

EL SEGURO PETROLERO



Cra. 7 No. 156 – 10 Of. 1607 / Edificio Torre Krystal

Bogotá D.C., Colombia

Pbx: +57 (1) 3902846

info@valuative.co

VALUATIVE

LÍDERES EN INVESTIGACIÓN Y PROTECCIÓN PATRIMONIAL



EL SEGURO PETROLERO

EL SEGURO PETROLERO

En esta ocasión, aprovechando nuestro órgano informativo de divulgación, Valuative SAS. ha querido compartir con ustedes algunos conceptos referentes al Seguro Petrolero en concordancia con las potenciales nuevas condiciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia,

Dentro del contexto de este boletín, encontrarán diversos temas que incluyen el desarrollo actual de la Industria Petrolera en Colombia, teniendo en cuenta los más importantes movimientos anunciados.

En estas nuevas condiciones y perspectivas de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, sin duda las potencialidades de expansión conllevarían nuevos ingresos de importancia grande para el país, que no solo estarían resumidas en el aspecto relacionado con exportaciones, sino que también pueden llegar a concebir la expansión de la Industria Aseguradora y Reaseguradora Local por requerimientos de cobertura especializada, aunados a los potenciales riesgos que implica tal operación, lo que implica no solo un proceso de ampliación de nuestros conocimientos en materia de riesgo petrolero, sino también en el aprendizaje de un nuevo criterio del tipo de siniestros que sería factible empezar a manejar, en virtud de los montos que implican las pérdidas y la complejidad de los mismos.

Acorde con el esquema de desarrollo previsto, en Colombia la Operación Petrolera, podría resumirse, así:

La EXPOSICION

Onshore(Exploración y Explotación)

Offshore (Exploración y Explotación)

Refinación

Transporte (Oleoductos, Gasoductos y Poliductos)

LOS RIESGOS PRINCIPALES

Daño material puro

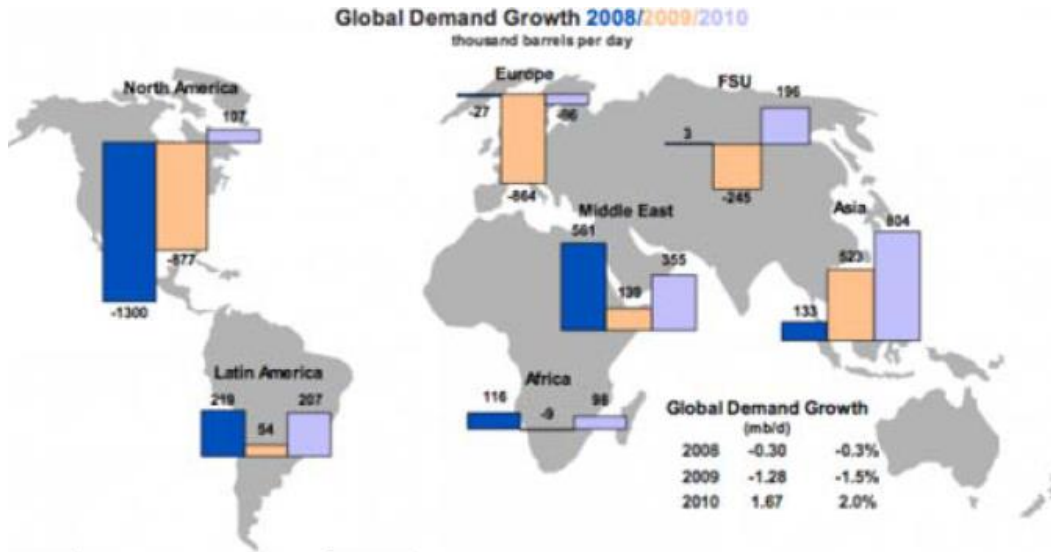
Lucro Cesante

Responsabilidad civil

Contaminación



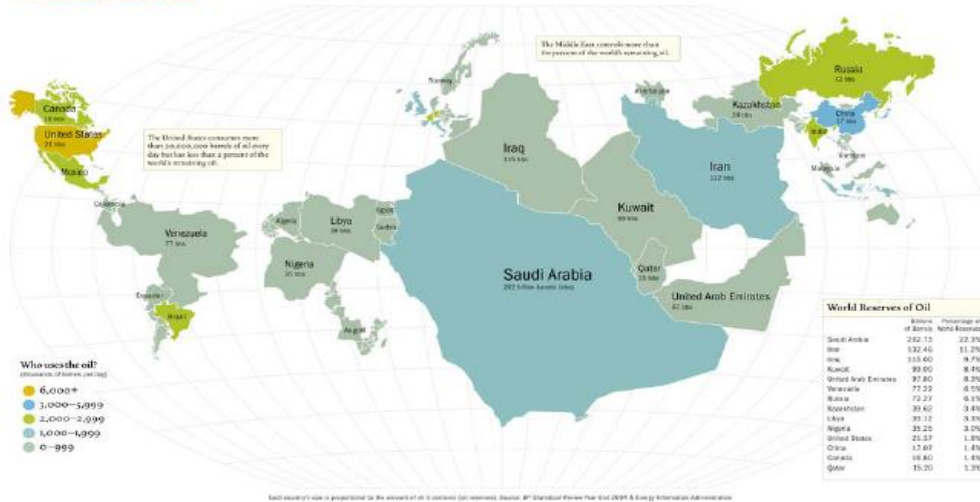
DEMANDA MUNDIAL DEL PETROLEO



Todas las condiciones de poder referidas a existencia de yacimientos efectivamente evidenciados, ha obligado a que el Orden Mundial usualmente establecido por ciencias como la Geografía Física, la Sociología y la Antropología, e incluso las Ciencias Políticas hayan generado una transformación ya no basada en conceptos mensurables de carácter físico orográfico como el siempre conocido:



Who has the oil?



EL PETROLEO EN COLOMBIA

En este post muestro un mapa con la información de exploración y producción en territorio colombiano. El mapa está actualizado. En el mapa mostrado a continuación, deben considerarse las siguientes convenciones:

La denominación de las áreas petroleras en Colombia en conjunto se encuentra graficada en el mapa que recibe el nombre de **Mapa de Tierras**. La clasificación de las áreas es la siguiente:

Áreas en exploración
(Bloques de color amarillo): son aquellos sobre los cuales se realizan trabajos de exploración.

Áreas en evaluación técnica
(Bloques de contorno morado y relleno en puntos): son aquellos sobre los cuales se realizan trabajos de evaluación asignados por la ANH.

Áreas en explotación
(bloques de color rojo): son aquellos en los cuales se adelantan labores de explotación de hidrocarburos.



Áreas disponibles
(bloques de color blanco y contorno naranja): son aquellas áreas disponibles para contratación.

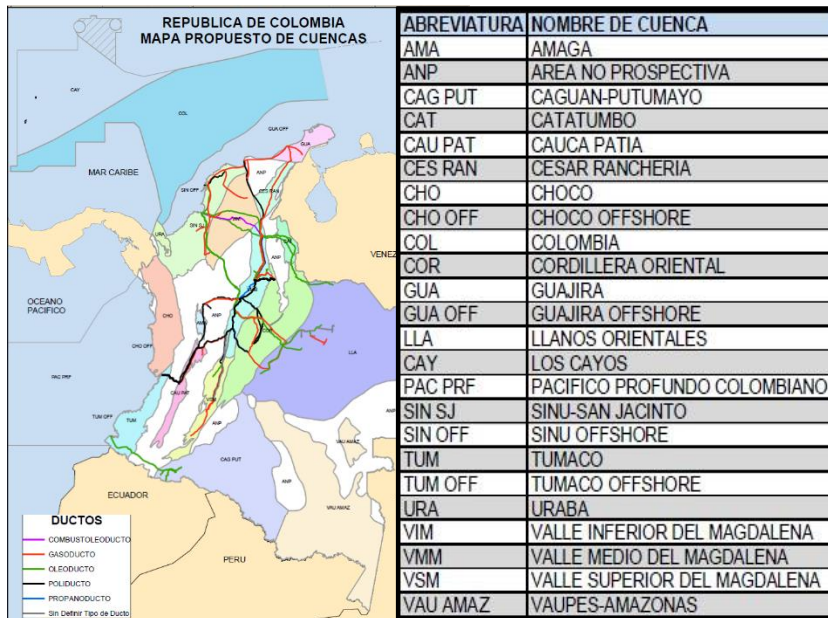
Áreas reservadas
 Aquellas definidas por la ANH para adelantar estudios técnicos con el fin de aumentar el conocimiento geológico de estas zonas, áreas devueltas que se encuentran en estudio por parte de la ANH para definir el esquema de oferta pública.

Áreas para proceso competitivo y solicitud de ofertas

Son aquellas áreas para oferta pública definida y publicada en la página web de la ANH. Áreas con fecha de aviso de liberación por definir: son aquellas áreas de E&P que se encuentran en estudio por parte de la ANH, para definir el esquema de oferta pública

En la Página WEB de la Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH] se podrán observar mapas permanentemente actualizados, tanto de Colombia, como de las principales Cuencas de exploración y explotación de Hidrocarburos [HC] de todo el país. Los invitamos a conocerlos. <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=1>

A continuación, se destaca el mapa de medios de movilización de los HC en Colombia, dependiendo del tipo de combustible que transporta y de la Cuenca donde se encuentra el yacimiento desde el cual parte cada uno.



- Los Operadores en Colombia, para las cuencas antes resaltadas, actualmente, son:
- Chevron Petroleum Company
 - Coltanques
 - Columbus Energy Sucursal Colombia
 - Compañía de Tratamiento de Lodos S.A. Colombia
 - Consorcio Canaguaro
 - Drummond Ltda
 - Holywell Resources S.A.
 - Hupecol Caracas LLC
 - Ingeniería Construcciones y Equipos – CONEQUIPOS
 - Integral de Servicios Técnicos S.A.
 - Interoil Colombia Exploration and Production
 - Lewis Energy Colombia Inc
 - Lukoil Overseas Colombia Ltda
 - Mansarovar Energy Colombia Ltd
 - Maurel & Porm Colombia BV
 - Maxim Well Service Ltda
 - Meta Petroleum Corp.
 - Monpos Oil Company Inc.
 - Montez S.A
 - Gas C.A.
 - Rancho Hermoso S.A.
 - Reliance Industries Ltd. Colombian Branch
 - Repsol Exploración y Explotación Petrolera S.A.
 - SK Energy Co. Ltd.
 - Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A.
 - Sogomi Energy
 - Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda
 - Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.
 - TC Oil & Service S.A.
 - Tecpecol S.A.
 - Texican Oil Ltda Sucursal Colombia
 - Thorneloe Energy Sucursal Colombia
 - Gold Oil PLC Sucursal Colombia
 - Golden Oil Corporation
 - Grantierra Energy Colombia Ltd
 - Grupo C&C Energía Barbados Sucursal
 - Harken de Colombia Ltda
 - Hocol S.A.
 - Hupecol Operating Co LLC
 - Inepetrol Colombia INC
 - Petróleos del Norte S.A.
 - Petrolera Monterrico S.A.
 - Petrolifera Petroleum Colombia Ltd.
 - Petrominerales Colombia Ltda
 - Petropuli Ltda
 - Petrosantander Colombia Inc.
 - Petrosouth Energy Corporation
 - Petrotesting Colombia S.A.
 - Pluspetrol Resources Corporation
 - R3 Exploración y Producción S.A.
 - Ramshorn International Ltd. Morichal Petróleo y
 - NCT Energy Group C.A. Colombia
 - New Horizon Exploration Inc.
 - Nexen Petroleum Colombia Ltd.
 - Occidental de Colombia Inc.
 - Omega Energy Colombia
 - OMIMEX Oil and Gas
 - ONGC Videsh Ltd
 - Operaciones Petroleras Andinas S.A.
 - OPICA BLC S.A.
 - Pacific Stratus Energy Colombia Corp.
 - Pan Andean
 - PAREX Resources Colombia Ltd

Trayectoria Oil & Gas
Turkish Petroleum International Co. Ltd.
Varosa Energy Ltda
Vetra Exploración y Producción Colombia Ltda
Well Logging
Winchester Oil and Gas

Parenco Colombia Ltda
Petrobras Colombia Ltd.
Petrocolombia
Petrolatina Energy PLC
Petróleos Colombianos Ltd.
Petróleos del mar

Como se ha podido ver hasta aquí, la infraestructura de Exploración y Explotación Petrolera de Colombia en la actualidad, así como las perspectivas a futuro, no solo On-Shore, sino las previstas Off-Shore, ya no solo para Gas como sucede en Chuchupa 1 y 2, sino también para búsqueda y obtención de Crudos (no solo pesados, como ocurre al interior del país, sino también livianos costa afuera) obliga a que las probabilidades de especialización, tanto a nivel de la propia industria petrolera, como los demás frentes económicos de Colombia, busquen una modernización que le permita acceder a condiciones internacionales de todo tipo.

Por supuesto, el mercado asegurador no deberá estar a la retaguardia del mismo, sino que es de obligatoria condición, el ingresar de manera más representativa en este, tanto desde el punto de vista del manejo de los riesgos, vistos desde el ángulo de la correcta asunción de exposiciones, como de la administración de las mismas y por supuesto del manejo y control de los siniestros que es normalmente viable esperar sucedan.

Así por ejemplo, las operaciones de explotación de Gas Natural de Chuchupa I y II en la plataforma continental submarina de Colombia frente a la Guajira, muestra que el Joint – Venture de Chevron – Texaco y Ecopetrol, es realizada bajo condiciones de riesgo controlado, donde eventos como la contaminación es estrictamente monitoreada incluso mediante la aplicación de programas de conservación de vida marina, con inversiones de alto costo, que permiten una confianza en el aseguramiento, de esta exposición usualmente realizado a través de empresas extranjeras, con emisión de pólizas del mercado local a través de la figura de “fronting” que solo permiten al mercado local ganas una comisión por el servicio, pero no un papel de verdadero asegurador y administrador de los riesgos, que es el propósito por el que se debe propender, seguido de respaldos vía Reaseguro Puro de Primera Categoría y un adecuado nivel de preparación en la atención de reclamaciones.



