

TÓPICOS SOBRE LA INDUSTRIA PETROLERA EN BOLIVIA

Rafael A. Valdéz Zegarra

Ingeniero en Petróleos

Licenciado en Administración de Empresas

Master en Administración de Empresas.

Magíster en Docencia Universitaria

Docente en las Carreras de Administración de Empresas e

Ingeniería Industrial en la Universidad Católica Boliviana

Desarrollo

El petróleo se originó aproximadamente entre 150 y 80 millones de años atrás al igual que el carbón. Existen varias teorías sobre cómo se formaron el petróleo y el gas natural pero éstas se encuentran divididas en dos grandes grupos: hay quienes piensan que el petróleo se originó a partir de materia inorgánica a altas presiones y temperaturas y otros que sostienen que se originó a partir de materia orgánica a bajas temperaturas.

Una de las hipótesis dice que el origen fueron los grandes bosques de árboles prehistóricos, de enormes dimensiones, que al sufrir cataclismos y erupciones volcánicas quedaron enterrados bajo tierra. También se dice que el origen del carbón se produjo a partir de estos grandes bosques, mientras que el petróleo se obtuvo mayoritariamente a partir de plantas marinas. Estos árboles eran materia orgánica compuesta por celulosa e hidratos de carbono. Esta materia sufrió una descomposición anaeróbica (sin aire) y esa descomposición, al cabo de millones de años transformó la materia orgánica en carbón (se eliminaron los componentes volátiles de la materia orgánica como el hidrógeno, el oxígeno, el nitrógeno el azufre, entre otros).

Por otro lado, en la formación del petróleo el cual es un conjunto de hidrocarburos (carbón e hidrógeno), se eliminaron los componentes volátiles como el nitrógeno, el oxígeno, el azufre, etc. Este punto de vista es muy apoyado en el ámbito científico ya que en éstos componentes se encuentran compuestos orgánicos nitrogenados complejos, sulfurados óptimamente activos y compuestos orgánicos complejos como parafinas que solamente son producidas por los animales y las plantas. Esto apoya que el petróleo se formó a partir de materia biológica y no de carburos inorgánicos y óxidos de carbono o anhídrido carbónico e hidrógeno, como dicen otras teorías.

Aunque no se sabe con exactitud el proceso de conversión de materia orgánica en petróleo, se piensa que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos y se produjo una descomposición anaeróbica de ellos a gran presión (a profundidades de entre 3000 a 5000 metros de profundidad), pero no a tan altas temperaturas como la gente piensa, ya que a tan altas temperaturas, las porfirinas se hubieran descompuesto (se dice que la temperatura soportada por los aceites fue aproximadamente entre los 150 y los 200°C, y que esto fue un factor determinante de la descomposición de éstos).

Se tiene noticia de que en otro tiempo, los árabes y los hebreos empleaban el petróleo con fines medicinales. En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes. Se dice que los Egipcios también utilizaban este producto de la misma manera.

En esa época, se tomaba la nafta y otros combustibles, y se los quemaba para evitar peligros, ya que estos podían explotar y producir inconvenientes en la sociedad. Esta forma de utilidad se dio hasta el siglo XIX. A partir de allí, aproximadamente el año 1850, se lo comenzó a comercializar más, debido al descubrimiento de nuevos usos. Por ejemplo, el asfalto no sólo se utilizó para calafatear barcos (impermeabilizarlos), sino que también para la creación de caminos. Asimismo, la parafina sirvió para la creación de velas para iluminación, recubrimiento de quesos, pomadas para calzado, entre otros, el kerosén desde ese entonces, se comenzó a utilizar en la calefacción y la iluminación.

Las exploraciones petroleras se iniciaron hace más de cien años (en 1859, Edwin Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pensilvania, a una profundidad de sólo 21 m.), cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos.

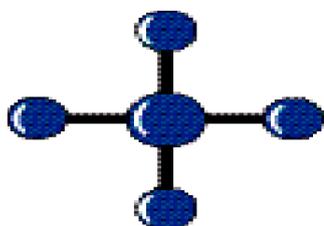
Sin embargo, sólo la perforadora puede determinar si existe o no petróleo bajo la superficie. Los motores a explosión fueron descubiertos en el año 1870 aproximadamente pero se lo consideró sólo como una curiosidad. Sólo a partir del año 1910 comenzó su uso masivo. Por ello, a partir de esa poca, se modificó completamente el consumo mundial de petróleo. La principal causa que originó este cambio en el consumo fue la producción continua del automóvil, que gracias a la cadena de montaje de Henry Ford, produjo un gran aumento en la producción de autos con motor a explosión y de esta manera, se abarataron los costos haciendo más accesibles este tipo de vehículos. La demanda se convirtió ahora en NAFTA y GAS OIL (combustible Diesel). Para el año 1950, el petróleo no alcanzaba a cubrir la demanda de la sociedad. En años los mayores productores de petróleo eran E.E.U.U., la Unión Soviética y Arabia, mientras que el mayor consumidor era tan sólo Estados Unidos. A este problema, pronto se le encontró una solución, los hidrocarburos más pesados que se obtenían en la destilación, ya que el 80% de los productos originados en la destilación son los hidrocarburos pesados.

El gas natural se lo comenzó a utilizar para las industrias electricidad, calefacción y finalmente los motores a explosión. Estos usos se los dieron en países en los que el petróleo no era muy común, como en la Argentina, donde sí abundan los yacimientos de gas.

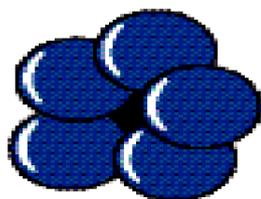
El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que por sus componentes de hidrógeno y carbono, se denomina hidrocarburo.

Este hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo se le conoce como gas natural.

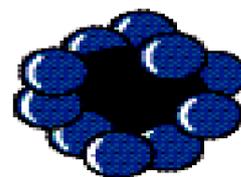
El gas natural, está constituido preponderantemente por metano, que es el más simple de los hidrocarburos pues contiene un solo átomo de carbono. En menos proporción puede contener hidrocarburos de hasta 4 átomos de carbono y, además, anhídrido carbónico e impurezas como sulfuro de hidrógeno.



ETANO



METANO



METILPROPANO

Composición

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos.

