

GAS DE CAMISEA

ANTECEDENTES

Durante la década de los 80's, la empresa Shell en un Lote de 2 millones de hectáreas, en la parte sur de la Cuenca Ucayali, mediante la ejecución de 3 000 kilómetros de líneas sísmicas y la perforación de 5 pozos exploratorios permitió que dos yacimientos fueran descubiertos en los anticlinales San Martín y Cashiriari del Lote 88 (Camisea). Ambos yacimientos fueron probados en reservorios de formaciones pertenecientes al Cretácico y Pérmico, confirmando reservas de gas no asociado y condensados. Sin llegar a un acuerdo para la explotación entre Petroperú y la compañía Shell en 1988 se da por concluida la negociación.

Una segunda campaña exploratoria realizada por el consorcio Shell/Mobil, se inició en 1996 perforándose 3 pozos de evaluación y luego se llevaron a cabo los estudios necesarios para desarrollar un proyecto de explotación y comercialización del gas de Camisea. En 1998 el consorcio Shell/Mobil comunica su decisión de no continuar con el Segundo Periodo del Contrato, por consiguiente el Contrato queda resuelto. Como resultado, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acuerda llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema segmentado, que comprende módulos independientes de negocios. El 31 de mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a Concurso Público Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la Explotación de Camisea, y para las Concesiones de Transporte por Ductos de Líquidos y de Gas Natural desde Camisea hasta la costa y de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao.

Es así, que en el proceso de Licitación en Diciembre del año 2000 el Consorcio compuesto por Pluspetrol Perú Corp. (36 %, Operador), Hunt Oil Company (36%), SK Corp. (18%) y Tecpetrol del Perú (10%) se hicieron adjudicatarios del módulo de Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 – Yacimientos de Gas Natural de Camisea. El módulo de Transporte por Ductos y de los Líquidos del Gas Natural desde Camisea hasta la costa y la Distribución del Gas Natural en Lima y Callao fue adjudicado al Consorcio formado por las empresas Techint (Argentina), Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Corea), Sonatrach (Argelia) y Graña y Montero (Perú).

RESERVAS

Las reservas de estos campos se encuentran en evaluación ya que dependen básicamente del mercado, El Gas Original Insitu (GOIP) en los yacimientos de Camisea, expresadas en Tcf (Trillion of cubic feet) para el gas natural y en MMBls (Millones de Bariles) para los líquidos del gas natural son las siguientes:

<u>Yacimientos</u>	<u>GOIP</u>	
	<u>Gas, TCF</u>	<u>Líquidos, MMBls</u>
Cashiriari	5.0	353
San Martín	3.1	214
TOTAL	8.1	567

ESQUEMA DEL PROYECTO¹

Debido a que el proyecto tiene como objetivo la recuperación máxima posible de líquidos a partir del gas natural producido, así como de suministrar gas al mercado interno, el plan de desarrollo de los yacimientos San Martín y Cashiriari contempla la perforación de pozos productores de gas húmedo y pozos inyectores de gas

¹ Este es un proyecto en marcha, en la siguiente hoja se describen los avances y los montos invertidos. Se ha creído conveniente incluir este esquema para que el interesado conozca los alcances del Gas de Camisea.

seco. El programa consiste en comenzar la producción en el año 2004 con un total de 5 pozos, 4 productores y 1 inyector en el yacimiento San Martín. Posteriormente, irán incorporándose en forma secuencial los pozos productores e inyectores que cubran la demanda de gas, hasta completarse un total estimado de 21 pozos en el Lote (17 productores y 4 inyectores)

El proyecto consiste en captar y conducir el gas natural proveniente de los yacimientos San Martín y Cashiriari hacia una planta de separación de líquidos ubicada en Malvinas, localizada a orillas del río Urubamba. En esta planta los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural y se acondiciona este último para que pueda ser transportado por un gasoducto hasta los mercados en la costa, mientras que el gas excedente se reinyecta a los reservorios productivos.

Por otro lado, los líquidos del gas obtenidos en la planta de separación conducidos hasta la costa mediante un ducto de líquidos y recibidos en una planta ubicada en Pisco, donde se fraccionan en productos de calidad comercial (GLP, Gasolina y Condensados) y luego se despachan al mercado a través de buques y/o camiones cisterna.