Vistas Panorámicas de la Plataformas de Producción de Gas Chuchupa Off – Shore en la Guajira

De otra parte, la explotación de Crudos en Colombia actualmente, está presente principalmente en el eje longitudinal de la Cordillera Oriental y en los valles del Medio y Bajo Magdalena, con énfasis especial en Putumayo, Tolima, Huila, Arauca, Casanare y Santanderes.

Hay que tener en cuenta que un **yacimiento petrolífero** o **campo petrolífero** es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo se extienden sobre grandes zonas, posiblemente a lo largo de varios cientos de kilómetros, una explotación completa conlleva varios pozos distribuidos lo largo de un área. Además, puede haber pozos exploratorios que investigan los límites, tuberías para transportar el petróleo a cualquier lugar y locales de apoyo.

Ya que un campo petrolífero puede estar bastante alejado de la civilización, establecerlo puede ser un ejercicio la mayoría de las veces extremadamente complicado, en lo que respecta a su logística. Por ejemplo, los trabajadores tienen que realizar su labor allí durante meses o años, y requieren hospedaje. Asimismo, el hospedaje y el equipamiento requiere electricidad y agua. Las tuberías en las zonas frías pueden necesitar ser calentadas. Un exceso de gas natural hace necesario el que se quemé si no hay forma de hacer uso del mismo, lo que requiere un horno, almacenes, y tuberías para transportarlo del pozo al horno.

Para comenzar a hablar en términos de la Industria Petrolera y poder acceder a los aspectos más básicos del seguro, a continuación, empezaremos por establecer algunos aspectos básicos del proceso que enmarca la Exploración Petrolera y donde es posible empezar a encontrar factores de riesgo usualmente trasladables al Mercado Asegurador.

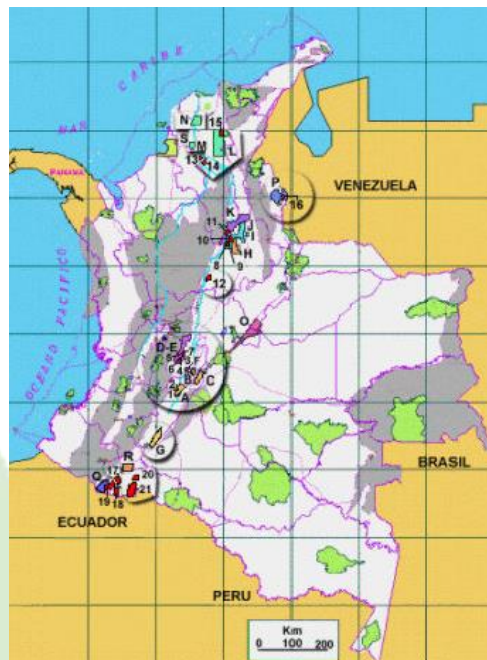
LA EXPLORACION PETROLERA

Exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas.

Desde sus inicios hasta la actualidad se han ido desarrollando nuevas y complejas tecnologías. Sin embargo, este avance, que ha permitido reducir algunos factores de riesgo, no ha logrado hallar un método que permita de manera indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Es por ello que para comprobar la existencia de hidrocarburos se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios.

Los métodos empleados son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

Una de las herramientas más utilizadas en esta etapa son los mapas. Hay mapas de afloramientos (que muestran las rocas que hay en la superficie), mapas topográficos y los mapas del subsuelo.



Un medidor de gravimetría y un magnetómetro de alta sensibilidad instalados a bordo de un avión de ala fija son excelentes herramientas para ubicar depósitos sedimentarios, inferir la ubicación de la sección sedimentaria más espesa, y delinear los límites de la cuenca. El levantamiento aeromagnético, conducido en conjunto con el estudio aerogravimétrico, provee un método muy confiable y preciso para determinar la profundidad al depósito sedimentario (típicamente 5% o menos de la profundidad debajo del nivel de vuelo).

Un objetivo principal de levantamientos aerogravimétricos/magnetométricos es ganar una mejor comprensión de la geología regional a fin de limitar económicamente los estudios sísmicos tan costosos a las áreas más probables de una concesión petrolera.

Asimismo, los geólogos inspeccionan personalmente el área seleccionada y toman

Estos últimos quizás sean los más importantes porque muestran la geometría y posición de una capa de roca en el subsuelo, y se generan con la ayuda de una técnica básica en la exploración de hidrocarburos: la sísmica de reflexión.

La sísmica de reflexión consiste en provocar mediante una fuente de energía (con explosivos enterrados en el suelo – normalmente entre 3 y 9 m. de profundidad- o con camiones vibradores – éstos implican una importante reducción en el impacto ambiental-) un frente de ondas elásticas que viajan por el subsuelo y se reflejan en las interfases por los distintos estratos.

En la superficie se cubre un área determinada con dichos aparatos de alta sensibilidad llamados también "geófonos", los cuales van unidos entre sí por cables y conectados a una estación receptora.

Las ondas producidas por la explosión atraviesan las capas subterráneas y regresan a la superficie. Los geófonos las captan y las envían a la estación receptora (sismógrafo), donde mediante equipos especiales de cómputo, se va dibujando el interior de la tierra.

Se puede medir el tiempo transcurrido entre el momento de la explosión y la llegada de las ondas reflejadas, pudiéndose determinar así la posición de los estratos y su profundidad, describiendo la ubicación de los anticlinales favorables para la acumulación del petróleo.

Empleo de la tecnología satelital

En la actualidad, en algunas zonas o áreas de yacimientos, se recurre a la implementación y utilización de imágenes satelitales. Dicha tecnología permite interpretar en detalle y rápidamente la estructura geológica del terreno, planificar el uso del suelo, y realizar una completa identificación de la hidrografía, de los caminos, diques y poblaciones, entre otras cosas.

El sistema, básicamente, permite la obtención de cartografía de alta precisión en diferentes escalas y combinaciones de bandas, a partir de composiciones de mapas.

La aplicación de tal tecnología permite evitar daños inútiles sobre el terreno, efectivizando al máximo el trazado de caminos y picadas de prospección sísmica

Toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras.

Allí es donde se establece qué áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cuál es su potencial contenido de hidrocarburos y dónde se deben perforar los pozos exploratorios para confirmarlo. De aquí sale lo que se llama "prospectos" petroleros.

El producto final es una representación del subsuelo, ya sea en dos dimensiones (2D) o en tres dimensiones (3D). La ventaja de la sísmica en

muestras de las rocas de la superficie para su análisis. En este trabajo de campo también utilizan aparatos gravimétricos de superficie que permiten medir la densidad de las rocas que hay en el subsuelo

De igual modo, la aerogravimetría combinada con la magnetometría, nunca podrán reemplazar la información sísmica, pero sí constituir una ayuda efectiva para racionalizar la programación de los trabajos de prospección sísmica

Otra técnica la constituye la geoquímica de superficie que consiste en la detección de hidrocarburos acumulados en el subsuelo a través de la medición de los gases concentrados en muestras de suelo. Su fundamento radica en el principio de que el gas acumulado en el subsuelo migra vertical y lateralmente hacia la superficie a través de las distintas capas de roca y también a través de fracturas.

El valor g varía de acuerdo al "achatación" terrestre, fuerza centrífuga, altitud y densidad de la corteza terrestre. Por eso el gravímetro señala la presencia de masas densas de la corteza constituidas por anticlinales que han sido levantados por plegamientos y se hallan más próximos a la superficie de la tierra.

Por otra parte, la Magnetometría se funda en que el campo magnético terrestre varía con la latitud, pero también varía en forma irregular debido a la diferente permeabilidad magnética de las distintas rocas de la corteza terrestre.

El magnetómetro es un instrumento de gran valor en la búsqueda de estructuras rocosas para obtener una apreciación de la estructura y la conformación de la corteza.

Métodos de exploración en Profundidad (Geoquímicos)

La geoquímica tiene, actualmente una aplicación muy importante tanto en exploración como en producción, pues permite entender y conocer el origen, probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo. Para aplicar estos métodos se requiere la perforación de pozos profundos. Por este medio se analizan las muestras del terreno a diferentes profundidades y se estudian las características de los terrenos

3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con lo que se reduce sensiblemente la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas subterráneas. Como se explicará más adelante, su desventaja radica en los altos costos.

Por otra parte, la aeromagnetometría y la gravimetría son dos herramientas que se utilizan en las primeras fases de la exploración y permiten determinar el espesor de la capa sedimentaria.

Los estudios gravimétricos, a través de un instrumento especial llamado gravímetro que puede registrar las variaciones de la aceleración de la gravedad en distintos puntos de la corteza terrestre, determinan la aceleración de la gravedad (**g**) en puntos del terreno explorando lugares distantes entre sí.

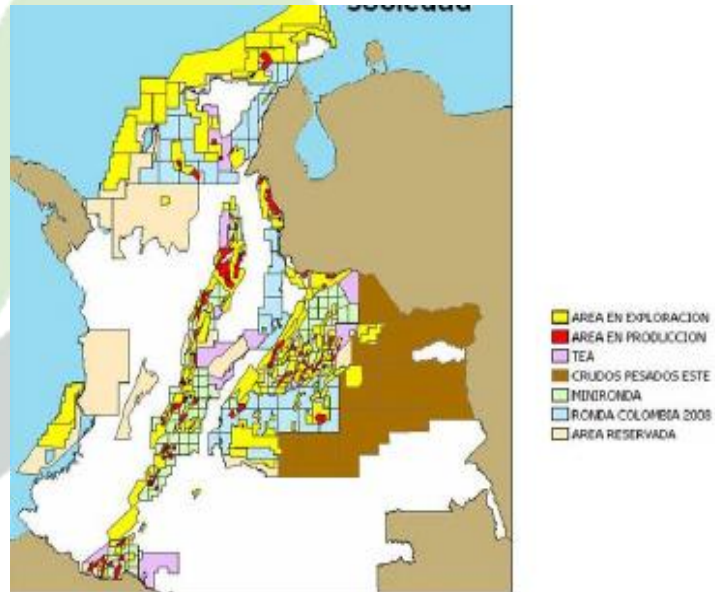
Los valores obtenidos se ubican en un mapa y se unen los puntos donde **g** es igual obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura profunda

atravesados por medio de instrumentos especiales.

Los métodos de exploración en profundidad tienen por finalidad determinar la presencia de gas o de petróleo; son métodos directos en la búsqueda del petróleo.

Si la exploración ha sido exitosa y se ha efectuado un descubrimiento comercial con un pozo, se inician los trabajos de delimitación del yacimiento descubierto con la perforación de otros nuevos (en muchos casos con una registración de sísmica de 3D o 2D previa), para efectuar luego la evaluación de las reservas

En la exploración petrolera los resultados no siempre son positivos. Muchas 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. Si a ello le sumamos el hecho de que desde el descubrimiento de un nuevo yacimiento hasta su total desarrollo pueden ser necesarios varios años de trabajos adicionales en lo que deben invertirse grandes sumas de dinero, podemos concluir que sólo las grandes organizaciones empresariales puedan afrontar estos costos.



EXPLOTACION PETROLERA

El Petróleo, líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente 'crudo'. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad.

En la actualidad, los distintos países dependen del petróleo y sus productos; la estructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades son posibles gracias a un suministro de petróleo abundante y barato. Sin embargo, en los últimos años ha descendido la disponibilidad mundial de esta materia, y su costo relativo ha aumentado. Es probable que, a mediados del siglo XXI, el petróleo ya no se use comercialmente de forma habitual.

CARACTERÍSTICAS

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural (véase Combustible gaseoso).

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL USO DEL PETRÓLEO

Los seres humanos conocen estos depósitos superficiales de petróleo crudo desde hace miles de años. Durante mucho tiempo se emplearon para

FORMACION

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas. Estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo.

El proceso comenzó hace millones de años, cuando surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, y continúa hasta el presente.

Los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados. El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural.

Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza.

El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima. Con frecuencia acaban encontrando un esquisto impermeable o una capa de roca densa: el petróleo queda atrapado, formando un depósito. Sin embargo, una parte significativa del petróleo no se encuentra con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

PROSPECCIÓN

Para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica, que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya

fines limitados, como el calafateado de barcos, la impermeabilización de tejidos o la fabricación de antorchas. En la época del renacimiento, el petróleo de algunos depósitos superficiales se destilaba para obtener lubricantes y productos medicinales, pero la auténtica explotación del petróleo no comenzó hasta el siglo XIX. Para entonces, la Revolución Industrial había desencadenado una búsqueda de nuevos combustibles y los cambios sociales hacían necesario un aceite bueno y barato para las lámparas. El aceite de ballena sólo se lo podían permitir los ricos, las velas de sebo tenían un olor desagradable y el gas del alumbrado sólo llegaba a los edificios de construcción reciente situados en zonas metropolitanas.

La búsqueda de un combustible mejor para las lámparas llevó a una gran demanda de “aceite de piedra” o petróleo, y a mediados del siglo XIX varios científicos desarrollaron procesos para su uso comercial. Por ejemplo, el británico James Young y otros comenzaron a fabricar diversos productos a partir del petróleo, aunque después Young centró sus actividades en la destilación de carbón y la explotación de esquistos petrolíferos. En 1852, el físico y geólogo canadiense Abraham Gessner obtuvo una patente para producir a partir de petróleo crudo un combustible para lámparas relativamente limpio y barato, el queroseno. Tres años más tarde, el químico estadounidense Benjamin Silliman publicó un informe que indicaba la amplia gama de productos útiles que se podían obtener mediante la destilación del petróleo.

Con ello empezó la búsqueda de mayores suministros de petróleo. Hacía años que la gente sabía que en los pozos perforados para obtener agua o sal se producían en ocasiones filtraciones de petróleo, por lo que pronto surgió la idea de realizar perforaciones para obtenerlo. Los primeros pozos de este tipo se perforaron en Alemania entre 1857 y 1859, pero el acontecimiento que obtuvo fama mundial fue la perforación de un pozo petrolífero cerca de Oil Creek, en Pennsylvania (Estados Unidos), llevada a cabo por Edwin L. Drake, perforó en busca del supuesto ‘depósito matriz’, del que parece ser surgían las filtraciones de petróleo de Pennsylvania occidental. El depósito encontrado por Drake era poco profundo (21,2 m) y el petróleo era de tipo parafínico, muy fluido y fácil de destilar. El éxito de Drake marcó el comienzo del rápido crecimiento de la moderna industria petrolera

El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. Por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido

formado petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). Además, el petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones. Sin embargo, los geólogos y geofísicos especializados en petróleo disponen de numerosos medios para identificar zonas propicias para la perforación. Por ejemplo, la confección de mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios permite interpretar las características geológicas del subsuelo, y esta información puede verse complementada por datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras de las capas rocosas. Por otra parte, las técnicas de prospección sísmica —que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra— revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas (véase Sismología). Pero, en último término, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo. De hecho, casi todas las zonas petrolíferas del mundo fueron identificadas en un principio por la presencia de filtraciones superficiales, y la mayoría de los yacimientos fueron descubiertos por prospectores particulares que se basaban más en la intuición que en la ciencia. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayor parte del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes.

