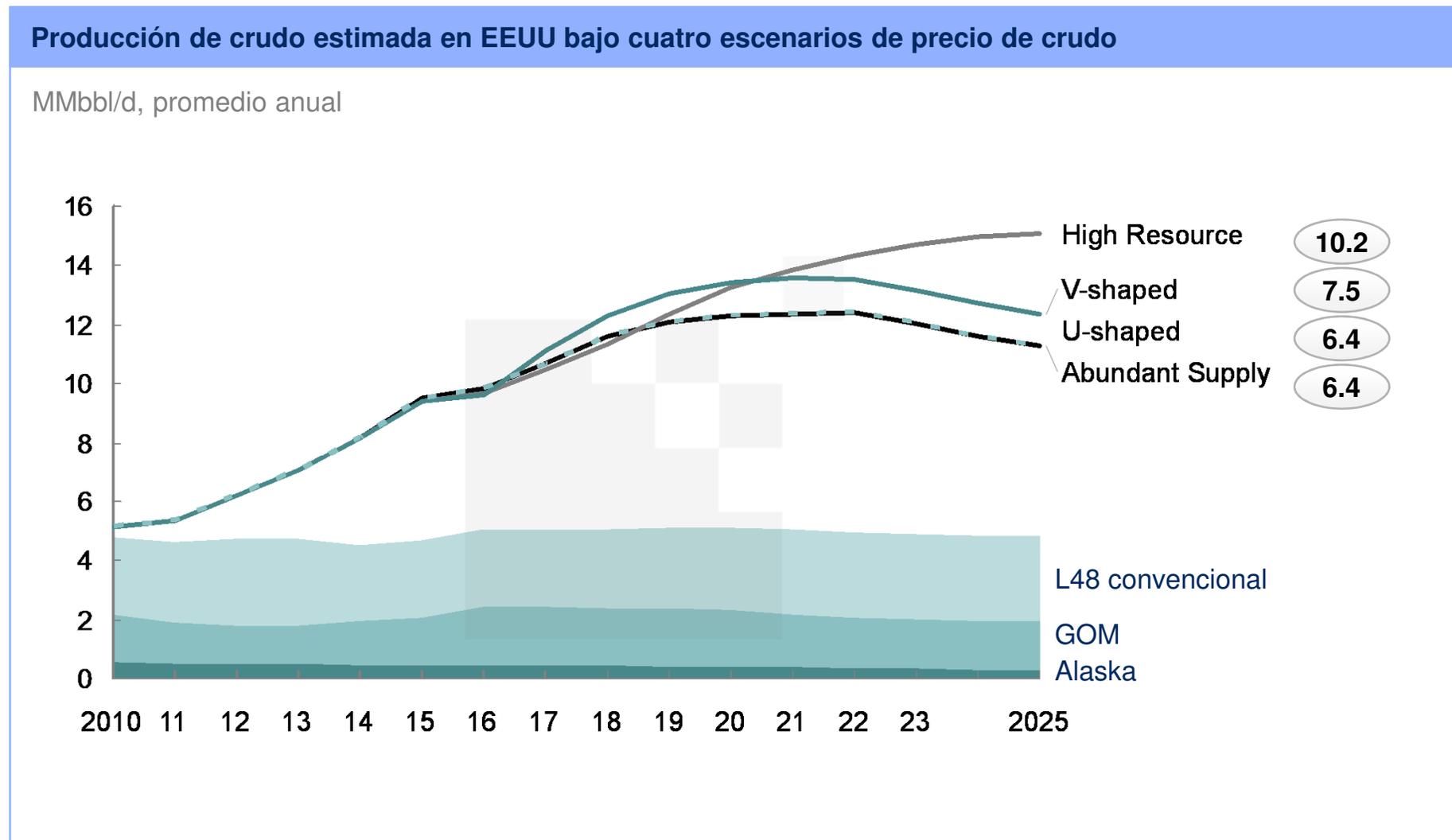
Actividad de perforación de LTO en EEUU bajo los cuatro escenarios de planeación

de taladros activos (promedio mensual)



La producción de LTO en EEUU variaría entre 6-10 MMbbl/d en el 2025, bajo los cuatro escenarios de planeación

x Producción de LTO a 2025, MMbbl/d

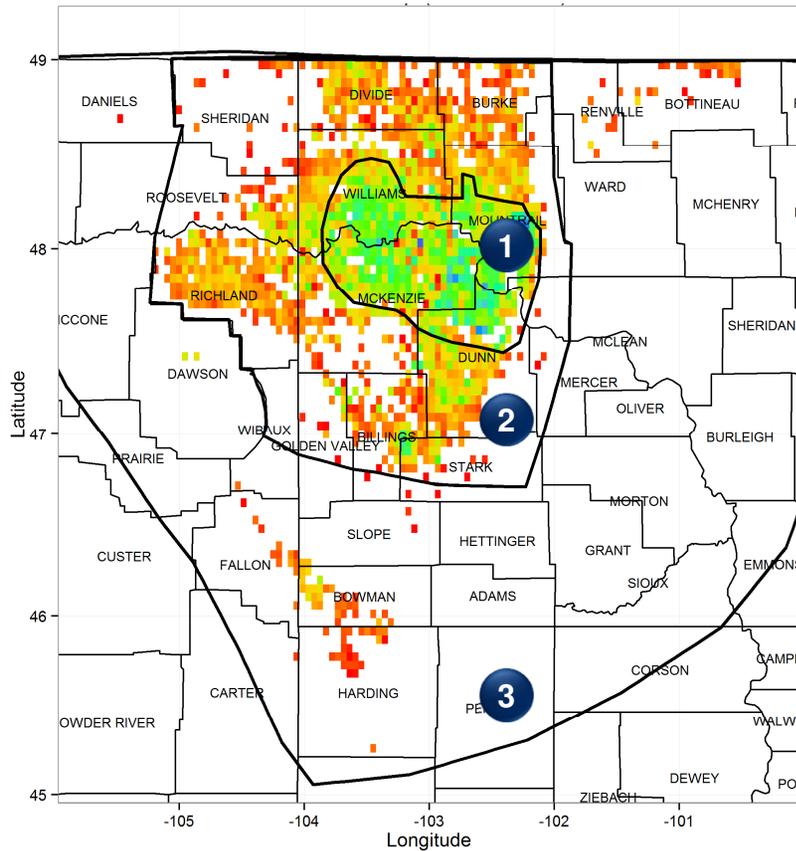


1 Los resultados de las perforaciones en regiones LTO desarrolladas muestran perfiles económicos variados dentro de un mismo play

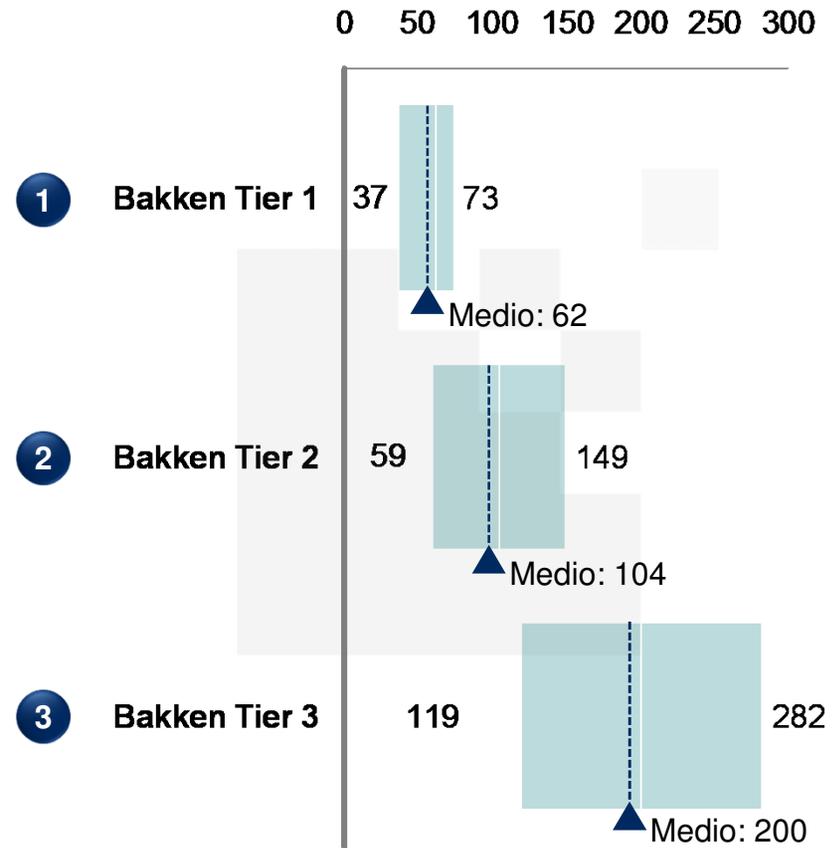
Resultados de pozos en Bakken por sub-región

