

Vista General del Negocio de Gas en Trinidad y Tobago

por

Allan Russell

Repsol E&P T&T Ltd

Mayo 2010

Caracas, Venezuela

Relevamiento

Safe harbor statement under the Private Securities Litigation Reform Act of 1995:

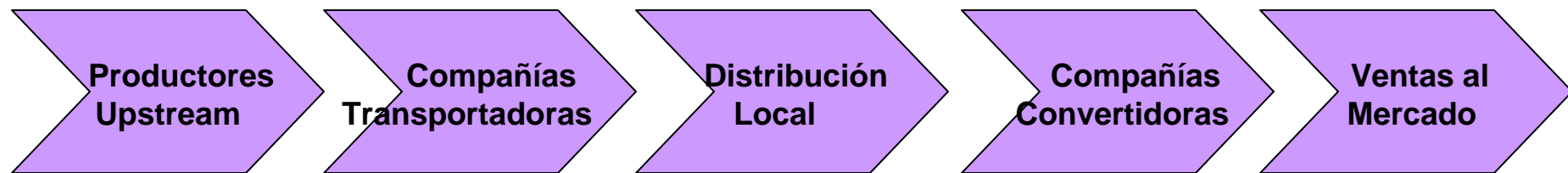
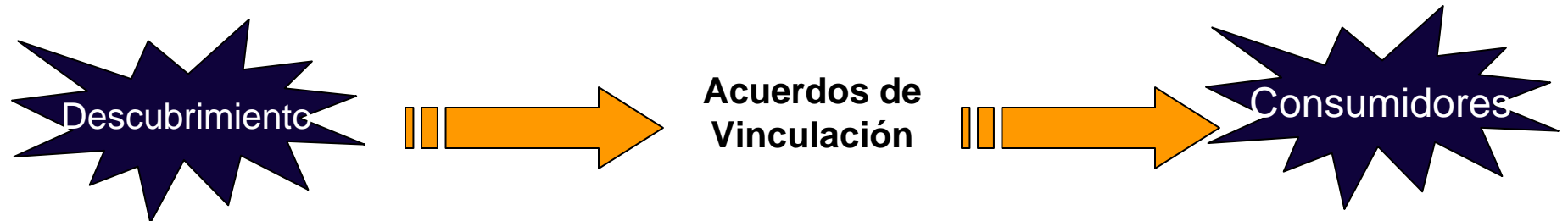
This document contains statements that Repsol YPF believes constitute forward-looking statements within the meaning of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995. These forward-looking statements may include statements regarding the intent, belief or current expectations of Repsol YPF and its management, including with respect to trends affecting Repsol YPF's financial condition, results of operations, business, strategy, production volume and reserves, as well as Repsol YPF's plans with respect to capital expenditures and investments. These statements are not guarantees of future performance and are subject to material risks, uncertainties, changes and other factors which may be beyond Repsol YPF's control or may be difficult to predict.

Repsol YPF's future financial condition, results of operations, business, strategy, production volumes, reserves, capital expenditures and investments could differ materially from those expressed or implied in any such forward-looking statements. Such factors include, but are not limited to, currency fluctuations, the price of petroleum products, the ability to realize cost reductions and operating efficiencies without unduly disrupting business operations, environmental and regulatory considerations and general economic and business conditions, as well as those factors described in the filings made by Repsol YPF and its affiliates with the Comisión Nacional del Mercado de Valores in Spain, the Comisión Nacional de Valores in Argentina and the Securities and Exchange Commission in the United States; in particular, those described in Section 1.3 "Key Information about Repsol YPF—Risk Factors" and Section 3 "Operating and Financial Review and Prospects" in Repsol YPF's annual report on Form 20-F for the fiscal year ended December 31, 2004 filed with the Securities and Exchange Commission.

Repsol YPF does not undertake to publicly update or revise these forward looking statements even if experience or future changes make it clear that the projected results or condition expressed or implied therein will not be realized.

