

Lecciones aprendidas de los países exportadores de Gas Natural: T & T

Desarrollo de Mercados de Gas Natural, ARPEL



Octubre 2015

Disclaimer

ALL RIGHTS ARE RESERVED

© REPSOL, S.A. 2015

Repsol, S.A. "Repsol" is the exclusive owner of this document. No part of this document may be reproduced (including photocopying), stored, duplicated, copied, distributed or introduced into a retrieval system of any nature or transmitted in any form or by any means without the prior written permission of Repsol.

This document does not constitute an offer or invitation to purchase or subscribe shares, in accordance with the provisions of the Spanish Securities Market Law (Law 24/1988, of July 28, as amended and restated) and its implementing regulations. In addition, this document does not constitute an offer of purchase, sale or exchange, or a request for an offer of purchase, sale or exchange of securities in any other jurisdiction.

Some of the above mentioned resources do not constitute proved reserves and will be recognized as such when they comply with the formal conditions required by the U. S. Securities and Exchange Commission.

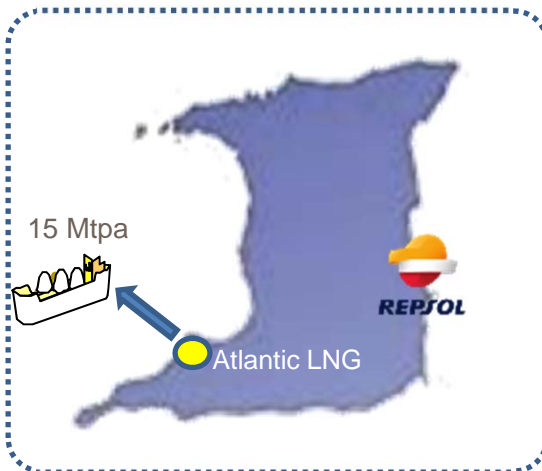
This document contains statements that Repsol believes constitute forward-looking statements within the meaning of the US Private Securities Litigation Reform Act of 1995. These forward-looking statements may include statements regarding the intent, belief, or current expectations of Repsol and its management, including statements with respect to trends affecting Repsol's financial condition, financial ratios, results of operations, business, strategy, geographic concentration, production volume and reserves, as well as Repsol's plans, expectations or objectives with respect to capital expenditures, business, strategy, geographic concentration, costs savings, investments and dividend payout policies. These forward-looking statements may also include assumptions regarding future economic and other conditions, such as future crude oil and other prices, refining and marketing margins and exchange rates. These statements are not guarantees of future performance, prices, margins, exchange rates or other events and are subject to material risks, uncertainties, changes and other factors which may be beyond Repsol's control or may be difficult to predict.

Repsol's future financial condition, financial ratios, results of operations, business, strategy, geographic concentration, production volumes, reserves, capital expenditures, costs savings, investments and dividend payout policies, as well as future economic and other conditions, such as future crude oil and other prices, refining margins and exchange rates, could differ materially from those expressed or implied in any such forward-looking statements. Important factors that could cause such differences include, but are not limited to, oil, gas and other price fluctuations, supply and demand levels, currency fluctuations, exploration, drilling and production results, changes in reserves estimates, success in partnering with third parties, loss of market share, industry competition, environmental risks, physical risks, the risks of doing business in developing countries, legislative, tax, legal and regulatory developments, economic and financial market conditions in various countries and regions, political risks, wars and acts of terrorism, natural disasters, project delays or advancements and lack of approvals, as well as those factors described in the filings made by Repsol and its affiliates with the Comisión Nacional del Mercado de Valores in Spain, and the Securities and Exchange Commission in the United States and with all the supervisory authorities of the markets where the securities issued by Repsol and/or its affiliates are admitted to trading. In light of the foregoing, the forward-looking statements included in this document may not occur. Repsol does not undertake to publicly update or revise these forward-looking statements even if experience or future changes make it clear that the projected performance, conditions or events expressed or implied therein will not be realized.

The information contained in the document has not been verified nor revised by the External Accountant Auditors of Repsol.

