



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y
SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE
DESHIDRATACIÓN**

**REALIZADO POR:
YSABEL ESTEFANIA LEÓN FALZONE
C.I.: 19.663.184**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, ENERO DEL 2014



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y
SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE
DESHIDRATACIÓN.**

**REALIZADO POR:
YSABEL ESTEFANIA LEÓN FALZONE
C.I.: 19.663.184**

REVISADO POR:

Dr. Fernando Pino Morales

Asesor Académico

MATURÍN, ENERO DEL 2014

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y
SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE
DESHIDRATACION.

REALIZADO POR:

YSABEL ESTEFANIA LEÓN FALZONE

C.I.: 19.663.184

APROBADO POR:


DR. FERNANDO PINO

Asesor Académico


ING. TOMAS MARIN

Jurado Principal


MSC. CARLOS DE LA CRUZ

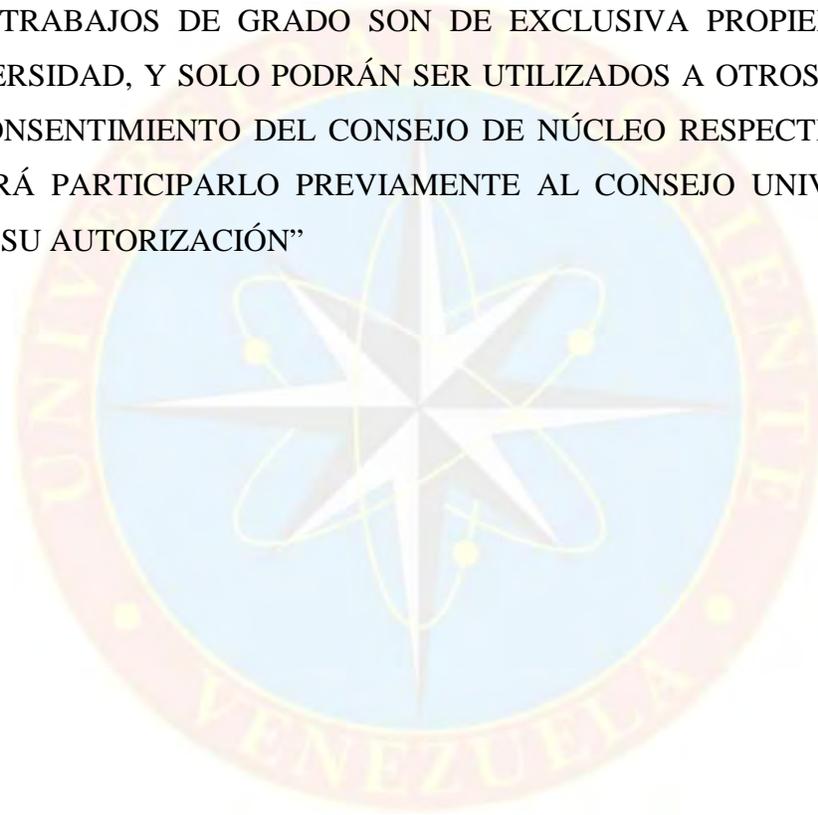
Jurado Principal

MATURÍN, ENERO DEL 2014

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES, CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”



DEDICATORIA

Esta tesis se la quiero dedicar primero a Dios por haberme ayudado tanto en mi carrera, por ser mi guía y mi amigo, gracias Señor por nunca desampararme, te amo y te alabo mi Rey. luego se la dedico a las personas más queridas para mí y a las que de alguna forma participaron en su realización.

a mi abuelo materno Salvatore Falzone gracias haberme acompañado aunque sea por poco tiempo.

A mi abuela materna Ysabel Espinoza gracias abuelita por quererme tanto y por haber sido como una segunda madre para mí siempre te recordare

A mi abuelo paterno Francisco León , aunque no te conocí te quiero por darle la vida a mi papa.

A mi abuela materna Petra Antonia Acosta gracias por tu dulzura y por todo tu cariño abuelita fuiste una gran persona y excelente madre.

Descansen en paz que Dios les tenga en memoria para su venida.

A mi madre Miguelina Falzone Gracias por tus cuidados por toda tu dedicación en nuestra crianza y por haber sido una pieza clave con tu ayuda y tu apoyo para que pudiera terminar mi carrera.

A mi padre Sebastian León Gracias por todo tu apoyo tu amor y tus enseñanzas y a ambos les doy gracias por haberme dejado vivir dentro de un matrimonio aun existente.

A mi hermana Yenny Carolina León Falzone gracias por ser además de mi hermana, mi amiga, compañera y confidente, siempre incondicional, éxitos para ti.

A mi hermano Douglas Miguel León Falzone, te quiero mucho, gracias por siempre estar allí, por ser incondicional y por ser tan noble.

A mi hijo amado Samuel Guzmán, gracias por existir y por haber venido a regalarme sonrisas, alegrías y a veces enojos, pero igual eres lo que más amo lo mas chiquitito de mi vida mi niño querido.

A mi esposo Samuel Guzmán, gracias por haber sido mi compañero de clases por 4 años luego mi novio y después mi compañero, te amo mucho.

A mi sobrino Moisés Alejandro Larez León gracias por hacerme tía, te amo mucho mi chiquitito para estas fechas tienes un mes de nacido.

A mis tíos paternos, Tilemo, Pablo José, Francisco, a mi querida tía, Josefa y muy especialmente a ti tía Engracia por siempre tenernos presente en cada uno de tus viajes y por ser tan especial te amo mucho.

A mis tíos maternos Francisco, José, Salvador, Rosa, Vicencina y Jesús Gregorio. A mis amistades más cercanas: Rogenys, pipo, sulmairy, a todos mis amigos del liceo, de la UDO muchas gracias por ser parte de mi vida

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios mi Señor por permitirme realizar uno de mis más grandes sueños, gracias por darme salud, y por abrir las puertas que necesito, gracias por ser mi compañía.

A la Universidad de Oriente núcleo Monagas, especialmente a la Escuela de Petróleo, gracias por la formación que recibí y por las herramientas allí brindadas estaré eternamente agradecida con la ayudantía y la beca de fundayacucho que conseguí ya que muchísimo me resolvieron. Amo la UDO y me siento muy orgullosa de poder ser parte hoy y para siempre de la gran comunidad udista.

A la profesora Belkis Meza quien es mi tía madrina gracias por orientarme y por haber participado al inicio de mi carrera

A la profesora Daisy Calzadilla gracias por su colaboración y ayuda brindada.

A Yoli Noguera Secretaria de Fames Gracias por ser mi amiga y por todos tus consejos mientras preste ayudantía .

A la Licenciada Annel hernandez por toda su colaboración.