Mapa de tasa de producción inicial en Bakken

Tasa de producción inicial (45 días), bbl/d



Distribución de precios de breakeven, agrupados según tasa de producción inicial; \$/bbl, WTI



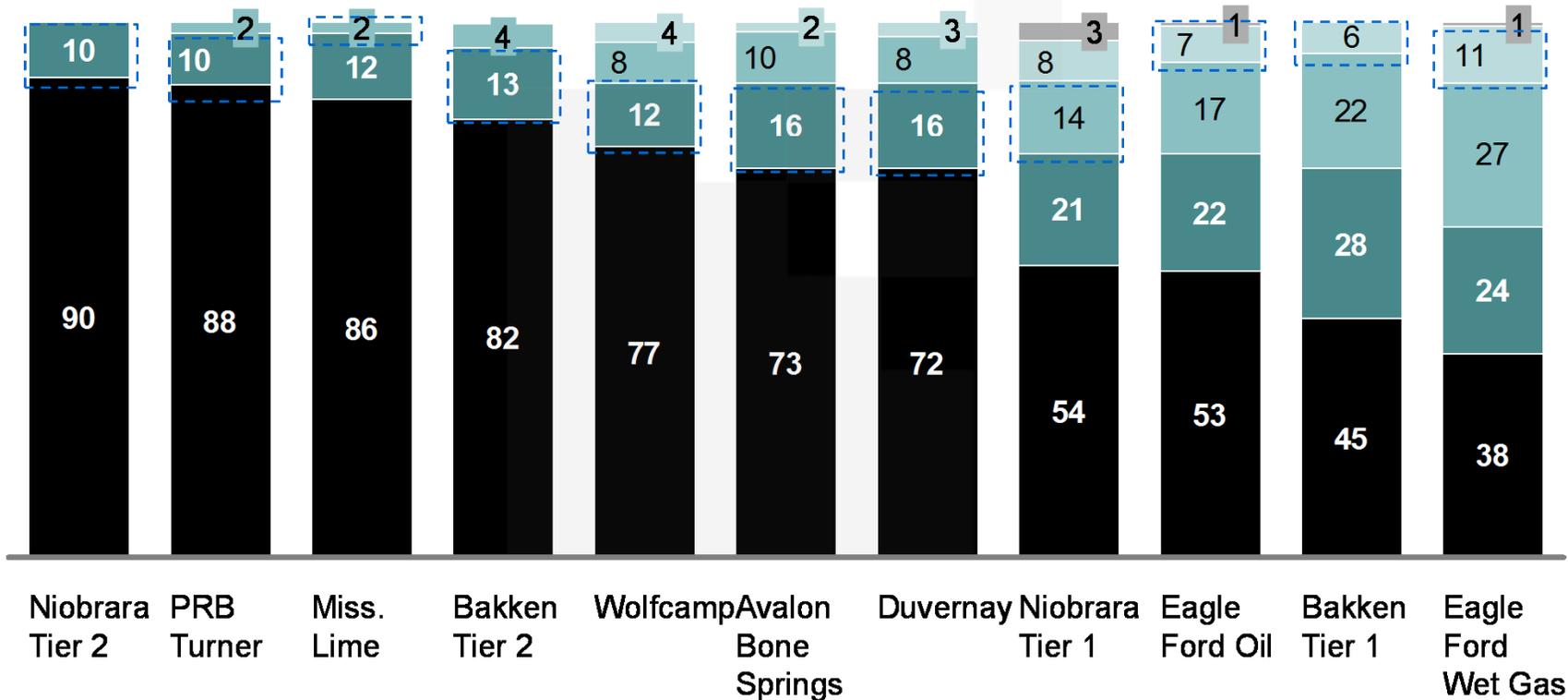
1 Más del 50% del área en las jugadas LTO más maduras está desarrollada con densidad mayor o igual a 320 acres por pozo

Distribuciones actuales de densidad de pozos en las sub-regiones de LTO

% de la superficie desarrollada en 2014 según densidad de pozos

Utilizado en los escenarios LTO de "recursos" actuales

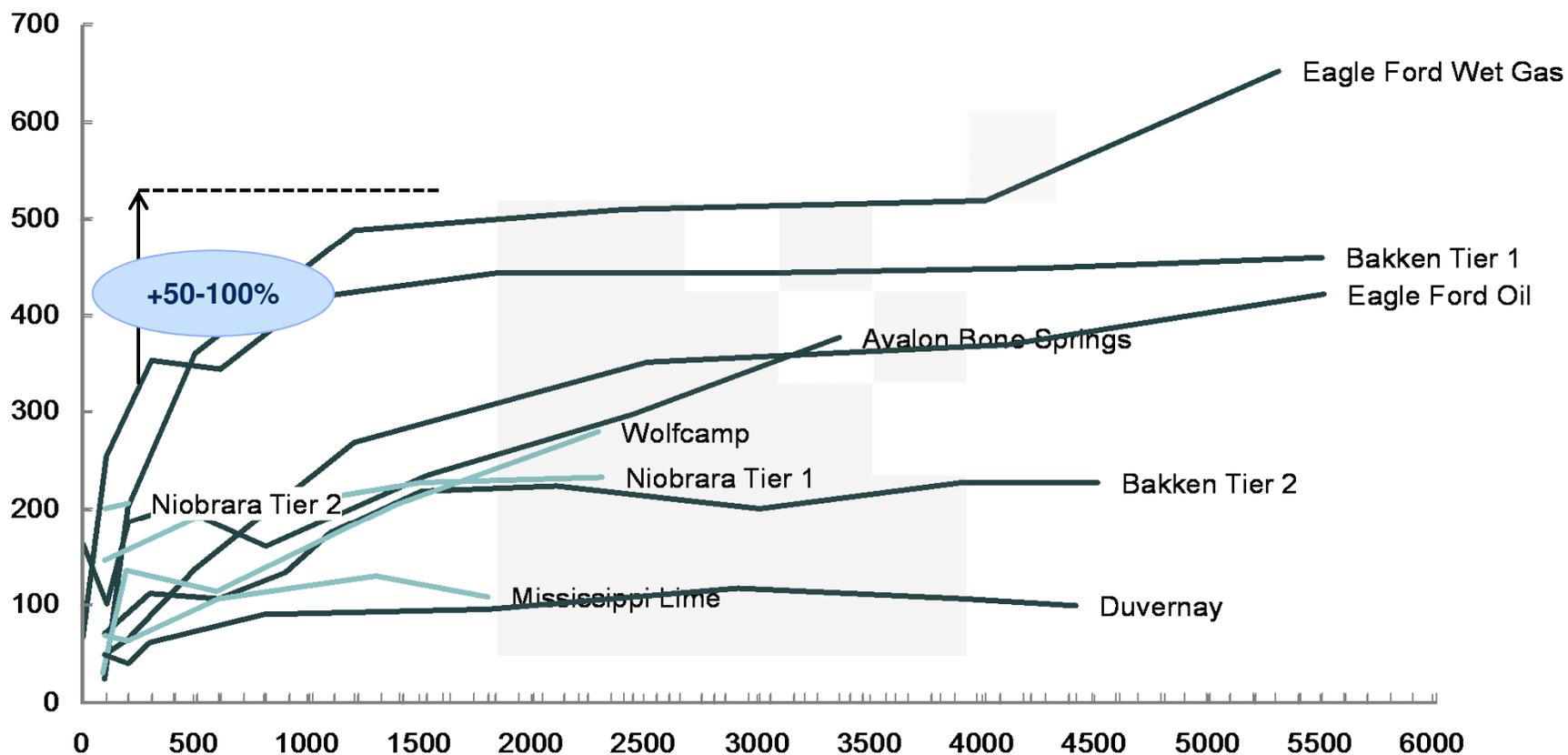
- 40 acres/well
- 80 acres/well
- 160 acres/well
- 320 acres/well
- >640 acres/well