Nociones Generales

- Acuerdos sobre Gas Natural
- Efectos de los retrasos en el desarrollo
- Negocios de Repsol en Trinidad y Tobago
- Conclusiones



- Términos Fiscales
- Costos de Desvío
- Precios de Gas

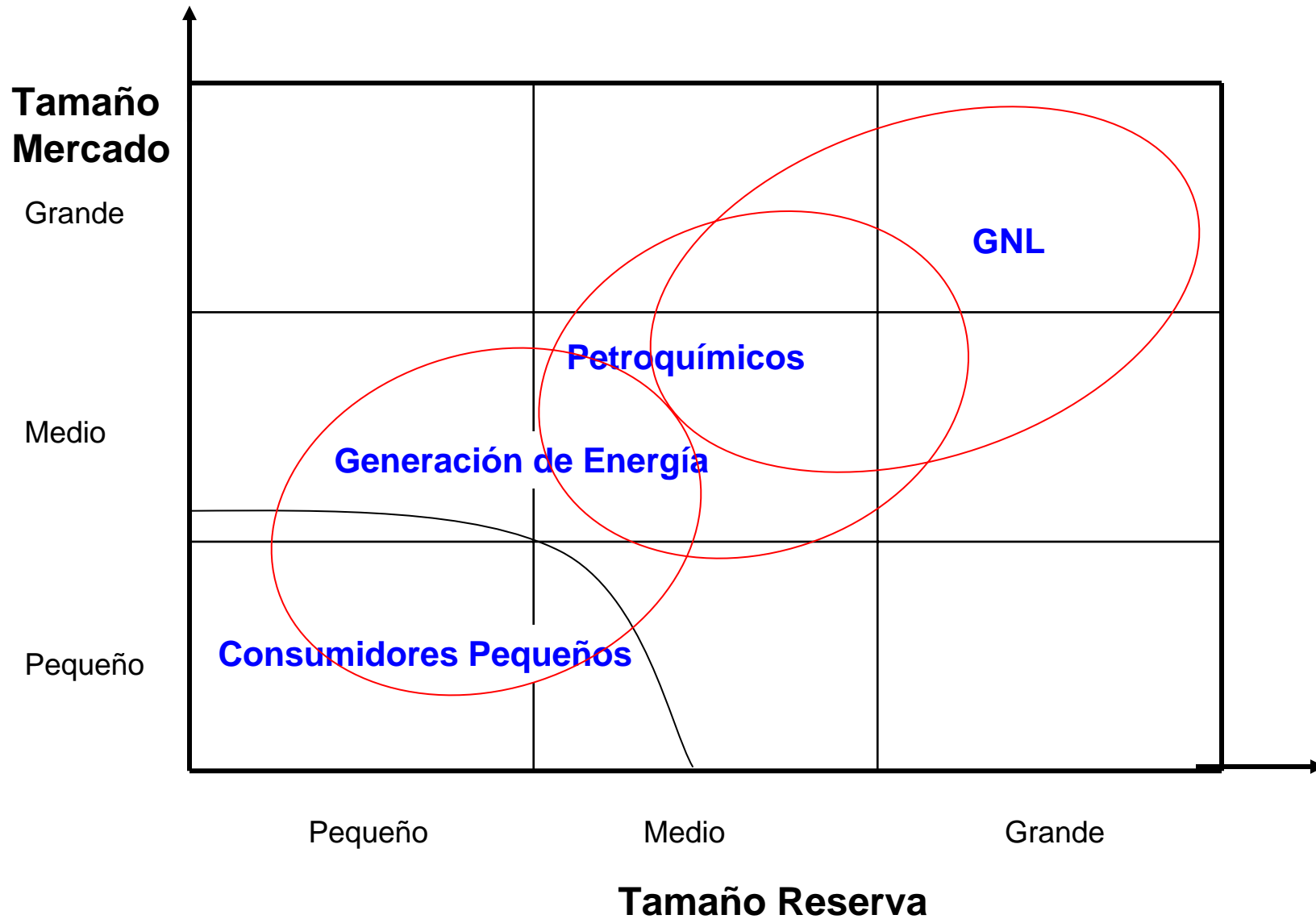
- Plazo Contractual
- Tarifa de Transporte
- Precios de Compra y Venta de Gas