Trinidad y Tobago: Outlook del proyecto

- 4 trenes de licuación: con una producción de hasta 100.000 m³ del GNL al día (15 Mtpa.) - >250 cargos / año – (145.000 m³)
- 4 tanques de almacenamiento: capacidad total de 524.000 m³
- 2 jetties de carga : Capacidad para barcos de 70.000 a 145.000 m³ de GNL



- T1: 3 Mtpa – 1999 - Merchant
- T2: 3,3 Mtpa - 2002 – Merchant.
- T3: 3,3 Mtpa - 2003 – Merch. / Toll.
- T4: 5,2 Mtpa* - 2005 – Tolling.

* Tren más grande del mundo en su momento

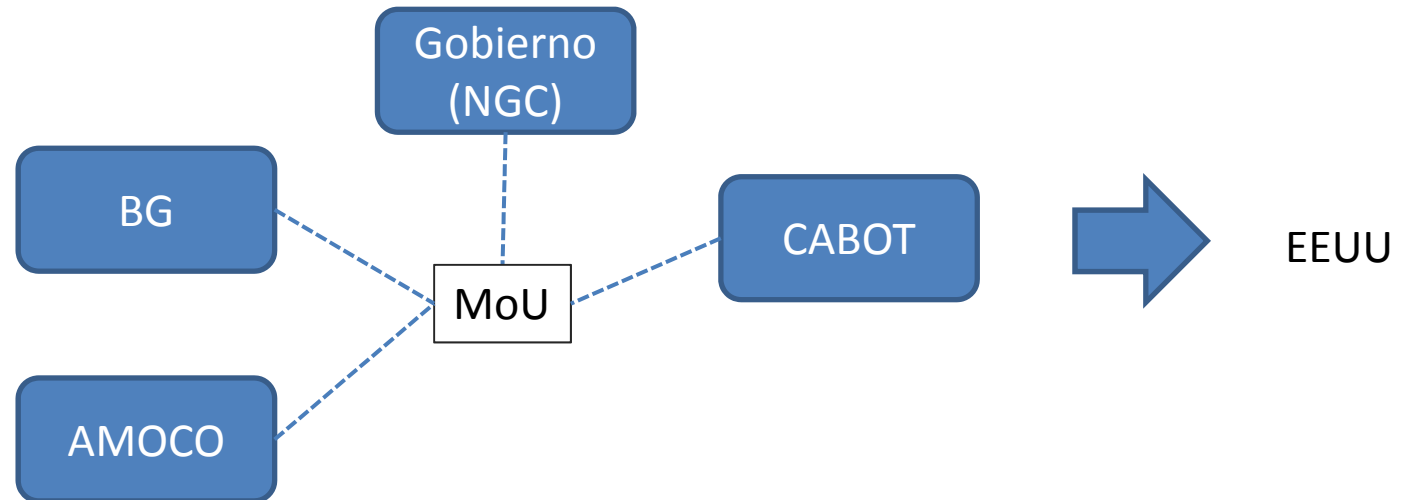
- Gran complejidad contractual. Los trenes tienen diferentes:
 - Shareholders
 - LNG Off-takers
 - Suministradores Upstream
 - Modelos comerciales.