2 El tamaño de los pozos ha aumentado por mejoras en tecnología y calidad de hidrocarburos: en promedio, los pozos de hoy son 3-4 veces más productivos que en 2007

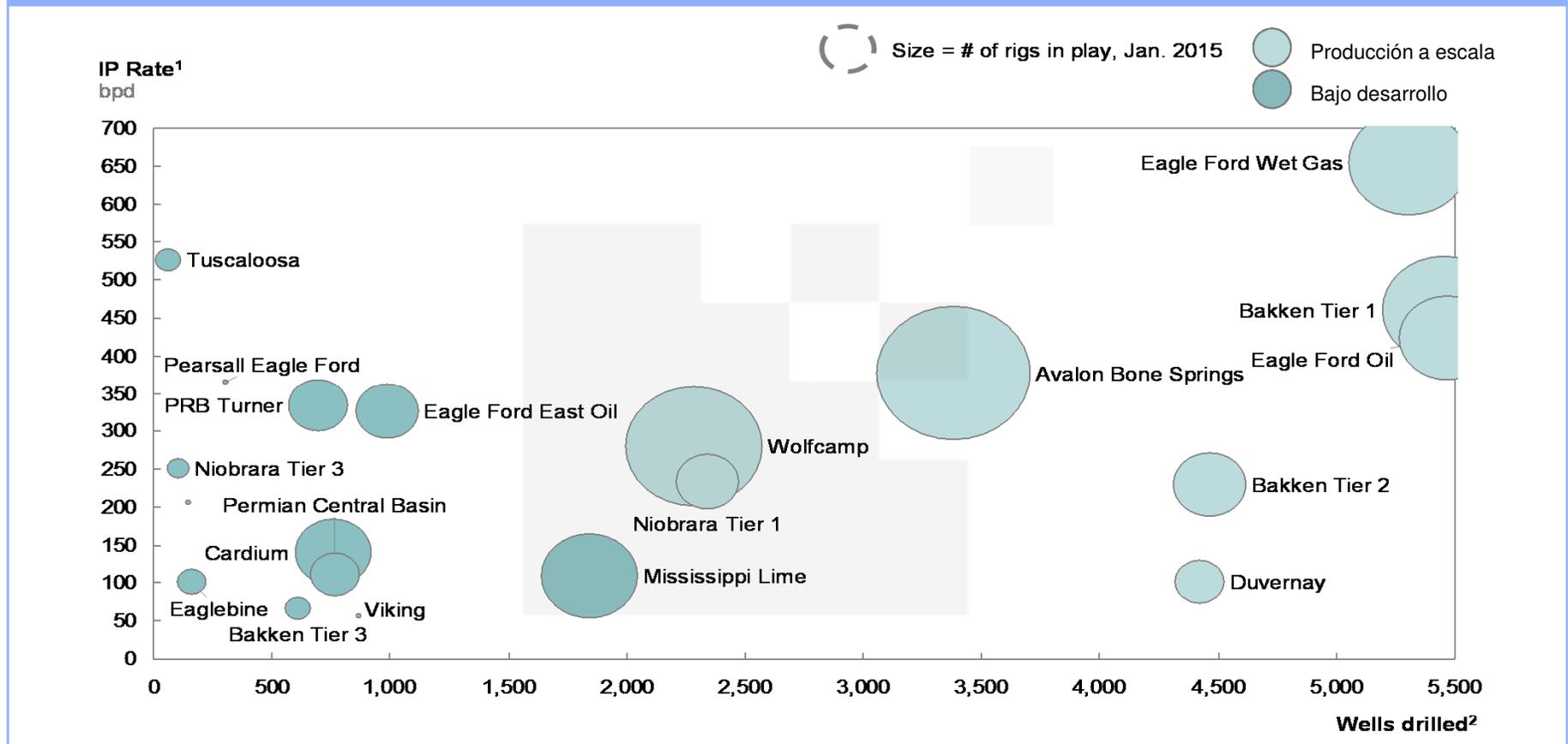
Evolución de la tasa de producción inicial en zonas productoras de LTO en EEUU

Tasa de producción inicial (30 días), bbl/d



3 La producción de crudo apretado actual viene principalmente de Bakken, Eagle Ford y Permian; pero se están probando nuevas zonas productoras

Varias zonas productoras norteamericanas más pequeñas aún se están en sus inicios de desarrollo, pero muestran gran potencial

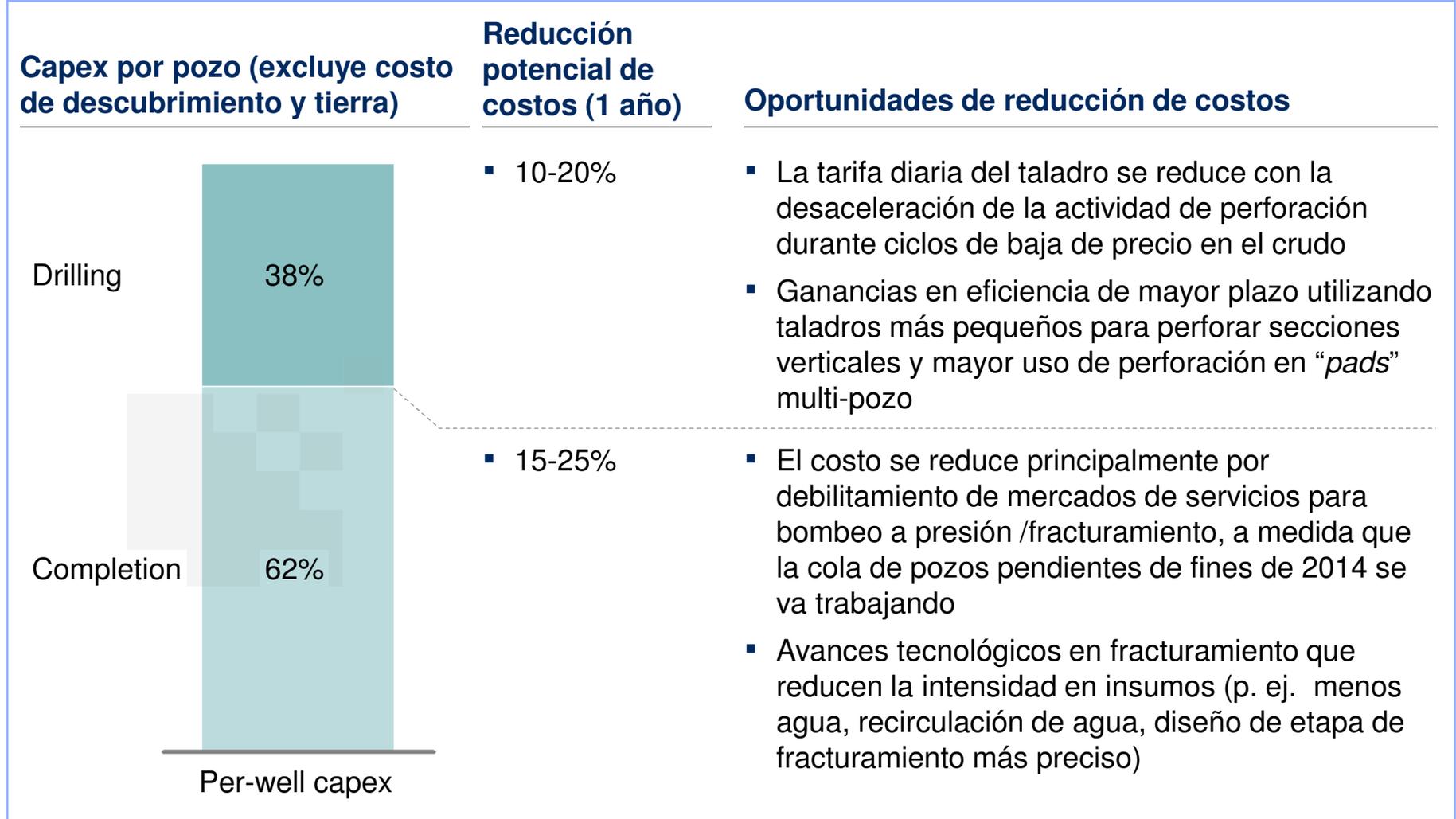


1 Tasa inicial media de producción (30 días) en 2014 para producción de crudo. Se excluye el gas asociado, salvo en la zona productora de gas húmedo de Eagle Ford

