

TECNOLOGIA DEL GAS NATURAL

Leonardo Latorre Chacón
Ingeniero Químico UIS
Magister en Administración EAFIT
Especializado en Refinación de
Petróleos y Gas Natural
Universidad de Tulsa
Especializado en Ingeniería
Económica y Administración de Empresas
Universidad de California
Profesor Asistente Departamento
de Ingeniería Química
Universidad Nacional de Colombia

RESUMEN

Este artículo presenta conocimientos, entre la academia y la experiencia, propios de la ingeniería aplicada al manejo del gas natural, atendiendo la realidad del país y el interés expresivo de los docentes y estudiantes de la Universidad Nacional por integrarlos en la actividad corriente de estudios, especializaciones, proyectos de grado, investigación de productos, ingeniería de procesos y control ambiental. Ilustra definiciones básicas y los usos del gas dentro del modelo de recuperación de productos licuables y la masificación para uso como combustible.

Incluye una guía de algunos productos químicos que derivan del gas natural, no obstante que el destino hacia materia prima petroquímica, aunque deseable, es secundario en las prioridades de la estrategia establecida de aprovechamiento de las reservas

probadas de este valioso recurso de la economía nacional.

Por otra parte, expone varias normas como algunos estándar ISO disponibles en el ICONTEC que tratan sobre especificaciones de calidad y ensayos de laboratorio referidas especialmente al transporte por gasoductos y distribución comercial pero aplicables a todas las etapas de la ingeniería de los proyectos. Finalmente recomienda bibliografía referente al gas natural cuya disponibilidad en bibliotecas y laboratorios motivarían la participación de las diversas carreras de la Facultad de Ingeniería en las actividades profesionales de esta industria.

SUMMARY

This work presents technical thinks to know, between academy and experience, for applied engineering to handling of natural gas. It is supported on national reality and expressive interest from professors and students of this University, in order to integrate

them in daily activities as scientific studies, specializations, graduated projects, product research, process engineering and enviromental works. It illustrates fundamental definitions and funtional applications within the model for liquified product recovery and massive usage as fuel gas.

It includes a guidance to some chemical products derived from natural gas, even desirable, it is of second level in the implanted strategic hierarchy to take advantage of confirmed reserves of this valuable resource.

Moreover, it exposes various rules such as ISO standards that are available at ICONTEC with regard to both, quality specifications and tests for transporting natural by pipelines and commercial supply system, but applicable for all stages of project engineering.

Finally, it recommends bibliography with regard to natural gas handling and processing, wich availability at reference library and testing bench

would motivate Engineering Faculty teachers and students to participate in professional activities which are proper of this industry.

INGENIERIA DEL GAS NATURAL

La ingeniería del gas natural es la rama de la ingeniería que estudia las transformaciones físicas y químicas a que se somete el gas natural para obtener productos y servicios útiles a la humanidad; estudia también la forma en que se pueden elaborar esas transformaciones mediante un proceso de transformación eficiente, así como el diseño y la especificación de los equipos y aparatos con los cuales pueden llevarse a cabo esas transformaciones y la mejor manera de manejarlos y controlarlos.

Para ésto, la ingeniería del gas natural se basa en los conocimientos que aportan entre otras, las ingenierías química, mecánica, eléctrica, petróleo y sistemas. La toma de decisiones sin embargo, requiere además de conocimientos humanísticos de administración y economía, para que la realización de estudios de factibilidad económica conduzcan a la consecución de soluciones óptimas, técnicas y socioeconómicas.

CAMPO DE LA INGENIERIA DE GAS NATURAL

Mediante la planeación de un proceso de aprovechamiento del gas natural el ingeniero define la oportunidad que brinda el mercado de consumo, determina el objetivo, y considera los recursos físicos y humanos, para luego diseñar y desarrollar la tecnología de la instalación.

DEFINICION DE GAS NATURAL

Corriente gaseosa compuesta por una mezcla de hidrocarburos y no hidrocarburos. Los hidrocarburos son los parafínicos que incluyen el metano, etano, propano y otros hidrocarburos más pesados que a condiciones atmosféricas son gaseosos. Los no hidrocarburos los representan algunos gases inertes tales como nitrógeno y dióxido de carbono al igual que pequeñas cantidades de otros componentes tales como ácido sulfhídrico, helio, oxígeno y el vapor de agua.