ELEMENTO	PESO %
CARBONO	84 - 87
HIDROGENO	11 -14
AZUFRE	0 - 2
NITROGENO	0.2

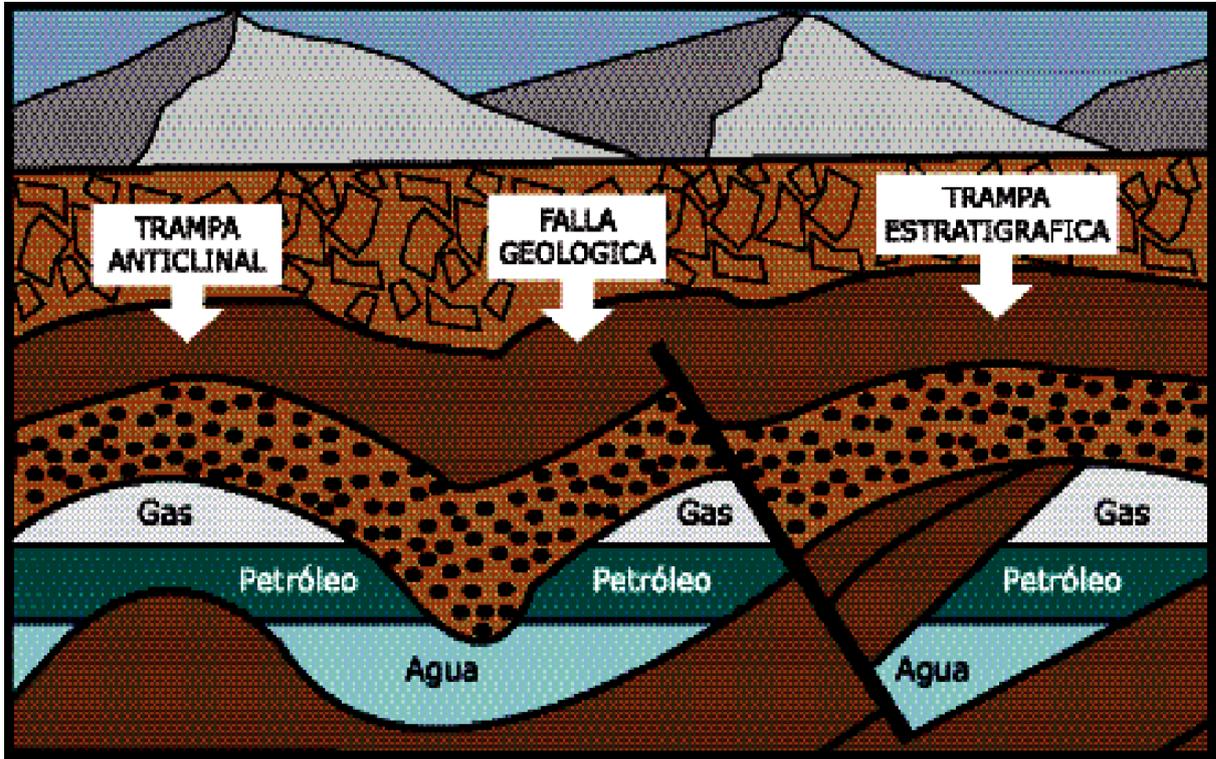
PARAFINAS NORMALES { % EN PESO H ₂								
C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅ - ∞				
25	30	18.2	17.3	16.7 14.3				
METANO	ETANO	PROPANO	BUTANO	PENTANO				
ISOPARAFINAS { % EN PESO H ₂ IDEM No. DE ISOMEROS								
C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂
2	3	5	8	18	35	356	4347	60523
ISOBUTANO	ISOPENTANO	NEOPENTANO	ISO OCTANO					
OLEFINAS								
14.3 % H ₂	14.3 % H ₂	14.3 % H ₂	14.3 % H ₂	11.1 % H ₂				
ETILENO	PROPILENO	BUTILENO	ISOAMILENO	1.3 BUTADLENO				
NAFTENOS								
CICLOHEXANO	1,1 DIMETILCICLOPENTANO	1,2,3 TRIMETIL CICLOHEXANO	DECAHIDRONAFTALENO (DECALINA)					
AROMATICOS								
BENCENO	TOLUENO	ORTOXILENO	NAFTALENO					
ANTRACENO	FENANTRENO	BIFENILO						

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Reservorios

La teoría orgánica supone que el petróleo se ha originado de la descomposición de animales y plantas que vivieron en el mar en edades geológicas muy antiguas y sus restos se acumularon en sedimentos.



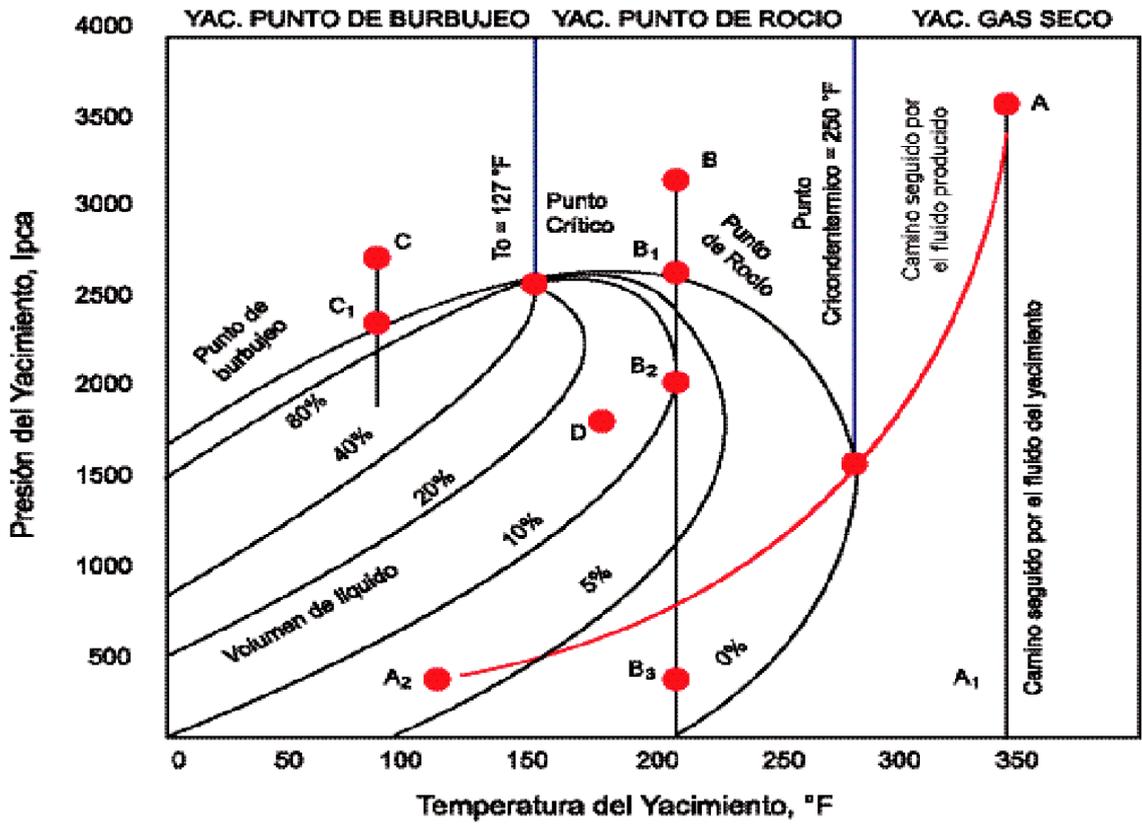
Tipos de Yacimientos de Hidrocarburos

Los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con el parámetro de temperatura y presión iniciales del yacimiento, con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan temperatura y presión.

La siguiente figura corresponde a este tipo de diagramas "diagrama de fases PT" para un determinado fluido del yacimiento. El área cerrada por las curvas del punto de burbujeo y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura donde existen dos fases: líquida y gaseosa.

Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo, para cualquier presión y temperatura.

Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la acumulación.