- Precio de Compra de Gas
- Tarifa de Transporte

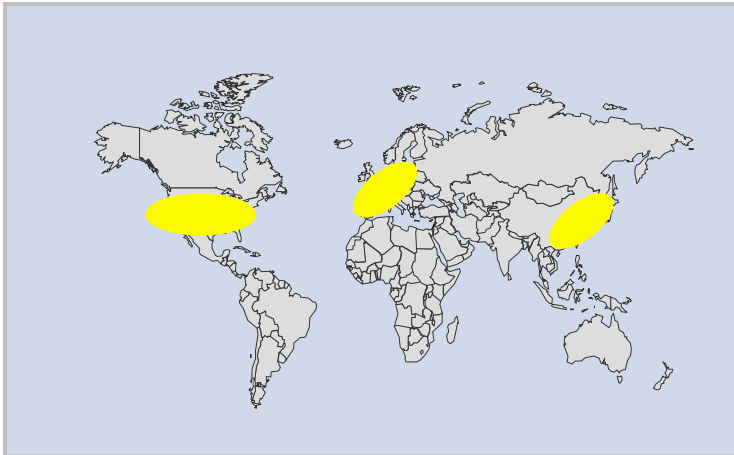
- Plazo Contractual
- Calidad del Gas
- Costos de Capital
- Precios de Compra de Gas

- Precios del Producto
- Combustibles Alternativos

Tamaño del Mercado frente al Tamaño de la Reserva

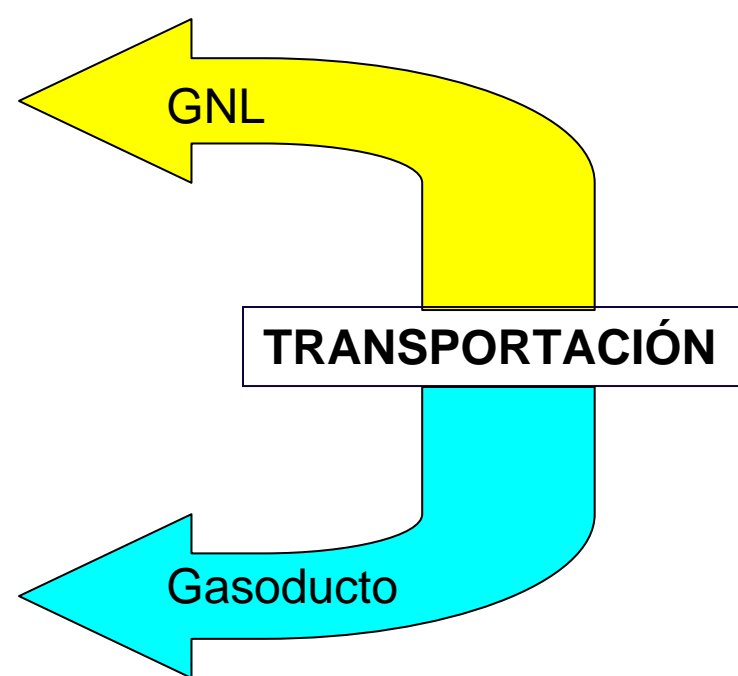


Mercados Mundiales



Mercados Locales

Generación Energía
Uso en Refinerías
Pequeños consumidores
Petroquímicos
Manufactura de metales
Otros



P
R
O
D
U
C
C
I
Ó
N

Preocupaciones Upstream

Gas Asociado	Prioridad 1 en la Producción	Función del (petróleo crudo, producción, recolección y uso)
Gas No Asociado	Prioridad 2 en la Producción (Esperar por Mercado)	Función del (consumidor, usuario)