CLASES DE GAS NATURAL

Hay diferentes clases de gas natural según el aspecto a considerar.

Gas Acido: cuando el gas contiene más de 6 mg/m³ (0.26 grano / 100 PCE) de sulfuro de hidrógeno y Gas Dulce cuando el contenido de ese compuesto es menor de 6.

Gas Rico o Húmedo: es un gas que contiene una cantidad significativa de componentes más pesados que el etano (generalmente expresado como contenido de propano y más

pesados) de 95 cc / m³ de gas (0.7 gal / 1.000 PCE de gas). La riqueza de un gas natural, conociendo la composición química, puede determinarse utilizando los datos de equivalente de vapor por unidad de volumen líquido de cada componente hidrocarburo. Sencillamente, multiplicando la fracción molar de cada componente por el equivalente de vapor a líquido y sumando, debido a que es una propiedad aditiva. En caso de un proyecto que contemple la recuperación de etano del

gas natural, debe incluirse el etano en el cálculo anterior. Incluido el etano, el gas es clasificado rico si el valor de licuables es 2.0 o más galones de líquido por 1.000 PCE de gas. El término «húmedo» en la industria del gas natural, a diferencia de la industria del aire, no significa contenido de agua.

Gas Seco: cuando el contenido de hidrocarburos licuables es menor de 2.0 galones por mil pies cúbicos de gas, incluido el etano, o menor de 0.7 incluido propano y más pesados.

Gas Asociado: es un gas producido junto con el petróleo y separado de él; y

Gas Libre: aquél producido sin petróleo crudo. La gran parte del gas natural del Valle Medio del Magdalena es gas asociado; mientras que el gas

La ingeniería del gas natural es la rama de la ingeniería que estudia las transformaciones físicas y químicas a que se somete el gas natural para obtener productos y servicios útiles a la humanidad.

natural de la zona del Caribe, como el gas de la Guajira, el gas de Guepajé y Ayombe, pertenecen a la clase de gas libre.

Gas de Condensación
Retrógrada (contrario a lo normal): es aquel gas del cual condensa líquido cuando es sometido a disminución de la presión o al aumento de temperatura.

USOS DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene múltiples usos:

En los propios campos petrolíferos lo utilizan para fines de mantenimiento de presión de los yacimientos, levantamiento artificial del petróleo de los pozos productores y combustible de consumo interno.

Combustible doméstico, ventajoso en los artefactos que incluyen estufas (cocinas) y hornos, lavadoras, secadoras, calentadores de paso para el agua, aparatos de aire acondicionado.

Combustible industrial, generador de calor y potencia, en hornos, calderas y motores a gas estacionarios.

Generación y cogeneración eléctrica en motores y turbinas a gas, de ciclos sencillo y combinado.

Obtención de derivados líquidos incluidos etano, gas licuado del petróleo (GLP o gas propano) y gasolina natural para obtención de bencina industrial,

disolventes y extracción de aceites vegetales.

Materia prima petroquímica.

COMBUSTIBLE DOMESTICO, COMERCIAL E INDUSTRIAL

El gas natural es distribuido como un combustible por tubería desde las fuentes de producción hasta el domicilio aunque hacia algunas ciudades apartadas lo transportan presionado en cilindros.

Las reservas de gas confirmadas, que en 1993 estaban en 3.800 Giga pies cúbicos, ahora llegan para el Plan Nacional a los doce mil cuatrocientos ochenta y dos (12 482) Giga pies cúbicos.

En el plan de gas nacional, el sistema principal de transporte está constituido por un gasoducto central que se extiende desde la Guajira hasta el Huila y cuatro gasoductos transversales que desde la troncal proveerán a diversas regiones del país.

El primero es el de la Costa Atlántica, desde Ballena hasta el departamento de Córdoba, ya construido y en operación hace 20 años. El segundo es el ramal de Barrancabermeja a Bucaramanga. El tercero, el ramal de Sebastopol, frente a Puerto Berrío, a Medellín. Por último, la conexión desde Puerto Salgar hasta el Viejo Caldas y el Valle del Cauca, conocido como subsistema de Occidente.

El sistema principal lo complementa la conexión desde Vasconia (Puerto Boyacá) y desde los Campos de Cusiana y Apiay con Bogotá.