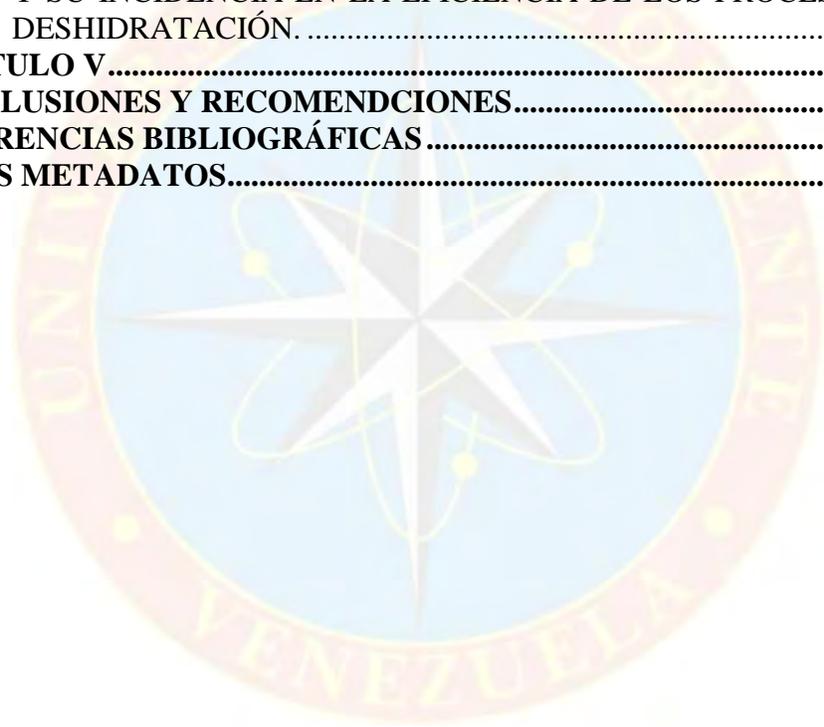
A el Dr. Fernando Pino por todo su conocimiento aportado para el desarrollo de esta investigación gracias por todas sus asesorías y por su ayuda incondicional.

Ysabel Estefania León Falzone

ÍNDICE GENERAL

ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE GENERAL	viii
LISTADO DE FIGURAS	x
LISTADO DE CUADROS	xi
RESUMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	4
2.2 BASES TEÓRICAS	5
2.2.1 Gas natural.....	5
2.2.2 Clasificación del Gas Natural en Relación a los Cambios Orgánicos	5
2.2.3 Clasificación del Gas Natural, según su origen.....	5
2.2.4 Clasificación del gas natural en función de la composición.....	7
2.2.5 Técnicas para Deshidratar Gas Natural.	10
2.2.6 Deshidratación del Gas Natural por Adsorción.....	15
2.2.7 Las razones principales de la importancia de la deshidratación del gas natural incluyen las siguientes:	16
2.2.8 Determinación de la Cantidad de Agua en el gas:.....	16
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS:	22
CAPÍTULO III	24
MARCO METODOLÓGICO	24
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	24
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	24
3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	24
3.3.1 Descripción de los métodos matemáticos y gráficos usados para la determinación el contenido de agua en el gas natural.....	25
3.3.2 Descripción los métodos usados para deshidratar el gas natural.....	25

3.3.3 Determinar el contenido de agua en el gas natural, y su incidencia en la eficiencia de los procesos para la deshidratación del gas.....	25
3.4. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	26
CAPÍTULO IV	27
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	27
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS MATEMÁTICOS Y GRÁFICOS USADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.....	27
4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS USADOS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.	52
4.3 DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN.	83
CAPÍTULO V.....	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
HOJAS METADATOS.....	108

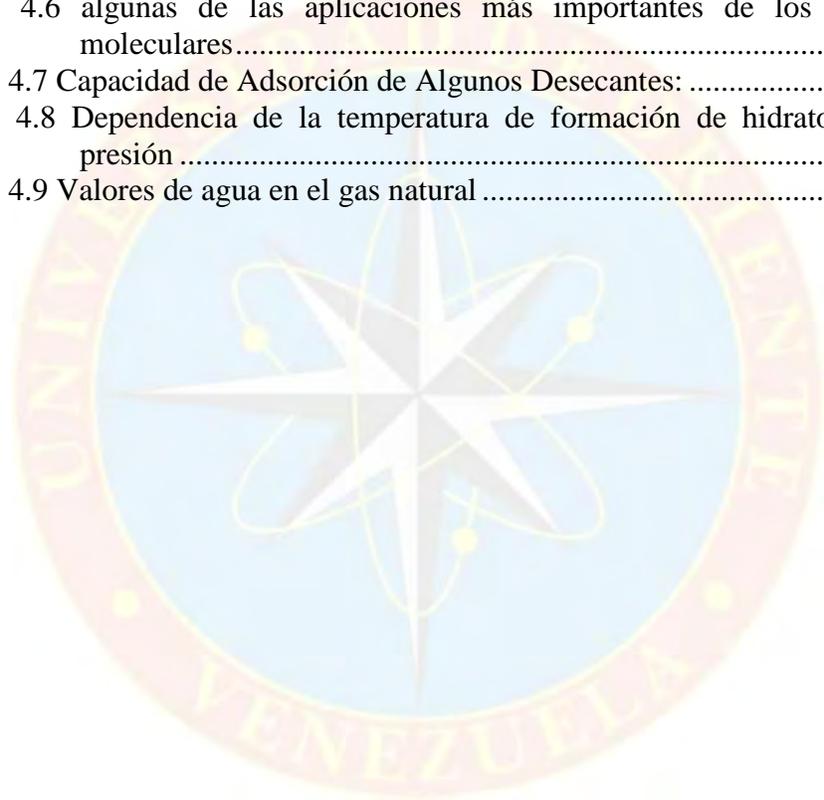


LISTADO DE FIGURAS

Figura 2.1 Contenido de agua en los hidrocarburos, según Mc Ketta- Webe.....	17
Figura 2.2 Contenido de agua en CO ₂ saturado en Mezclas de Gas Natural.....	18
Figura 2.3 Contenido de Agua en el Sulfuro de Hidrógeno.....	19
Figura 4.1 contenido de agua en los gases ácidos hasta una presión de 2000 lpca.....	31
Figura 4.2 del contenido de agua en los gases ácidos.....	33
Figura 4.3 Contenido de Vapor de agua del Gas Natural al estar Saturado.....	34
Figura 4.4 Contenido de agua en el gas natural en función de la presión.....	34
Figura 4.5 Contenido de agua en el gas natural en función de la temperatura.....	35
Figura 4.6 Diagrama de Fase (P-T) para una Sustancia Pura.....	39
Figura 4.7 Curva de presión de saturación de vapor de agua.....	43
Figura 4.8 Porcentaje en %P/P del TEG y agua.....	65
Figura 4.9 Esquema de un proceso de deshidratación de gas natural.....	66
Figura 4.10 Zonas de un proceso de deshidratación por adsorción.....	71
Figura 4.11 Muestra Comercial de Sílica Gel.....	74
Figura 4.12 Estructura de un Tamiz Molecular.....	78
Figura 4.13 Deshidratación del gas con tamices moleculares.....	80

LISTADO DE CUADROS

Cuadro 2.1 Constantes de R. BukaceK	20
Cuadro 4.1 Valores de las constante para el dióxido de carbono.....	47
Cuadro 4.2 Valores de las constante para el sulfuro de hidrógeno	48
Cuadro 4.3 Valores de las constante de la correlación de Ning.....	49
Cuadro 4.4 Valores de las constante de la correlación de Kazín	50
Cuadro 4.5 Propiedades Químicas y Físicas de los Glicoles:	62
Cuadro 4.6 algunas de las aplicaciones más importantes de los tamices moleculares.....	76
Cuadro 4.7 Capacidad de Adsorción de Algunos Desecantes:	81
Cuadro 4.8 Dependencia de la temperatura de formación de hidratos de la presión	84
Cuadro 4.9 Valores de agua en el gas natural	93