Origen del proyecto



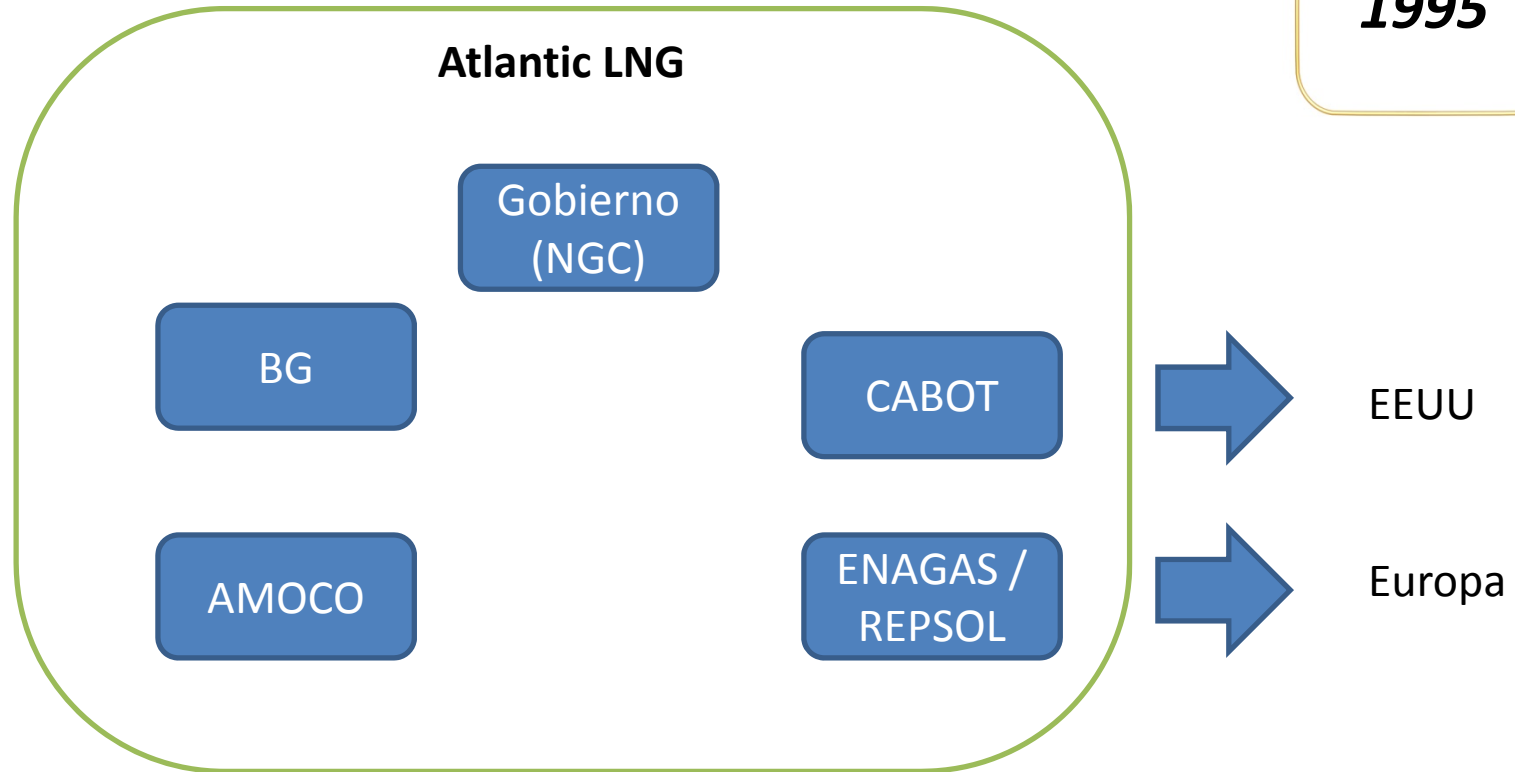
Cabot (Suez), importador de GNL relativamente pequeño propietario de la terminal de regas Everett, al norte de Boston, contacta al Gobierno de Trinidad y Tobago a través de NGC para lanzar el proyecto de un tren de 2 Mtpa. Por entonces, los proyectos de GNL eran viables con un mínimo de 2 o 3 trenes de 2,5 Mtpa cada uno.

Origen del proyecto



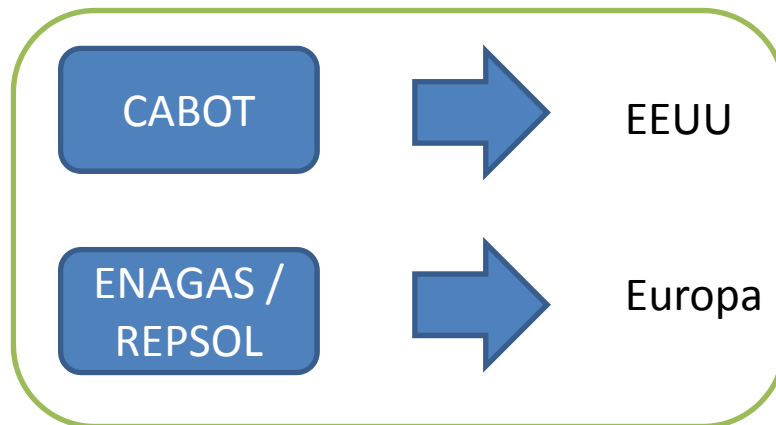
Al año siguiente, BG y Amoco (BP), ambos con prospectos significativos en Trinidad se unen a las conversaciones, firman un MoU con Cabot y NGC para promover un proyecto de GNL y lanzan un estudio de factibilidad conjunto

Origen del proyecto



Estudios técnicos posteriores demostraron que el tamaño mínimo viable era de 3 Mtpa. La entrada de Enagás (como off-taker) y Repsol (como inversor) aportaron el volumen de mercado necesario y el acceso a un mercado menos volátil que el norteamericano.