Para acceder al mercado los hidrocarburos de Camisea deberán transportarse desde Camisea hasta la Costa Central para lo cual se vienen construyeron dos ductos paralelos: uno para el transporte del gas natural y el otro para el transporte de los líquidos del gas natural. Estos ductos, cuyo trazado significa retos técnicos y constructivos importantes, tendrá una longitud alrededor de 730 km el primero, hasta Lima, y de 560 km el segundo; hasta Pisco, y atravesaran zonas de selva, luego transponer los Andes superando alturas de mas de 4 800 metros para finalmente descender por los terrenos desérticos de la costa.

Finalmente en Lima y Callao se esta tendiendo una red de ductos para la distribución del gas natural, la que en primera instancia se orientará principalmente al suministro de gas a la industria y a las plantas de generación de electricidad y mas adelante se ampliará esta red para suministro residencial y comercial.

La primera parte de este importante proyecto de producción y suministro de hidrocarburos comprende las actividades de diseño y construcción de las instalaciones e infraestructura productiva y de transporte que se esta llevando a cabo en un plazo máximo de 44 meses a partir de la fecha de suscripción del Contrato. De acuerdo a ello se estima que para agosto del año 2004 se pueda disponer de gas natural combustible en la costa peruana y en las ciudades de Lima y Callao; así como de importantes volúmenes de combustibles líquidos para consumo en el mercado interno.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y AVANCES AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2003

EMPRESA Y PROGRAMA DE DESARROLLO	AVANCES DE ACTIVIDADES
<u>PLUSPETROL</u> - Perforar 4 pozos de desarrollo - Construir la Planta de Separación de Líquidos - Iniciar el llenado de los ductos con Hidrocarburos Fiscalizados del Area de Contrato a mas tardar en 42 meses a partir de la fecha de suscripción del Contrato - Realizar los trabajos comprometidos en la	- Se ha concluido la perforación, completación y las pruebas de producción de los 4 pozos SM-1001, SM-1004, SM-1002 y SM-1003. - Se ha concluido la perforación del pozo SM-1005 en la plataforma San Martín y se realizan los trabajos de completación. - El avance en la perforación del pozo SM-1006 es de 95%. - Se ha concluido con los reacondicionamientos de los

“Memoria descriptiva entregada por el Contratista.	pozos SM-1X y SM-3 y se realizan las pruebas de producción. - Se ha concluido con la construcción de las tuberías entre los pozos SM-1X y SM-3. - El avance en la construcción de la Planta Criogénica en las Malvinas es de 93%. - Las obras civiles para la instalación de la planta de fraccionamiento en Lobería-Pisco tiene un avance de 56%, el montaje de planta tiene un avance de 39%. - Inversión: Las inversiones realizadas al 31.12.03 han sido de US\$ 634,7 millones respecto a un total de US\$ 730 millones de inversión estimada hasta la puesta en operación comercial; lo cual representa un avance del 97 % en la ejecución de las inversiones. Cabe indicar que el monto inicial estimado de US\$ 616 millones ha sido reajustado a US\$ 730 millones, por la necesidad de mayores inversiones para la construcción de las líneas submarinas, el muelle de embarque, la preservación del medio ambiente en la bahía de Paracas y las pruebas pre-operativas.
---	---

EMPRESA Y PROGRAMA DE DESARROLLO	AVANCES DE ACTIVIDADES
<u>TRANSPORTADORA DE GAS (TGP)</u> - Construir 730 km de ductos para gas: 190 km de tubería de 32 pulgadas, 300 km de 24 pulgadas y 240 km de 18 pulgadas. - Construir 560 km de ductos para Líquidos: 450 km de Tubería 14 pulgadas y 110 km de 10,75 pulgadas. <u>GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO</u> - Construir una tubería principal de 60,6 km	- Instalación del ducto de gas: 97% de avance (710 Km. ejecutados respecto a 730 Km. considerados en el proyecto). - Instalación del ducto de líquidos: 97% de avance (545 Km. ejecutados respecto a 560 Km. considerados en el proyecto). - Inversión: Al 31.12.03 las inversiones realizadas han sido de US\$ 658,3 millones respecto a un total de US\$ 669 millones programados hasta la puesta en operación comercial; lo cual significa un avance del 98 % en la ejecución de las inversiones. - El avance global del proyecto incluyendo la ingeniería

de longitud y 20 pulgadas de diámetro de gas natural.