2 Total de pozos horizontales de cruzo perforados entre enero de 2005 y octubre de 2014

4 Las oportunidades de reducción de costos Capex en los pozos no convencionales típicamente están entre 15-25% ILUSTRATIVO

Componentes del CapEx para un pozo no convencional típico



Contenido



- **No convencionales en Estados Unidos de América**

- Gas de esquisto: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas
- Light tight Oil: que ha sucedido, incertidumbres y perspectivas

- **Implicaciones para Colombia**

- Precios y tendencias que impactan la industria
-

Los precios actuales y esperados del crudo probablemente tengan un gran impacto sobre el desarrollo de no convencionales en Colombia

Limitaciones de caja

- Los bajos precios del crudo generan presión sobre los flujos de caja y estados de balance de los jugadores *major* e independientes en EEUU
- Esto limitará la cantidad de dinero disponible para invertir en cuencas fronterizas y exploración en general

Foco en negocios core y demostrados

- Los participantes norteamericanos (con conocimiento no convencional) están quitando los taladros del mercado a una velocidad récord y se están concentrando en las zonas *core* o de alta producción
- Esto puede dificultar el adquirir el conocimiento para desarrollar los recursos aún no comprobados en zonas no convencionales internacionales

Deflación de costo OFSE

- Menores niveles de actividad en Norteamérica que resultarán en sobre-oferta OFSE (p. ej., taladros de perforación, bombeo a presión) que se espera desencadene una disminución de costos
- Esto podría permitir que los mercados internacionales aseguren estos equipos que previamente no se encontraban disponibles por la alta demanda

Contenido

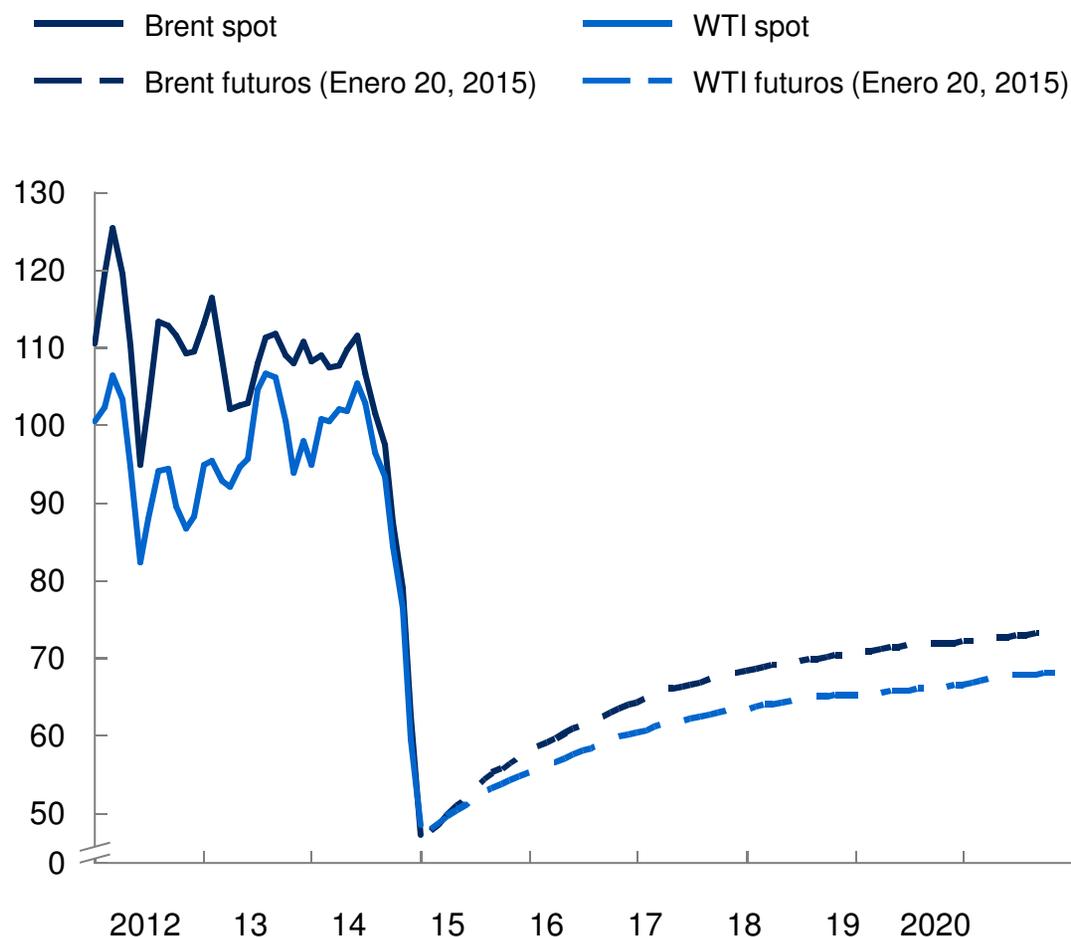


-
- No convencionales en Estados Unidos de América
 - **Precios y tendencias que impactan la industria**
-

Débil demanda y abundante oferta por la baja en los precios del crudo

- 1 Debilitamiento del crecimiento de demanda de crudo global** como resultado del crecimiento menor al esperado en el PIB en países en desarrollo, en especial China y la lenta recuperación económica de Europa
- 2 Exceso de oferta**, en especial en la Cuenca del Atlántico, debido al sólido crecimiento en la producción de EEUU y la recuperación de productores políticamente inestables (p.ej., Libia)
- 3 Falta de reacción OPEC** pues los exportadores del Medio Oriente continúan produciendo para proteger su participación de mercado en Asia del aumento en la competencia desde África Occidental y Sur América que son empujados fuera de la Cuenca del Atlántico por el auge de LTO en EEUU

Precios históricos y de futuros de Brent y WTI
USD por barril



1 Los estimados de crecimiento para demanda de productos petroleros se ajustaron a la baja en 2014 por desaceleración de crecimiento del PIB

Evidencia de desaceleración en países asiáticos parece expandirse a otras regiones...

Crecimiento global decepciona, tasa de recuperación poco pareja y específica por países

"Continúa una recuperación débil y poco pareja, con tasas de recuperación que reflejan condiciones específicas de cada país..."

– Oct 7, 2014 – IMF WEO

Banco Mundial Reduce Proyección del PIB en Asia Oriental

"El Banco Mundial redujo sus proyecciones de crecimiento en países en desarrollo de Asia Oriental para este y el próximo año, dado que la expansión de China se modera y los reguladores se preparan para condiciones monetarias globales más apretadas".

– Oct 5, 2014 – Bloomberg

Manufactura en R. Unido golpeada por desaceleración de la zona euro

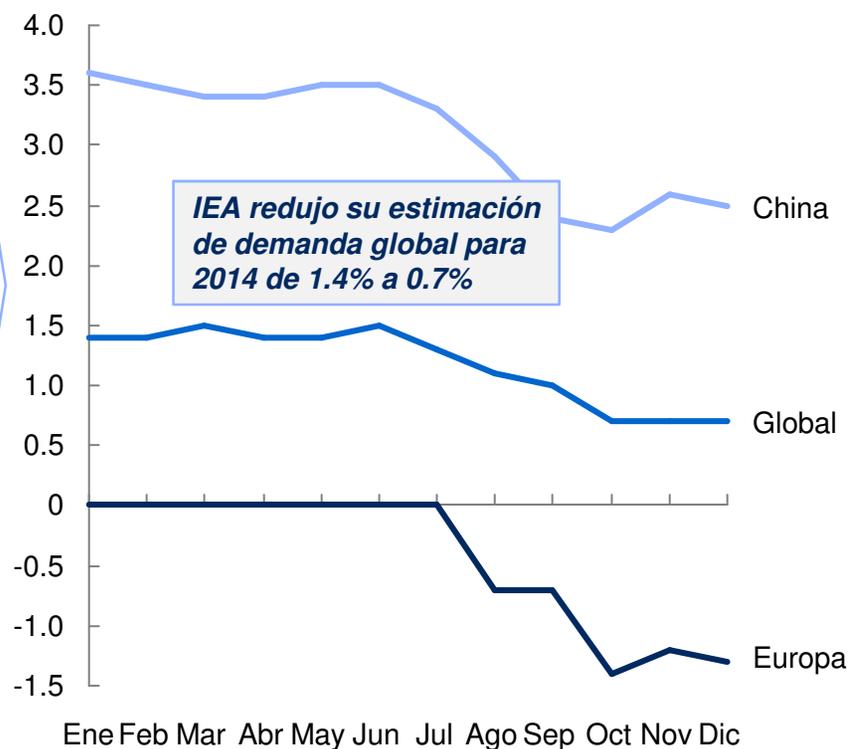
"Los fabricantes de Gran Bretaña están sufriendo una desaceleración dado que la debilitación de la economía en la zona euro golpea la demanda de productos hechos en el Reino Unido".