Para que exista un yacimiento de gas o petróleo deben existir las siguientes condiciones y factores:

- Roca Generadora o Roca Madre
- Migración
- Sello
- Reservorio
- Trampa

Áreas de Interés Petrolero

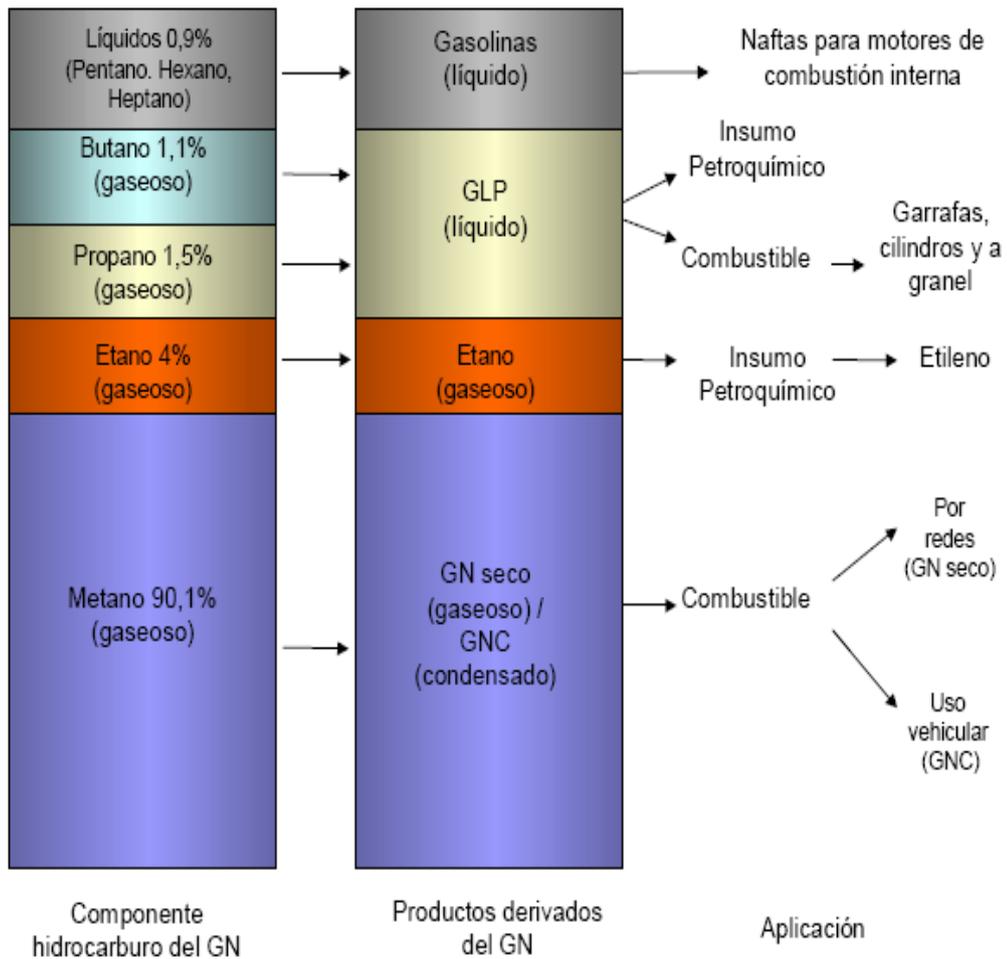


EL GAS NATURAL COMO ENERGIA

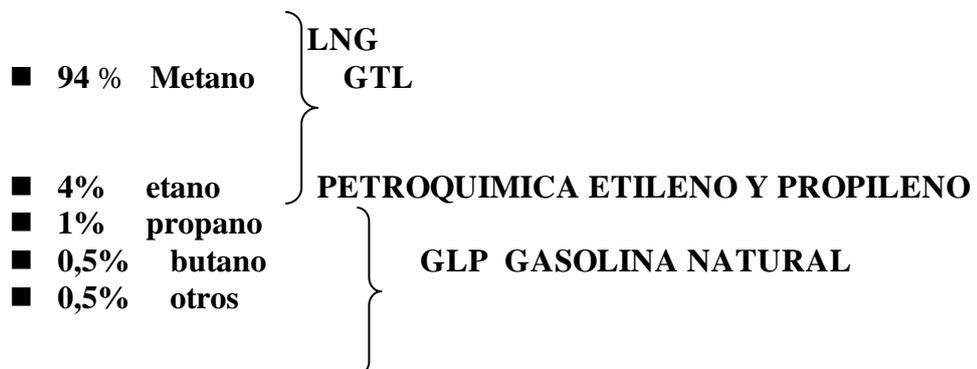
El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161°C . Por razones de seguridad, se le añade metil etil mercaptan, un agente químico que oloriza el gas, con el propósito de detectar una posible fuga.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO_2 , el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural. La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, por su densidad de 0,60, inferior a la del aire (1,00), el gas natural tiene tendencia a elevarse y puede, consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta.

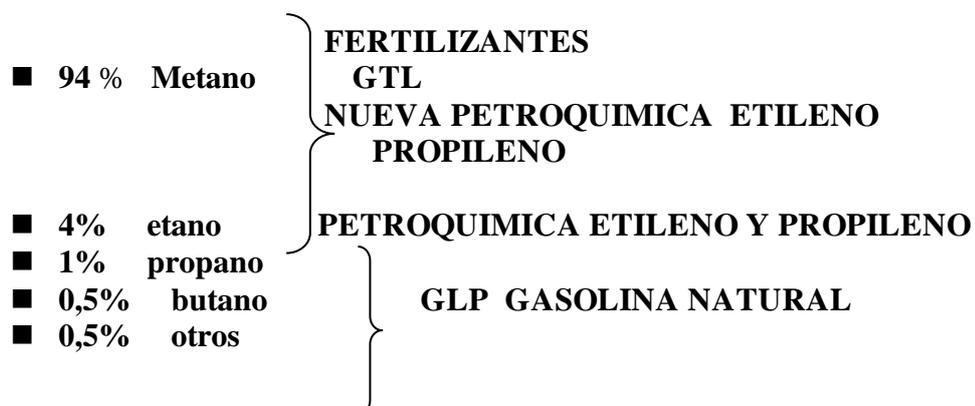
En la medida en que el mismo logre gradualmente el status de “commodity” comercializado globalmente, como lo es el petróleo, tendrá impactos significativos en la economía mundial.