- 25 km de ramales o tuberías secundarias.

y los suministros es de 90%. A la fecha se viene realizando trabajos de construcción de los ductos en los siguientes frentes: Lurin (City Gate); Santa Anita (Vía de Evitamiento); Lima Cercado (Línea de Ferrocarril) y Ventanilla (Av. Gambeta).

- Avance de los trabajos de construcción:
Inst. del ducto principal (alta presión).... 82%
Ramal Etevensa..... 100%
City Gate y terminal de Ventanilla.....83%
- **Inversión:** Al 31.12.03 las inversiones realizadas han sido de US\$ 47,23 millones respecto a un total de US\$ 55,63 millones comprometidos hasta la puesta en operación comercial; esto significa un avance de 85 % en la ejecución de las inversiones.

CUENCAS SEDIMENTARIAS

En el Perú existen 18 Cuencas Sedimentarias con posibilidades de exploración por hidrocarburos (ver mapa). Estas cuencas están relacionadas, en mayor o menor grado, a los procesos de la tectónica de placas y al levantamiento de los Andes peruanos.

Ocho de las 18 Cuencas, se encuentran localizadas total o parcialmente costa-afuera (offshore), ellas son: Tumbes-Progreso, Talara, Sechura, Salaverry, Trujillo, Lima, Pisco y Mollendo. Las 10 restantes se encuentran en el continente (onshore): Lancones, Moquegua, Santiago, Bagua, Huallaga, Ene, Titicaca, Marañón, Ucayali y Madre de Dios.

En las Cuencas Tumbes-Progreso y Talara, desde el siglo pasado se ha tenido producción comercial de petróleo, en especial en la Cuenca Talara que ha sido intensamente explotada y que ha acumulado una producción de alrededor de 1 426 millones de barriles de petróleo. Las otras Cuencas ubicadas en el zócalo continental sólo han sido exploradas mediante levantamientos sísmicos y con la perforación de algunos pozos.

En las Cuencas, ubicadas en la vertiente oriental de los Andes y en la Región Amazónica, se debe destacar importantes descubrimientos. En la Selva Norte, en la Cuenca Marañón se ha acumulado a la fecha producción alrededor de 892 millones de barriles de petróleo, además en el Lote 67 se tienen tres yacimientos de crudo pesado, con reservas totales de 387 millones de barriles que a la fecha se esta considerando la viabilidad de su explotación. En la selva Central, en la Cuenca Ucayali, los campos de Maquía, Agua Caliente han acumulado 22 millones de barriles y el campo de Aguaytía que produce gas no asociado ha acumulado 8 millones de Líquidos del Gas Natural en 6 años de producción comercial. En la Selva Sur, en la década de los 80, se descubrieron los yacimientos de gas natural de Camisea, los mismos que se encuentran en la etapa final de su desarrollo por el consorcio conformado por las empresas Pluspetrol/Hunt/SK/Tecpetrol/Sonatrach, se espera que el gas llegue a Lima en agosto del 2004.

Al 31 de diciembre de 2002 se tienen en el país 27 contratos suscritos realizando actividades de exploración y explotación en las diversas Cuencas de la Costa, Zócalo y la Selva.

A pesar de todos los trabajos exploratorios realizados e hidrocarburos descubiertos, aún quedan Cuencas Sedimentarias que no han sido lo suficientemente exploradas, las que cuentan con probabilidades de contener hidrocarburos; por lo que, aún subsisten oportunidades de realizar nuevos descubrimientos en cantidades comerciales.

OLEODUCTO NOR PERUANO

Los descubrimientos a partir de 1971 de grandes reservas de petróleo en la Región Nor-Este de la selva peruana, planteó la necesidad de la construcción de un Oleoducto desde la Selva hasta la Costa para el transporte del petróleo, es así que se inició su construcción en 1974.