– Oct 7, 2014 – Financial Times

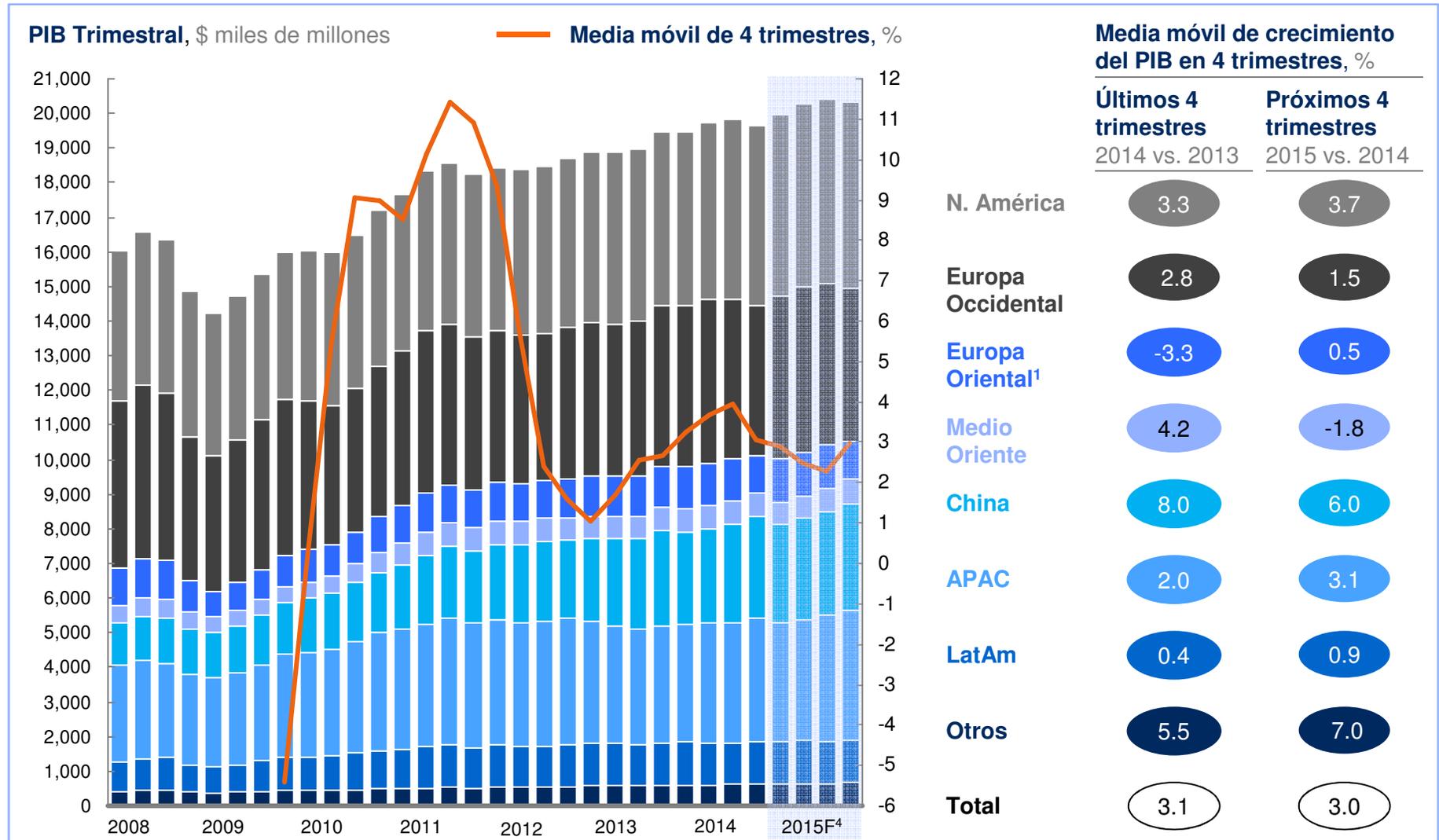
... resultando en débiles proyecciones de crecimiento para demanda de productos basados en petróleo para 2014

Proyección de demanda por productos petroleros de EIA OMR, por mes de la proyección

Porcentaje

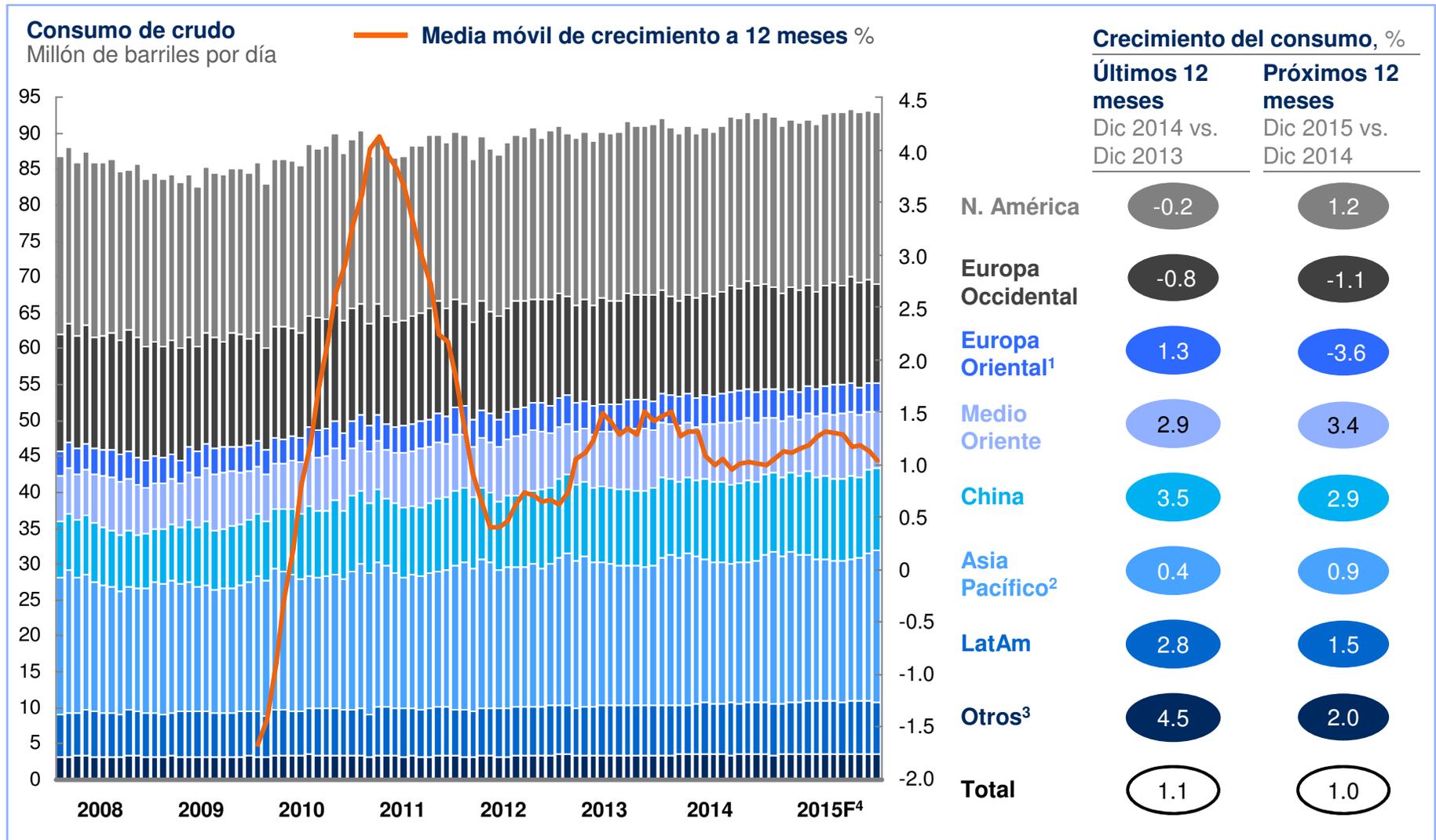


1 Las perspectivas sobre el PIB Global permanecen estables con un crecimiento sostenido en Norteamérica



1 Incluye a Rusia y Turquía; 2 incluye a África; 3 proyecciones de World Market Monitor e IMF

1 Como resultado, el consumo de crudo sigue estable



1 Incluye a Rusia; 2 incluye otros de Eurasia; 3 incluye a África; 4 proyecciones EIA para Ene 15-Dic15

2 Crecimiento en producción de EEUU y recuperación en productores inestables políticamente mantuvieron la oferta, incrementando producción al ~3% p.a.