Las reservas de gas confirmadas, que en 1993 estaban en 3.800 Giga pies cúbicos, ahora llegan para el Plan Nacional a los doce mil cuatrocientos ochenta y dos (12 482) Giga pies cúbicos. Incluyen el gas de Cusiana y Cupiagua (3 600) y Volcanera (5.000 datos preliminares). No están incluidas en estas cifras los recientes descubrimientos de Floreña y Pauto, en Casanare, y las reservas de Opón, campo que comenzará a explorar próximamente la compañía Amoco.

COMBUSTIBLE AUTOMOTOR

El gas natural se utiliza como combustible en transporte automotor, a alta presión, como sustituto de la gasolina. Su número octano en el intervalo de 105-130 indica las mejores calidades antidetonantes, por encima de la gasolina extra. Sin embargo, el menor número de átomos de carbón de sus componentes hidrocarburos, comparados con la gasolina, permiten utilizarlo solamente en terrenos planos.

RECUPERACION DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL

La licuefacción parcial del gas produce un condensado o gasolina natural cruda la cual es fraccionada en las mismas instalaciones en líquidos que cumplan especificaciones del mercado.

La refrigeración reduce la temperatura con el fin de promover la condensación. Puede lograrse de varias formas:

1. Combinando compresión del gas natural y posterior refrigeración con propano.

2. Absorción de los componentes licuables en un aceite absorbente (keroseno o equivalente), refrigerando simultáneamente el gas de carga y el aceite utilizando propano.
3. Fluyendo el gas natural a través de un turboexpansor.
4. Fluyendo el gas natural, previamente enfriado o refrigerado, a través de una válvula de expansión o un choke de producción.

El equipo de compresión, ambos, recíproco y centrífugo, son ampliamente usados para manejar el gas natural. Las principales consideraciones son la cantidad de etapas de compresión según la relación de compresión, la potencia total a consumir y la cantidad de esta potencia que es transferida al gas de proceso.

El uso del ciclo de refrigeración ha llegado a convertirse en una práctica normal en la industria del gas natural. Y el avance en esta tecnología ha permitido la recuperación de etano, en plantas consideradas prácticamente criogénicas, para suplir la demanda en la producción de polietileno. La necesidad de intercambio de calor con temperaturas de aproximación bastante estrechas, grandes cantidades de áreas y mínimas caídas de presión, ha exigido el uso de intercambiadores de calor distintos a los convencionales de tubo y carcasa, como los modelos de caja Linde y similares.

La carga o cantidad de refrigerante, la potencia de compresión, la inserción de economizadores y la prevención de hidratos, todos afectados por la baja temperatura deseable a alcanzar, constituyen los principales esfuerzos de la ingeniería.

El proceso de absorción, dependiendo de la temperatura (-30 grados F hasta temperatura ambiente) y presión (100 - 900 psia) utiliza un aceite absorbente de peso molecular (100-180) bastante superior al peso molecular (20-26) del gas natural de carga.

El método común de expresar la cantidad de aceite absorbente es en galones de aceite por 1.000 PCE de gas y calcularla mediante la siguiente igualdad :

$$G = A * k * M / (3.16 * d)$$

Donde:

G= galones de aceite absorbente por 1.000 PCE de gas

A= factor de absorción

k= constante de equilibrio, aproximadamente = P / Pt

M= peso molecular

g= densidad relativa del aceite absorbente

P= presión de vapor

Pt= Presión de operación del absorbedor

El aceite rico (mezcla del aceite absorbente con los componentes removidos del gas natural) es luego sometido a la estabilización retirando el metano y el etano en exceso absorbidos. Luego, el aceite rico continúa al despojo de los componentes removidos del gas. El fraccionamiento por destilación junto con despojo por vía húmeda utilizando vapor de agua, es el método comúnmente seleccionado.

La expansión del gas natural es el proceso inverso a la compresión. Los medios usados son los turboexpansores de gas, las válvulas de expansión y los chokes de producción. Si el gas natural es expandido a través de una turbina el cambio de temperatura por unidad de caída de presión, aumenta y un trabajo útil puede obtenerse y disponerlo como fuente de energía para recomprimir una parte del mismo gas de proceso, generar corriente eléctrica, accionar bombas y otros usos.

La expansión a través de válvulas es un proceso isoentálpico $\Delta H=0$, conocido como el proceso Joule-Thompson. No es posible la realización

El uso del ciclo de refrigeración ha llegado a convertirse en una práctica normal en la industria del gas natural. Y el avance en esta tecnología ha permitido la recuperación de etano, en plantas consideradas prácticamente criogénicas, para suplir la demanda en la producción de polietileno.