Descubrimiento



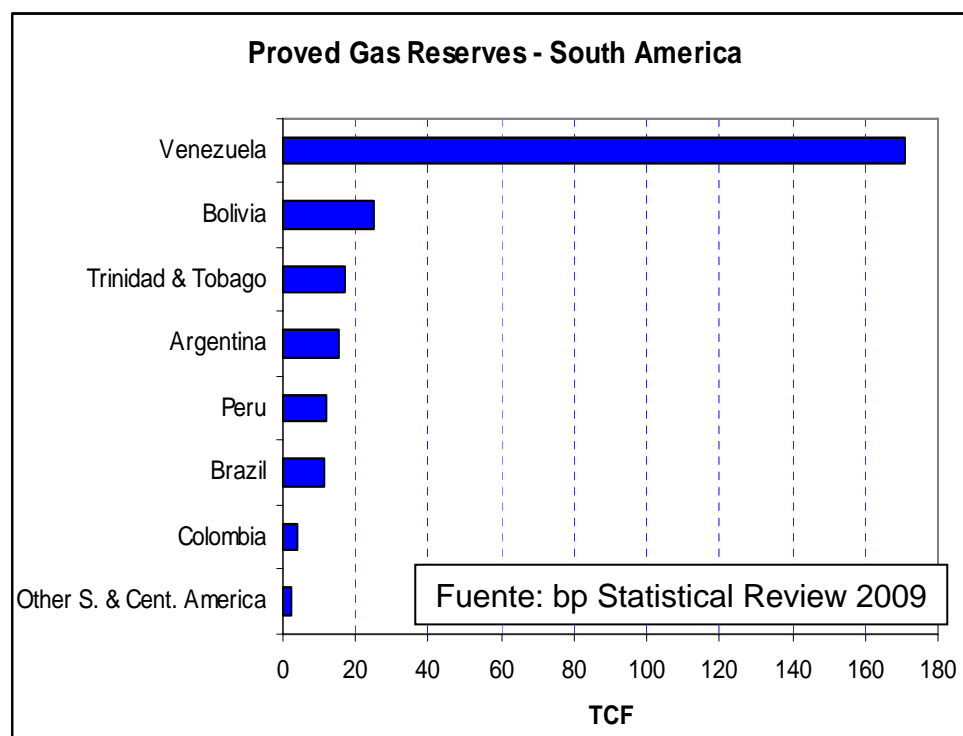
Recursos



Reservas

Factores a ser considerados

- Volúmen del Campo de Gas
- Distancia de los Mercados/Usuarios
- Demanda del Mercado
- Productividad del Gas y Productividad del Pozo
- Oportunidad de Mercado post-descubrimiento