Crecimiento continuo de LTO y recuperación en países inestables...

EEUU

- La producción total en EEUU aumentó en ~1.6 Mbd en 2014 por producción de *Light Tight Oil* (LTO)

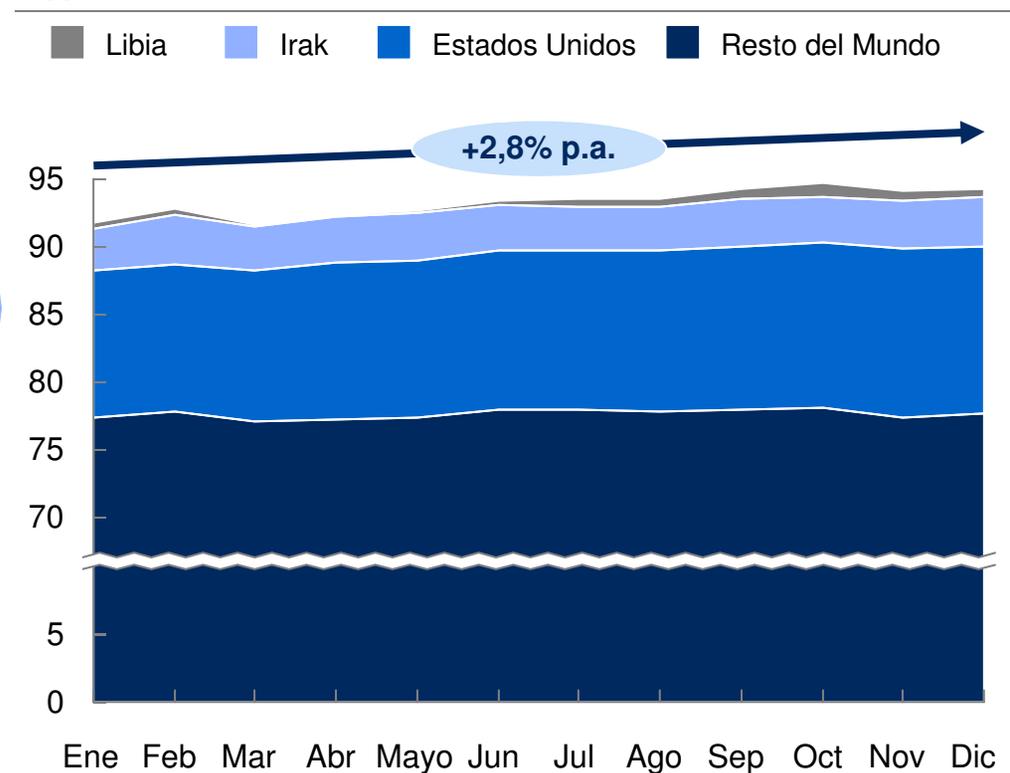
Países con inestabilidad política

- Irak aumentó la producción en 200.000 bbl por día en mayo
- Libia aumentó su producción a más del doble entre junio y agosto, desde 270.000 a 590.000 bbl por día
- No hubo interrupciones mayores en otros productores de alto riesgo político

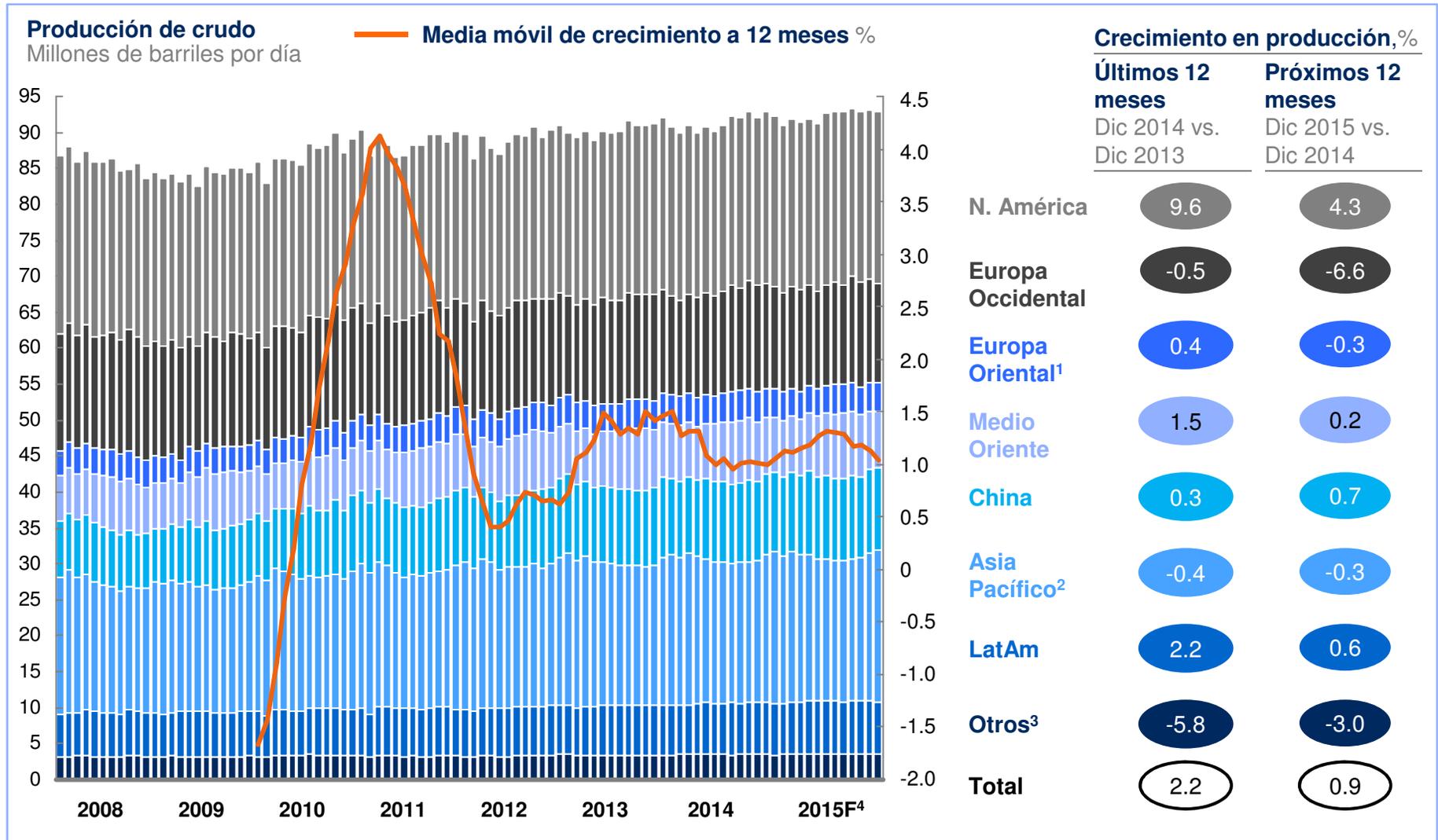
...resultó en crecimiento del 3% en la oferta de crudo para el 2014