En la determinación de la cantidad de aceite absorbente es necesario decidir qué proporción de cierto componente liviano, por lo general propano, es deseable en la gasolina natural cruda y determinar el factor de absorción y la constante de equilibrio para este componente.

de un trabajo y la reducción de temperatura causa la liquefacción parcial del gas natural.

Independiente de por qué proceso los componentes licuables hayan sido removidos del gas natural, los condensados o gasolina natural cruda es

sometida a fraccionamiento, también conocido como estabilización, de tal forma que los productos finales satisfagan las especificaciones de calidad.

El número de columnas fraccionadoras depende del número de productos finales y de la característica de la gasolina natural cruda que sirve de carga. El sistema de una sola torre obtiene por la corriente de fondo un producto en especificaciones, con los componentes restantes de la carga saliendo por la cima. Este tipo de fraccionador es el preferido cuando la gasolina natural o condensados estabilizados son mezclados al petróleo crudo, en tanques de almacenamiento o entrando a la tubería del oleoducto, o vendida a un consumidor directamente en carrotanque.

El sistema de dos torres es típico, una para desetanizar la carga y otra para producir una mezcla de propano y butanos o GLP por la cima y gasolina natural estabilizada por el fondo.

El sistema de tres torres es empleado para obtener los tres productos: propano comercial, butano comercial y gasolina natural. Es conveniente cuando el objetivo de las instalaciones incluye la obtención del butano comercial con destino al proceso de alquilación para producir el alquilato de la gasolina de aviación.

MATERIA PRIMA PETROQUIMICA

La siguiente es una guía de algunos ejemplos de los derivados químicos a partir del gas natural.

El gas natural, por sus componentes hidrocarburos, empleando procesos de deshidrogenación, pirólisis y

La consolidación del sistema termoeléctrico está permitiendo al país resolver el problema de racionamiento de energía ocasionado en los sistemas de plantas hidroeléctricas, de excesiva dependencia de las condiciones hidrográficas y meteorológicas para su funcionamiento.

similares permite obtener etileno, propileno, butileno e isobutileno.

El etileno es materia prima para los procesos de obtención de polietileno; etanol y etil mercaptanos; alfa alcoholes y éteres de etilen glicol; acetaldehído, ácido acético, lisina y vinil acetato; óxido de etileno, etilen glicol, ácido oxálico; etanol aminas y etilen diaminas; el óxido de etileno mezclado con alcoholes secundarios conduce a los etoxilatos; cloruro de vinilo y cloruro de polivinilo; y cloroetileno.

La mezcla de etileno y propileno es materia prima en procesos de obtención de cauchos.

El propileno lo utilizan como carga en la producción de polipropileno; isopropanol, acetona y metil isobutil cetona; alil alcohol y glicerina; ácido acrílico, etil acrilato y ésteres acrílicos; óxidos de propileno; butiraldehído y etilen hexanol; acrilonitrilo y adiponitrilo, y éste mezclado con ácido adípico produce hexametildiamina.

El butileno alimenta los procesos de producción de butanol secundario; y el isobutileno, los procesos de obtención de ácido metacrílico y metil metacrilato; butanol terciario; poliisobutileno y neoácidos.

El proceso de reformado con vapor de agua a alta presión, del gas natural previamente desulfurizado, en presencia de níquel como catalizador, produce el denominado gas de síntesis que contiene hidrógeno y óxidos de carbono al igual que un 20% de metano residual.

Del gas de síntesis así formado, el hidrógeno es actualmente utilizado en la hidrogenación de gasóleos y destilados para bases lubricantes, en los procesos del Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica de Ecopetrol en Barrancabermeja. Y por la industria de fertilizantes en la obtención de amoníaco.

El gas de síntesis, mezclado con gas natural fresco y desulfurizado, puede servir de carga a un posterior reformado con oxígeno, produciendo metanol.

Por una parte, del amoníaco derivan aminas, úrea, ácido nítrico y nitrato de amonio.

Y por otra, del metanol derivan formaldehído, metil formato, cloruro de metilo, etanol, anhídrido acético y metil aminas.

INSTALACIONES TERMoeLECTRICAS

La consolidación del sistema termoeléctrico está permitiendo al país resolver el problema de racionamiento de energía ocasionado en los sistemas de plantas hidroeléctricas, de excesiva dependencia de las condiciones hidrográficas y meteorológicas para su funcionamiento.