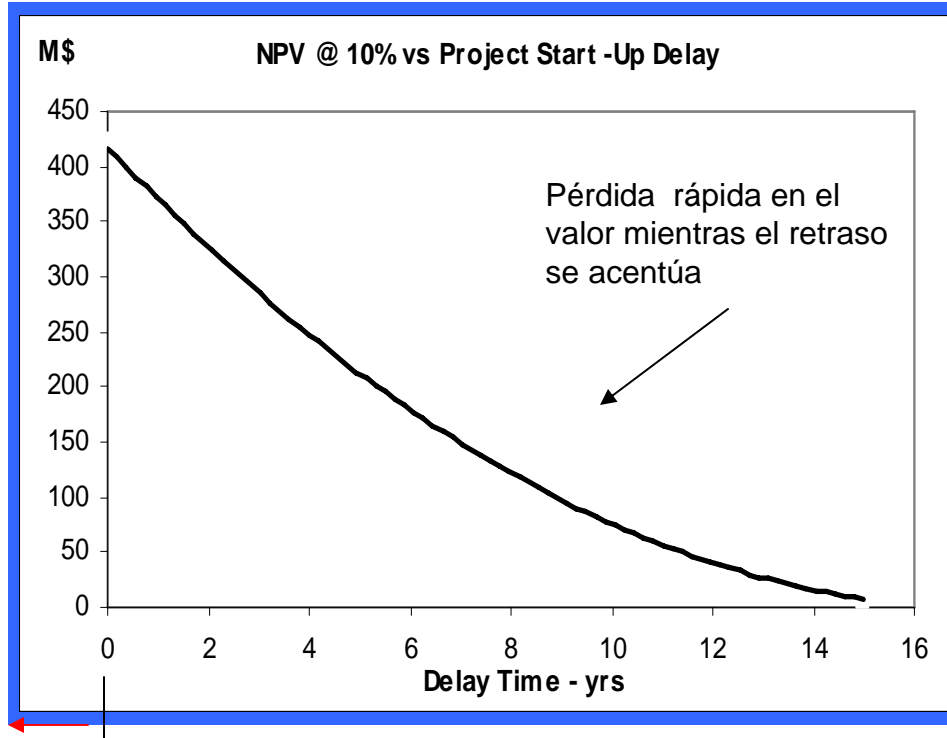


Parámetros Hipotéticos para Desarrollo de Campos Secos de Gas

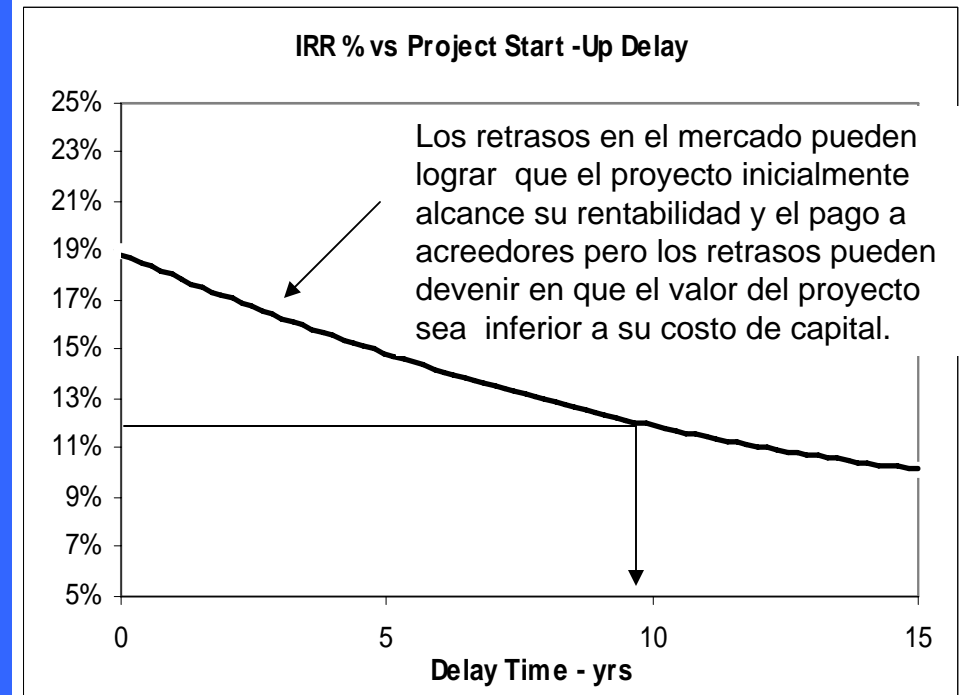
Gas Inicialmente <i>in situ</i>	1.5 tcf desarrollo plataforma offshore
Rata de Producción	200 mmscfd
Tiempo de Producción de la Plateau	20 años
Costos Exploración	US\$ 150 millones
Costos Desarrollo	US\$ 650 millones
Período de Exploración	4 años
Precios de venta de Gas	5 US\$/mcf

El desarrollo de campos y las ventas de gas fueron retrasados de 1 a 15 años para identificar el efecto en la rentabilidad del proyecto.