PRODUCCIÓN PRIMARIA

a mayoría de los pozos petrolíferos se perforan con el método rotatorio. En este método, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. La roca se lleva a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba.

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

En el apartado anterior se ha descrito el ciclo de producción primaria por expansión del gas disuelto, sin añadir ninguna energía al yacimiento, salvo la requerida para elevar el líquido en los pozos de producción. Sin embargo, cuando la producción primaria se acerca a su límite económico, es posible que sólo se haya extraído un pequeño porcentaje del crudo almacenado, que en ningún caso supera el 25%. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado sistemas para complementar esta

adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie. A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas.

Este sistema se ha utilizado mucho en California, Estados Unidos, y Zulia, Venezuela, donde existen grandes depósitos de este tipo de petróleo. También se están realizando experimentos para intentar demostrar la utilidad de esta tecnología en la recuperación de las grandes acumulaciones de petróleo viscoso (betún) que existen a lo largo del río Athabasca, en la provincia de Alberta, en Canadá, y del río Orinoco, en el este de Venezuela. Si estas pruebas tienen éxito, la era del predominio del petróleo podría extenderse varias décadas.

Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo. Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y el valor de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto, que el costo de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que se pueden obtener por la venta del crudo (una vez descontados los gastos de explotación, impuestos, seguros y rendimientos del capital). Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación.

producción primaria, que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento. Los sistemas complementarios, conocidos como tecnología de recuperación mejorada de petróleo, pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el coste adicional de suministrar energía externa al depósito. Con estos métodos se ha aumentado la recuperación de crudo hasta alcanzar una media global del 33% del petróleo presente. En la actualidad se emplean dos sistemas complementarios: la inyección de agua y la inyección de vapor.

Inyección de agua. En un campo petrolífero explotado en su totalidad, los pozos se pueden perforar a una distancia de entre 50 y 500 m, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también se puede aumentar el ritmo de producción de crudo; además, el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más el petróleo existente. La inyección de agua se introdujo por primera vez en los campos petrolíferos de Pensilvania a finales del siglo XIX y desde entonces se ha extendido por todo el mundo.

Inyección de vapor. La inyección de vapor se emplea en depósitos que contienen petróleo muy viscoso. El vapor no sólo desplaza el petróleo, sino que reduce mucho la viscosidad (al aumentar la temperatura del yacimiento), con lo que el crudo fluye más deprisa a una presión dada.

PERFORACIÓN SUBMARINA

Otro método para aumentar la producción de los campos petrolíferos — y uno de los logros más impresionantes de la ingeniería en las últimas décadas— es la construcción y empleo de equipos de perforación sobre el mar. Estos equipos de perforación se instalan, manejan y mantienen en una plataforma situada lejos de la costa, en aguas de una profundidad de hasta varios cientos de metros. La plataforma puede ser flotante o descansar sobre pilotes anclados en el fondo marino, y resiste a las olas, el viento y —en las regiones árticas— los hielos.

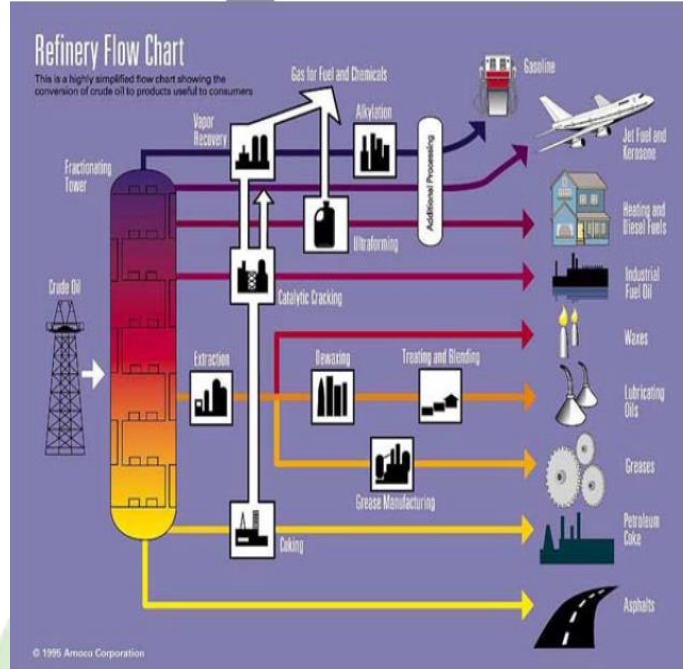
REFINADO

Una vez extraído el crudo, se trata con productos químicos y calor para eliminar el agua y los elementos sólidos, y se separa el gas natural. A continuación, se almacena el petróleo en tanques y se transporta a una refinería en camiones, por tren, en barco o a través de un oleoducto. Todos los campos petrolíferos importantes están conectados a grandes oleoductos.

Para el proceso de refinamiento, se utilizan tres procesos básicos, aplicados en todo el mundo en Plantas de Refinación, a saber:

Al igual que en los equipos tradicionales, la torre es en esencia un elemento para suspender y hacer girar el tubo de perforación, en cuyo extremo va situada la broca; a medida que ésta va penetrando en la corteza terrestre se van añadiendo tramos adicionales de tubo a la cadena de perforación. La fuerza necesaria para penetrar en el suelo procede del propio peso del tubo de perforación. Para facilitar la eliminación de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación, que sale por toberas situadas en la broca y sube a la superficie a través del espacio situado entre el tubo y el pozo (el diámetro de la broca es algo mayor que el del tubo). Con este método se han perforado con éxito pozos con una profundidad de más de 6,4 km desde la superficie del mar.

La perforación submarina ha llevado a la explotación de una importante reserva adicional de petróleo.



Destilación básica

La herramienta básica de refinado es la unidad de destilación. El petróleo crudo empieza a vaporizarse a una temperatura algo menor que la necesaria para hervir el agua. Los hidrocarburos con menor masa molecular son los que se vaporizan a temperaturas más bajas, y a medida que aumenta la temperatura se van evaporando las moléculas más grandes. El primer material destilado a partir del crudo es la fracción de gasolina, seguida por la nafta y finalmente el queroseno. En las antiguas destilerías, el residuo que quedaba en la caldera se trataba con ácido sulfúrico y a continuación se destilaba con vapor de agua. Las zonas superiores del aparato de destilación proporcionaban lubricantes y aceites pesados, mientras que las zonas inferiores suministraban ceras y asfalto. A finales del siglo XIX, las fracciones de gasolina y nafta se consideraban un estorbo. Sin embargo, la introducción del automóvil hizo que se disparara la demanda de gasolina, con el consiguiente aumento de la necesidad de crudo.

Craqueo

El proceso de craqueo térmico, o pirólisis a presión, se desarrolló en un esfuerzo por aumentar el rendimiento de la destilación. En este proceso, las partes más pesadas del crudo se calientan a altas temperaturas bajo presión.

Esto divide (craquea) las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas, lo que aumenta la cantidad de gasolina —compuesta por este tipo de moléculas— producida a partir de un barril de crudo.

No obstante, la eficiencia del proceso era limitada porque, debido a las elevadas temperaturas y presiones, se depositaba una gran cantidad de coque (combustible sólido y poroso) en los reactores. Esto, a su vez, exigía emplear temperaturas y presiones aún más altas para craquear el crudo. Más tarde se inventó un proceso en el que se recirculaban los fluidos; el proceso funcionaba durante un tiempo mucho mayor con una acumulación de coque bastante menor. Muchos refinadores adoptaron este proceso de pirólisis a presión.

Alquilación y craqueo catalítico

En la década de 1930 se introdujeron otros dos procesos básicos, la alquilación y el craqueo catalítico, que aumentaron adicionalmente la gasolina producida a partir de un barril de crudo. En la alquilación, las moléculas pequeñas producidas por craqueo térmico se recombinan en presencia de un catalizador.

Esto produce moléculas ramificadas en la zona de ebullición de la gasolina con mejores propiedades (por ejemplo, mayores índices de octano) como combustible de motores de alta potencia, como los empleados en los aviones comerciales actuales.

En el proceso de craqueo catalítico, el crudo se divide (craquea) en presencia de un catalizador finamente dividido. Esto permite la producción de muchos hidrocarburos diferentes que luego pueden recombinarse mediante alquilación, isomerización o reformación catalítica para fabricar productos químicos y combustibles de elevado octanaje para motores especializados.

La fabricación de estos productos ha dado origen a la gigantesca industria petroquímica, que produce alcoholes, detergentes, caucho sintético, glicerina, fertilizantes, azufre, disolventes y materias primas para fabricar medicinas, nailon, plásticos, pinturas, poliésteres, aditivos y complementos alimentarios, explosivos, tintes y materiales aislantes.

Porcentajes de los distintos productos en 1920, un barril de crudo, que contiene 159 litros, producía 41,5 litros de gasolina, 20 litros de queroseno, 77 litros de gasóleo y destilados, y 20 litros de residuos más pesados. Hoy, un barril de crudo produce 79,5 litros de gasolina, 11,5 litros de combustible para reactores, 34 litros de gasóleo y destilados, 15 litros de lubricantes y 11,5 litros de residuos más pesados.

INGENIERÍA DEL PETRÓLEO

Los conocimientos y técnicas empleadas por los ingenieros de prospección y refinado proceden de casi todos los campos de la ciencia y la ingeniería. Por ejemplo, en los equipos de prospección hay geólogos especializados en la confección de mapas de superficie, que tratan de reconstruir la configuración de los diversos estratos sedimentarios del subsuelo, lo que puede proporcionar claves sobre la presencia de depósitos de petróleo.

Después, los especialistas en el subsuelo estudian las muestras de las perforaciones e interpretan los datos sobre formaciones subterráneas transmitidos a sensores situados en la superficie desde dispositivos de sondeo eléctricos, acústicos y nucleares introducidos en el pozo de prospección mediante un cable. Los sismólogos interpretan las complejas señales acústicas que llegan a la superficie después de propagarse a través de la corteza terrestre. Los geoquímicos estudian la transformación de la materia orgánica y los métodos para detectar y predecir la existencia de dicha materia en los estratos subterráneos. Por su parte, los físicos, químicos, biólogos y matemáticos se encargan de la investigación básica y del desarrollo de técnicas de prospección complejas. Los ingenieros especializados son los responsables de la explotación de los yacimientos de petróleo descubiertos. Por lo general, son especialistas en una de las categorías de operaciones de producción: instalaciones de perforación y de superficie, análisis petrofísico y petroquímico del depósito, estimación de las reservas, especificación de las prácticas de explotación óptima y control, y seguimiento de la producción. Muchos de estos especialistas son ingenieros químicos, industriales o eléctricos, o bien físicos, químicos, matemáticos o geólogos. El ingeniero de perforación determina y supervisa el programa concreto para perforar el pozo, el tipo de lodo de inyección empleado, la forma de fijación del revestimiento de acero que aísla los estratos productivos de los demás estratos subterráneos, y la forma de exponer los estratos productivos del pozo perforado. Los especialistas en ingeniería de instalaciones especifican y diseñan los equipos de superficie que se deben instalar para la producción, las bombas de los pozos, los sistemas para medir el yacimiento, recoger los fluidos producidos y separar el gas, los tanques de almacenamiento, el sistema de deshidratación para eliminar el agua del petróleo obtenido y las instalaciones para sistemas de recuperación mejorada.

Los ingenieros petrofísicos y geológicos, después de interpretar los datos suministrados por el análisis de los testigos o muestras geológicas y por los diferentes dispositivos de sondeo, desarrollan una descripción de la roca del yacimiento y de su permeabilidad, porosidad y continuidad. Después, los ingenieros de depósito desarrollan un plan para determinar el número y localización de los pozos que se perforarán en el depósito, el ritmo de producción adecuado para una recuperación óptima y las necesidades de tecnologías de recuperación complementarias. Estos ingenieros también realizan una estimación de la productividad y las reservas totales del depósito, analizando el tiempo, los costes de explotación y el valor del crudo producido. Por último, los ingenieros de producción supervisan el funcionamiento de los pozos; además, recomiendan y ponen en práctica acciones correctoras como fracturación, acidificación, profundización, ajuste de la proporción entre gas y petróleo o agua y petróleo, o cualesquiera otras medidas que mejoren el rendimiento económico del yacimiento

Perforación y terminación de pozos petroleros

1. Perforación de pozos

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 pozo.

La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo (por ejemplo, en Mendoza hay pozos de 1.500 a 1.800 metros de profundidad, y al pozo promedio en la cuenca neuquina se le asigna una profundidad de 3.200 m., Pero en salta se ha necesitado perforar a 4.000 metros).

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de “planchadas” y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro.

Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: perforación, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra y cementación.

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.

Hay diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de barro.



Perforador de terminación o reparación



Unidad móvil de terminación

El equipo de perforación propiamente dicho consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre, de unos veinte o treinta metros de altura, que soporta un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos.

Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (kelly)¹, tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., Se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes.

El trépano es la herramienta de corte que permite perforar. Es y ha sido permanentemente modificado a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuados para vencer a las distintas y complejas formaciones del terreno que se interponen entre la superficie y los

hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra.

Hay así trépanos de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales; estos conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras: su geometría responde a la naturaleza del terreno a atravesar.

El trépano cuenta con uno o varios pasajes de fluido, que orientados y a través de orificios (jets)² permiten la circulación del fluido. El rango de diámetros de trépano es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12 ¼ y de 8 ½ pulgadas.

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna o sarta de perforación, y consiste en una serie de trozos tubulares interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación al trépano, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación de los fluidos de perforación.