El Oleoducto Principal de 854 kilómetros se inicia a orillas del Río Marañón, en el pequeño caserío San José de Saramuro, Departamento de Loreto en la Selva Norte y termina en el Puerto de Bayóvar, Departamento de Piura en la Costa Norte; comprende dos tramos, el inicial mide 306 kilómetros, tiene un diámetro de 24 pulgadas y une las estaciones desde la N° 1 con la N° 5. A través de él puede bombearse hasta 70 mil barriles diarios, pudiendo incrementarse hasta 200 mil barriles diarios.

El segundo tramo, que va desde la estación N° 5 hasta el Terminal de Bayóvar, tiene una longitud de 548 kilómetros y un diámetro de 36 pulgadas. La capacidad actual de bombeo desde la Estación N° 5 es de 200 mil barriles diarios, pudiendo ser elevada hasta 500 mil barriles diarios con instalaciones adicionales.

En 1976, el sistema fue ampliado con el Ramal Norte, de 252 kilómetros de largo y de 16 pulgadas de diámetro que transporta la producción de los campos del Lote 1-AB. Se inicia en la margen izquierda del Río Pastaza cerca de la localidad de Andoas y sigue la dirección Sur-Oeste hasta la Estación N° 5 en donde se une con el oleoducto principal.

Asimismo, para la recolección del petróleo crudo del Lote 8, de los campos Pavayacu, Corrientes, Capirona, Yanayacu, Chambira, Valencia y Nueva Esperanza se construyeron oleoductos secundarios con sus correspondientes baterías de almacenamiento y estaciones de bombeo, los cuales van a terminar a la Estación de Bombeo N° 1 del Oleoducto Nor Peruano, en San José de Saramuro. De la misma manera, en la estación de Andoas, mediante una red de oleoductos secundarios se recepciona la producción de los campos del Lote 1-AB, entre los cuales se puede destacar: San Jacinto, Bartra, Shiviayacu, Dorissa, Tambo, Jibaro, Jibarito, Forestal, Carmen, Huayuri y Capahuari.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

		TRAMO I	RAMAL NORTE	TRAMO II
LONGITUD	KM	306	252	548
DIÁMETRO	PULG.	24	16	36
CAPACIDAD DISEÑO	MBD	70	105	200
RECUBRIMIENTO TUBO		EPOXICO	EPOXICO	POLYKEN

En el año 2003 el Oleoducto transportó en promedio alrededor de 57 000 barriles por día muy por debajo de su capacidad instalada de transporte.

ABREVIATURAS

2D	=	2 Dimensiones
3D	=	3 Dimensiones
APA		Pozo abandonado permanentemente
ATA		Pozo abandonado temporalmente
BLS	=	Barriles
BPD	=	Barriles por día
DPA		Pozo abandonado en Perforación
F	=	Fatal
G	=	Grave
HAS	=	Hectárea
km	=	Kilómetro
km ²	=	Kilómetro cuadrado
L	=	Leve
MBLS	=	Mil barriles (10 ³ barriles)
MMBLS	=	Millón de barriles (10 ⁶ barriles)
MMPC	=	Millón de pies cúbicos (10 ⁶ pies cúbicos)
US\$	=	Dólar Americano
MMUS\$	=	Millón de US dólares
MPC	=	Mil pies cúbicos (10 ³ pies cúbicos)
MUS\$	=	Mil US dólares
PC	=	Pies cúbicos
TCP	=	10 ¹² pies cúbicos
WARP	=	“Wide Amplitude Reflection Profile”

GLOSARIO

Accidente Leve

Es toda aquella lesión de trabajo que requiere tratamiento médico ambulatorio, no requiere descanso médico.

Accidente Grave

Es toda lesión de trabajo, con pérdida de tiempo para la empresa y cuyo resultado es que el trabajador accidentado requiere más de 24 horas de descanso médico.

Accidente Fatal

Es toda aquella lesión de trabajo que produce la muerte del trabajador.

API°

Densidad de acuerdo a la definición del Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute).