Drivers: Mercado



En aquella época, el mercado de GNL era un mercado de compradores, en el que los proyectos se apalancaban en demanda de los mercados de consumo.

El hecho de asegurar mercados, principalmente un mercado estable como el de España, aportados por Enagás y Repsol, fue crítico para que el proyecto fuera adelante

EEUU

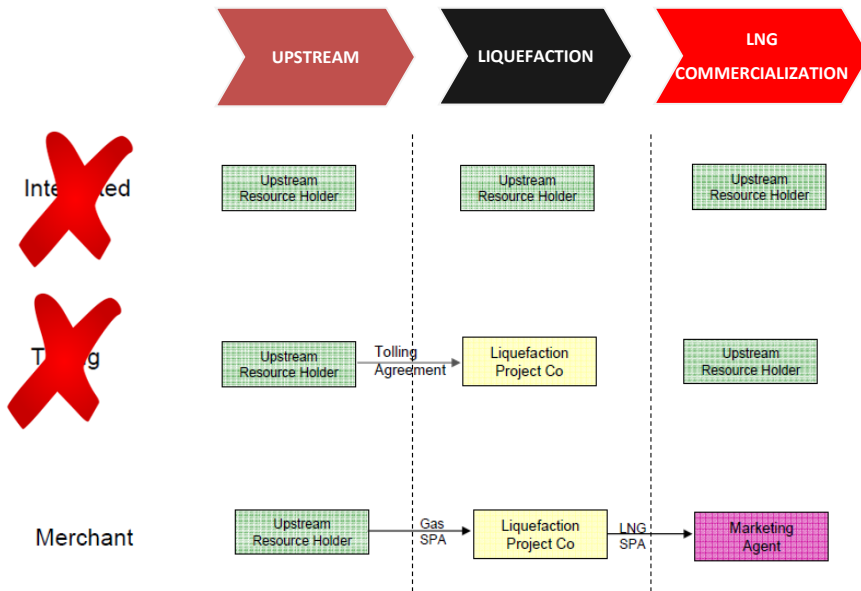
- Destino: Everett – Boston
- 60% del volumen de GNL
- Mercado de picos de demanda
- Precio Net Back desde una región con altas fluctuaciones estacionales (HH + Basis)

Europa

- Destino: España
- 40% del volumen de GNL
- Principalmente para mercado de generación eléctrica
- Precio vinculado a Brent y pool eléctrico

Drivers: Estructura del proyecto

Esquemas de negocios típicos



La situación del proyecto era muy atípica:

- Dos socios con aspiraciones de vender gas: Amoco y BG, finalmente Amoco aportaría el 100% del T1
- Dos socios pequeños: NGC y Cabot
- Dos socios compradores de GNL con mercados objetivos diferentes: Cabot y Enagas

Discusiones internas sobre:

- Rentabilidad interna del proyecto de licuación
- El upstream no quería asumir el riesgo de mercado.

No obstante, todas estas características fueron cambiando y al día de hoy coexisten diferentes tipos de estructuras dentro de Atlantic

Drivers: Contratistas

La situación del mercado de contratistas era:

- Competencia reducida en la construcción de plantas, en 1994 solo existían 13 Plantas de GNL, construidas en los últimos 30 años.
- Pocos contratistas: solo 4: Kellog, JGC, Bechtel y Chiyoda.
- Durante los últimos 20 años todas las plantas utilizaban la tecnología ACPI de Air Products

Necesidad de
reducción de
costes



- Reducción de duplicidad de equipos, practica habitual en las Plantas de GNL
- Estrategia de “Dual FEED competitivos”

Dos diseños
básicos en
paralelo

Chiyoda: Proceso C3-MR de Air Products

Bechtel: Proceso Optimised Cascade de Phillips



Drivers: Financiación y Apoyo del Gobierno

Financiación

Las características específicas de este proyecto para los bancos eran:

- Riesgo país Trinidad
- Riesgo del mercado de gas en EEUU
- Tecnología en cascada de Phillips (no la más utilizada)
- La inexperiencia de los promotores en proyectos de GNL

En 1995, con los principales elementos acordados, se negoció con los bancos la financiación del proyecto a través de un project finance

Fiscalidad

Dada que la rentabilidad del proyecto era ajustada, el GNL se iba a exportar a países con mercados con alta competencia; de forma que era clave obtener ventajas fiscales.