Diferentes tipos de trépano

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna o sarta de perforación, y consiste en una serie de trozos tubulares interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación al trépano, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación de los fluidos de perforación. El primer componente de la columna que se encuentra sobre el trépano son los portamechas (drill collars), tubos de acero de diámetro exterior casi similar al del trépano usado, con una longitud de 9,45 m., Con pasaje de fluido que respeta un buen espesor de pared. Sobre los portamechas (o lastrabarrena) se bajan los tubos de perforación (drill pipes), tubos de acero o aluminio, huecos, que sirven de enlace entre el trépano y/o portamechas y el vástago (kelly) que da el giro de rotación a la columna. El diámetro exterior de estos tubos se encuentra en general entre 3 ½ y 5 pulgadas y su longitud promedio es de 9,45 m.

La rapidez con que se perfora varía según la dureza de la roca. A veces, el trépano puede perforar 60 metros por hora; sin embargo, en un estrato muy duro, es posible que sólo avance 30/35 centímetros en una hora.¹

Los fluidos que se emplean en la perforación de un pozo se administran mediante el llamado sistema de circulación y tratamiento de inyección. El sistema está compuesto por tanques intercomunicados entre sí que contienen mecanismos tales como:

Zaranda/s: dispositivo mecánico, primero en la línea de limpieza del fluido de perforación, que se emplea para separar los recortes del trépano u otros sólidos que se encuentren en el mismo en su retorno del pozo. El fluido pasa a través de uno o varios coladores vibratorios de distinta malla o tamaño de orificios que separan los sólidos mayores;

Desgasificador/es: separador del gas que pueda contener el fluido de perforación;

Desarenador/desarcillador: dispositivos empleados para la separación de granos de arena y partículas de arcilla del fluido de perforación durante el proceso de limpieza del mismo. El fluido es bombeado tangencialmente por el interior de uno o varios ciclones, conos, dentro de los cuales la rotación del fluido provee una fuerza centrífuga suficiente para separar las partículas densas por efecto de su peso;

Centrífuga: instrumento usado para la separación mecánica de sólidos de elevado peso específico suspendidos en el fluido de perforación. La centrífuga logra esa separación por medio de la rotación mecánica a alta velocidad;

Removedores de fluido hidráulicos/mecánicos;

Embudo de mezcla: tolva que se emplea para agregar aditivos polvorientos al fluido de perforación;

Bombas centrífugas y bombas a pistón (2 o 3): son las encargadas de recibir la inyección preparada o reacondicionada desde los tanques e impulsarla por dentro de la columna de perforación a través del pasaje o pasajes del trépano y devolverla a la superficie por el espacio anular resultante entre la columna de perforación y la pared del pozo, cargada con los recortes del trépano, y contaminada por los componentes de las formaciones atravesadas.

Las funciones del sistema son las siguientes: preparar el fluido de perforación, recuperarlo al retornar a la superficie, mantenerlo limpio (deshacerse de los recortes producidos por el trépano), tratarlo químicamente, según las condiciones de perforación lo exijan, y bombearlo al pozo. Los fluidos de perforación, conocidos genéricamente como inyección, constituyen un capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un pozo. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico- químicas de las distintas capas a atravesar.

Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, ph ³, filtrado ⁴, composición química, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, a saber: enfriar y limpiar el trépano; acarrear los recortes que genere la acción del trépano; mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección; mantener la estabilidad de la pared del pozo; evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo, situación que podría degenerar en un pozo en surgencia descontrolada (blow out); controlar la filtración de agua a la formación mediante un buen revoque; evitar o controlar contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

¹ Kelly, cuadrante, vástago: tubo de acero, con pasaje para el fluido de perforación, cuya sección transversal exterior puede ser triangular, cuadrada o hexagonal. Puede medir entre caras de 2 ^{1/2} a 6 pulgadas y su longitud normal es de 12 m. Su función es la de permitir la transmisión del momento de torsión de la mesa rotatoria a la tubería de perforación y a su vez al trépano.

² orificios (jets): consiste en una o varias boquillas construidas en aleaciones especiales que, al restringir el pasaje del fluido, aceleran su velocidad a través de las mismas, generando una mayor fuerza de impacto sobre el terreno a recortar

³ pH: medida de la concentración del ion hidrógeno. Unidad de medida que da índices de acidez o alcalinidad del fluido de perforación. Siendo pH= 7 neutro, valores menores indican acidez y mayor alcalinidad.

⁴ filtrado: es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido en los terrenos o formaciones permeables a través del revoque formado en la pared del pozo por el fluido de perforación

Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, desde agua, dulce o salada, hasta hidrocarburos en distintas proporciones con agua o cien por ciento hidrocarburos. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos dependen de las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del ambiente, etc.

Durante la perforación de un pozo se realiza el entubado del mismo con cañerías de protección, intermedias y/o de producción, y la posterior cementación de las mismas. Normalmente y con el fin de asegurar el primer tramo de la perforación (entre los 0 y 500 m. Apróx.), Donde las formaciones no son del todo consolidadas (arenas, ripios), hay que proteger napas acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de

control de surgencias (que normalmente se instalan al finalizar esa primera etapa). Se baja entonces un revestidor de superficie, que consiste en una tubería (casing), de diámetro interior mayor al del trépano a emplear en la siguiente etapa, y se lo asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el caño revestidor y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

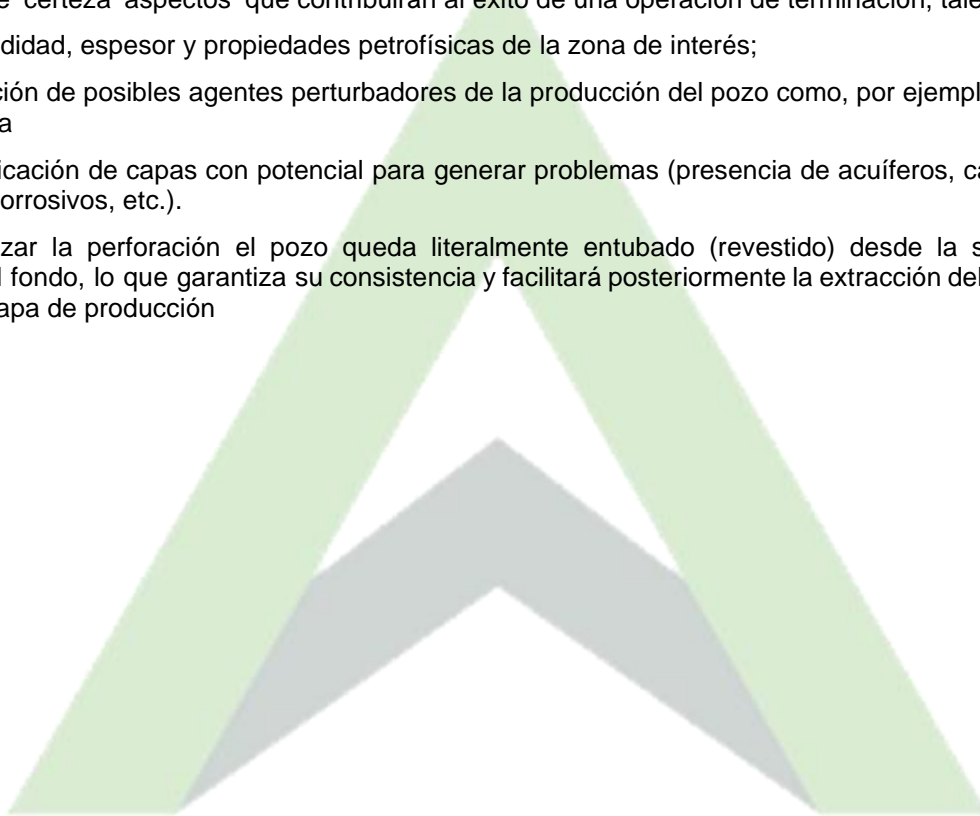
Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

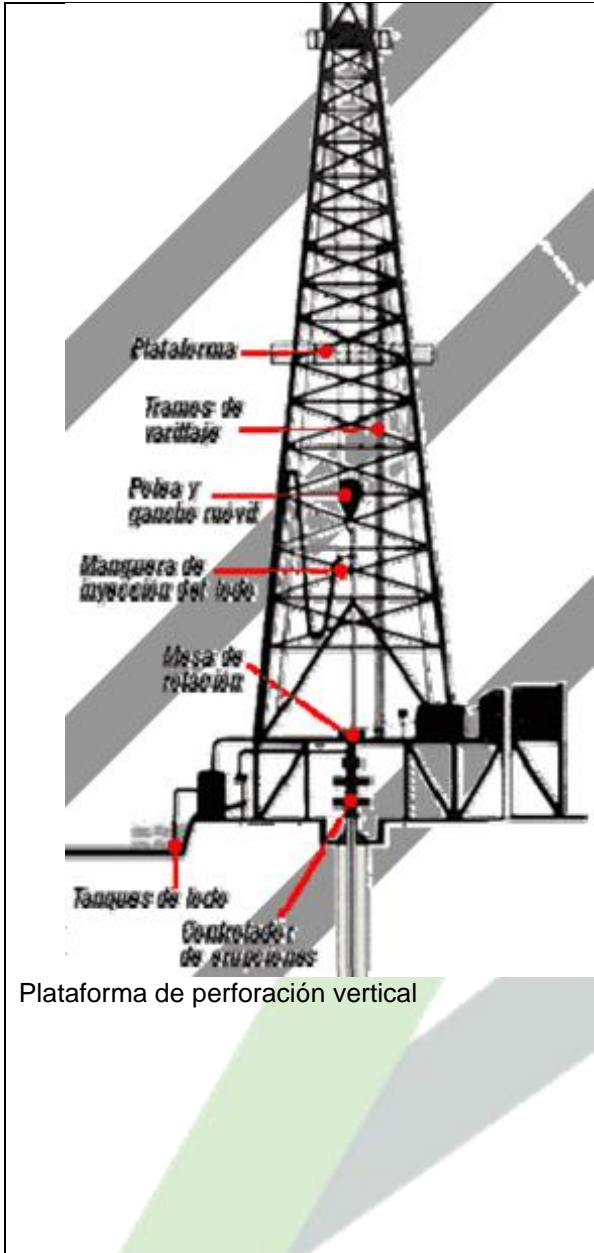
Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan “corazones” y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés;
- detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena
- identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

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





Plataforma de perforación vertical

2. Perforación multilateral

La utilización de esta técnica es definir un pozo multilateral como aquel que a partir de una misma boca de pozo se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productivos. Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad está solo limitada a nuestra imaginación y a las características de nuestros reservorios. Así podemos tener:

- **Vertical y horizontal al mismo reservorio.**
- **Vertical y horizontal a distintos reservorios.**
- **Dos o más dirigidos al mismo o distinto horizonte productivo.**
- **Horizontal con dos o más ramas.**
- **Vertical y varios horizontales a distintos reservorios.**
- **La estructura final de un pozo multilateral será función del yacimiento y de los recursos tecnológicos disponibles**

Ventajas Técnico- Económicas

Los primeros pozos múltiples fueron perforados en u.r.s.s. en la década del '50. En 1995, a raíz de la proliferación de los pozos y del estancamiento del precio del crudo, las empresas petroleras se vieron en la necesidad de extraer más petróleo por pozo. En este sentido los pozos horizontales pueden producir de 3 a 5 veces más que los pozos verticales en el mismo área –en casos especiales pueden llegar, como máximo, a producir hasta 20 veces más que los pozos verticales. En general, los pozos horizontales tienen un costo de 1,2 a 2,5 veces más que los pozos verticales en el mismo área; por ello, en muchas zonas se recurre a la terminación de pozos verticales como pozos horizontales puesto que ello implica una reducción del costo del 12% hasta el 56% por metro, si lo comparamos con un nuevo pozo horizontal.

Entre las ventajas de esta nueva técnica, podemos agregar que en ee.uu. La utilización de pozos horizontales ha incrementado las reservas comprobadas.

Los pozos ramificados son útiles por las siguientes razones:

- **Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que los recintos hacen las veces de fracturas mecánicas extensas.**
- **En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical.**
- **En yacimientos donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal y la fractura se genera horizontalmente.**
- **En pozos offshore donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.**
- **En yacimientos marginales donde es imperativo reducir los costos de producción y workover.**

Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental (menos locaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos, etc). También se reducen costos de horas de equipo, cañerías, instrumental, supervisión, etc.

Grados de complejidad

Generalmente las empresas productoras de petróleo requieren 3 condiciones ideales de este tipo de tecnologías:

- 1) conectividad del recinto principal con cada uno de los ramales
- 2) posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva
- 3) sello hidráulico entre el pozo madre y los ramales

En la medida en que alguna de estas condiciones no sea indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo.

Es así que nacen los distintos grados de complejidad para los ml, a los que podemos dividir en 5 niveles:

- **Pozo principal y laterales abiertos**
- **Pozo principal entubado y laterales abiertos**
- **Pozo principal entubado y cementado**
- **Laterales entubados pero no cementados**
- **Pozo principal y laterales entubados con sello hidráulico en las uniones a través de cementación.**

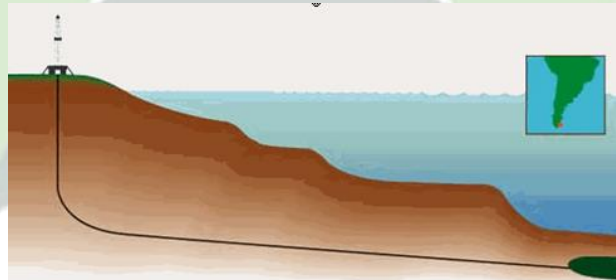
Integridad de presión en la unión llevada a cabo:

- **Por la terminación**
- **Por el casing**

Herramientas especiales

Cuando se realizan este tipo de pozos existen herramientas cuyo uso es casi una constante, y ellas son:

- **Cuñas desviadoras - pueden ser permanentes o recuperables y se las utiliza para desviar los pozos hacia el objetivo previsto fijándolas de la cañería madre. Existen también cuñas para pozo abierto, aunque estas no son recuperables.**
- **Packers inflables – generalmente se utilizan para colgar cañerías en pozo abierto y/o aislar alguna zona**



• **Sistema de Perforación Horizontal dirigida**

3. La terminación. El equipamiento.

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y reequipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo. Dicha unidad consiste en un equipo de componentes similares al de perforación, pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y, por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y, por consiguiente, menor riesgo. El agregado de un mecanismo de pistones le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un

pistón con copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (tubing), conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

Puede observarse que la operación de terminación implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.) Y requerimientos propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería de reservorios.