EL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PETROQUIMICA TRADICIONAL

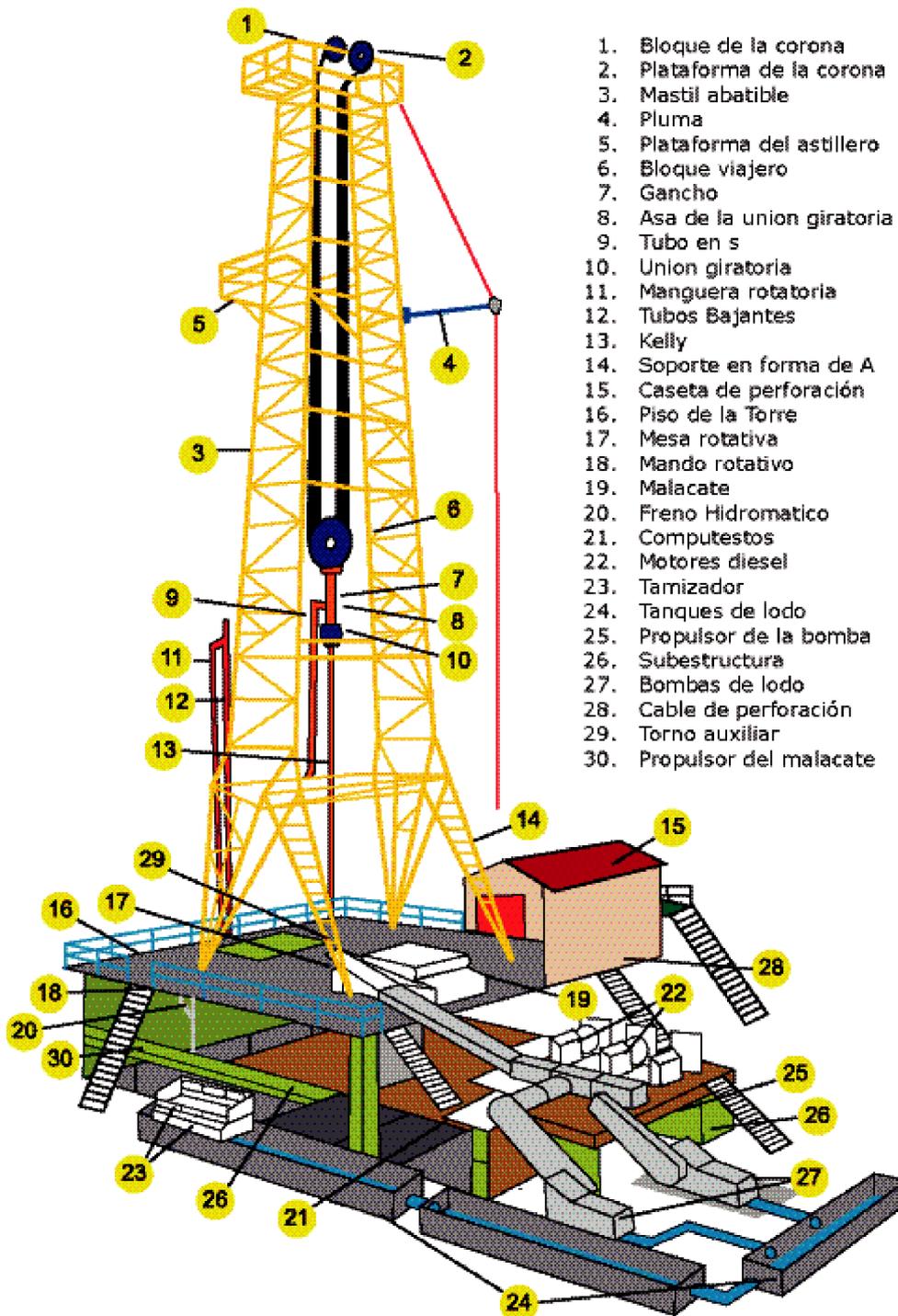


PETROQUIMICA BASADA EN EL METANO



Perforación de pozos petroleros

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un hueco o pozo.



1. Bloque de la corona
2. Plataforma de la corona
3. Mastil abatible
4. Pluma
5. Plataforma del astillero
6. Bloque viajero
7. Gancho
8. Asa de la union giratoria
9. Tubo en s
10. Union giratoria
11. Manguera rotatoria
12. Tubos Bajantes
13. Kelly
14. Soporte en forma de A
15. Caseta de perforación
16. Piso de la Torre
17. Mesa rotativa
18. Mando rotativo
19. Malacate
20. Freno Hidromático
21. Computestos
22. Motores diesel
23. Tamizador
24. Tanques de lodo
25. Propulsor de la bomba
26. Subestructura
27. Bombas de lodo
28. Cable de perforación
29. Torno auxiliar
30. Propulsor del malacate

En Bolivia la profundidad de un pozo se encuentra entre 1000 y 6000 m. dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina "pozo exploratorio" y en el lenguaje petrolero se clasifica "A-3".

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Equipo de perforación

Los principales elementos que conforman un equipo de perforación, y sus funciones, son los siguientes:

- Torre de perforación o taladro - Es una estructura metálica en la que se concentra prácticamente todo el trabajo de perforación.
- Tubería o "sarta" de perforación - Son los tubos de acero que se van uniendo a medida que avanza la perforación.
- Brocas - Son las que perforan el subsuelo y permiten la apertura del pozo.
- Malacate - Es la unidad que enrolla y desenrolla el cable de acero con el cual se baja y se levanta la "sarta" de perforación y soporta el peso de la misma.
- Sistema de lodos - Es el que prepara, almacena, bombea, inyecta y circula permanentemente un lodo de perforación que cumple varios objetivos: lubrica la broca, sostiene las paredes del pozo y saca a la superficie el material sólido que se va perforando.
- Sistema de cementación - Es el que prepara e inyecta un cemento especial con el cual se pegan a las paredes del pozo tubos de acero que componen el revestimiento del mismo.
- Motores - Es el conjunto de unidades que imprimen la fuerza motriz que requiere todo el proceso de perforación.

El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses.

La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección.

Durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un "lodo de perforación", el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado.

Ese lodo se inyecta por entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del hueco.

El material que saca sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan "corazones" y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están perforando.

Para proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación, se pegan a las paredes del hueco, por etapas, tubos de revestimiento con un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza en ascenso por el espacio anular, donde se solidifica.

La perforación debe llegar y atravesar las formaciones donde se supone se encuentra el petróleo. El último tramo de la tubería de revestimiento se llama "liner de producción" y se fija con cemento al fondo del pozo.

Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

El común de la gente tiene la idea de que el petróleo brota a chorros cuando se descubre, como ocurría en los inicios de la industria petrolera.

Hoy no es así. Para evitarlo, desde que comienza la perforación se instala en la boca del pozo un conjunto de pesados equipos con diversas válvulas que se denominan "preventores".

Desde el momento en que se inicia la investigación geológica hasta la conclusión del pozo exploratorio, pueden transcurrir de uno a cinco años.

Cuando se descubre el petróleo, alrededor del pozo exploratorio se perforan otros pozos, llamados de "avanzada", con el fin de delimitar la extensión del yacimiento y calcular el volumen de hidrocarburo que pueda contener, así como la calidad del mismo.

La perforación en el subsuelo marino sigue en términos generales los mismos lineamientos, pero se efectúa desde enormes plataformas ancladas al lecho marino o que flotan y se sostienen en un mismo lugar. Son verdaderos complejos que disponen de todos los elementos y equipo necesarios para el trabajo petrolero.

En la exploración petrolera los resultados no siempre son positivos. En la mayoría de las veces los pozos resultan secos o productores de agua. En cambio, los costos son elevados, lo que hace de esta actividad una inversión de alto riesgo.

Producción Petrolera

Luego de haber realizado la perforación, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

Los fluidos de un yacimiento –petróleo, gas, agua- entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo resultará "surgente": produce sin necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir: el pozo está ahogado. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

Los yacimientos tienen tres tipos principales de "empujes naturales", a saber:

- a. Empuje por gas disuelto (dissolved-gas drive). La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La recuperación final suele ser inferior al 20%.

- b. Empuje de una capa de gas (gas-cap drive). Cuando el gas acumulado sobre el petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La recuperación de un campo con capa de gas es del 40/50%.
- c. Empuje hidrostático (water drive). La fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo. La recuperación en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

Reservas Nacionales de gas natural

AÑO	TRILLONES DE PIES CUBICOS
2002	52.3
2003	54.9
2004	52.3
2005	48.7

PROBADAS: Volumen de hidrocarburos que recuperarse en condiciones económicas y operativas convenientes, de reservorios probados con estudios de Geología e Ingeniería de Reservorios.

PROBABLES: Volúmenes de hidrocarburos que se estima se recuperaran de Reservorios existentes, en los cuales la perforación de Pozo genera buenos indicios y que de acuerdo a la información Geológica y de Ingeniería de Reservorio establece que un nuevo pozo tendrá productividad en términos comerciales.

Transporte del petróleo.

El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos hasta baterías o estaciones colectoras a través de cañerías enterradas de entre 2 y 4 pulgadas de diámetro. El material más común para estas líneas de conducción es el acero, aunque se utilizan cada vez más cañerías de PVC reforzado con fibra de vidrio, resistentes a la corrosión.