Producción global de crudo en 2014

Mbd



2 La producción aún está aumentando, liderada por el desarrollo de gas y petróleo de lutita en Norteamérica

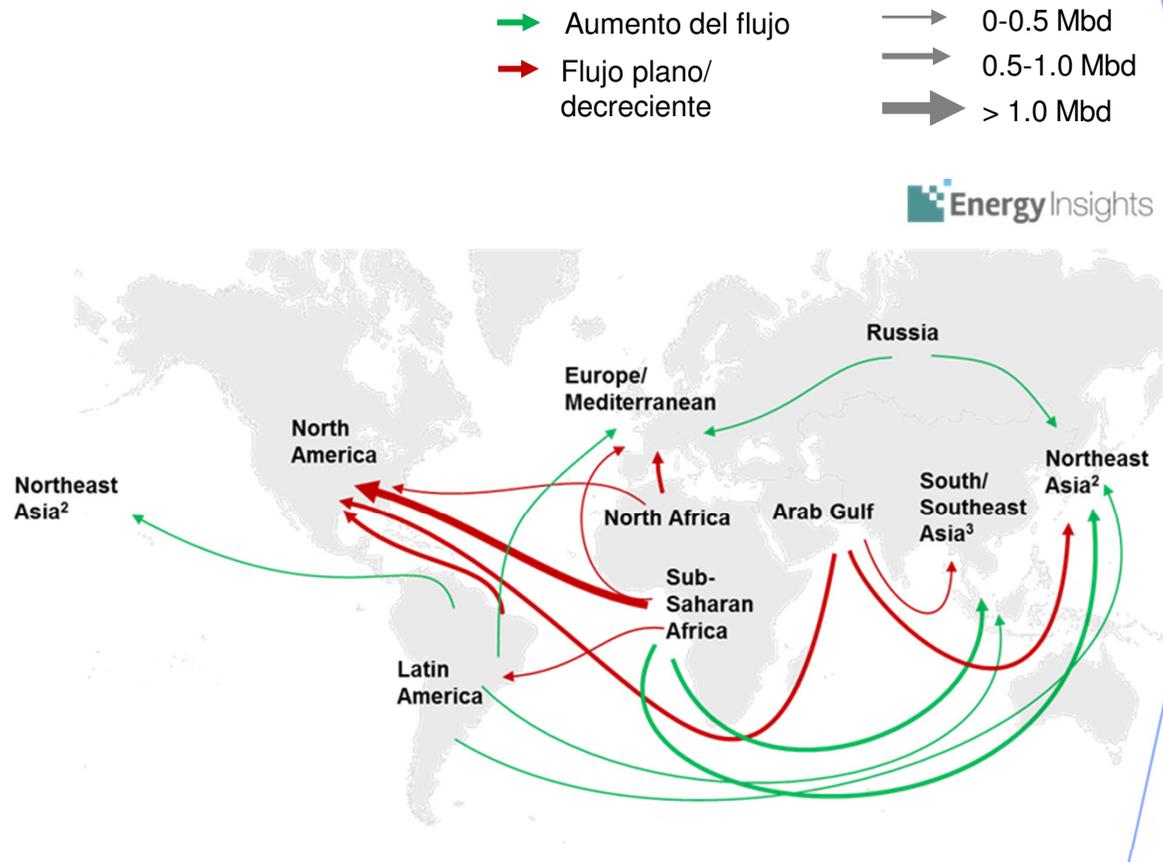


1 Incluye a Rusia; 2 incluye otros de Eurasia; 3 incluye a África; 4 proyecciones EIA para Ene 15-Dic15

3 Cambios en flujos globales de crudo son determinantes claves del precio

Competencia en aumentando entre exportadores de crudo para los mercados asiáticos...

Cambios en los principales flujos de exportación del crudo¹ – 2012 a 2015



... ha creado una batalla por participación

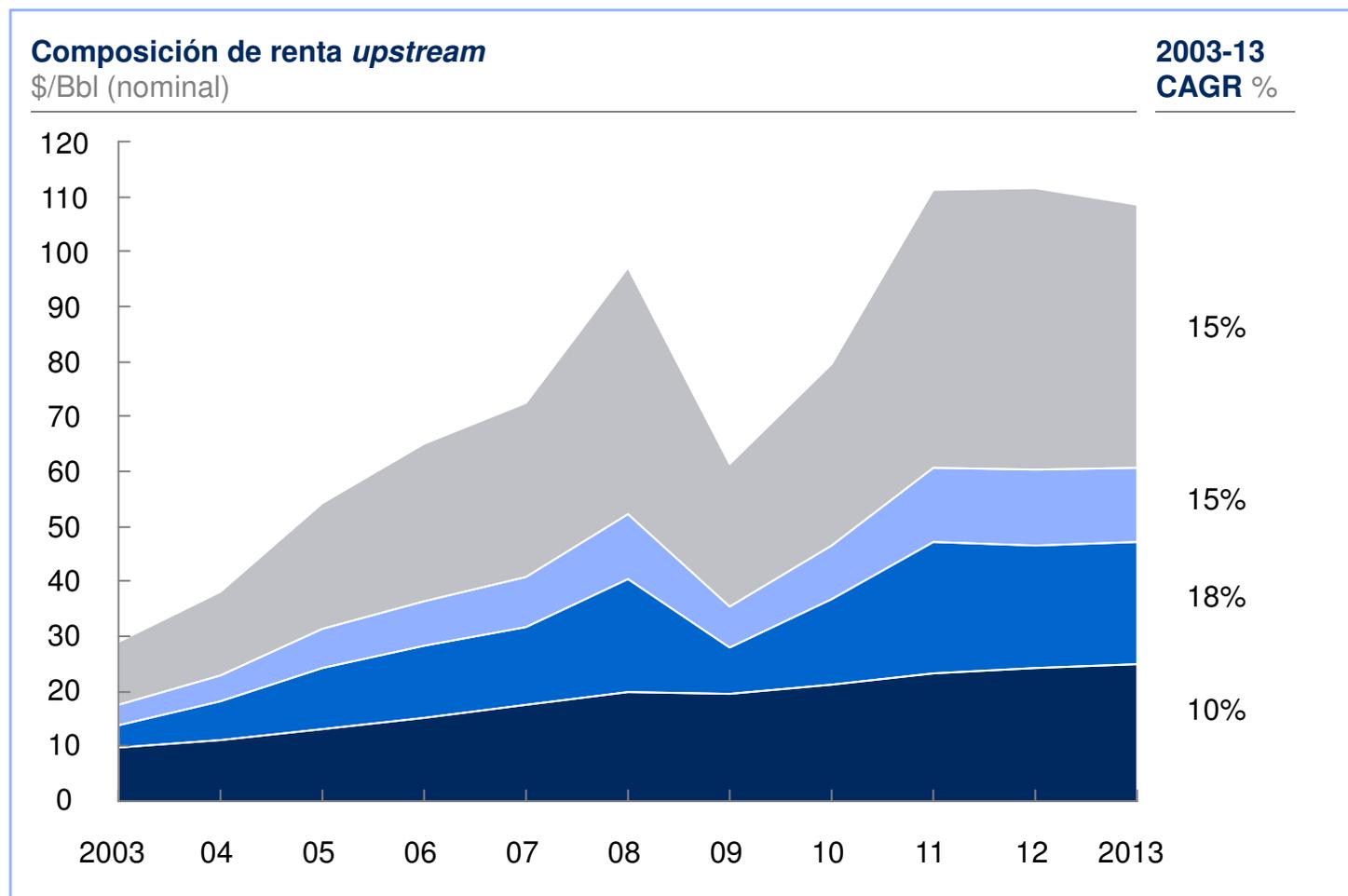
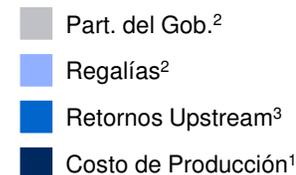
- Importantes cantidades de crudo de la Cuenca del Atlántico (es decir, de África Occidental y Sur América) requieren llegar a los mercados de Asia Pacífico en la medida en que son desplazados fuera de Norte América
- Arabia Saudita redujo el precio de su fórmula en Asia en USD 2,7/bbl en septiembre – vendiendo a menor precio que los nuevos competidores, incluyendo a su compañero en OPEC Nigeria – enviando una señal de protección del volumen sobre el precio, a pesar de peticiones por otros miembros de la OPEC de detener la caída en los precios del crudo