4. Desarrollo de las tareas de terminación.

Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, mediante los llamados “perfiles a pozo entubado”, generalmente radiactivos y acústicos, precisar la posición de los estratos productivos, los que fueron ya identificados por los “perfiles a pozo abierto”, como así también la posición de las cuplas de la cañería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado, y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el “punzamiento” o perforación del casing y del cemento. Esto se realiza mediante cañones con “cargas moldeadas” unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante “pistoneo” por el interior del tubing o “cañería de producción”. Se determina así si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder que durante los ensayos se verifique que existen capas sin suficiente aislamiento entre sí por fallas en la cementación primaria; en estos casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetaduras (packers) el tramo correspondiente al pozo.

Cuando la diferencia de propiedades de las distintas capas así lo justifica, se puede recurrir al tipo de terminación “múltiple”, que cuenta con dos columnas de tubing para producir dos intervalos diferentes, quedando también la alternativa de producir por el “espacio anular” entre el casing y los dos tubing un tercer intervalo. También es de norma, aunque muy poco frecuente, la producción triple mediante tres cañerías de producción.

Para el caso de terminación múltiple con dos o tres cañerías, el equipamiento debe incluir no solamente empaquetadores especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de cañerías. Por otra parte, el equipo de intervención del pozo o workover debe contar con herramientas especiales para maniobrar con múltiples cañerías a la vez, por lo que estas maniobras de intervención son mucho más riesgosas y delicadas y se requiere una más cuidadosa programación.

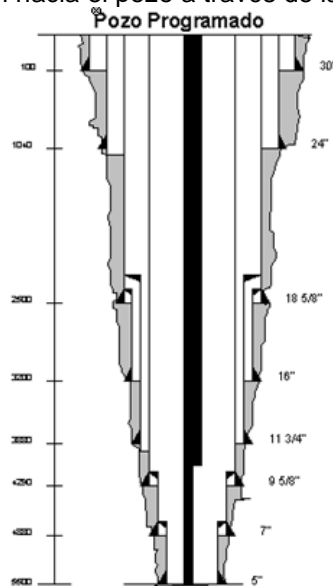
Nuevas técnicas en búsqueda de mejor productividad, tales como las descritas para perforar pozos direccionales, han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con el acceso a varias capas de un mismo pozo o el acceso a una capa remota mediante un pozo extendido horizontalmente.

En caso de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de la misma o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en la inyección a presión de soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los punzados, disolviendo los elementos sólidos que perturban el flujo de los fluidos.

La fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría

cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.



Completamiento de pozo en la medida en que aumenta su profundidad

La necesidad de bajar costos en zonas de pozos de baja productividad llevó a utilizar en forma creciente técnicas y/o materiales que redujeron tiempos de manejo y costos de equipamiento. La búsqueda de minimizar los costos de equipamiento llevó a condicionar la geometría de los pozos a la producción esperada, a perforar pozos de poco diámetro denominados slim-holes. Estos pozos de diámetro reducido son terminados generalmente bajo el sistema tubing-less, que consiste en entubar el pozo abierto con tubería de producción (tubing), y luego cementarlo aplicando el mismo procedimiento que para un revestidor convencional.

Mediante la utilización de slim-holes los operadores han podido reducir los costos de perforación de los pozos entre un 40% y un 70%, reduciendo a su vez, costos y preocupaciones ambientales. La experiencia indica que la perforación de slim-holes no reduce usualmente la producción. Los slim-holes fueron utilizados inicialmente en eeuu. En los años '60; sobre 1.300 pozos que han sido perforados con una profundidad entre 300 y 1.000 metros en kansas, texas y Canadá usando slim-holes de 21/2 a 27/8 pulgadas en casing, los operadores han tenido reducciones entre 40 y 50% en costos de tubería y de un 17% en gastos generales.

Hay varios ejemplos documentados de posteriores programas de perforación de slim-holes: en indonesia, durante el período 1983-1986, se lograron reducir los costos de perforación entre un 65 y 73%; por otra parte, en Tailandia, mediante la perforación de slim-holes en su golfo de Tailandia durante 1999, se registraron reducciones en los costos de hasta el 40%, pudiéndose comprobar, además, que la productividad de los slim-holes fue mayor a la lograda con los pozos convencionales. El coiled-tubing y la snubbing unit son un material y una herramienta de trabajo de uso cada vez más frecuente: aunque se desarrollaron hace poco más de dos décadas, las nuevas técnicas de perforación, terminación e intervención de pozos necesitan utilizarlos cada vez más. El coiled-tubing, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de PVC (cloruro de vinilo polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje; por ello este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos.



unidad de coiled tubing

Desde su aplicación inicial en los años '60, el uso de coiled tubing se ha incrementado el punto que, en la actualidad, hay 750 unidades diseminados en todo el mundo, donde el 50% de ellos está siendo empleado en norteamérica. La perforación con coiled tubing se ha incrementado notablemente en los años '90; a lo largo de 1999, alrededor de 1.200 pozos fueron perforados utilizando este material. Las unidades de coiled tubing han sido empleadas inicialmente en Alaska, Omán, Canadá, Mar del Norte y Venezuela, pero la perforación de pozos usando este material va en aumento en la medida que avanza la tecnología.

La snubbing unit es una máquina hidráulica que, reemplazando o superpuesta a una convencional, permite efectuar trabajos bajo presión, o sea sin necesidad de circular y/o ahogar al pozo para controlarlo.

Esta condición de trabajo, que además de reducir tiempo de operación y costos ayuda a conservar intactas las cualidades de la capa a intervenir, consiste en la extracción o corrida de tubería mediante un sistema de gatos hidráulicos que mueven alternativamente dos mesas de trabajo en las que están ubicados juegos de cuñas accionados de manera hidráulica o neumática, que retienen o soportan la columna de tubos según sea necesario. Este sistema mecánico de manejo de tubería está complementado con un arreglo de cuatro válvulas de control de pozos, también accionadas de manera hidráulica, que funcionan alternativamente con la ayuda de un compensador de presiones, lo que posibilita la extracción o bajada de la tubería bajo presión.

El empleo conjunto de estas dos herramientas permite realizar tareas especiales de perforación.

REFINAERIAS DE PETROLEO

Una **refinería** es una planta industrial destinada a la refinación del petróleo, por medio de la cual, mediante un proceso adecuado, se obtienen diversos combustibles fósiles capaces de ser utilizados en motores de combustión: gasolina, gasóleo, etc. Además, y como parte natural del proceso, se obtienen diversos productos tales como aceites minerales y asfaltos.

Una refinería comprende varias instalaciones de producción típica del mineral industrial del petróleo, la combinación de los procesos de separación, conversión, purificación y mezcla de los mismos. El objetivo es establecer la configuración más económica posible para procesar las fracciones de hidrocarburos de las materias primas, en productos que satisfacen las demandas del mercado en términos de cantidad y calidad. La configuración de la refinería varía considerablemente de una a otra, no solo por la composición y las impurezas de los diferentes tipos de petróleo crudo, sino también por las especificaciones de cada producto, debidas en parte a las exigencias de protección del medio ambiente y dado que las propiedades del crudo y las exigencias de cantidad y calidad varían con el tiempo, en ocasiones se hace necesario introducir cambios en plantas que ya están en funcionamiento.

La configuración de una refinería se ve determinada en particular por su principal línea de producción. El término “Refinería de Combustible” se utiliza cuando la actividad predominante es la fabricación de gasolina de motor, kerosene, aceite Diesel y aceite combustible ligero [combustible para calefacción doméstica]. El término “Refinería Petroquímica” se utiliza cuando el objetivo principal es la fabricación de productos para la Industria Petroquímica, tales como el etanol, e hidrocarburos aromáticos, sin embargo, las Petroquímicas pueden llevar desarrollos mucho más allá de los anteriores, incluyendo la producción de plásticos y fibras sintéticas.

La combinación de estos dos tipos de refinerías es posible, no existiendo un tipo estándar de refinería, pues cada una se diseña para una solución o tarea específica.

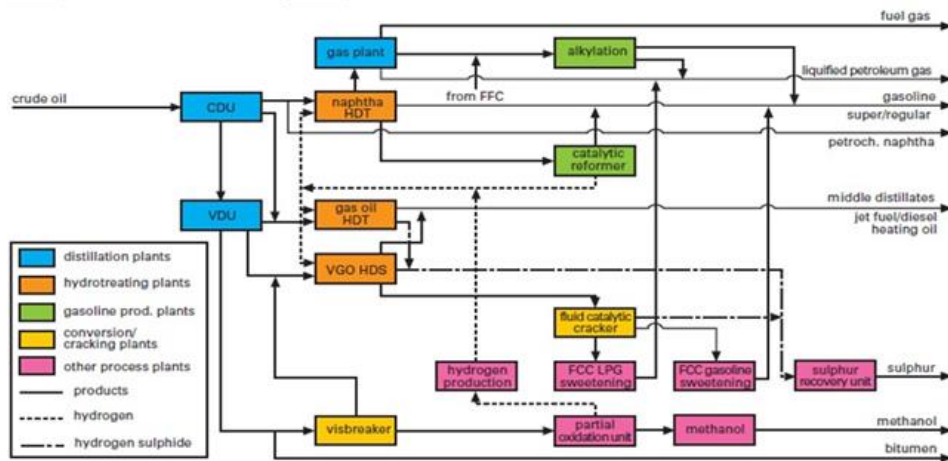


Diagrama de Flujo de una Refinería de Petróleo Crudo Típica

- CCR Catalizador de regeneración continua
- CDU Unidad de Destilación de condensación
- FCC Fluido de Craqueo Catalítico
- HDS Hidrodesulfuración
- HDT Hidrotratamiento
- VDU Unidad de Destilación al vacío
- VGO Gasóleo de vacío

PRINCIPALES PROCESOS Y SECCIONES DE LAS PLANTAS

La siguiente lista pretende mostrar los diferentes procesos que tienen lugar en las etapas de proceso individuales o secciones de la planta. En algunos casos, los nombres con los que los respectivos procesos son conocidos y con licencia en América del Norte figuran entre paréntesis

Separación de gases de Aceite

El tratamiento de la mezcla de aceite-gas-agua extraída de la tierra, por lo general por "la deshidratación y la desmineralización electrostáticas" de petróleo crudo

Destilación de petróleo crudo

Separación térmica en fracciones de petróleo crudo como nafta, Diesel, combustible de aceite en:

- **Las unidades de condensación de destilación (CDU)**
- **Unidades de destilación al vacío (PVD)**

Hidrogenación (HDS, HDT)

Eliminación de compuestos de azufre, hidrocarburos insaturados y otros elementos traza con la ayuda de catalizadores:

- **Hidrogenación de gasolina**
- **Gas de petróleo hidrogenación de vacío (VGO)**
- **Extracción catalítica (proceso Merox)**

Reforming, Alquilación, Isomerización,

Conversión de fracciones de hidrocarburos en productos de mayor grado, por ejemplo, para aumentar el número de octanaje en la gasolina:

- **Reformado catalítico (reformador de gasolina, CCR)**
- **Isomerización (isomerización C5/C6)**
- **Alquilación**

Conversión

Craqueo de hidrocarburos pesados, con ayuda de catalizadores o térmicamente con vapor:

- **Hidro craqueo**
- **Craqueo catalítico (FCC)**
- **Conversión térmica (coquización, visbreaker)**



Refinería de Barranca

Desasfaltado

La extracción de asfalto y metales a partir de residuos pesados, por ejemplo, para la producción de bitumen (desasfaltado con disolvente)

Oxidación

Cambio de la calidad de los grados de betún por oxidación

Deshidratación

La conversión de hidrocarburos saturados de hidrocarburos no saturados

La separación y transformación de hidrocarburos aromáticos

- **Extracción y separación con ayuda de disolventes**
- **-Adsorción y la separación con ayuda de tamices moleculares**
- **La separación catalítica**
- **-Isomerización o alquilación para obtener productos de mayor grado**

Gas post-tratamiento (planta de gas)

Tratamiento de líquidos y gases residuales que se producen en la planta
(Destilación o separación de absorción de gases)



Refinería de Baranca zona de tanques

PLANTAS AUXILIARES

Además de las instalaciones de producción real, la construcción de refinerías también abarca las plantas auxiliares que se requieren para el funcionamiento seguro y fiable de esas instalaciones técnicas a gran escala. Estas plantas son:

- **Parques de tanques para el almacenamiento de materias primas y componentes intermedios, así como los productos terminados**
- **Instalaciones de mezcla para las operaciones de mezcla de producto**
- **Instalaciones de carga para la navegación interior, por ferrocarril y transporte por carretera**
- **Dispositivos de seguridad tales como sistemas contra fuego y sistemas de extinción**
- **Instalaciones para el suministro de la refinería con los materiales que operan a nivel de las estaciones de la propia empresa o de contratados con proveedores.**
- **Estaciones para la producción de vapor, agua corriente eléctrica, refrigeración, agua de proceso y servicio de agua, aire, calefacción medios de comunicación y productos químicos**
- **Sistemas de eliminación de aguas de proceso, otras aguas residuales, agua de condensación, lodo, aceite-agua mezclas, etc.**
- **Edificios, tales como salas de control, laboratorios, estaciones de conmutación para instalaciones eléctricas, talleres, servicios de bomberos, administración, etc**

INSTALACIONES CONSTITUYENTES

Fuente: Tecnología para underwriters - **28 Refinerías de Petróleo Instalaciones constituyentes de una refinería clásica**

Describir una refinería con todas sus instalaciones principales y auxiliares superaría en gran medida el marco de estas informaciones técnicas.

El corazón de toda refinería lo constituye un depósito vertical de grandes dimensiones, denominado columna principal. La columna principal se alimenta, aproximadamente a media altura, con crudo de petróleo previamente calentado y vaporizado en un horno especial. La destilación que se realiza a continuación se basa en el principio

Por ello, a continuación, solamente nos ocuparemos de las cinco partes más importantes de una refinería clásica, que también son las de mayor envergadura y, por lo tanto, resultan ser la fuente probable de los más grandes siniestros.

siguiente: la proporción en estado gaseoso asciende, mientras que la proporción condensada, aún en estado líquido, se desliza hacia abajo.