Retraso en el Desarrollo reduce la Rentabilidad



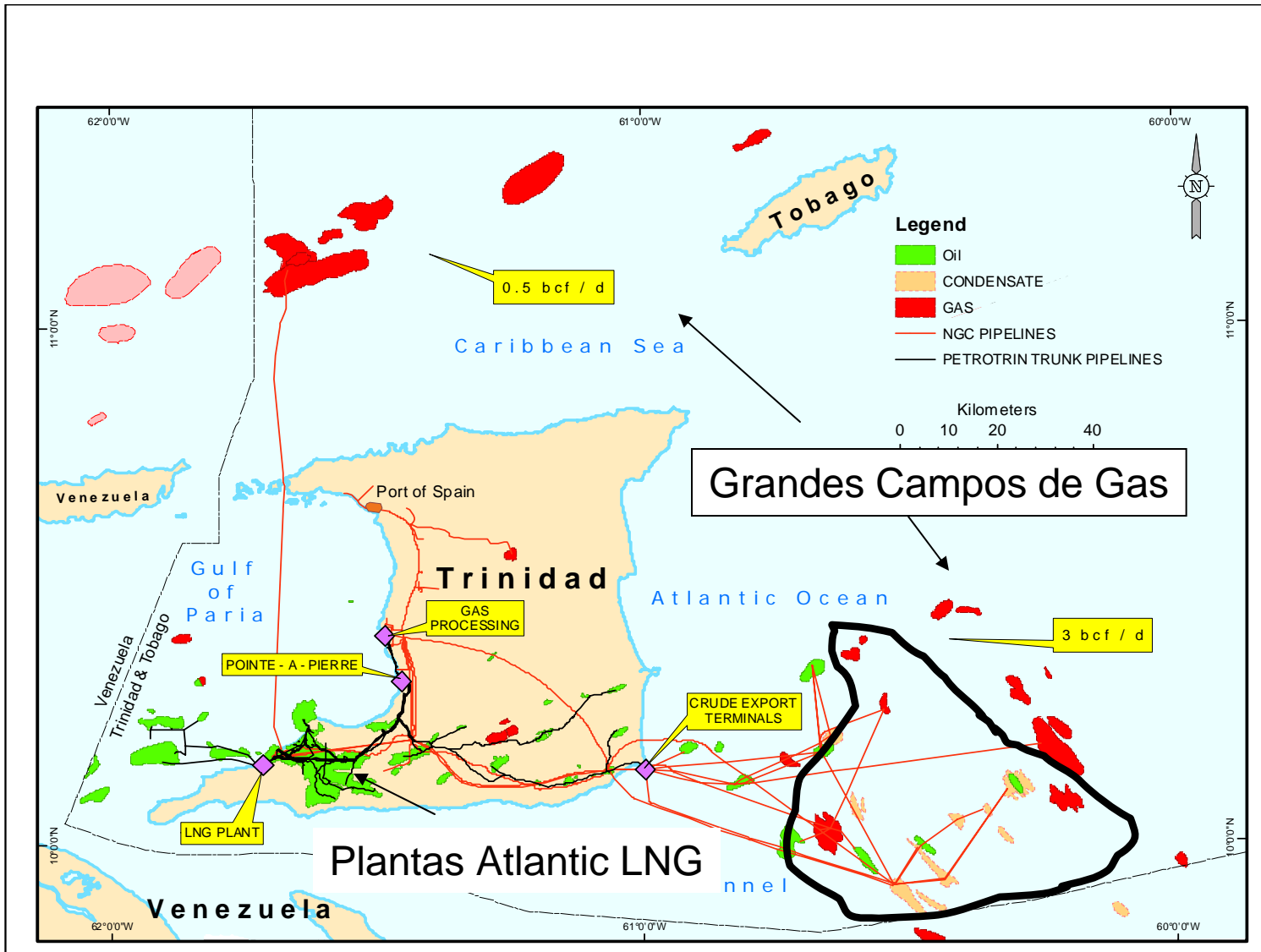
Grandes montos de capital son destinados o invertidos entre los 3 a 5 años iniciales antes de que tengan lugar las primeras ventas de gas.