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y SU
INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN**

AUTOR (A):
Ysabel Estefanía León Falzone
ENERO DEL 2014

ASESOR ACADEMICO
Dr. Fernando B. Pino Morales

RESUMEN

El gas natural al ser extraído del yacimiento trae consigo agua en forma de vapor, la cual debe ser retirada del gas debido a que en presencia de esta se pueden formar ácidos capaces de causar corrosión en los gasoductos y adicional a esto se pueden tener problemas de taponamiento por formación de hidratos, peligros de explosión en las calderas, congelamientos en los procesos criogénicos, dificultades en los procesos de compresión y transporte, entre otros, lo cual daría como resultado un gas natural fuera de norma. Pero afortunadamente en la actualidad existen diversos métodos para deshidratar el gas natural entre los más utilizados está el hacer pasar esa corriente de gas por una torre contactora en donde se emplea un líquido higroscópico llamado glicol como agente despojador del agua. Es recomendable primero deshidratar y luego endulzar pero si las condiciones no lo permiten hay empresas que primero endulzan y luego deshidratan, en cualquier caso es de vital importancia realizar una buena deshidratación antes de comenzar cualquier otro proceso debido a que con esto se garantiza que todas las siguientes etapas del procesamiento del gas natural tendrán mejores resultados. En esta investigación se trataron temas como la descripción de los métodos matemáticos y gráficos utilizados para la determinación del contenido de agua en el gas natural y se pudo deducir que entre los métodos matemáticos y gráficos más utilizados está el de bukacek y Mc Ketta- Webe, así como también se hizo la descripción de cada uno de los métodos usados para la deshidratación del gas natural entre los cuales tenemos: la absorción y adsorción enfriamiento directo, tamices moleculares y luego se presentaron algunos ejemplos de cada uno de los métodos descritos en el primer objetivo todo esto con el fin de determinar el contenido de agua por medio de cada uno de estos.

INTRODUCCIÓN

El gas natural asociado o no asociado debe ser separado del petróleo a través de procesos de separación después debe ser sometido a una clasificación composicional para saber de qué tipo de gas se está hablando si es seco o húmedo, hidratado o anhídrido. Si el gas es hidratado se debe usar algún método conocido para deshidratarlo como absorción con glicoles expansión isentálpica o expansión isentrópica, también se tienen los métodos de enfriamiento directo, tamices moleculares, en cualquiera de estos casos es muy importante saber el contenido de agua en el gas natural para poder definir que método se debe utilizar y para esto se usan métodos matemáticos y gráficos como por ejemplo el gráfico de Mc Ketta-Webe, gráfico de gases ácidos ecuación de Bukacek entre otras ecuaciones, es importante determinar el contenido de agua para saber qué proceso usar, y así garantizar que el proceso escogido sea eficiente, porque si se determina mal el contenido de agua en el gas natural lo más probable es que se escoga mal el método de deshidratación y en consecuencia los procesos siguientes van a ser ineficientes.

El agua presente en el gas natural puede originar muchos contratiempos debido a que se podrían tener peligros de explosión en las calderas e inconvenientes en los procesos criogénicos esta favorece la formación de hidratos y de ácidos los cuales pueden ocasionar problemas de corrosión, así como también inconvenientes a la hora de poner el hidrocarburo en venta ya que si no se cumple con los requerimientos establecidos para el mismo estaríamos fuera de norma por lo tanto el hidrocarburo pierde valor comercial siendo esto algo indeseable para la empresa. Garantizando un gas dentro de las especificaciones nos dará la tranquilidad de reducir todos estos inconvenientes, ofreciendo así un gas de calidad y apto para consumo, minimizando riesgos de transporte, distribución y comercialización de este tan importante pero también poco valorado hidrocarburo.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural al ser extraído de los yacimientos viene acompañado de impurezas y de pequeñas cantidades de vapor de agua dicho vapor al condensarse en forma de agua puede afectar las líneas de transmisión y equipos de las siguientes maneras:

Si ocurre algún disturbio de presión o temperatura, ocurrirá la condensación del vapor de agua el cual se irá depositando en el fondo de las secciones de menor elevación de las líneas de tubería o de algún equipo de manejo, lo cual puede ocasionar la formación de hidratos (cristales sólidos formados por agua 90% e hidrocarburos 10%), restringiendo o taponando el área de flujo en las secciones de tubería disminuyendo en consecuencia la capacidad de transporte de las líneas de transmisión.

Entre otro de los efectos indeseables debido a la presencia de agua en la corriente de gas está el daño por impacto en los compresores, peligros de explosión en las calderas y formación de hielo en los procesos criogénicos. También la presencia de agua propicia la formación de ácidos, los cuales son causantes directos de corrosión de las tuberías y equipos involucrados.

El problema de los métodos que se usan para determinar el contenido de agua en el gas natural es que dichos métodos no son precisos ni exactos, y ninguno considera la clasificación composicional del gas natural estudiado, muchos no

consideran tampoco si el gas es dulce o ácido, como consecuencia se obtendrán resultados con un amplio porcentaje de error.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Determinar el contenido de agua en el gas natural, y su incidencia en la eficiencia de los procesos de deshidratación.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Describir los métodos matemáticos y gráficos usados para la determinación del contenido de agua en el gas natural.
- Describir los métodos usados para la deshidratación del gas natural.
- Determinar el contenido de agua en el gas natural, y su incidencia en la eficiencia de los procesos para la deshidratación del gas.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La necesidad de deshidratar radica en que el agua propicia un medio adecuado para la formación de ácidos como también la posible formación de hidratos, los cuales pueden obstruir o taponar por completo el flujo de gas natural través de gasoductos o equipos de tratamiento, además de esto se tiene que cumplir con los requerimientos para el transporte de gas natural hacia los centros de distribución y consumo, de lo contrario estaríamos ofreciendo un gas fuera de las especificaciones y de menor calidad ya que el agua afecta entre otras cosas el poder calorífico del gas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Pérez, D. [2007]. Egresada de la Universidad De Oriente, realizó un trabajo de grado titulado “Análisis de los Factores Técnico Industriales Presentes en el Proceso de Deshidratación y Endulzamiento del Gas Natural”. Este estudio se realizó con la finalidad de recopilar bibliografía de los procesos de deshidratación y endulzamiento, enfocando los aspectos más relevantes de este tema. El resultado de esta investigación dejó como resultado una guía que solventa en cierta forma la falta de material bibliográfico de la Universidad De Oriente referente al tema. La ayuda obtenida con este trabajo fue de gran importancia ya que permitió comparar conceptos técnicos como también operacionales del sistema de deshidratación.