1.1 Destilación atmosférica (CDU)

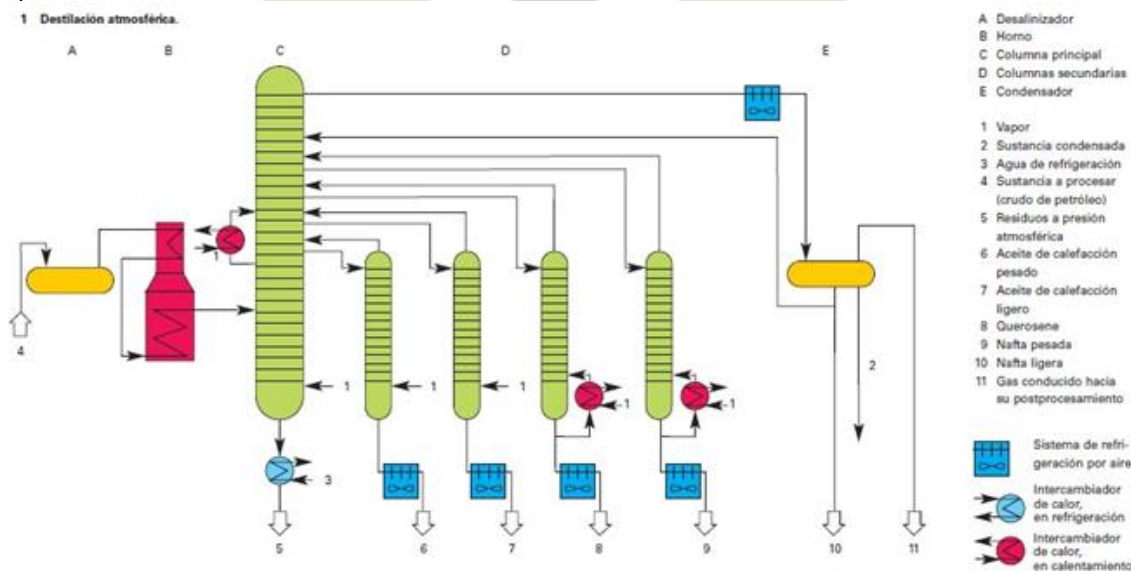
La destilación a presión atmosférica constituye, en toda refinería, el primer paso de procesamiento del petróleo. En este proceso se obtienen las fracciones del crudo de petróleo necesarias para el procesamiento posterior. Por ejemplo, se producen gasolina, queroseno, aceites de calefacción ligeros y pesados en una primera consistencia “cruda”

Al extraer adecuadamente la proporción gaseosa y volver a alimentar el sistema con la proporción líquida, en la columna principal se establece un ciclo continuo de dos flujos en sentido contrario: un flujo ascendente de sustancias ligeras en ebullición y un flujo descendente de sustancias pesadas. En la parte inferior de la columna principal se libera, además, insuflando vapor de agua, la proporción líquida de crudo de petróleo de las partes que pueden entrar en ebullición con más facilidad

En la columna principal se encuentran numerosos niveles intermedios. En las zonas de mezclado formadas de esta manera, ubicadas una sobre la otra, se van recogiendo, en función de las gamas de ebullición correspondientes, las diferentes fracciones de petróleo que se extraen hacia las columnas laterales. Allí, a su vez, se extraen de estas fracciones, según el mismo principio básico, las partes aún presentes que entran en ebullición con más facilidad, también por insuflado de vapor de agua o bien por cocción (véase al respecto el diagrama de flujo 1). Las sustancias gaseosas en el extremo superior de la columna principal son conducidas a través de un sistema de refrigeración por aire hacia un depósito horizontal. Allí es posible separar, entre otras sustancias, la gasolina condensada. Los gases restantes (p.ej., metano y etano) se siguen procesando en una planta especial.

Condiciones de trabajo

Presión: 1,1–3,0 bar en el sistema de columnas
 Temperatura de salida del horno: 350–380 °C



1.2 Destilación al vacío (VDU)

El volumen que se puede producir por destilación en una planta de destilación es limitado. Pero al reducir la presión en una columna de destilación al vacío disminuyen también las temperaturas de ebullición de las fracciones; al mismo tiempo, aumentan las diferencias entre las temperaturas de ebullición respectivas.

De esta manera es posible separar fracciones ligeras adicionales de los productos pesados de la destilación atmosférica; el residuo son aceites de lubricación, que constituyen el producto principal de este proceso.

En la parte inferior de la columna de destilación al vacío se recoge betún que se utiliza, p.ej., para la construcción de carreteras.

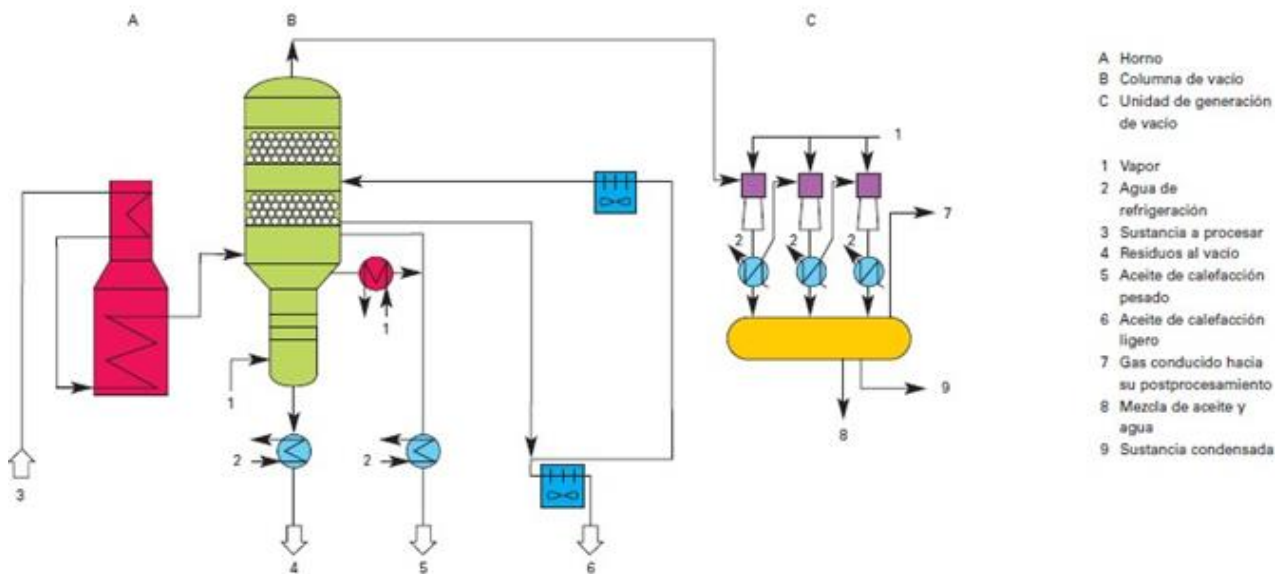
El vacío necesario para este procedimiento se logra generalmente mediante un grupo generador de chorro de vapor con condensadores o bombas anulares de agua (unidad de evacuación) anexos.

Condiciones de trabajo

Presión: aprox. 0,035 bar

Temperatura de salida del horno: 350–400 °C - según la sustancia aplicada y el producto final

2 Destilación al vacío.



1.3 Hidrogenación de fracciones de petróleo (HDS)

Un problema especial en el diseño de refinerías es la necesidad de reducir el contenido de azufre de los productos, fundamentalmente por consideraciones de protección medioambiental. Además, el azufre actúa como un veneno catalítico en diversos procesos de transformación catalítica.

La hidrogenación descrita a continuación es el proceso utilizado con más frecuencia para desulfurar.

Para ello, se precalienta la mezcla de gasolina cruda o diésel crudo y gases ricos en hidrógeno (p.ej., metano y etano), se la vaporiza y, al alcanzarse la temperatura de reacción, se la introduce en un reactor.

Mediante un catalítico que se encuentra en dicho reactor –una capa de metales u óxidos metálicos especiales– se hace reaccionar la mezcla. La proporción de azufre que se encuentra en la gasolina cruda o el diésel crudo se combina con el oxígeno formando sulfuro de hidrógeno.

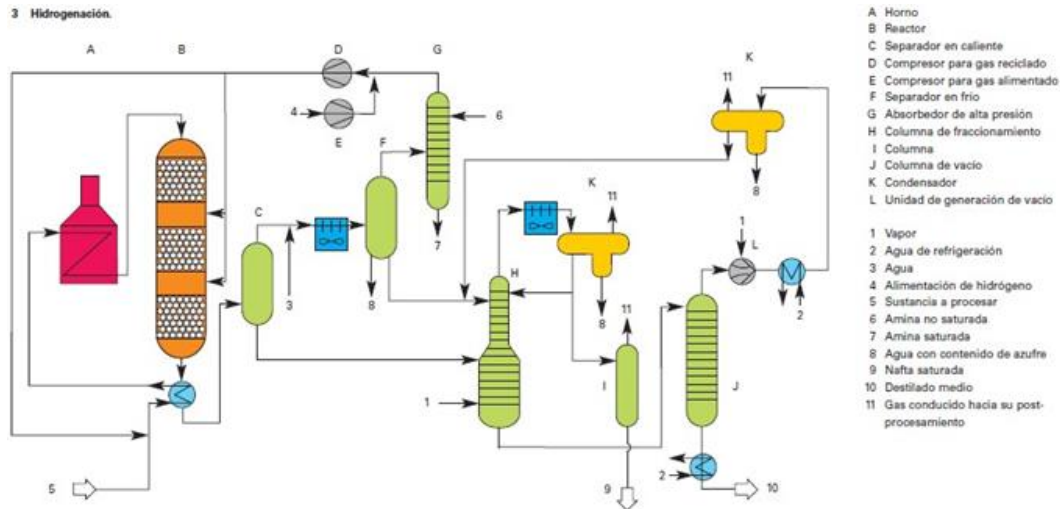
Al mismo tiempo, se forman hidrocarburos más ligeros (como por ejemplo propano). Al salir del reactor, el producto se refrigera hasta una temperatura a la cual resulta posible separar los hidrocarburos y el sulfuro de hidrógeno de la gasolina o el diésel en una columna de destilación.

En un paso de trabajo posterior se extrae, por insuflado de vapor de agua, la proporción restante del gas de reacción que aún se encuentre disuelta en la gasolina o el diésel. Una vez separado del sulfuro de hidrógeno, el gas de reacción se vuelve a alimentar al circuito de proceso.

Condiciones de trabajo

Presión: Hidrogenación de gasolina, 15–20 bar, de diésel y aceite de calefacción ligero, 50–120 bar

Temperatura de salida del horno: 350–400 °C



1.4 Conversión catalítica

El cometido del procedimiento de separación catalítica es lograr una transformación lo más completa posible de las fracciones pesadas de hidrocarburos a procesar (p.ej., betún) en fracciones más ligeras (p.ej., gasolina y gas propano). Se utilizan como sustancias de partida los residuos pesados de la destilación al vacío y, en parte, también de la destilación atmosférica. Como efecto secundario deseado se produce la desulfuración de los productos finales, pues el azufre se deposita sobre el catalizador. Sin embargo, al regenerar el catalizador, el azufre se vuelve a presentar en los gases industriales como dióxido de azufre, lo cual es contraproducente desde el punto de vista de la protección medioambiental. Para evitarlo, por lo general se instala antes de cada planta de separación catalítica una planta de desulfuración.

En el procedimiento de separación catalítica se distribuye un catalizador en polvo en un medio gaseoso que fluye, haciéndoselo circular continuamente como si fuese un líquido entre el reactor y el regenerador.

Poco antes de su entrada en el reactor, el producto de partida precalentado y desulfurado (p.ej., betún) se mezcla con el catalizador caliente y regenerado, vaporizándose. En el reactor, el catalizador forma un lecho fluidizado que entra en movimiento barboteante por los vapores de aceite. En este lecho fluidizado se separan los hidrocarburos de cadenas largas formando cadenas más cortas. Dado que la separación se produce sin añadir hidrógeno, en este proceso se producen hidrocarburos no saturados. En el catalizador pulviforme se depositan coque y sustancias aceitosas.

Después de insuflarse vapor de agua, estas impurezas se queman en el regenerador. En el transcurso de este proceso, el catalizador absorbe el calor de la combustión. Así, constituye también el agente térmico del proceso que se realiza en el reactor. Los productos separados (p.ej., gasolina) salen del reactor en forma de vapor, una vez extraído el polvo catalítico, y se conducen a la columna de fraccionamiento donde se continúan separando por destilación. El funcionamiento de esta columna es análogo al de la columna de destilación atmosférica.