Area de Contrato

Area delimitada entre coordenadas definidas en común acuerdo entre Perupetro y el Contratista.

Asfaltos

Productos sólidos o semisólidos derivados del petróleo, constituidos por compuestos de alto punto de ebullición, de textura viscosa.

Combustible de hidrocarburos líquidos

Mezcla de hidrocarburos, estables en estado líquido a 37°C y a presión absoluta inferior a 276kPa (40 psi) y utilizados generalmente para generar energía por medio de combustión. Dentro de ésta definición se incluyen los diversos tipos de gasolinas, el kerosene, el diesel y los combustibles bunkers y residuales.

Condensado (Líquidos del Gas Natural)

Hidrocarburo líquido formado por la condensación de los hidrocarburos separados del gas natural, debido a cambios en la presión y temperatura cuando el gas natural de los reservorios es producido o cuando proviene de una o más etapas de compresión de gas natural.

Contratista

Persona natural o Jurídica nacional o extranjera que realiza actividades de exploración o explotación de hidrocarburos, bajo las formas contractuales que establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221.

Contrato Petrolero

Acuerdo aceptado por las Partes, en los que se estipulan los términos y condiciones, por los que Perupetro S.A. autoriza al Contratista para la realización de operaciones, en concordancia con lo establecido en la Ley N° 26221 y la legislación pertinente, con el objeto común de producir hidrocarburos en el área del contrato.

Exploración

Planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y demás actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos confirmatorios para la evaluación de los reservorios descubiertos.

Explotación

Desarrollo y/o Producción.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es un hidrocarburo compuesto por propano, butano, propileno y butileno, o mezcla de los mismos en diferentes proporciones, que, combinadas con el oxígeno en determinados porcentajes, forman una mezcla inflamable. Su uso más extendido es como fuente de energía calorífica, muy apropiado para múltiples aplicaciones en el hogar, la industria, dado su alto poder calorífico y su combustión limpia, sin formación de humo, hollín o cenizas.

Gas Natural

Mezcla de hidrocarburos que a condiciones de reservorio se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el petróleo. Comprende el gas natural asociado y el gas natural no asociado.

Gas Natural Asociado

Gas Natural producido con los hidrocarburos líquidos del reservorio.

Gas Natural No Asociado

Aquel cuya ocurrencia tiene lugar en un reservorio en el que a condiciones iniciales no hay presencia de hidrocarburos líquidos.

Gasolina Motor de 84 Octanos

Combustible apropiado para ser utilizado en vehículos cuyos motores tiene el sistema de encendido con bujías de ignición. Esta gasolina contiene el aditivo plomo tetraetilo en su formulación, la gasolina de 84 octanos es de apariencia clara y de color amarillo brillante.

Gasolina Motor de 90, 95 y 97 Octanos

Combustibles elaborados con naftas de elevado octanaje y pureza, no contienen el aditivo tetraetilo de plomo (TEL), por lo que protegen el medio ambiente. En su formulación se adiciona el eter MTBE como elevador del nivel de octano. La apariencia comercial de la gasolina de 97 octanos es transparente y de color tenue amarillo, así mismo, la gasolina de 95 octanos se comercializa de color azul claro y la gasolina de 90 octanos es de apariencia transparente y de color violeta claro, estos combustibles están formulados especialmente para vehículos automotrices modernos con motores de alta performance.

Grasas

Productos constituidos por bases lubricantes derivadas del petróleo que han sufrido un proceso de saponificación.

Hidrocarburos

Todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Hidrocarburos Líquidos.

En el presente texto se refiere sólo a petróleo y condensado.

Inversión Mínima

Inversión comprometida por el contratista petrolero según un programa de trabajo mínimo obligatorio.

Kerosene

Es un combustible altamente estable contra el deterioro en almacenamiento, tiene múltiples aplicaciones, pues sirve como fuente de iluminación y calefacción y muchos otros usos.

Lubricantes

Productos derivados del petróleo crudo de alto índice de viscosidad, consistente en hidrocarburos de alto punto de ebullición combinado con aditivos.