Rodríguez, W. [2011]. Egresado de la Universidad De Oriente realizó un trabajo de grado titulado “Optimización del Proceso de Deshidratación de Gas Natural de la Planta PIGAP II PDVSA EYP Oriente” El desarrollo de esta investigación estuvo basado en la observación directa de las variables como la temperatura, presión, caudal y contenido de agua en el gas; presión temperatura tasa de circulación, pH y humedad del glicol y la comparación de estas con los valores recomendados. Se realizó el modelaje a través del simulador HYSYS 3.1 y se calculó las pérdidas por evaporación y arrastre para cada uno de los trenes. Este trabajo de grado es de gran importancia para futuras investigaciones y es un complemento para el material bibliográfico de la biblioteca de estudios de la Universidad De Oriente.

2.2 BASES TEÓRICAS

Según pino F. (2007):

2.2.1 Gas natural

Es una mezcla homogénea, en proporciones variables de hidrocarburos parafínicos, denominados alcanos, los cuales responden a la fórmula (CNH_{2N+2}) . Estos hidrocarburos, también tienen por nombre hidrocarburos saturados.

2.2.2 Clasificación del Gas Natural en Relación a los Cambios Orgánicos

Esta clasificación se debe a los cambios orgánicos que tienen lugar en los yacimientos y que dan como resultado otros derivados líquidos, con niveles de ebullición tan altos como el de la gasolina y una clasificación bien elevada de gases, para ser utilizados tanto en la industria, como en forma doméstica. La definición, tiene su importancia en el hecho, que se permite determinar si el yacimiento encontrado será de gas seco o húmedo. Para determinarlo solo bastaría con conocer el contenido de los principales componentes, que conforman el yacimiento, desde luego poder definir un yacimiento en una forma no tan complicada es de importancia para definir su futuro tratamiento para acondicionar al gas natural, y que responda a las normas comerciales internacionales, de tal forma que sea un producto de fácil comercialización y distribución.

2.2.3 Clasificación del Gas Natural, según su origen

Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado.

a.- Gas Asociado: El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento En los yacimientos, generalmente, el gas

natural asociado se encuentra como gas húmedo ácido aunque el gas asociado tiene que ser sometido primeramente al proceso de separación gas petróleo, para posteriormente tratarlo.

b.- Gas No Asociado: El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. El gas no asociado puede hallarse como húmedo ácido, dulce o seco.

El gas natural debe ser separado si es necesario depurado y con el uso de la cromatografía puede ser estudiado cualitativa y cuantitativamente. Definiendo brevemente estos términos se tiene:

Depuración y Depuradores: Por definición un depurador es un: separador cuya función básica es remover pequeñas cantidades del líquido de una mezcla con predominio gaseoso.

Cromatografía: La palabra Cromatografía significa “Escribir en Colores” ya que cuando fue desarrollada los componentes separados eran colorantes. Las técnicas cromatográficas se sustentan en la aplicación de la mezcla en un punto, denominado Punto de Inyección o Aplicación seguido de la influencia de la fase móvil.

La cromatografía es muy útil para la determinación cualitativa y cuantitativa de los gases.

Proceso de separación del gas y petróleo: Por definición un separador gas-petróleo o gas líquido es un recipiente con el cual se aísla el gas del petróleo, adicionalmente permite separar hidrocarburos de compuestos indeseables como la arena y el agua por ejemplo. En la industria del gas natural los separadores de mayor

utilidad son los verticales, horizontales y ciclónicos siendo estos últimos los de mayor eficiencia.

De esta manera el gas que sale del separador y el gas no asociado deben ser clasificados según su composición.

2.2.4 Clasificación del gas natural en función de la composición

Pino (2007) Expresa lo siguiente: siendo la composición del gas natural un parámetro de gran importancia, se utiliza para clasificación del mismo y quedan:

- **Gas pobre o gas seco:** Es un gas natural cuya riqueza líquida es menor de 2 GPM, está constituido fundamentalmente de metano y etano, por lo general se inyecta en yacimientos o se usa para la generación de hidrógeno (H_2) la composición fundamental alcanza valores de un 85-90% en metano, debido a su composición se puede utilizar directamente como combustible, para lo cual es necesario mantener una presión de yacimientos, parámetro que varía de acuerdo a la localización de gas en el subsuelo.
- **Gas rico o gas húmedo:** Este es un gas del cual se puede obtener una riqueza líquida hasta 3 GPM (galones por cada mil pies cúbicos normales de gas) no existe ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquidos del orden de 10 a 20 BN/MMPCN. Este parámetro llamado riqueza líquida es de gran importancia, para la comercialización del gas natural, ya que los líquidos producidos son de poder de comercialización.

- **Gas condensado:** Se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de metano es de (C_1) $>$ 60% molar y el de heptanos y compuestos más pesados (C_{7+}) alcanza valores mayores a 12,5% ($>$ 12,5%). La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentran en fase gaseosa o en el punto de rocío.

Adicional a esto el gas puede ser:

- **Gas ácido:** Es aquel gas que posee cantidades apreciables de impurezas tales como el dióxido de carbono ($CO_2 \geq 3\%$ molar), sulfuro de hidrogeno (4ppm,v), y otros componentes ácidos (COS, CS_2 , mercaptanos entre otros). Razón por la cual se vuelven corrosivos ya que adquieren propiedades ácidas en presencia del agua. Por lo tanto dichos gases deben ser endulzados.
- **Gas dulce:** es un gas que contiene cantidades de sulfuro de hidrogeno (H_2S), menores a cuatro partes por millón en base a volumen (4 ppm,V) y menos de 3% en base molar de dióxido de carbono (CO_2).
- **gas anhidro:** es un gas que no tiene menos cantidad de vapor de agua que la clasificación de gas hidratado
- **gas hidratado:** este tiene entre 5 y 7 libras de agua por cada millón de pies cúbicos normales de gas (5-7 lb H_2O / MMPCN), este contenido de agua es válido solo para el trópico, lo que indica que para poder comercializarlo el gas deber ser sometido al proceso de deshidratación.

El proceso de deshidratación del gas natural se fundamenta en lo siguiente:

- a.-** Evitar la formación de hidratos: Para evitar la formación de hidratos y cumplir con la especificación de contenido de agua. La cantidad de agua a ser removida del gas natural hidratado. En cualquier caso se establece el contenido de agua en el gas natural anhidro que sale, o el correspondiente punto de rocío por agua, que como se sabe es igual a 32F.
- b.-** Cumplir con las especificaciones de gas de venta. Esto es de gran importancia y es válido independientemente, si el gas natural se clasifica como seco o pobre, rico o húmedo y/o condensado. El proceso de deshidratación del gas natural juega un papel importante en la producción de gas natural. Una deshidratación efectiva previene la formación de hidratos y la acumulación de agua en los sistemas de transmisión. Lo normal es que el gas natural, tal como se extrae de los pozos, venga cargado de agua, la cual suele estar presente en estado gaseoso junto con los otros componentes que integran la mezcla de hidrocarburos. Los cambios de presión y temperatura que experimenta el fluido hacen que el agua se deposite en forma líquida en las tuberías que se utilizan para transportarlo.
- c.-** Minimizar el proceso de corrosión: El agua puede catalizar los procesos corrosivos, ya que puede actuar como un electrolito, como también las sustancias que arrastra pueden ser altamente corrosivas. La presencia de agua actúa en forma directa en el proceso corrosivo por la presencia de dióxido de carbono.