Finalmente, dada las características del proyecto en un mercado de GNL muy ajustado, se concedieron beneficios fiscales

Conclusiones

- Atlantic LNG fue el instrumento que permitió obtener un beneficio a los diferentes actores involucrados:
 - ✓ Productores: Monetizar las reservas encontradas en el país
 - ✓ Offtakers: contar con un suministro competitivo, flexible y de largo plazo
 - ✓ Gobierno: Además de las regalías recibidas, permitió una mayor inversión en exploración, dando lugar al desarrollo de plantas industriales y petroquímicas (T&T es el principal exportador del mundo amonio y el segundo de metanol).
- Los desafíos técnicos fueron superados a través de un cambio de paradigmas en el desarrollo del proyecto.
- Uno de los factores claves para la FID, fue el contar con mercados estables que garanticen la compra del GNL producido.
- En el momento del desarrollo Atlantic LNG, los proyectos contaban con una gran complejidad contractual, tecnológica e incluso financiera, hoy en día esa complejidad también abarca el aspecto comercial.

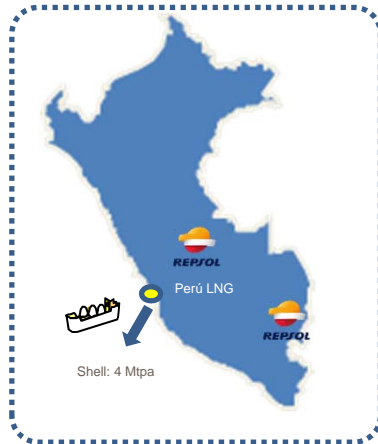
GRACIAS



Perú: superación de obstáculos para el desarrollo integral de un proyecto de exportación.

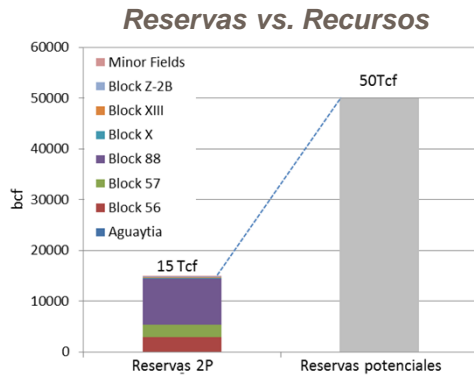
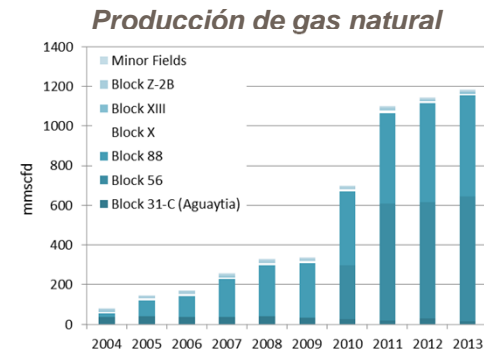


El gasoducto de Camisea es el más alto del mundo, a 4900 metros sobre el nivel del mar



Perú ha experimentado un crecimiento exponencial en su **producción de gas natural**, principalmente gracias al proyecto integrado de Camisea y Perú LNG.

Esto permitió la **gasificación** de la región de Lima y el suministro a **plantas generadoras** adyacentes.



Alto **potencial de recursos** para dar un nuevo salto cuantitativo. Lo que permitirá el suministro de gas a la **región sur del país**.

Esta nueva expansión podría apalancarse mediante la **exportación** de volúmenes de gas natural o GNL.

Los **recursos potenciales de Perú**, sumado a las puesta en funcionamiento del **Gasoducto del Sur**, significarán una oportunidad inmejorable para la **exportación de mayores volúmenes de gas / GNL y de electricidad**.