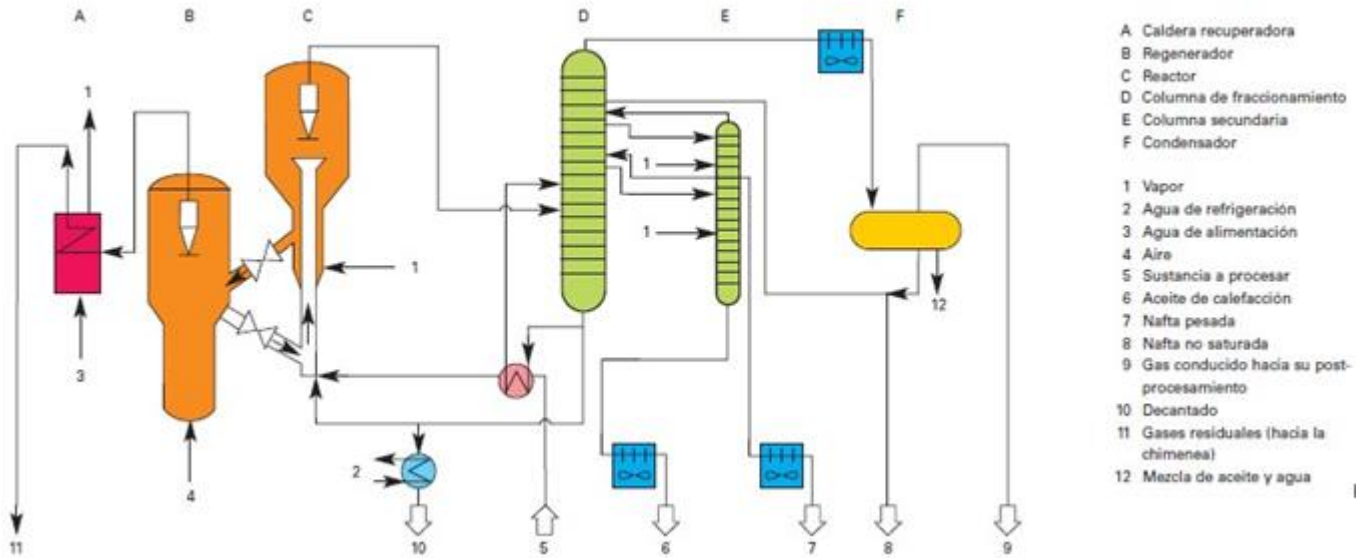
Condiciones de trabajo

Presión: 3–5 bar

Temperatura en el reactor: 450–550 °C,

Temperatura en el regenerador: aprox. 700 °C

4 Conversión catalítica.



1.5 Conversión térmica

El cometido de esta planta también es transformar los así llamados hidrocarburos pesados (gasóleos obtenidos por destilación al vacío) en hidrocarburos más ligeros (gasolinas). Al mismo tiempo, deben eliminarse las uniones de hidrocarburos con el azufre, que son veneno catalítico para los catalizadores de separación.

Los productos de este proceso resultan algo más económicos que los producidos en las instalaciones de FCC (véase apartado 1.4), pero su calidad también es menor.

En la conversión térmica, el producto de partida se precalienta en intercambiadores de calor con el calor residual del producto que fluye del reactor, se mezcla con hidrógeno caliente y se conduce por catalizadores de lecho fijo que se encuentran en dos reactores montados uno a continuación del otro.

En la atmósfera de hidrógeno se separan los hidrocarburos pesados en los catalizadores y se saturan con hidrógeno. Al mismo tiempo, se transforman las uniones formadas por el azufre y el nitrógeno con el hidrógeno en sulfuro de hidrógeno y amoníaco.

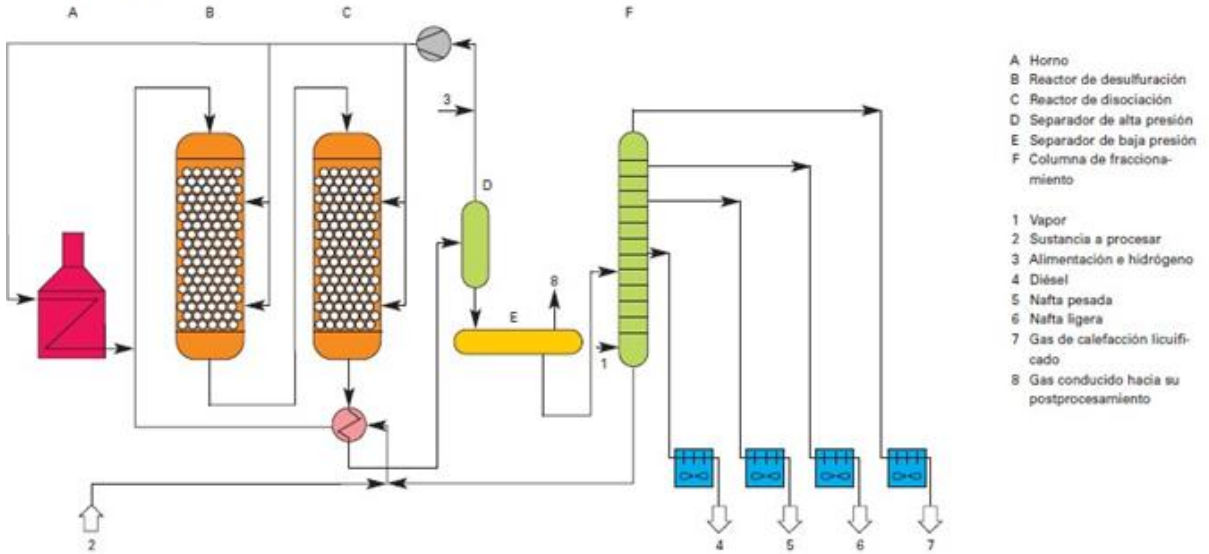
Los gases residuales, el gas líquido, la gasolina ligera y pesada, así como el destilado medio salen de la planta a través de otra columna de fraccionamiento.

Condiciones de trabajo en el reactor

Presión: aprox. 170 bar

Temperatura: aprox. 370 °C

5 Conversión térmica.



- A Horno
 - B Reactor de desulfuración
 - C Reactor de disociación
 - D Separador de alta presión
 - E Separador de baja presión
 - F Columna de fraccionamiento
-
- 1 Vapor
 - 2 Sustancia a procesar
 - 3 Alimentación e hidrógeno
 - 4 Diésel
 - 5 Nafta pesada
 - 6 Nafta ligera
 - 7 Gas de calefacción licuificado
 - 8 Gas conducido hacia su postprocesamiento



2 Aspectos del seguro

2.1 Seguro todo riesgo de montaje

Durante el período de montaje de una refinería, por los siguientes motivos el riesgo de siniestros generales es especialmente alto, al igual que el riesgo de explosión e incendio en la fase más intensa de pruebas:

- ✓ **Enorme complejidad técnica de instalaciones y procesos, así como altos parámetros de procesos (presión y temperatura)**
- ✓ **Gran densidad constructiva e inmenso tamaño de las partes constituyentes y de las plantas completas, con gran concentración de valor**
- ✓ **Exposición de máquinas de construcción, con frecuencia muy onerosas (p.ej., grandes grúas móviles con mástiles de celosía para elevar cargas pesadas)**
- ✓ **Peligro de explosión de nubes de gas (“vapour cloud explosion” – VCE) durante la fase intensa de pruebas, es decir, a partir de la primera vez que se introduce petróleo o gas en la planta**
- ✓ **Además del contratista principal, en la obra generalmente trabajan también numerosos subcontratistas. En este contexto, se puede producir un considerable incremento del riesgo debido a que los trabajadores proceden con frecuencia de diversos países, con las consiguientes dificultades que surgen de los numerosos idiomas, los diversos niveles de experiencia y los desiguales niveles de formación.**
- ✓ **Debido a los cronogramas estrechos, muchas veces se deben construir paralelamente varias plantas y es necesario ejecutar a toda prisa las verificaciones y los ciclos de prueba. Esto aumenta inevitablemente el peligro de un siniestro grave en la fase intensa de pruebas.**
- ✓ **Se presentan fuertes exigencias a la planificación y a la logística, especialmente cuando se construyen plantas en emplazamientos aislados y de difícil acceso, con infraestructura insuficiente.**

Por todo ello, al montar grandes refinerías el contratista principal debería elaborar y poner en práctica un plan de seguridad adaptado a las condiciones específicas de la obra, que debería incluir, entre otros, los siguientes puntos:

- ✓ **Elaboración de planes para casos de emergencia**
- ✓ **Formación del personal en medidas de seguridad laboral, para reconocer los peligros de cada instalación**
- ✓ **Mantenimiento y control estrictos de la prohibición de fumar, no solamente durante la fase intensa de pruebas**
- ✓ **Introducción de un permiso especial para la ejecución de trabajos de soldadura que garantice, entre otros, los siguientes aspectos:**
 - **Eliminación de todo material combustible que se haya juntado en el entorno del área en que se ejecutarán los trabajos de soldadura**
 - **Presencia de otra persona (bomberos) –incluso hasta algunas horas después de terminados los trabajos para observar el entorno, a fin de poder reconocer y extinguir inmediatamente cualquier foco de incendio**
 - **Puesta a disposición de extinguidores portátiles al alcance de la mano**
 - **Claro marcado del área en la cual se efectúen los trabajos de soldadura**
- **Antes de que comience la fase intensa de pruebas, es decir, antes de introducir por primera vez petróleo o gas en la planta, los sistemas de protección contra incendios deben estar en perfectas condiciones de funcionamiento. Esto incluye tener a disposición un volumen suficiente de sustancias extintoras en reserva.**
- **Ejecución regular de ejercicios de los bomberos de planta, así como de todo el personal en preparación para casos de catástrofe.**
- **Las unidades de bomberos de las plantas vecinas deberían integrarse en el plan de seguridad general; estas unidades deberían estar familiarizadas con las características específicas de la instalación y los peligros del proyecto.**

2.2 PUB por montaje

Es sabido que incluso los daños materiales más insignificantes pueden conducir a retrasos considerables en el montaje. Al evaluar el riesgo de un seguro de PUB por montaje de una refinería, en muchas regiones geográficas merecen especial atención, además de los peligros ya mencionados, también los peligros naturales.

Los cálculos por los cuales se han regido los fabricantes y constructores a la hora de dimensionar las partes específicas de las instalaciones, tales como contenedores, depósitos y columnas, solamente son válidos, por lo general, para componentes completamente montados. En la fase de montaje, muchos de estos componentes corren especial peligro. Así, por ejemplo, en el pasado, numerosos depósitos no terminados fueron dañados e incluso completamente destruidos por efecto de tormentas.

Al montar simultáneamente muchos componentes similares pueden surgir enormes potenciales siniestrales. Las pérdidas financieras por PUB por montaje superan con frecuencia el valor de los daños materiales por un amplio factor.

2.3 Seguro de incendio

Las instalaciones de refinerías son asumidas generalmente por la compañía operadora al concluir la fase intensa de pruebas, siendo protegidas contra siniestros que puedan producirse durante la fase de operación con un seguro de incendio. Se debe cuidar de incluir en el seguro de incendio todas las partes constituyentes, inmediatamente después de finalizado con éxito el período de funcionamiento de prueba.

Por la enorme concentración de valores materiales, así como por el gran peligro de incendio debido a los productos procesados y a las altas presiones y temperaturas que reinan con frecuencia en las refinerías, éstas presentan permanentemente un potencial considerable de grandes siniestros.

Posible estructura de un Todo Riesgo Operativo de Upstream & Downstream Petrolero

Dentro del proceso de investigación del contenido del presente Boletín, encontramos gratamente un esquema propuesto para ser aplicado en condiciones de riesgo petrolero Upstream [Exploración y Producción de Hidrocarburos y Cadenas de Gas] & Downstream [Refinación, Transporte y Refinación de Hidrocarburos], que a continuación pasamos a exponer:

La Cobertura se compone de ocho secciones principales, con una exposición y alcance totalmente diferente al clásico Todo Riesgo Operativo conocido en el mercado, puesto que se maneja por Secciones, pero también Amparos específicos de CAR/EAR, siendo su estructura básicamente la siguiente:

Sección I:	Cobertura Integral de Upstream
Sección II:	Cobertura Integral de Downstream
Sección III:	Cobertura de Recuperación Asistida
Sección IV:	Pérdida de la Producción por eventos amparados en Secciones I, II y III
Sección V:	Filtración, polución, limpieza y contaminación
Sección VI:	Deducibles
Sección VII:	Exclusiones generales y Endosos aplicables a cada sección
Sección VIII:	Exclusiones particulares

Para los fines de la actividad aseguradora se podría definir como “pozo asegurado” a cualquier pozo petrolero que sea objeto de perforación, profundización, mantenimiento, reparación, terminación y/o reacondicionamiento, mientras se encuentre en producción, mientras sea cerrado o hasta ser terminado o se decida su abandono.

Para el otorgamiento de cobertura se establecerían dentro del cuerpo de póliza, garantías a cumplir por parte del asegurado sobre las diferentes medidas preventivas que deberán cumplir en las diversas etapas del proceso (contar con instrumentos aprobados, por ejemplo válvulas BOP y sistemas de regulación y contención de descontrol de pozos), así como también de una relación actualizada de los pozos a asegurar y las cantidades de crudo estimadas que se pueden obtener de los mismos con base en los sistemas de medición actuales (sobre estos datos se calcula el valor del pozo y por ende la suma asegurada del mismo).

Una aproximación al alcance de la Cobertura, escarpia dado por:

Sección I: Cobertura Integral de Upstream

Esta sección conlleva el amparo de los procesos de exploración y explotación, los cuales se inician con la perforación de un pozo exploratorio para evaluar los potenciales yacimientos y la factibilidad técnico-económica de su explotación, luego se perforarán los pozos de desarrollo; para que sea más claro:

Los pozos exploratorios son justamente los que se ubican donde se considera que es posible que haya una trampa subterránea capaz de encerrar un yacimiento de petróleo y/o de gas, de acuerdo con los datos geológicos con lo que pueda contarse.

Los pozos de avanzada generalmente tienen por objeto conocer los límites del yacimiento ya descubierto, de manera de ir cuantificando las reservas y conociendo la extensión e importancia de los reservorios.

Los pozos de desarrollo son los realizados en el mismo yacimiento a fin de explotar sus reservas

Los equipos de perforación son máquinas compuestas por varias partes y su tamaño estará en función de la profundidad promedio de perforación.

Los componentes de un equipo común para perforar son los siguientes:

- Torre o mástil
- Subestructura, **contiene la mesa rotativa y el piso de trabajo.**
- Cuadro de maniobras, **es el conjunto de motores, tambores y comando.**
- Elementos de seguridad **como BOP y otros elementos de control.**
- Canastos **para transporte de barras de sondeo y portamechas.**
- Bombas **de gran tamaño para circular el lodo de perforación.**
- Piletas **para preparar y contener el lodo de perforación.**
- Usinas **para abastecer de energía eléctrica al conjunto.**
- Tanques de combustible **para alimentar los motores.**
- Tanques de agua **para el lodo.**

- Trailers para alojamiento, sanitarios y laboratorios.

Entre los riesgos amparados en este punto se encuentran los costos o gastos incurridos en recuperar el control del pozo asegurado o de los pozos que se descontrolen a consecuencia de este si se tratare de pozos múltiples ramificados, como así también los costos para extinguir o intentar extinguir un incendio sobre la superficie provocado por un pozo descontrolado amparado en esta sección.