La batería recibe la producción de un determinado número de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular. En el caso de petróleos viscosos, también se efectúa su calentamiento para facilitar su bombeo a plantas de tratamiento.

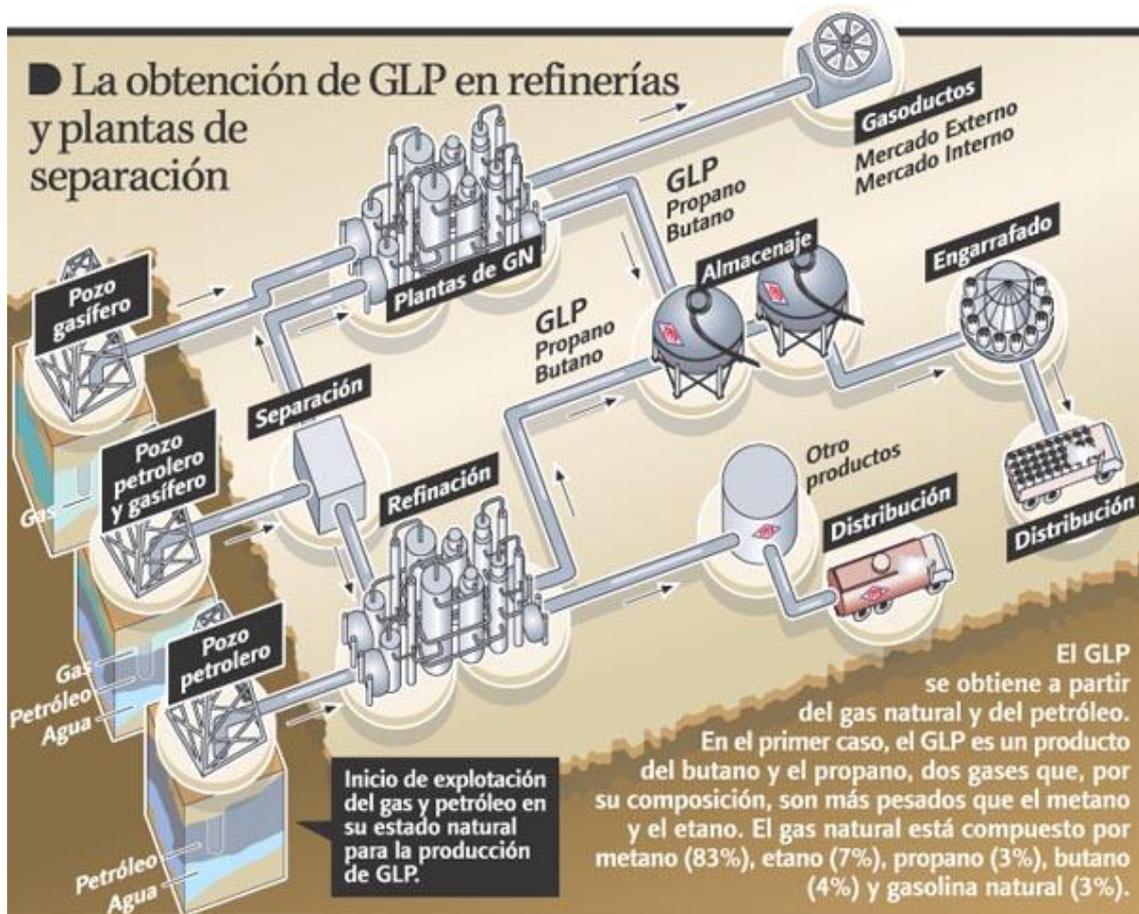
Más específicamente, en el propio yacimiento, el petróleo crudo sufre algunos tratamientos:

a. Separación de gases:

Cuatro gases que se encuentran disueltos a presión en el crudo, se separan con facilidad.

1. El Metano (CH_4) y el Etano (C_2H_6), componen el gas seco, así llamado porque no se licua por compresión. El gas seco se utiliza como combustible en el yacimiento o se inyecta en los gasoductos, mezclándolo con el gas natural.
2. El Propano (C_3H_8) y el Butano (C_4H_{10}), constituyen el gas húmedo que se licua por compresión. El gas líquido se envasa en cilindros de acero de 42-45 Kg. La apertura de la válvula, que los recoloca a presión atmosférica, lo reconvierte en gas.

Deshidratación:



b.

Al llegar el crudo producido por los pozos, por lo general está acompañado por agua de formación, sales contenidas en el agua, sólidos en distintos tipos y tamaños y otros contaminantes peligrosos y corrosivos. Ante esta situación es necesario separar los sólidos del crudo y proceder a deshidratarlo, es decir se elimina el agua y sal que naturalmente contiene el petróleo en formación, o el agua que producen otras capas.

Este proceso se realiza en la Planta Deshidratadora.

El hecho de acondicionar el crudo se realiza por una exigencia tanto de los transportadores, ya sea en barcos o en oleoductos, como de las refinerías, que es su destino final. Dentro de estas exigencias se establece que el petróleo no contenga un porcentaje de agua e impurezas mayor al 1% y un máximo de 100 gramos de sales por cada metro cúbico de producto.

El petróleo, una vez separado de los sedimentos, agua y gas asociados, se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

Gas Natural

Para el caso de captación de gas de pozos exclusivamente gasíferos, gas libre pero no necesariamente seco, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas, normalmente a mayor presión que el petróleo. A continuación seguirá el mismo proceso que el gas asociado ya separado.

El movimiento del gas a plantas y/o refinerías se realiza a través de gasoductos, bombeándolo mediante compresores.

La gran profundidad a que se encuentran los reservorios, la abundante presencia de gas asociado y la existencia de arena de fractura en los fluidos producidos, lleva en muchos casos a elegir como sistema de extracción al denominado Gas-Lift, motivo por el cual, oportunamente se deben diseñar, montar y poner en marcha motocompresoras que garanticen una potencia, asegurando así el suficiente caudal de gas de alta presión, requeridos por el yacimiento

El progresivo agotamiento de los reservorios en ocasiones puede determinar la implementación de sistemas más tradicionales de extracción como el Bombeo Mecánico y el Bombeo Electrosumergible.

Almacenamiento del Petróleo y el Gas

La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, su distribución y su utilización es evidente en la medida en que se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular de las industrias y de los consumidores. Ahora bien, la industria del petróleo como la del gas, están sometidas a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Los Tanques de Producción y Almacenamiento

Los tanques pueden ser clasificados según su forma de construcción, o su uso –para producción o almacenamiento–, y finalmente por el tipo de líquido que van a contener.

En los tanques de producción se produce la primera recolección y el primer procesamiento de separación. Este primer paso en la manipulación, previo al envío a la refinería o a un sistema de procesamiento de gas, se da en una batería de tanques o batería colectora localizada cerca del cabezal del pozo, o en un lugar donde es tratada la producción de varios pozos a la vez. Una batería tipo cuenta con: colector para la entrada de varios pozos, separador de gas, calentadores, tanques de producción general (160 m³) y de control (40 m³), bombas, caudalímetros, separadores de líquidos, etc. En este primer juego de tanques y separadores, el petróleo crudo, el agua y el gas natural fluyen y son separados.

Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento y manipulación de grandes volúmenes de petróleo y gas, y son generalmente más grandes y considerados como más permanentes. El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que actúa como un pulmón entre producción y/o transporte para absorber las variaciones de consumo.