Así, cuando el gas natural está cargado de agua, es decir está saturado produce depósitos de líquido, lo que ocurre fundamentalmente al disminuir la temperatura o al aumentar la presión. Un aspecto que suele complicar cualquier operación de deshidratación del gas natural es tener la absoluta claridad de cuanto volumen de agua, en estado de vapor, puede estar dispersa en el gas natural.

Se dispone de una serie de herramientas para determinar el contenido de agua en el gas natural entre las cuales están: Las correlaciones empíricas de Bukacek, Kazin y Ning, las correlaciones gráficas de McKetta y Webe, de Katz y Chart; Maddox; Campbell y. también contamos con los métodos gráficos. El conocimiento exacto del comportamiento de la fase en el sistema agua- gas es crucial para el diseño y operación de tuberías de gas natural y facilidades de producción y/o procesamiento. En general, esto es deseable para evitar la formación de agua condensada para reducir el riesgo de formación de hidratos o hielo, corrosión y problemas de flujo de 2 fases. Todos ocasionan graves problemas operacionales.

2.2.5 Técnicas para Deshidratar Gas Natural.

Según Pino (2007). El proceso de deshidratación del gas natural, se puede realizar a través de los siguientes procesos:

- a.- Compresión del gas a una presión superior:** Este proceso ocurre con enfriamientos subsecuentes y separación de las fases mientras mas alta sea la presión, menor será el contenido de vapor de agua saturada en $lbH_2O/MMPCN$ una temperatura dada. El proceso de compresión y enfriamiento con separación es una parte típica del sistema de producción/ recolección de gas y arreglos del proceso. Se aplica normalmente como un secante adicional de gas natural.
- b.- Expansión del Gas a una Baja Presión:** En este proceso para obtener el descenso de la presión de una corriente de gas produce enfriamiento, excepto cuando se trata del Helio (He) y del Hidrógeno (H). Luego se puede concluir que el Efecto de Joule- Thompson, es el cambio de temperatura que se produce en un gas que se expande a partir de una presión constante más baja, sin transmisión de calor. Los procesos de transmisión de calor ocurren por medio de la Conducción, Convección y Radiación. La Expansión del gas a una baja

presión, como forma de enfriamiento se puede realizar a través de la expansión isentálpica y/o expansión isentrópica, ambos procesos son de gran importancia en el tratamiento del gas natural, y se relacionan con la eficiencia de la mayoría de los procesos relacionados con el tratamiento del gas natural.

Transferencia de Calor: Este parámetro existe, siempre que hay una diferencia de temperatura en el universo, la energía se transfiere de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura. De acuerdo con los conceptos de la termodinámica, esta energía transmitida se denomina calor. Las leyes de la termodinámica tratan de la transferencia de energía, pero siempre se refieren a sistemas que están en equilibrio, y solo pueden utilizarse para predecir la cantidad de energía requerida para cambiar un sistema de un estado de equilibrio a otro, por lo que no sirven para predecir la rapidez con que puedan producirse estos cambios de transferencia de calor, que vienen a definir el proceso en cuestión, y que de una forma u otra influyen en la eficiencia del mismo.

c.- Expansión Reduciendo la presión de vapor del gas con válvulas de expansión y luego separando la fase líquida que se forma, en el proceso de expansión del gas natural, y que es de importancia tener la forma de calcularlo, para evitar problemas operacionales en el proceso. Los procesos de transmisión de calor ocurren **por medio de la Conducción, Convección y Radiación. La Expansión del gas a una** baja presión, como forma de enfriamiento se puede realizar a través de dos diferentes procesos:

Expansión Isentálpica: Este proceso se utiliza cuando se necesita aumentar la recuperación de líquidos de un gas húmedo proveniente del pozo, por lo general con alta presión. En el proceso el flujo de gas húmedo es pasado a través de una válvula

expansora, donde la temperatura del gas disminuye, con ello se logra que una fracción de los componentes intermedios y pesados presentes en la mezcla de gas natural se condensen. Luego los líquidos condensados son retirados del flujo de gas usando, para ello un separador de baja presión. El gas frío y seco se utiliza para preenfriar la corriente de gas húmedo que alimenta el sistema.

Expansión Isentrópica: Este proceso se produce cuando la corriente de gas húmedo pasa a través de un turboexpansor. En este caso disminuye la temperatura del gas y se obtiene una cierta cantidad de trabajo, el cual se utiliza para mover los equipos de bombeo. También esta disminución de la temperatura, que en la mayoría de los casos es un valor apreciable, se utiliza para recuperar líquidos del gas natural, que es lo que ocurre fundamentalmente en los procesos de extracción de los líquidos del gas natural.

d.- Enfriamiento Directo: este proceso se lleva a cabo mediante el uso de refrigeración mecánica con adición de inhibidores de hidratos. En estos casos se sabe, que el contenido de agua saturada en un gas natural decrece con un aumento en la presión o con una disminución en la temperatura. Lo que significa, que los gases calientes saturados con vapor de agua pueden ser parcialmente deshidratados por Enfriamiento Directo. Por ejemplo: los gases que serán comprimidos por lo normal son enfriados antes de ser transportados a las líneas de distribución. Desde luego en este proceso de enfriamiento se puede remover agua del gas. En este caso el proceso será de naturaleza cíclica. Esto, es porque el fluido refrigerante recibirá calor del sistema a enfriar.

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H \dots\dots\dots(1)$$

En donde: (μ) : Es el coeficiente de Joule y Thompson.

Se refleja en esta ecuación que el contenido de agua saturada en un gas natural decrece con un aumento de la presión o con una disminución de la temperatura.

e.- Absorción: Usando un líquido higroscópico como los glicoles, que son ampliamente utilizados en la deshidratación del gas natural, sobre todo el (TEG), que es de gran utilidad, debido fundamentalmente a su alta concentración más de 99 %P/P.

El proceso de absorción se define como la retención de gases o vapores por líquidos de una sustancia por otra, también se define como los líquidos que son capaces de retener de manera selectiva otro componente, como por ejemplo, el glicol que absorbe el agua natural o las soluciones de aminas, cuando capturan el dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrógeno del gas natural.

En la industria existen una gran cantidad de glicoles, pero los más utilizados en la industria, para la deshidratación del gas natural son:

a-Etilénglicol (EG): Cuya Fórmula química es $\text{HOC}_2\text{H}_4\text{OH}$, luego su peso molecular es 62,10 (lb/lbmol), tiene su punto de congelamiento en 8 F

b.-Dietilénglicol (DEG): Fórmula química es $\text{OH}(\text{C}_2\text{H}_4)_2\text{H}$, su peso molecular es de 106,1 (lb/lbmol), mientras que el punto de congelación es de 17 F

c-Trietilénglicol (TEG) :Fórmula química es $\text{OH}(\text{C}_2\text{H}_4)_3\text{H}$. El peso molecular alcanza un valor de 150,2 (lb/lbmol), y su punto de congelación es 19 F

d-Tetraetilénglico (TTEG):Fórmula Química es $\text{OH}(\text{C}_2\text{H}_4)_4\text{H}$, su peso molecular

El líquido que sirve como superficie absorbente debe cumplir con una serie de condiciones:

- 1.- Alta afinidad por el agua, y ser de bajo costo.
- 2.- Poseer estabilidad hacia los componentes del gas y bajo perfil corrosivo.
- 3.- Estabilidad para regeneración.
- 4.- Viscosidad baja.
- 5.- Baja presión de vapor a la temperatura de contacto.
- 6.- Baja solubilidad con las fracciones líquidas del gas natural.
- 7.- Baja tendencia a la formación de emulsiones y producción de espumas.

f.-Inyección de metanol: Bombeando un líquido reductor del punto de rocío como, por ejemplo: el metanol, aunque en la actualidad este componente está cuestionado por problemas operacionales y de salud, en algunas partes todavía se utiliza, lo que hay que tener en cuenta, para evitar problemas ambientales y de salud.