1 Solo se incluyen flujos de más de 50 kbd

2 Incluye a Japón, Corea, Taiwán, China

3 Incluye al Sur de Asia, Sureste de Asia y Australia/ Nueva Zelanda

3 Participación del gobierno y regalías absorbieron la mayoría del aumento en el precio del crudo



Implicaciones claves

- Precio del crudo determinado en gran medida por costos fiscales, los cuales componen una mayor proporción vs. cifras hace 10 años
- La baja impactará considerablemente las recaudaciones fiscales y utilidades de compañías
- Si bien los costos de producción han aumentado, con los precios actuales del crudo la industria aún está muy lejos de un costo promedio a nivel de *breakeven*

1 Opex + capex promedio ponderado calculado como % de los ingresos de los 36 productores principales por regiones de producción [Majors (5), independientes (12), NOCs(10) y INOCs(9)] y aplicación de ese % al precio Brent

2 Promedio ponderado de participación del gobierno y regalías calculados como % del ingreso de las anteriores 36 compañías y el % aplicado a Brent

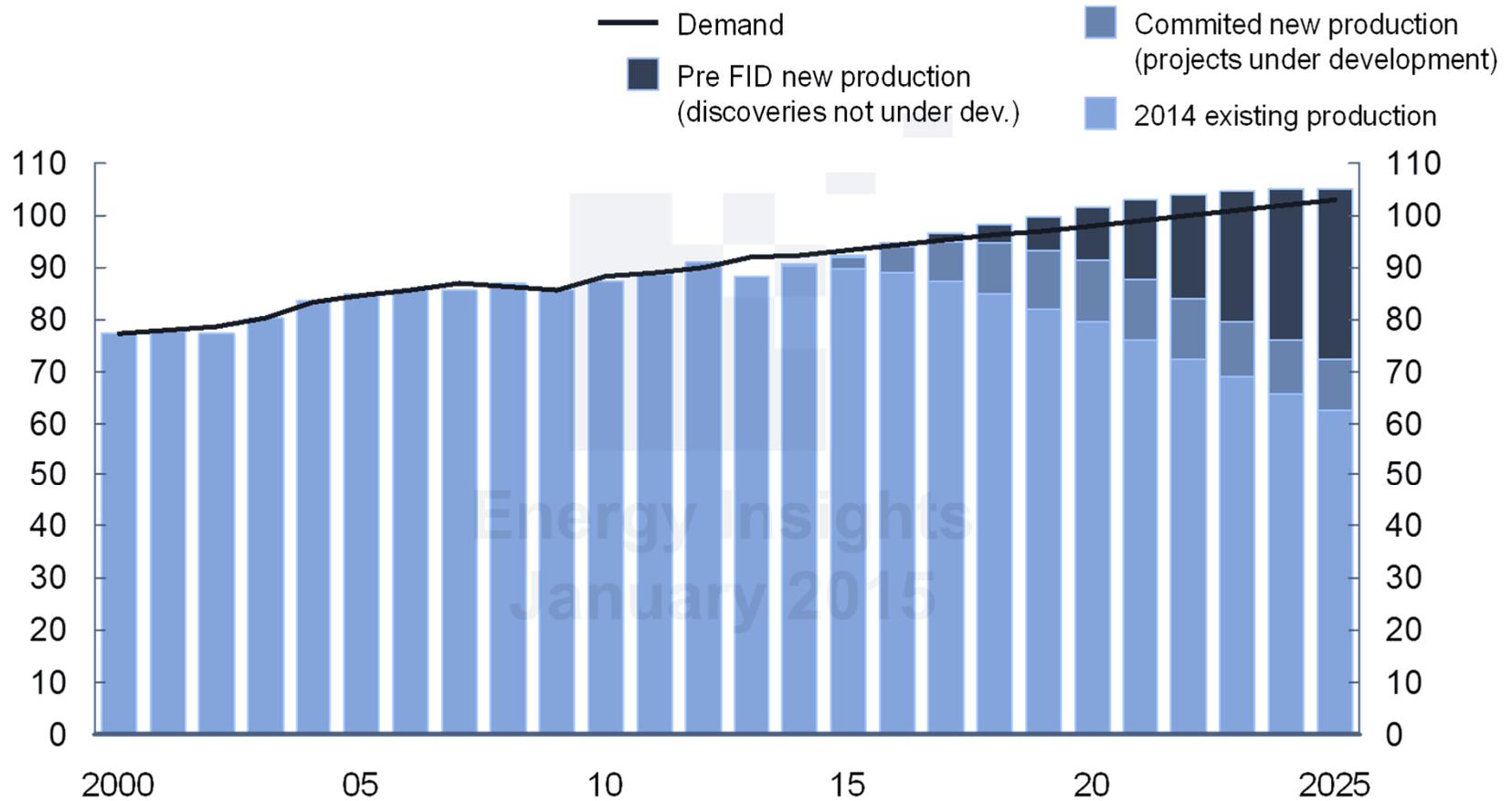
3 Basado en los flujos de caja promedio ponderados para las 36 compañías como % del ingreso y el % aplicado a Brent

3 La oferta es mayormente inelástica a corto plazo, aunque para 2025, casi un tercio de la producción vendría de proyectos aún por aprobar

PRELIMINAR

Producción global de crudo por etapa del ciclo de vida

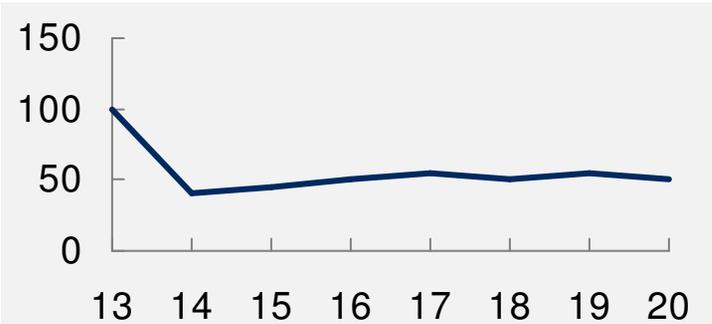
Mbd



Vemos potencial para tres diferentes regímenes de precio

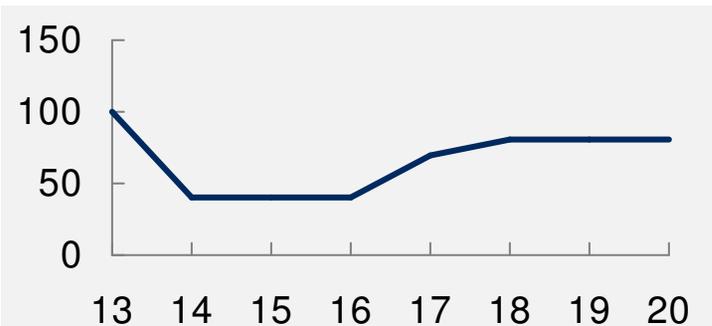
Perspectiva de precios

Nueva era de precios bajos



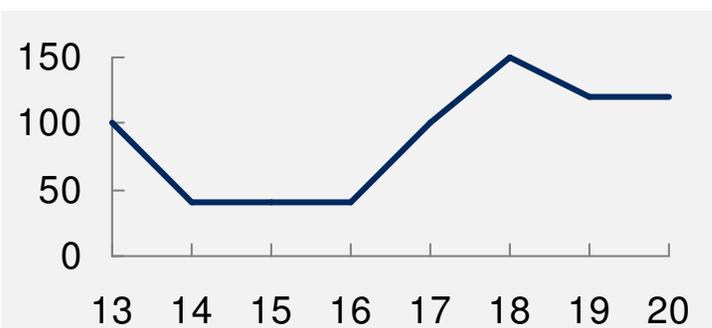
- Precios bajos de crudo no reducen materialmente la producción – dado que la reducción del costo de factores productivos reduce fundamentalmente los precios de *breakeven*
- Respuesta limitada de la demanda

Recuperación a mediano plazo



- El mercado responde en oferta y/o demanda a los precios bajos. P. Ej.,
 - Aumenta la demanda
 - Disminuye producción en Norteamérica
- Reducción en costo de factores reduce precio de *breakeven*

Oscilaciones a largo plazo



- Caída sostenida en precio dado que producción se mantiene alta
- Impulsará aplazamiento de proyectos importantes (costa afuera), creando déficit de oferta a mediano plazo que probablemente impulsaría un alza brusca en precios, por encima de \$100/barril