El almacenaje de líquidos tales como petróleo, nafta, fuel oil, diesel oil, kerosén u otros derivados petroquímicos que se pueden conservar a presión y temperatura ambiente, se efectúa normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo abovedado, esférico o elipsoidal, y algunas veces flotante, a fin de evitar la acumulación de gases inflamables dentro de los mismos, que pueden o no tener incorporado algún sistema de calefacción. Para la construcción de los mismos se emplean láminas de acero de distintos espesores conforme su posición relativa en la estructura del tanque. Estas piezas se sueldan entre sí de acuerdo a normas de construcción que garantizan la integridad y posterior funcionamiento del almacenaje. Los tanques soldados están diseñados para soportar presiones internas del orden de 0,175 a 0,350 Kg/cm² y se han construido de hasta 240000 m³ de capacidad. A efectos de prever el daño que pudiera ocasionar la rotura o rebalse de los mismos, se construye un dique de contención alrededor de cada tanque instalado en el sitio. Cuando se trata del almacenamiento de gases licuados u otros derivados que deben conservarse a presión y temperatura distintas a la atmosférica normal, la construcción, como así también los materiales a emplear, requieren para cada caso de un prolijo estudio técnico.

Refinación del Petróleo

El petróleo finalmente llega a las refinerías en su estado natural para su procesamiento. Aquí prácticamente lo que se hace es cocinarlo. Por tal razón es que al petróleo también se le denomina "crudo".

Una refinería es un enorme complejo donde ese petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2.000 productos.

El petróleo se puede igualmente clasificar en cuatro categorías: parafínico, nafténico, asfáltico o mixto y aromático.

Los productos que se sacan del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, ACPM, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad.

Las hay para procesar petróleos suaves, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra.

La refinación se cumple en varias etapas, es por esto que una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías.

En Bolivia existen dos refinerías importantes: Gualberto Villarroel en Cochabamba y Guillermo Elder en Santa Cruz, además de pequeñas unidades de destilación primaria ubicadas en Santa Cruz.

De forma esquemática y sintética la refinación de petróleo cumple con los siguientes procesos:

El primer paso de la refinación del petróleo crudo se cumple en las torres de "destilación primaria" o "destilación atmosférica".

En su interior, estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimientos a los que se denominan "bandejas" o "platos". Cada bandeja tiene una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo.

El crudo llega a estas torres después de pasar por un horno, donde se alcanza temperaturas de hasta 400 grados centígrados que lo convierten en vapor.

Esos vapores entran por la parte inferior de la torre de destilación y ascienden por entre las bandejas. A medida que suben pierden calor y se enfrían.

Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura, se condensa y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados ductos por los que se recogen las distintas corrientes que se separaron en esta etapa.

Al fondo de la torre cae el "crudo reducido", es decir, aquel que no alcanzó a evaporarse en esta primera etapa.

Se cumple así el primer paso de la refinación. De abajo hacia arriba se han obtenido, en su orden: gasolinas, diesel, kerosén, nafta y gases ricos en butano y propano.

Estas corrientes se envían a otras torres y unidades para someterlas a nuevos procesos, al final de los cuales se obtendrán los demás derivados del petróleo.

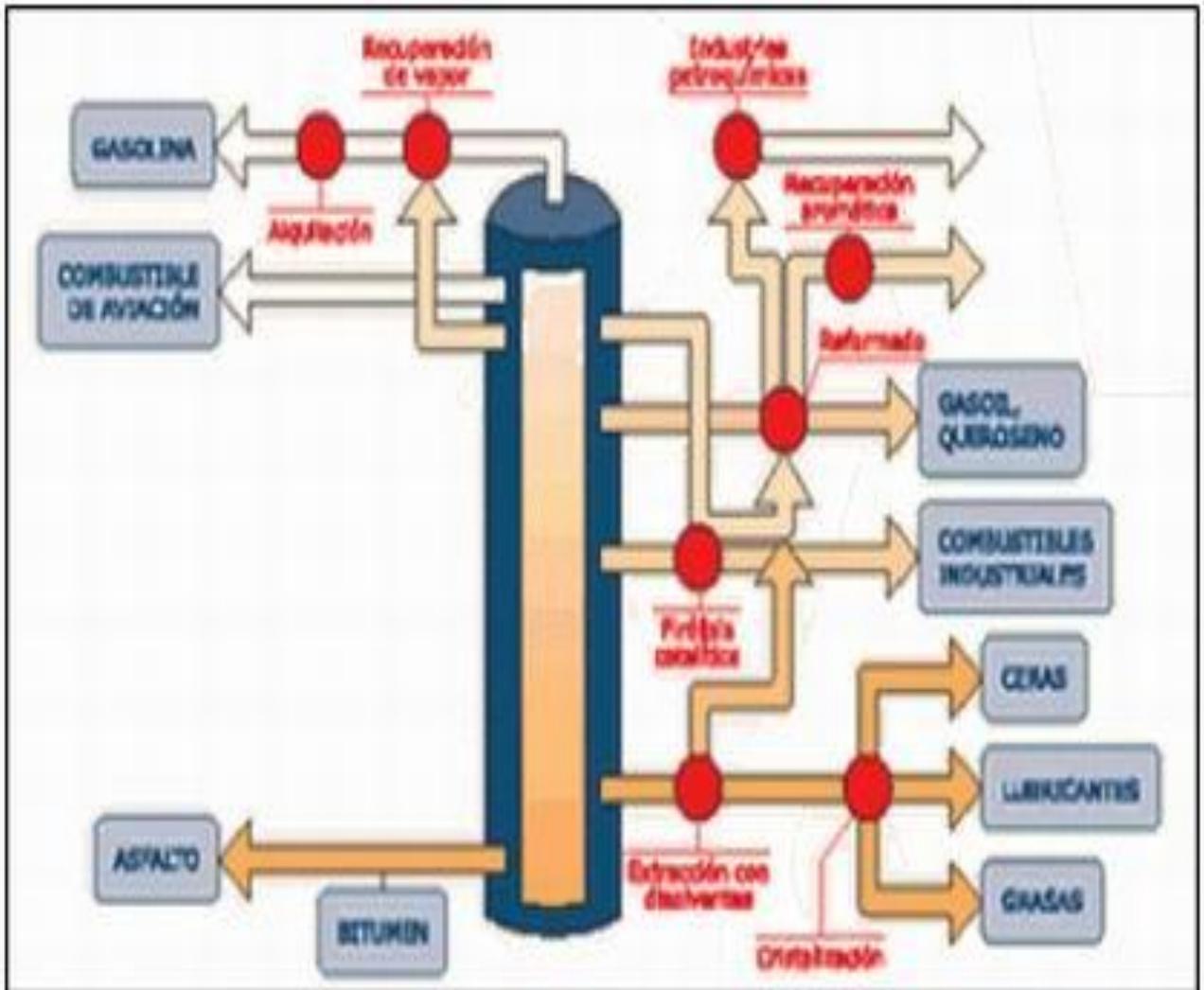
Así, por ejemplo, la torre de "destilación al vacío" ubicada en la Planta de Lubricantes (Refinería G. Villarroel) recibe el crudo reducido de la primera etapa y saca aceites, diesel, bases parafínicas y residuos.

Las unidades de Recuperación de Vapores reciben los gases ricos de las demás plantas y sacan gas combustible, gas propano, propileno y butanos.

La planta de mezclas es en últimas la que recibe las distintas corrientes de naftas para obtener la gasolina motor, premium y corriente.

La de Parafinas recibe destilados parafínicos y nafténicos para sacar parafinas y bases lubricantes.