Los glicoles y el metano son los líquidos de mayor uso en la deshidratación del gas natural. El metanol, como agente deshidratante es de alto costo, por lo que su uso tiene unas ciertas limitaciones, y se selecciona por lo general en los casos siguientes:

- a.- Instalaciones temporales y es deseable aplazar las decisiones relativas en los equipos permanentes del manejo de gas.
- b.- Las condiciones operacionales a las cuales puede ocurrir la formación de hidratos son de alta inestabilidad.

c.-La temperatura de operación es tan baja que las viscosidades de otras sustancias puedan ser muy altas.

Los glicoles son usados corrientemente en torres de absorción, ya que permiten obtener temperaturas inferiores al punto de rocío del agua, el cual tiene un valor de 32F. Cuando las pérdidas de vapor son menores que las obtenidas con otros compuestos. Pero el TEG no debe utilizarse a temperaturas inferiores a 50F, ya que se incrementa mucho la viscosidad. El EG y DEG se utilizan con frecuencia inyectados en la corriente de gas, tanto en los procesos de refrigeración y expansión. Ninguno de los dos debe usarse a una temperatura menor a 20 F.

2.2.6 Deshidratación del Gas Natural por Adsorción

g.- Adsorción: El proceso de adsorción se define como la acción de adsorber. O que se adhiere a la superficie del sólido adsorbente.

Utilizando un sólido que adsorbe el agua específicamente, como el tamiz molecular, gel de sílice y aluminatos. Por lo general, este método se utiliza para llevar el contenido de agua a valores bajo la norma indicada.

Se entiende también como la remoción de ciertos componentes de la corriente de gas que incluye, pero que no se limita a, uno o más de los siguientes componentes: gases ácidos, agua, vapor o vapores de hidrocarburos, los cuales son adsorbidos en una camada granular de sólidos debido a la atracción molecular hacia el adsorbente. Propiedad de reaccionar, ocultar o producir reacciones químicas sobre superficies metálicas calientes que tienen muchos componentes, lo cual en cromatografía ocasiona cambios en la estructura de la muestra o pérdida de la misma.

El proceso de deshidratación de gas natural a través de la adsorción describe cualquier proceso, donde las moléculas de un fluido líquido o gaseoso puedan ser retenidas por una superficie sólida o líquida, debido fundamentalmente a las fuerzas superficiales, que actúa como adsorbente. Los cuerpos sólidos se mantienen juntos, debido a fuerzas cohesivas que generalmente no están balanceadas en su superficie.

2.2.7 Las razones principales de la importancia de la deshidratación del gas natural incluyen las siguientes:

- a.- El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos parecidos al hielo que pueden obstruir válvulas, tubería, etc.
- b.- El gas natural que contiene agua líquida es corrosivo, particularmente si contiene Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrógeno.
- c.- El vapor de agua utilizado en los gasoductos de gas natural pueden condensarse causando condiciones lentas de flujo.
- d.- El vapor de agua aumenta el volumen y disminuye el valor calorífico del gas natural, por lo tanto se reduce la capacidad de la línea.
- e.- La deshidratación del gas natural antes del procesamiento criogénico es vital para prevenir la formación de hielo en los intercambiadores de calor de baja temperatura.

2.2.8 Determinación de la Cantidad de Agua en el gas:

La cantidad de agua que los hidrocarburos gaseosos puedan transportar se puede determinar con equipos denominados medidores del punto de rocío.

Aunque este parámetro no hace la diferencia entre hidrocarburos líquidos y agua propiamente tal. La presión y/o temperatura del gas natural incide en la cantidad de agua que pueda retener. Si, por ejemplo la presión es constante, a medida que se enfría un volumen dado del gas, su capacidad de retención de agua disminuye.

Para determinar la cantidad de agua que pueda estar en forma de vapor junto a las se utiliza la figura 2.1 (Denominada Gráfica de Mc Ketta- Webe), permite determinar la cantidad de agua que pueda retener el gas natural saturado a diversas condiciones de presión y temperatura.

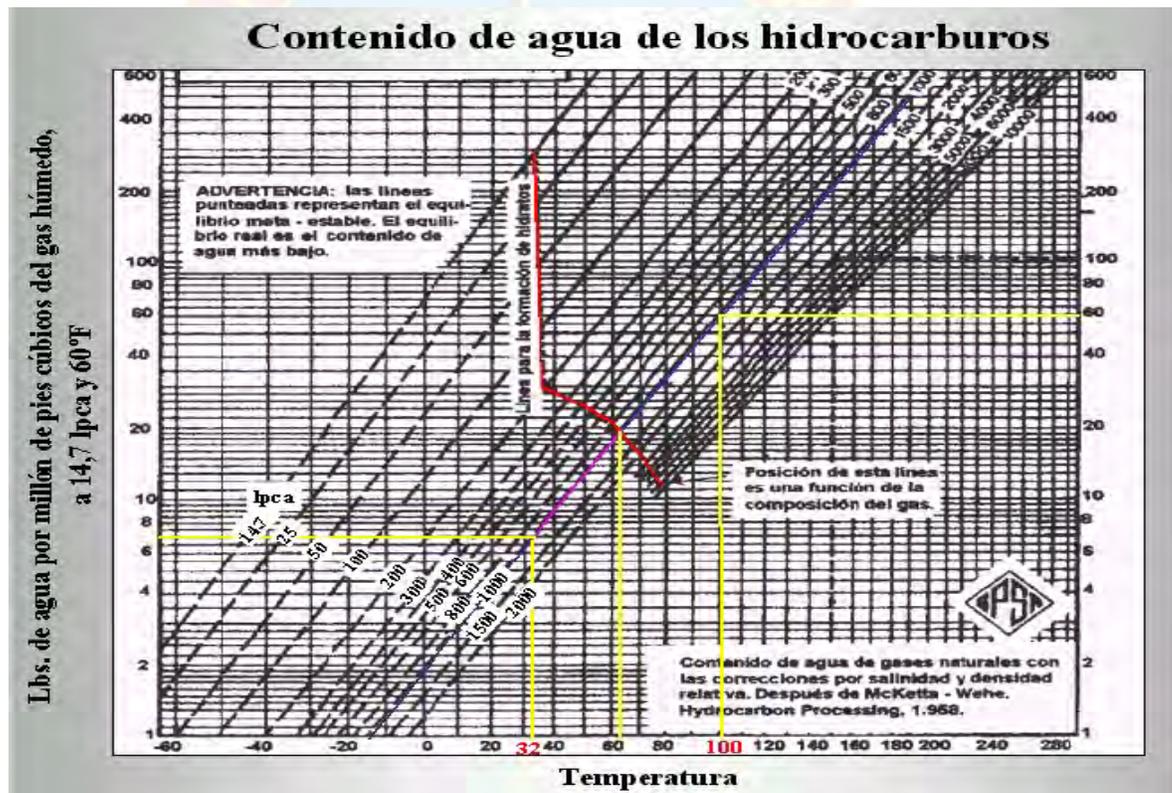


Figura 2.1 Contenido de agua en los hidrocarburos, según Mc Ketta- Webe.
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Para utilizar la figura 2.1 se necesita conocer las condiciones de presión y temperatura de operación y, si se busca la intersección de ambas líneas, y después se busca la cantidad de agua, que contiene el gas natural. El contenido de agua se expresa en libras de aguas por millón de pies cúbicos normales de gas. La cantidad de agua que se cuantifica de esta forma corresponde al gas el gas dulce.