También en esta sección se ampararán los costos relacionados con la restauración o re-perforación de un pozo, perdido o dañado total o parcialmente a consecuencia de descontrol, incendio, daños de la naturaleza o cualquier hecho amparado en esta sección.

Se incluyen específicamente los Amparos de EAR, a saber:

Amparo Principal A: Errores durante el montaje, Caídas de partes del objeto que se monta como consecuencia de rotura de cables, hundimiento o deslizamiento del equipo de montaje u otros accidentes análogos, incendio, rayo, explosión, hundimiento de tierra o desprendimiento de tierra o de rocas, otros accidentes ocurridos durante la exploración, perforación y montaje de equipos en pozo.

Amparo Principal B: Daños causados directamente en el proceso de upstream por terremoto, temblor y erupción volcánica.

Amparo Principal C: Daños causados directamente por ciclón, huracán, tempestad, vientos, inundación, desbordamiento y alza del nivel de aguas, maremoto y enfangamiento.

Amparo Principal D: Daños causados por errores de diseño, defectos en la construcción y/o montaje.

Amparo Principal E: Responsabilidad Civil extracontractual por daños causados a bienes de terceros excluyendo aquellos que tenga confiados a su cuidado, custodia y control y por los que sea responsable.

Amparo Principal F: Responsabilidad Civil Extracontractual por lesiones incluyendo la muerte ocurrida a personas que no estén a servicio del asegurado.

Amparo Principal G: Gastos en concepto de desmontaje y remoción de escombros que sean necesarios después de ocurrir un siniestro amparado.

En los primeros metros de perforación, se encontrarán problemas tales como capas de agua, canto rodado suelto y de gran tamaño, huecos en forma de cavernas, piedras y/o arenas no consolidadas, que entorpecen el trabajo de perforación, pueden provocar derrumbes y al mismo tiempo contaminarán rápidamente la inyección. Para evitar estas situaciones durante toda la perforación y además para trabajar con seguridad, se perfora un primer pozo (pozo guía), que puede tener entre 50 y 300 metros de profundidad, con un trépano de 13 3/4 pulgadas (35cm) ó 12 1/4 pulgadas (31cm) de diámetro.

Luego de alcanzada la profundidad deseada se baja una cañería (cañería guía) con la que se entubará dicho pozo, es decir, se bajan caños (casing), de menor tamaño que el del pozo, normalmente de 9 5/8 pulgadas (24cm) de diámetro, hasta este primer fondo. Luego de bajados estos caños, se bombea cemento pro el interior de los mismos hasta que llegue al fondo y vuelva hasta la superficie por el espacio anular, o sea por el espacio que queda entre el terreno y el caño, donde el cemento quedará ubicado y fraguado, de manera de brindar una aislación perfecta entre las distintas capas atravesadas durante esta primera perforación.

Una vez entubado el pozo guía se debe enroscar (o soldar) en el extremo superior del casing de 9 5/8", un accesorio denominado cabeza colgadora, de donde se suspenderá luego de perforado el pozo principal, otra cañería de entubación de menor diámetro. Además, esta cabeza colgadora de 9 5/8" de diámetro, tiene la función de permitir colocar por encima de la misma, una válvula de seguridad de superficie.

Las válvulas de seguridad ("B.O.P."- blow out preventer) que se instalan en superficie conectadas a la cañería guía, pueden trabajar a altísima presión. Pueden ser accionadas con el sistema hidráulico del equipo o bien en forma manual y permiten cerrar el pozo en caso de emergencias. Forman parte de un sistema de seguridad que comprende una serie de válvulas y líneas de alta presión a fin de poder controlar el pozo en caso de surgencias, con un sistema de accionamiento cuyos volantes para cierre manual y el panel de operación del sistema hidráulico deben estar ubicados convenientemente alejados de la boca del pozo.

El trabajo de perfilaje consiste en bajar al pozo, suspendidas de un cable, unas herramientas especiales (sondas de perfilaje) que detectarán diferentes parámetros de las formaciones.

Una vez que estas herramientas han llegado al fondo del pozo, se comienzan a subir lentamente mientras se hacen los registros, los que son transmitidos a la superficie y se graban en películas o cintas, al mismo tiempo que pueden ser vistos en unos monitores bajo la forma de curvas continuas, que los especialistas inmediatamente van interpretando.

En algunos casos las señales son generadas e inducidas por las mismas herramientas y se miden sus efectos y sus recorridos por dentro de las formaciones, y en otros, leen el potencial natural propio de los diferentes estratos de terreno. De esta forma, los técnicos podrán disponer de una muy valiosa información, tal como: el potencial eléctrico espontáneo de cada capa, densidad de la formación, radioactividad, conductividad del sonido y otros parámetros que permitirán calcular la porosidad, la saturación de petróleo y/o agua de cada registro, obtener con precisión la profundidad y el espesor de cada zona y otras informaciones de interés para evaluar las condiciones del nuevo pozo y realizar un pronóstico respecto a los contenidos de gas, petróleo y/o agua.

También se obtendrá en alguna de las herramientas un registro del calibre del pozo (diámetro en todo su recorrido), medida que permitirá calcular posteriormente el volumen que se debe rellenar con cemento, luego de la entubación.

Concluida la tarea de perfilaje, se interpretan los datos en superficie y se determina la extracción de muestras de las capas de interés a diferentes profundidades, muestras denominadas "testigos laterales". Estos "testigos" son trozos de las paredes del pozo, a la altura de las formaciones productivas, tomadas por una herramienta denominada "cañón sacatestigos", que, colocando en

profundidades y detenido frente a la capa, lanza hacia la formación una especie de “sacabocado” que se incrusta en la pared del pozo y que, al retirarlo, obtiene una muestra de aproximadamente 2,5 cm de diámetro por 5 cm de largo. El sacabocados (toma-muestras) se incrusta en el terreno y queda ligado al cañón mediante un cable de acero. Al levantar la herramienta y llevarla a la superficie, se recuperarán las muestras que geólogos e ingenieros evaluarán en el pozo y, si fuera necesario, en laboratorios especializados.

Esta herramienta es selectiva y puede tomar hasta 30 muestras distintas, es decir que desde la superficie se dispara cuando está ubicada en la posición deseada, frente a distintas formaciones.

Con toda la información de los “perfiles” y de los “testigos laterales”, se está en condiciones de determinar la economicidad del pozo y decidir el entubamiento del mismo.

En el esquema de circuito anterior los recortes del terreno y parte del lodo de perforación caen en una pileta de tierra construida sobre el terreno en la superficie. Debido a los avances de los conceptos de protección ambiental, se está eliminando el uso de esta pileta de tierra de manera que los recortes del terreno caigan en unos contenedores metálicos y el resto del lodo se recupere para ser reutilizado.

Se agrupan aquí las maniobras que obligan a retirar del pozo no solo las barras de bombeo y la bomba de profundidad, sino también la columna de caños de bombeo.

Algunas de las situaciones que se presentan y obligan a retirar la columna de caños de bombeo del pozo, pueden ser:

Bajar y/o cambiar un ancla.

- **Cuando la bomba está aprisionada en su asiento y no se puede “desclavar”.**
- **Pérdida de hermeticidad de los caños, por desgaste.**
- **Pescas de tubing**
- **Cambio de diseño de caños de bombeo.**
- **Cambio de sistema de extracción.**
- **Cambio de accesorios dentro del pozo (packer o válvulas)**

En esta sección se ampara sin lugar a dudas, el mayor riesgo de la etapa de Upstream petrolero, y se trata del control de pozos, o mejor dicho **el blow out petrolero**.

Una erupción es una corriente incontrolada de líquido o gas que sale del pozo o perforación subterránea, las erupciones se producen cuando la presión del fondo del pozo (o presión de formación) sobrepasa la que ejerce la columna de líquido del pozo más la que ejerce las válvulas de cierre (válvulas BOP o válvulas de Blow Out Protection).

Durante la etapa de perforación, el barro de perforación cumple diversas funciones entre las cuales se encuentra la de evitar por medio de la presión hidrostática que origina a la circular dentro del pozo que éste entre en erupción, hay tres factores medibles quedan evidencia anticipada de un probable episodio de surgencia y ellos son: velocidad de penetración, indicio de agua o gas, lodos que fluyen del pozo.

Estudios de siniestros de Blow Out demuestran que en los últimos 10 años las principales causas de siniestros han sido las siguientes:

- **Falla en mantener la columna de líquidos: 42%**
- **Insuficiente peso del lodo de perforación: 15%**
- **Falla de circulación del lodo de perforación: 22%**
- **Otros: 21%**

Estas fallas han provocado golpes de pozos que en un 50% han podido ser detenidos por los sistemas de seguridad, pudiendo controlarse en un mayor porcentaje si se controlaran las siguientes fallas:

- **Equipamiento insuficiente**
- **Fallas en el diseño del equipamiento de seguridad**
- **Fallas en el diseño del casing y cementing del pozo**
- **Fallas en la mano de obra de instalación del sistema de seguridad**

Las estimaciones de las probabilidades de blowouts se basan en los datos históricos de los grandes derrames en las etapas de exploración y producción. Cabe señalar que desde 1989 se redujeron mundialmente los episodios de blowouts a consecuencia de los avances tecnológicos en el control de pozos.

Sección II: Cobertura Integral de Downstream

En esta sección se amparan las instalaciones de producción, tanques, oleoductos y gasoductos o sea lo que se llama la “Instalación de superficie”. Conforman las etapas de refinación e industrialización, transporte y comercialización.

Para producir un pozo, será necesario equiparlo en superficie con las instalaciones que permitan controlarlo, tomar mediciones y conectarlo con líneas de gas y petróleo.

Cuando se trata de un pozo que producirá por el sistema de bombeo mecánico, las instalaciones de superficie en la boca del pozo se denominan puente de producción y si se trata de un pozo surgente, ya sea de gas o de petróleo, la denominación es armadura de surgencia. Encontramos los siguientes elementos: Cabeza colgadora de tubing, BOP Ratigan o preventor de surgencia, prensa o caja empaquetadora, Válvulas de retención y Válvulas y accesorios. También en esta sección se aseguran las construcciones y montajes de:

- **Separadores de agua**
- **Calentadores de petróleo**
- **Tanques de lavado**
- **Tanques de almacenaje**
- **Sistemas de bombeo**
- **Transformadores**
- **Tanques pulmones**
- **Calderas**
- **Edificios (salas, comedores, dormitorios, salas de control, etc.)**

Por lo cual específicamente rigen para estas etapas los amparos y condiciones CAR

Una vez **OPERATIVAS LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE**, surge una de las fases más complejas del proceso en el cual el riesgo de explosión e incendio se intensifica en la fase de pruebas a partir de la primera vez que se introduce petróleo en la planta.

Sin embargo, existen métodos objetivos y cuantitativos que permiten establecer las pérdidas, por ejemplo: Gretener, Meseri, Hazop, Dow, entre otros.

Terminada las fases de pruebas caduca la cobertura CAR/EAR propiamente dicha y rige específicamente la cobertura de Todo Riesgo Operativo.

Una vez que los pozos y la planta se encuentra en pleno ejecución de su proceso productivo, se amparan dentro del

TRO los riesgos inherentes a:

Incendio y/o explosión en cualquiera de las instalaciones (separadores de gas, equipos de bombeo, torres de planta de tratamiento, etc.)

- **Daños en transformadores y riesgos por caída de rayos**
- **Incendio o derrames en tanques de hidrocarburos**
- **Daños en tanques, cañerías e instalaciones en general**
- **Daños en poliductos**
- **Daños en instalaciones de vapor y calderas**
- **Huracán, vendaval, ciclón y tornado**
- **Terremoto**
- **Inundación**
- **Otros**

Sección III: Cobertura de Recuperación Asistida

La recuperación asistida es generalmente considerada la última etapa de la secuencia del procesamiento del petróleo.

Existen diversos procesos entre los que se encuentran la inyección de agua de baja salinidad, el sistema de steam flooding (tratamiento con vapor), el método de inundación por polímeros y método por solventes. Esta etapa no conlleva riesgos de magnitud.

Sección IV: Pérdida de Producción por eventos amparados en Secciones I, II y III.

Se ampararían las pérdidas de producción a consecuencia de eventos amparados por ejecuciones de las coberturas de Erection All Risk, Contractors' All Risk o TRO según corresponda.

Para la determinación se utilizarán las Cédulas de amparo que disponga la aseguradora según sus condiciones y contratos de reaseguros.

Sección V: Filtración, polución, limpieza y contaminación

En esta sección se ampararán hasta el límite pactado en póliza las sumas que el asegurado este obligado a pagar por el costo de reparar y/o indemnizar a consecuencia de daños causados por causa directa de filtración, polución y contaminación proveniente de los pozos asegurados en las secciones anteriores, como así también los costos de remover, neutralizar o limpiar sustancias que hayan filtrado, polucionado o contaminado emanadas de los pozos asegurados, siempre que dichos daños sean originados de forma accidental y súbita, sin amparar daños graduales o progresivos al medio ambiente o a las personas.

Se amparan las demandas radicadas hasta 2 años posteriores al siniestro que a consecuencia de eventos cubiertos en esta sección afectasen a funcionarios, directores, accionistas o empleados.

Sección VI: Deducibles (Según condiciones específicas de la aseguradora)

Sección VII: Exclusiones generales y Endosos aplicables a cada sección (Según condiciones específicas de la aseguradora)

Sección VIII: Exclusiones particulares (Según condiciones específicas de la aseguradora)

De este modo, con esta nueva forma de cobertura, se obtiene un producto que resulta vital para las compañías petroleras en virtud de la celeridad de los procesos productivos actuales en donde los riesgos están unidos y se desarrollan se forma simultánea efectuándose montajes y construcciones a la par del proceso operativo habitual de la planta.

Como es factible observar el esquema anterior permite diversificar la cobertura de acuerdo con el estado del riesgo, en lugar de otorgar la tradicional cobertura de Todo Riesgo en cualquier condición de operación, lo cual permite una administración mejorada de los riesgos y un control y atención adecuado de los siniestros que puedan presentarse. Además, la Sección II permitiría una subdivisión adicional para determinar condiciones de Cobertura para sistemas automáticos de transporte [Oleoductos, Gasoductos, Poliductos, etc.]



Juan Carlos Lancheros. P.E Mech, B.B.A, I.M.S, P.M.S, F.M.S, Cert CILA