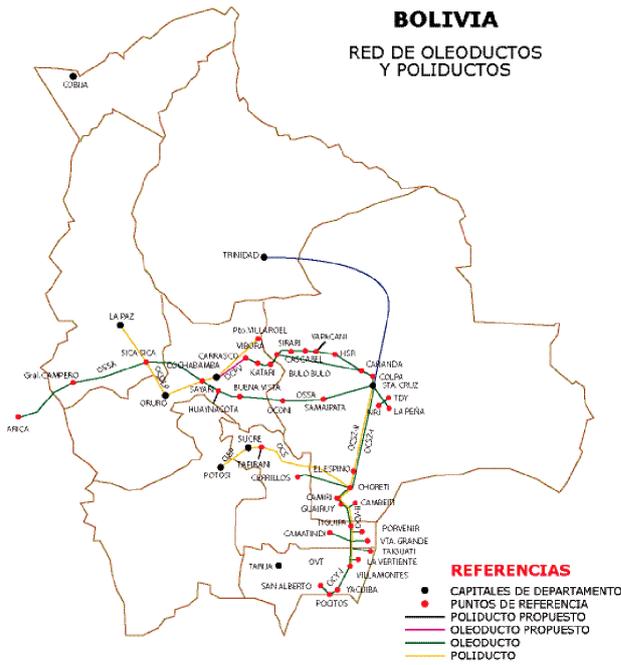
En resumen, el principal producto que sale de la refinación del petróleo es la gasolina automotriz. El volumen de gasolina que cada refinera obtiene es el resultado del esquema que utilice. En promedio, por cada barril de petrleo que entra a una refinera se obtiene 40 y 50 por ciento de gasolina.



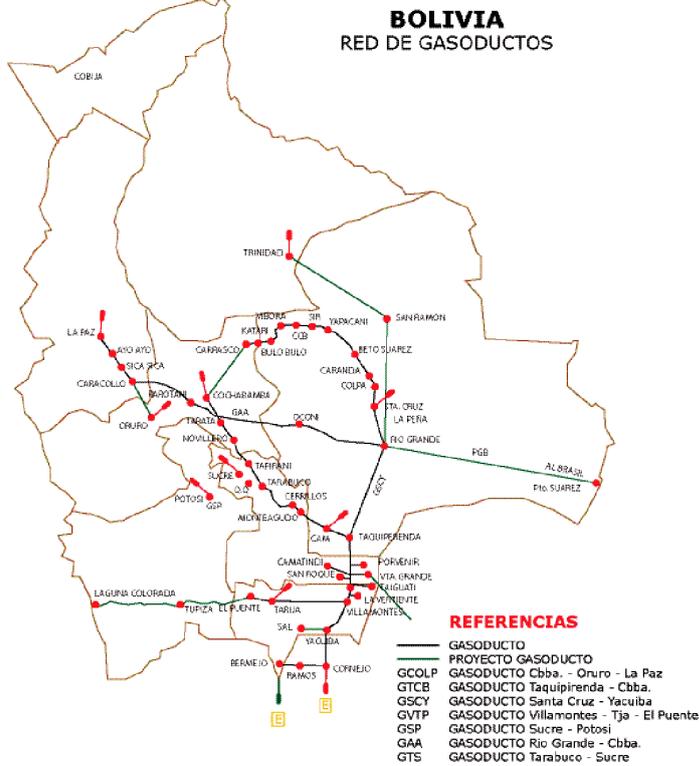
Refinerías y Plantas de Almacenamiento de Bolivia



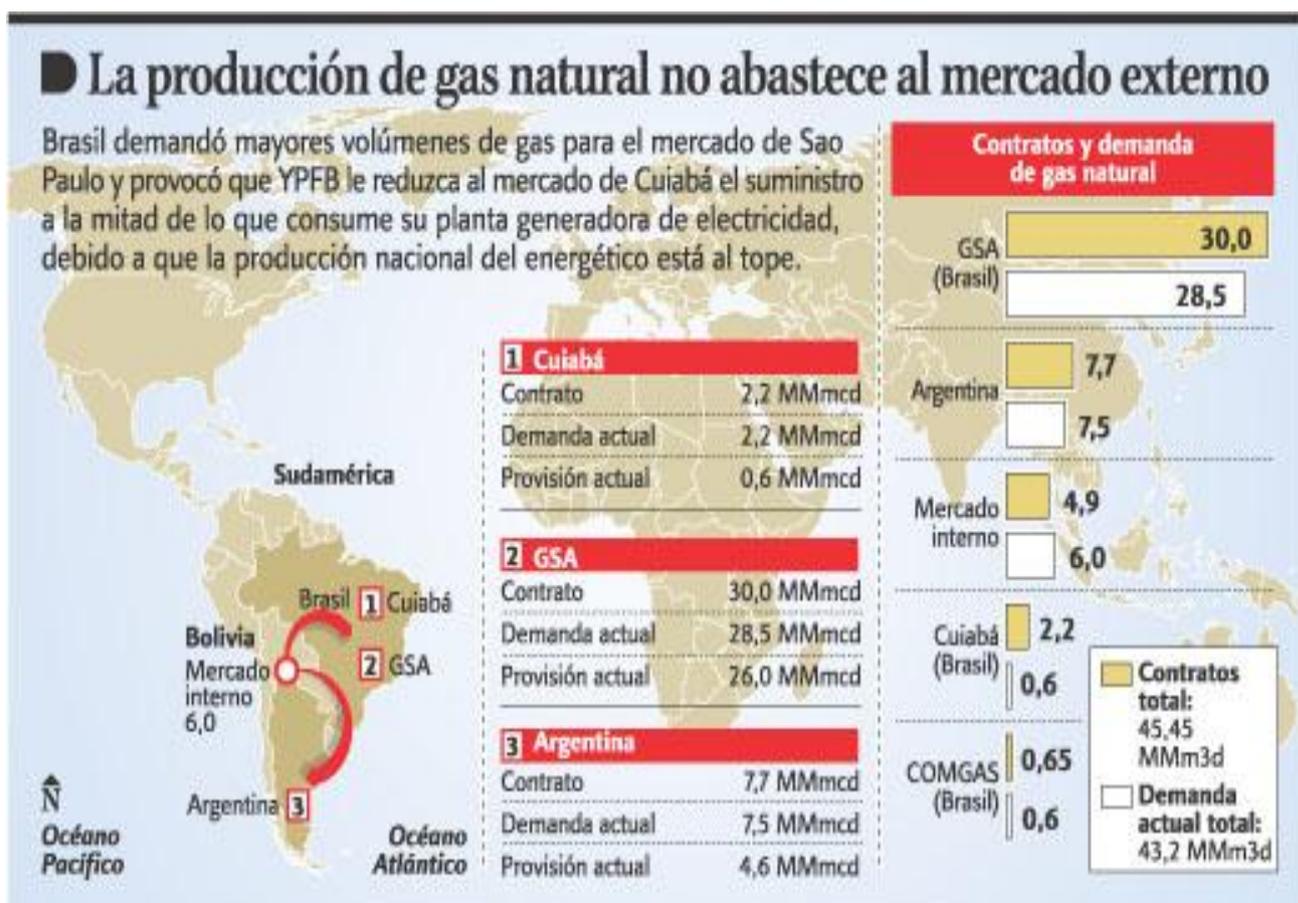
Transporte de Hidrocarburos en Bolivia Red de Oleoductos



Red de Gasoductos



Comercialización
Mercado Interno y Exportación de Gas Natural



Los volúmenes comprometidos en los contratos internacionales, el consumo interno y el régimen de producción registrados en la actualidad determinan un déficit que compromete el abastecimiento a estos mercados.