Las recientes plantas termoeléctricas de Las Flores, en Barranquilla, para generar 250 MW, donde se realiza la combustión de gas natural proveniente de La Guajira; Gualanday, en el Tolima, consumiendo gas natural de los campos de San Francisco y Montañuelo, y la termoeléctrica de Ocoa en Villavicencio, donde se realiza la combustión de gas de Apiay y Cusiana, muestran el desarrollo energético nacional con fundamento en el gas natural.

Estas centrales termoeléctricas de alta tecnología, operan en ciclo combinado. Consisten en la turbogeneración de vapor, con todas las operaciones auxiliares de generación con recuperación de calor de los gases de combustión del gas natural del ciclo sencillo, y condensación de superficie. En este paso se llega a obtener una eficiencia del combustible del 48 por ciento en comparación con otras instalaciones en las cuales este índice alcanza sólo un 32% como nivel máximo.

La generación de 250 MW consume 28 millones de pies cúbicos de gas natural y la movilización de 53 mil galones por minuto de agua.

El agua utilizada, proviene de bocatomas localizadas en los ríos del área de influencia; el agua llega a la planta y es sometida a los procesos de adecuación para generación de vapor, que incluye las operaciones de floculación, dosificación de químicos, desmineralización y filtración con carbón activado.

GAS NATURAL Y CONTROL AMBIENTAL

En las instalaciones del gas natural aplican las modernas tecnologías de control ambiental de emisiones de gases a la atmósfera, de acuerdo con las normas del Ministerio del Medio Ambiente.

La inyección de vapor a la turbina generadora de energía eléctrica y a las teas hace que se reduzcan las emisiones de óxido nítrico (NOx), llevándolos a un valor muy por debajo de las regulaciones mantenidas por las autoridades competentes.

El control de estas emisiones gaseosas puede ser confirmado por firmas especializadas en realizar este tipo de estudios sobre las emisiones de gases tóxicos a la atmósfera. Estas firmas especializadas expiden un documento que certifica los resultados de los estudios realizados.

CONTROL DE CALIDAD

Entre las normas de calidad sobresalen las aplicables al transporte de gas natural por gasoductos referente a las especificaciones que debe cumplir el gas natural y las pruebas que las soportan en el momento de la entrega al ducto:

ESPECIFICACIONES	SI	SU
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6Lb / MPCE
Contenido de dióxido de carbono máximo	4 % vol	4 % vol
Contenido de nitrógeno	3 % vol	3 % vol
Contenido de oxígeno máximo	1 % vol	1 % vol
Contenido de ácido sulfhídrico máximo	6 mg /cm ³	0.25 grano / 100 PCE
Contenido total de azufre máximo	23 mg /m ³	1 grano / 100 PCE
Contenido de inertes máximo (dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno)	5 % vol	5 % vol
Contenido de hidrocarburos líquidos	Cricodontérmico fijado para cada caso	idem
Poder calorífico bruto mínimo	35.4 MJ / m ³	950 BTU / pie ³
Poder calorífico bruto máximo	42.8 MJ/m ³	1150 BTU/pie ³
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120 grados F
Temperatura de entrega mínima	4.5 °C	40 grados F
Libre de gomas, polvos y material en suspensión		

Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas son a condiciones estándar, es decir a 101.3 kPa (14.6960 psia) y 15.6 °C (60 grados F).

TOXICIDAD

La presencia de sulfuro de hidrógeno y monóxido de carbono comunican el carácter tóxico al gas natural. El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, tiene olor desagradable,

1. La presencia de sulfuro de hidrógeno y monóxido de carbono comunican el carácter tóxico al gas natural.

2. Las concentraciones permisibles de sulfuro de hidrógeno son de 10 partes por millón de partes de aire para exposición controlada.

3. La concentración máxima permisible de monóxido de carbono en el aire es de 50 partes por millón.

extremadamente venenoso, tan mortal como el cianuro de hidrógeno. Por otra parte, el monóxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, inflamable y produce acción tóxica sobre la sangre; el manejo de este gas debe hacerse en áreas muy bien ventiladas y usar filtro para CO.

Las concentraciones permisibles de sulfuro de hidrógeno son de 10 partes por millón de partes de aire para exposición controlada.