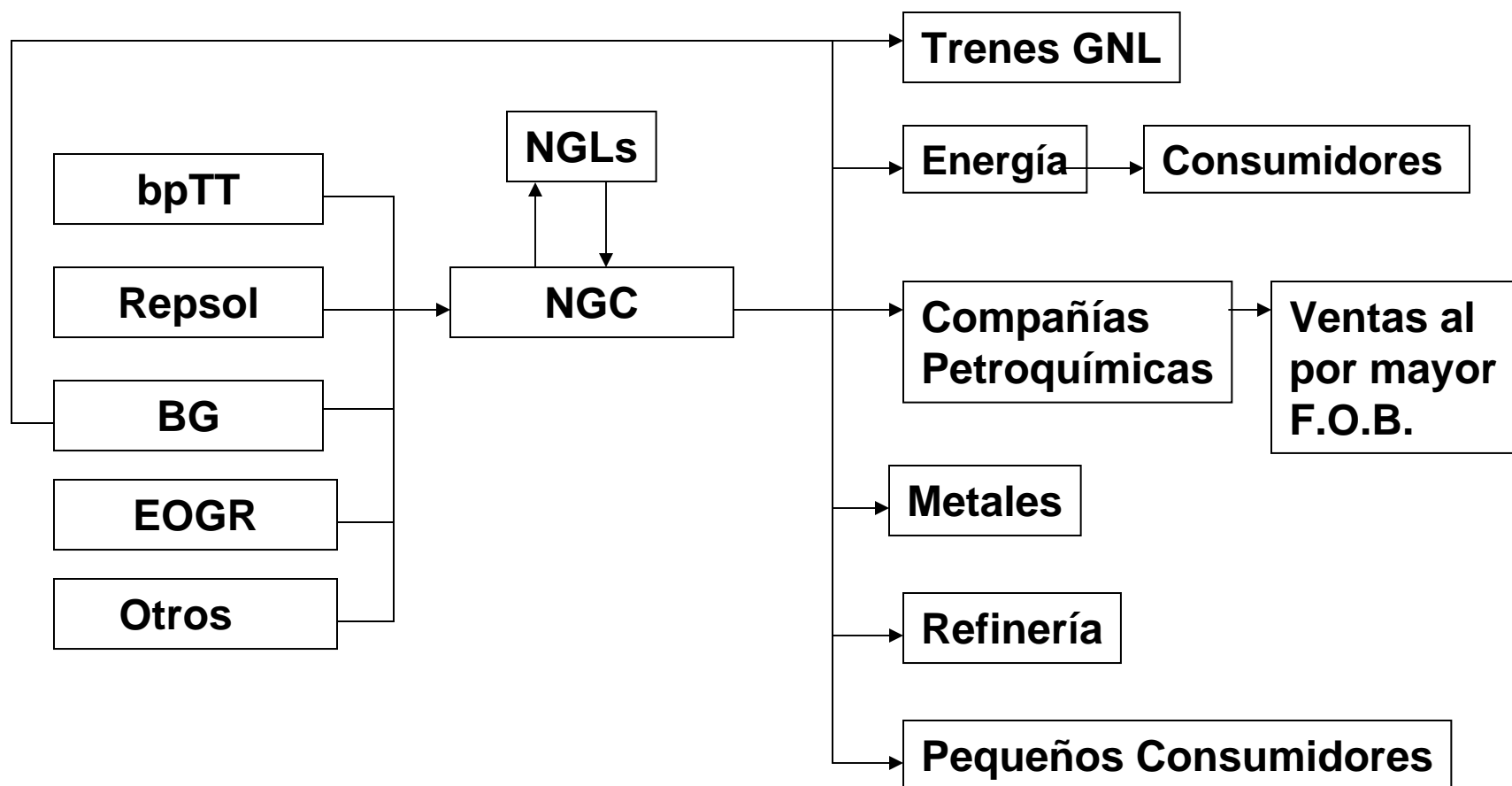


IRR Retorno de la Inversion

NPV Valor Presente Neto con tarifa de descuento

Negocio de Gas en Trinidad: Un modelo Integrado





- El gas natural es producido por compañías Upstream y transportado por compañías de gasoducto a plantas de energía, compañías petroquímicas y otras industrias para su conversión a productos de exportación.
- La producción depende de la habilidad del mercado local para emplear el gas.

Repsol en Trinidad

Upstream

30% participación
en bpTT
800 Mscfd

NGLs

Midstream

Tren 1
20%

Tren 2
25%

Tren 3
25%

Tren 4
22%

Downstream

LNG Repsol
YPF S.A.

Gas Natural

LNG Repsol



BG GROUP



SVEZ
ENERGY
INTERNATIC



BG GROUP



SVEZ
ENERGY
INTERNATIC

Conclusiones

- Los países con grandes reservas de gas deben procurar crear nuevas oportunidades de mercado a fin de monetizar sus reservas de gas.
- La producción de gas en Upstream requiere de un mercado que determine la factibilidad de los proyectos, así como, la recuperación del capital invertido.
- El GNL es un medio eficiente para movilizar grandes cantidades de gas desde los campos descubiertos hacia los mercados metropolitanos.
- Repsol ha desarrollado un negocio de gas maduro en Trinidad y Tobago basado en inversiones en Upstream, Midstream GNL y al consumidor final.

Conclusiones

- Los retrasos en el desarrollo de proyectos de venta de gas reducen la rentabilidad del proyecto.
- Repsol ha invertido más de US\$3 billones en el negocio de gas en Trinidad y Tobago y mantiene 800 mmscfd de producción y exportaciones de GNL de 3.1 mtpa.

Muchas Gracias