MERCADOS PARA EL GAS NATURAL

Nuestra posición geográfica, los costos de producción, la calidad de nuestro producto y la capacidad de distribución, son elementos fundamentales para desarrollar ventajas competitivas en el mercado energético de la región. Sin embargo para consolidar y optimizar nuestra posición de líderes en el mercado precisamos de estrategias innovadoras entre las cuales podrían citarse aquellas que posibilitarían el mayor impacto económico.

Estrategia de bajo costo sustentada en un precio gas competitivo frente a otros tipos de energía en la región. Para consolidar y profundizar esta estrategia se precisa de una capacidad negociadora del estado altamente innovador, capaz de lograr una sólida y sostenible participación como líder en el mercado del área suramericana así como la perspectiva de llegar a otros mercados de ultramar

Estrategia de enfoque nuestra ubicación geográfica y el inventario de nuestra red de gasoductos nos permite concentrarnos y ampliar el mercado en los países vecinos para consolidar nuestra posición de ser únicos proveedores de gas natural en la región con el consecuente beneficio para el país y la garantía de cantidad, calidad, costo, continuidad y transparencia para nuestros compradores actuales y futuros.

Estrategia de diferenciación mediante la aplicación de tecnologías novedosas como son los procesos (GTL DME LNG) que permitirían la conquista de nuevos mercados, y en su caso satisfacer carencias internas de determinados derivados, posicionando al país como productor diversificado y especializado generando ventajas competitivas favorables para la economía de nuestro país.

La conjunción de las tres estrategias permitiría cumplir con los objetivos del trabajo.

Innovación tecnológica en la Industria Petrolera

La tecnología clásica para el transporte de gas natural empleaba dos principios: mantener al hidrocarburo en fase gaseosa para desplazarlo mediante gasoductos o en cambio someter al gas a un proceso criogénico para su conversión a líquido de manera de transportarlo en este estado.

Una tercera opción que surge como resultado de la innovación tecnológica es la conversión de gas a líquidos (GTL) este proceso se desarrolla a partir de la segunda guerra mundial debido a las sanciones económicas impuestas a Alemania aspecto que impulsó a los científicos Franz Fischer y Hans Tropsch en el Instituto Kaiser Wilhelm de Investigación del Carbono a realizar este estudio, mediante el cual se podía lograr convertir el metano obtenido del carbón en Diesel de alta calidad, aceites lubricantes y ceras. Durante mucho tiempo, por razones de orden económico su aplicación no tuvo interés comercial, sin embargo en la última década por efecto del descubrimiento de inmensas reservas de gas natural en el mundo, el interés por contar con combustibles líquidos (diesel) menos contaminantes y el notable desarrollo tecnológico de nuevos reactores con tecnología mejorada determinaron que tanto los costos de inversión y operación (CAPEX, OPEX) conviertan a la tecnología de conversión de Gas a Líquidos como una opción conveniente para Bolivia.

El mercado del GTL

El mercado mundial para combustibles líquidos supera en la actualidad los 70 millones de barriles diarios (MMBPD), y para la próxima década los productores No-OPEC del Medio Oriente serán los encargados de proveer la mayor parte del mismo. Estos países serán a su vez la fuente dominante de suministro de petróleo después del año 2010. Una parte considerable de esta producción –más del 40% del total de petróleo que se consume mundialmente- será usada por el transporte terrestre, demanda que seguirá creciendo de manera fuerte y sostenida. Estos pronósticos de la Agencia Internacional de Energía auguran un mercado muy interesante para los combustibles líquidos, especialmente el GTL.

La cuota de mercado actual para los combustibles destilados en el mercado global era en el año 2000 superior a los 26 MMBPD y según pronósticos de British Petroleum, se espera que crezca en un 30% para llegar a los 34 MMBPD en el 2015. Geográficamente la región Asia-Pacífico experimentará la mayor cuota en este crecimiento.

Las inversiones para el desarrollo de esta tecnología apuntan a ubicarse en países donde el gas natural, no sólo se encuentre en grandes cantidades, sino también a costos competitivos, Australia, África, Medio Oriente, Alaska y Sudamérica (Bolivia) son

algunas de las regiones donde se han reportado ofertas de incentivos sustanciales para atraer nuevos proyectos de GTL.

El segmento Metanol, Dimetil Éter, Nafta y Productos Especiales

Metanol: También conocido como metil alcohol (CH_3OH), es producido a través de un proceso de tres etapas:

- Producción del syngas o Gas de Síntesis
- Conversión del syngas o metanol crudo.
- Purificación por vías de la destilación.

La demanda mundial para el metanol era de 27 millones de toneladas en 1999, y según pronósticos de esta época, crecería a una tasa cercana al 3% anual. La mayor parte del metanol es utilizado como materia prima para compuestos químicos intermedios y para la producción del combustible oxigenado metil-tercario-butil-éter (MTBE), sin embargo, en el mercado de la gasolina de los EEUU, el principal para el MTBE, se han estado tomando medidas para limitar su uso.

Dimetil Éter (DME): También conocido como metil éter, es el más simple de los éteres con la fórmula química (CH_2OCH_3). Sus propiedades son similares a las del butano y propano, por ello las técnicas de almacenamiento y manejo aplicadas al LPG son aplicables también al DME.

Actualmente la tecnología de producción aplicable es la deshidratación del metanol, sin embargo, en la actualidad se están desarrollando nuevas direcciones para los procesos de producción. La capacidad mundial de fabricación era de 150,000 toneladas anuales en 1999, destinada en lo fundamental como un propulsor de aerosol. Dada su similitud con el LPG, existe entusiasmo (principalmente entre compañías japonesas y también en British Petroleum) en considerar su uso como un sustituto del LPG/diesel.

GTL Nafta: Mientras que el uso principal de la nafta convencionalmente derivada está en la producción de la gasolina, no es probable que este mismo sea el uso preferido para la nafta producida a partir del GTL pues de la misma se obtiene una gasolina baja en octano.

El uso secundario de la nafta es como materia prima de base petroquímica, este uso representa la mayoría de comercio anunciado de nafta. Debido a su pureza y naturaleza altamente parafinita, la nafta de GTL es un producto superior con respecto a la nafta convencional cuando se considera su uso en craqueadores de etileno. El mercado actual de la nafta en el mundo es 17 millones de barriles por el día (MMBPD) y el pronóstico a futuro es de 23 MMBPD antes de 2010 (según estimaciones de la British Petroleum).

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Central de Bolivia, Hidrocarburos: Discurso o desarrollo, Septiembre de 2005.
- Consejo Mundial de Energía, Reflexiones sobre la dinámica de los mercados de Petróleo y Gas Natural, World Energy Council, Febrero de 2004.
- Dávila Enrique, La Matriz Energética, mayo de 2004.
- Energy Press, La Paz – Bolivia (Varios números)
- Illanes Pérez Roberto, Caso – Bolivia: La Era del Gas.
- Inchauste Sandoval Christian, La Bolivia del Gas perspectivas hacia el 2010,
- Inchauste Sandoval Christian, “La Bolivia del Gas”. El anillo boliviano de la industrialización.
- Nueva Economía, Desarrollo económico de Bolivia en el siglo XX, La Paz, Diciembre de 2001
- Nueva Ley de Hidrocarburos, Ley No. 3058 del 17 de mayo de 2005, U.P.S. Editorial, La Paz – Bolivia.
- YPFB Vicepresidencia de Administración Contratos y Fiscalización, Informe mensual Marzo – Abril 2005.
- YPFB Informe de Reservas de Hidrocarburos 2005