En el rango de 70 a 150 partes por millón de partes de aire, el sulfuro de hidrógeno causa síntomas ligeros después de exposición de varias horas.

Entre 150 a 300 es la concentración que puede ser inhalada durante una hora sin consecuencias serias.

Valores entre 300 y 500 son peligrosos después de exposición durante 30 minutos a una hora. Y entre 500 y 800 partes de sulfuro de hidrógeno por millón de partes de aire es fatal en exposición de 30 minutos o menos.

La concentración máxima permisible de monóxido de carbono en el aire es de 50 partes por millón.

COMPOSICION QUIMICA

Mediante el análisis cromatográfico llega a determinarse qué componentes están presentes en el gas natural y en qué proporción. Esta información suministra los datos para conocer la calidad del gas, el cumplimiento de las especificaciones para su transporte por gasoductos y las propiedades para adelantar el diseño o ingeniería de las instalaciones de procesamiento del gas.

El método para determinar la composición química del gas natural por cromatografía de gas está regido por la norma ISO/CD 10715.

La determinación del contenido de sulfuro de hidrógeno, dióxido de

carbono, azufre, nitrógeno y oxígeno en el gas natural mediante cromatografía de gases sigue la norma ASTM D-1945.

PODER CALORIFICO

Al producirse la combustión completa del gas natural, que cumpla las especificaciones de la tabla anterior, entrega una cantidad de calor bruta (poder calorífico superior) que oscila entre un mínimo de 35.4 y 42.8 MJ/m³ (950 y 1150 BTU/pie³) en un calorímetro de laboratorio o en sistema que logre retornar los productos de combustión a la temperatura de los reactantes (gas natural y oxígeno del aire) en su estado gaseoso a excepción del agua formada en el proceso de combustión. En otros términos, la consideración de un sistema en que hay la condensación completa del vapor de agua de los gases de combustión.

Sin embargo, en las instalaciones o sistemas prácticos de combustión completa de una cantidad de gas, el agua resultante de la combustión permanece en estado de vapor como los demás productos de la combustión. Al diseñarlo y calcular el consumo de gas combustible, es necesario descontar el calor latente (aproximadamente 100 BTU/pie³) de vaporización del agua, de donde resultan los valores de poder calorífico neto (inferior).

El método para determinar el poder calorífico bruto está regido por la norma ASTM D-3588. La especificación de poder calorífico lo establecen con el fin de satisfacer los requisitos energéticos del consumidor a un costo comercialmente aceptable y queda convertida en parte integral del negocio de transporte y distribución de gas natural y en algunos contratos de compraventa.

CONTENIDO DE AGUA

El contenido de agua en el gas natural se determina por el método Karl Fisher según la norma ISO 10101.

La especificación de contenido de agua en el gas natural es necesaria para prevenir la condensación de agua libre y la formación de hidratos en los gasoductos y en general en las plantas de proceso principalmente en las que operan a bajas temperaturas. Se establece como la masa de agua por unidad de volumen de gas, presente en éste.

El gas natural al extraerse del subsuelo y llevarlo a la superficie tiene una capacidad para soportar agua conocida como contenido de agua de saturación. La cantidad de agua de saturación depende de la composición química del gas o en otros términos de la densidad relativa (gravedad específica), así como de la presión y temperatura de flujo de la corriente gaseosa.

Las condiciones que determinan el máximo contenido de agua son la máxima presión de operación de la línea o del proceso y la temperatura mínima a la cual puede estar sometida la corriente de gas.

Un medio indirecto de expresar el contenido de agua es a través de la temperatura o punto de rocío de agua. Representa la temperatura a la cual, a una presión dada, aparece una cantidad infinitesimal de agua líquida.

En el diseño de la mayoría de los sistemas es necesario prever la remoción de agua y prevención de hidratos. El hidrato es un sólido pero de estructura diferente al hielo el cual es de estructura sólida cristalina; es una forma de compuesto químico que puede existir en forma estable pero no es el resultado de

una verdadera reacción química de las moléculas que integran el hidrato.

El hidrato es como un enrejado con una serie de espacios abiertos o hendiduras. Puede ser un sólido estable si estos espacios los llenan las moléculas de gas. Los espacios o intersticios pueden acomodar moléculas de metano, etano, propano, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y moléculas que sean de tamaño similar al de estos compuestos. Técnicamente, ningún compuesto molecular más grande que el isobutano puede acomodarse. Por tal razón, los hidratos más conocidos son los de metano ($\text{CH}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), etano, propano y butano normal. Los componentes hidrocarburos restantes no forman hidratos pero, si están presentes, aumentan la tendencia de aquellos ya nombrados a formarlos. Cuando en el hidrato adicionalmente está presente el dióxido de carbono, recibe el nombre de hidrato triple y equivale a grandes dificultades operacionales de los sistemas.