Modalidad Contractual Petrolera

Forma contractual, pueden ser: de licencia, de servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, al amparo de la Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos – Ley N° 26221

Petróleo

Hidrocarburos que a condiciones iniciales de presión y temperatura de reservorio se encuentra en estado líquido.

Petróleo Diesel

Es un combustible destilado puro y refinado para alcanzar una alta estabilidad química, se distingue por su alto índice de cetano, lo cual asegura excelentes características de ignición en motores diesel de automóviles, camiones, equipos industriales, etc.

Petróleo Industrial

Son combustibles pesados de alta viscosidad, obtenidos de fracciones residuales y destilados de petróleo. Son utilizados en hornos industriales, calderos y otros equipos de producción de energía térmica.

Pozo APA

Pozo abandonado permanentemente.

Pozo ATA

Pozo abandonado temporalmente.

Pozo Confirmatorio

Pozo que se perfora para evaluar los reservorios de hidrocarburos descubiertos.

Pozo DPA

Pozo abandonado durante la perforación.

Pozo de Desarrollo

Pozo que se perfora para la producción de los hidrocarburos descubiertos.

Pozo Exploratorio

Pozo que se perfora con el propósito de descubrir un nuevo reservorio o para determinar la estratigrafía de un área.

Pozo Inactivo

Pozo cerrado.

Producción

Todo tipo de actividades en el Area de Contrato o fuera de ella en la que resulte necesario, cuya finalidad sea la extracción y manipuleo de hidrocarburos y que incluye la operación y reacondicionamiento de pozos, instalación y operación de equipos, tuberías, sistemas de transporte y almacenamiento, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de métodos de recuperación primaria y secundaria.

Producción Fiscalizada

Petróleo, gas natural o condensados producidos en el área de contrato y medido en un punto de fiscalización de la producción.

Refinería

Son instalaciones industriales en las cuales el petróleo crudo, gasolinas naturales, u otras fuentes de hidrocarburos, son sometidos a una serie de procesos, dando como resultado una serie de productos derivados, como los combustibles, entre los que figuran el GLP, gasolinas, kerosenes, diesel y combustibles industriales. Puede incluir productos no combustibles tales como lubricantes, asfaltos y solventes.

Reservas Probadas

Las reservas probadas se atribuyen a reservorios conocidos y son cantidades estimadas que pueden, con razonable certeza, ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes. Las condiciones económicas vigentes incluyen precios y costos prevalecientes a la fecha del estimado.

Reservas Probables

Las reservas probables son cantidades estimadas a una fecha específica, para la cual el análisis de los datos de ingeniería y geología indican que podrían ser económicamente recuperables de acumulaciones conocidas con un grado de probabilidad tal que sugiere su existencia pero no lo suficiente para ser clasificada como probada. En este contexto, cuando los métodos

probabilísticos son usados, se debe obtener un nivel de confianza de por lo menos 50% para la suma de las reservas probadas y probables.

Reservas Posibles

Las reservas posibles son las cantidades estimadas a una fecha específica, para la cual el análisis de los datos de ingeniería indican que podrían ser recuperadas económicamente a partir de los depósitos descubiertos con un moderado grado de probabilidad, que sugiere su existencia pero no lo suficiente para ser clasificado como probable. Cuando los métodos probabilísticos sean usados, el término posible deberá implicar un nivel de confianza de al menos 10% para la suma de las reservas probadas, probables y posibles.

Reservorio

Estrato o estratos bajo la superficie que forman parte de un yacimiento, que estén produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir hidrocarburos y que tienen un sistema común de presión en toda su extensión.

Sísmica

Técnica para determinar la configuración de las capas geológicas en el subsuelo.

Turbos

Los combustibles Turbo están especialmente elaborados para ser usados en las aeronaves actuales impulsadas, ya sea por motores turbo-hélice o turbo-jet. Estos combustibles poseen características especiales que los hacen aptos para trabajar en un amplio margen de temperaturas y presiones. Asimismo, el bajo punto de congelación y fácil bombeo a temperaturas muy frías, permiten mantener el correcto flujo en los sistemas de combustible de las aeronaves a grandes alturas.

Yacimiento

Superficie debajo de la cual existen uno o más reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir hidrocarburos.