Con el fin de diseñar instalaciones de procesamiento o satisfacer especificaciones de comercialización del gas y transporte por gasoductos es necesario determinar el contenido de hidrocarburos licuables.

Los glicoles y alcoholes inhiben la formación de hidratos cuando son inyectados al gas natural en proporciones adecuadas predeterminadas. A veces, la sola inhibición no es suficiente y el diseño puede exigir la deshidratación del gas natural. Algunos procesos usan la deshidratación por absorción con glicol o metanol o la adsorción con tamiz molecular, alúmina o carbón activado.

CONTENIDO DE HIDROCARBUROS LICUABLES

Con el fin de diseñar instalaciones de procesamiento o satisfacer especificaciones de comercialización del gas y transporte por gasoductos es necesario determinar el contenido de hidrocarburos licuables. Una de las especificaciones comunes es la temperatura o punto de rocío máximo de hidrocarburo.

El punto cricondentérmico es la máxima temperatura de punto de rocío por encima de la cual no existen dos fases. Representa la temperatura a la cual, a una determinada presión, se produce la condensación de los hidrocarburos; o sea, la temperatura a la cual, a una presión dada, comienzan a coexistir dos fases.

La especificación del punto cricondentérmico fija la temperatura límite de punto de rocío (cricondentérmico) del hidrocarburo. Es la temperatura a la cual se forma la primera gota infinitesimal de hidrocarburo líquido de la mezcla gaseosa y depende de las condiciones de operación del gasoducto.

El método teórico, de aproximación o prueba y error, para calcular el punto de rocío de

hidrocarburo involucra determinar la presión de convergencia, suponer una temperatura y en complemento con la presión de flujo, leer los diferentes valores de la constante de equilibrio para cada componente de la mezcla. Finalmente determinar la sumatoria de los valores y/k y cuando ésta sea igual a uno (1.0), entonces, la temperatura supuesta corresponde a la temperatura de rocío; y es la fracción molar de cada componente en la mezcla gaseosa.

La presión de convergencia es la presión a la cual todos los valores de la constante de equilibrio k convergen a la unidad, a la temperatura del sistema. Un método para determinar los valores de constantes de equilibrio k para cada uno de los componentes del gas natural son las gráficas del manual GPSA (sigla inglesa de gas processor supply association).

BIBLIOGRAFIA

- | | |
|--|--|
| 1- ACIPET. Boletín Estadístico Mensual. Producción de Petróleo y Gas Natural por Cuenca. | Factor and Specific Gravity of Gaseous Fuels. |
| 2- BENITEZ. Process Eng. & Design for Air Pollution Control. | 13- KATZ DONALD. Natural Gas Engineering. |
| 3- BORRAS. Gas Natural IE/87. | 14- KUMAR. Gas Production Engineering. |
| 4- CAMPBELL. Gas Conditioning and Processing. | 15- NELSON. Petroleum Refinery Engineering. |
| 5- CHAUVEL. Petrochemical Processes | 16- NFPA. National Fuel Gas Code. |
| 6- DEUTCH. Tecnología del Gas | 17- NFPA. Lp - Gases Handbook. |
| 7- ERIJ. Química y Tecnología Petróleo y Gas. | 18- OSIADACZ. Simulation and Analysis of Gas Networks. |
| 8- H. P. *. Gas Processing Handbook. | 19- PEDERSEN. Properties of Oil & Natural Gases. |
| 9- H. P. *. Petrochemical Handbook. | 20- PROSKURIAKOV. Química del Petróleo y del gas. |
| 10- ICONTEC. Norma ISO 10101- Natural Gas. Determination of Water by the Karl Fisher Method. | 21- REID. The properties of Gases & Liquids. |
| 11- ICONTEC. Norma D 1945. Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography | 22- SEREDA. Perforación de pozos de petróleo de gas natural. |
| 12- ICONTEC. Norma ASTM D3588. Calculating Heat Value, Compressibility | 23- STORCH. Fundamentos de la cromatografía de gases. |