Como el contenido de agua encontrado en estas condiciones corresponde al gas dulce. Si el gas natural que se está analizando contiene gases ácidos, es necesario determinar el contenido de agua que pueden contener estos componentes, y con ello determinar el contenido total de agua en el gas. El contenido de agua que contiene, el CO_2 se presenta en la figura 2.2, mientras que la figura 2.3 representa el Contenido de agua en el H_2S . Figura 14 Contenido de agua en CO_2 saturado en Mezclas de Gas Natural.

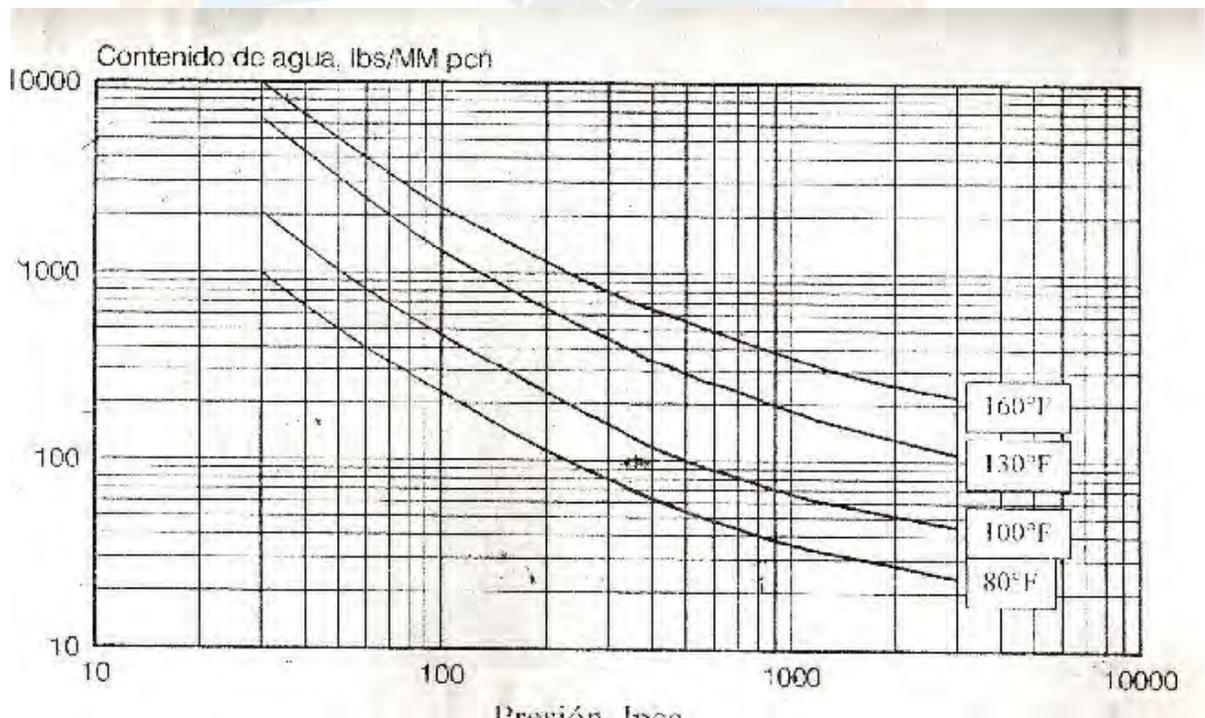


Figura 2.2 Contenido de agua en CO_2 saturado en Mezclas de Gas Natural
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

En ambas figuras se determina el contenido de agua, en los gases ácidos, sin tener en cuenta la composición molar de los gases ácidos. Luego para determinar la cantidad total de agua en la mezcla de gas natural, se suman la cantidad de agua obtenida en la gráfica del gas dulce (figura 2.1) y la cantidad de agua que se obtiene en las figuras 2.2 del CO₂ y 2.3 del H₂S., para la obtención del contenido total de agua en el gas se utiliza la siguiente ecuación:

$$W(GA) = Y(HCS)(W_c(HCS)) + Y(CO_2)(W_c(CO_2)) + Y(H_2S)(W_c(H_2S)) \dots \dots \dots (2)$$

Y para obtener el contenido de agua en el H₂S se puede usar el siguiente gráfico:

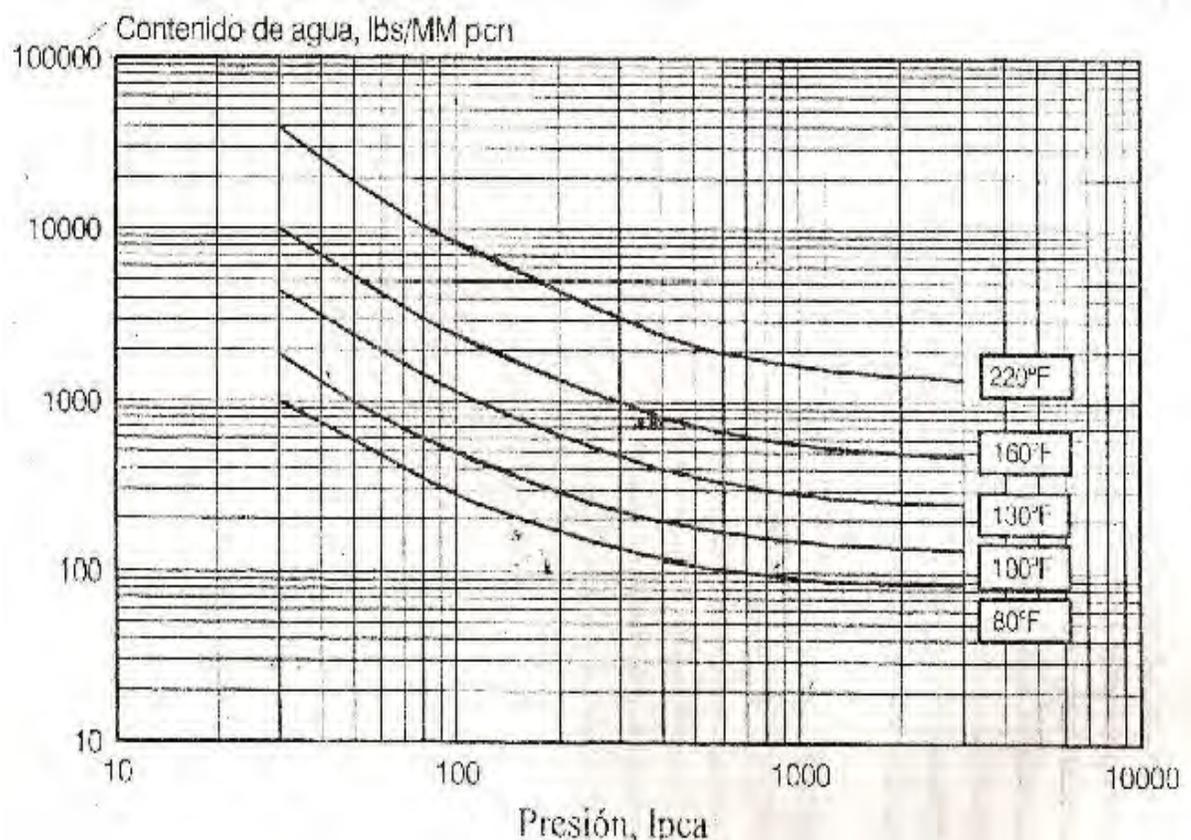


Figura 2.3 Contenido de Agua en el Sulfuro de Hidrógeno.
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

En donde:

$W_c(GA)$ = contenido de vapor de agua en la mezcla ácida.

$Y(HCS)$ =Fracción molar de los hidrocarburos en el gas dulce.

$W_c(HCS)$ = Contenido de agua en el gas dulce.

$Y(CO_2)$ = Fracción molar del(CO_2) en el gas.

$W_c(CO_2)$ =Contenido de agua en(CO_2)Dióxido de Carbono puro.

$Y(H_2S)$ = Fracción molar del sulfuro de hidrógeno en el gas natural.

$W_c(H_2S)$ = Contenido de agua en el Sulfuro de Hidrógeno puro.

Esta fórmula permite determinar la cantidad de agua que se encuentra en el gas natural, incluida la cantidad de impurezas, que puede tener en su composición.

Cuadro 2.1 Constantes de R. Bukacek
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

T(F)	A	B	T(F)	A	B	T(F)	A	B
60	12200	5,77	62	13100	6,08	64	14000	6,41
66	15000	6,74	68	16100	7,10	70	17200	7,17
72	18500	7,85	74	19700	8,25	76	21100	8,67
78	22500	9,11	80	24100	9,57	82	25700	10,00
84	27400	10,50	86	29200	11,10	88	31100	11,60
90	33200	12,20	92	35300	12,70	94	37500	13,30
96	39900	14,00	98	42400	14,80	100	45100	15,30
102	47900	16,0	104	50800	16,70	106	53900	17,50
108	57100	18,30	110	60500	19,10	112	64100	20,0
114	67900	20,9	116	71800	21,8	118	76000	22,70
120	80400	23,70	122	84900	24,70	124	89700	25,6
126	94700	26,9	128	100000	28,0	130	106000	29,10
132	111000	30,30	134	117000	31,6	136	124000	32,90

138	130000	34,20	140	137000	35,60	142	144000	37,0
144	152000	38,50	146	160000	40,00	148	168000	41,60
150	177000	43,20	152	186000	44,90	154	195000	46,60
156	205000	48,40	158	215000	50,20	160	225000	52,10
162	236000	54,10	164	248000	56,10	166	259000	58,20
168	272000	60,30	170	285000	62,50	172	298000	64,80
174	312000	67,10	176	326000	69,50	178	341000	72,00
180	357000	74,80	182	372000	77,20	184	390000	79,90
186	407000	82,70	188	425000	85,80	190	443000	88,40
192	463000	91,40	194	483000	94,80	196	504000	97,70
198	525000	101,00	200	547000	104,00	202	570000	118,00
204	594000	111,00	206	619000	115,00	208	644000	119,00
210	671000	122,00	212	690000	126,00	214	725000	130,00
216	755400	134,00	218	785000	139,00	220	818000	143,00
222	848000	148,00	224	881000	152,00	226	915000	157,00
228	950000	162,00	230	987000	166,00	232	1020000	171,00
234	1060000	177,00	236	1140000	187,00	240	1190000	192,00
242	1230000	198,00	244	1270000	204,00	246	1320000	210,0
248	1370000	216,00	250	1420000	222,00	252	1470000	229,00
254	1520000	235,00	256	1570000	242,00	258	1630000	248,00
260	1680000	255,00	280	2340000	333,00	300	3180000	430,00
320	4260000	543,00	340	5610000	692,00	360	7270000	869,00
380	9300000	1090,0	400	11700000	1360,0	420	14700000	1700,0
440	18100000	2130,0	460	22200000	2550,0			

El contenido de agua en el gas dulce se puede determinar, por la correlación de Bukacek, a partir de la presión del gas, ecuación que permite determinar el contenido de agua en el gas dulce, para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$W = A/P(p_{ca}) + B \text{ (lb/MM PCN)} \dots\dots\dots (3)$$

Donde A y B son constantes que dependen de la temperatura y se encuentran tabuladas en la figura 2.4

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS:

Absorción: un proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural. [1]

Adsorción: un proceso de separación para remover impurezas basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie. [1]

Cromatografía la palabra Cromatografía significa “Escribir en Colores” ya que cuando fue desarrollada los componentes separados eran colorantes. Los componentes de una mezcla pueden presentar una diferente tendencia a permanecer en cualquiera de las fases involucradas. [1]

Deshidratación: proceso de remoción de agua desde un gas y/o un líquido de tal forma de que el agua condensada no esté presente en el sistema. Esto con el fin de evitar problemas operacionales, de manejo, venta y transporte. [2]

Hidrodesulfuración: proceso para remover azufre de las moléculas, utilizando hidrógeno bajo presión y un catalizador.[1]

Hidrotratamiento: usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.[1]

Inhibición: proceso de añadir algún químico al agua condensada de tal forma de que no se puedan formar hidratos. [2]



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Conforme a los objetivos formulados para el estudio, el tipo de investigación fue de carácter descriptivo ya que se implementaron recursos bibliográficos para ejecutarla y de acuerdo a lo planteado por Arias F. (1999) pág. 25 la investigación descriptiva está orientada a la caracterización del fenómeno, individuo o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Con la intención de brindar una respuesta al problema citado, se utilizó una estrategia fundamentada en la investigación documental, dado que la información recopilada se obtuvo a través de reportes e informes técnicos.

De acuerdo a Arias F. (2006) el cual dice: la investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos por otros investigadores en fuentes documentales impresas, audiovisuales o electrónicas”, Y como toda investigación el propósito de la misma es el aporte de nuevos conocimientos.

3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para llevar a cabo el desarrollo de esta investigación, con el propósito de alcanzar los objetivos planteados, se estableció un procedimiento metodológico que describe las distintas operaciones por las que fueron sometidos los datos o

información de interés, los cuales permitieron llegar a las conclusiones con relación al problema de estudio.

3.3.1 Descripción de los métodos matemáticos y gráficos usados para la determinación el contenido de agua en el gas natural.

Para esto se contó con material bibliográfico contenido en libros tesis, páginas web, y guías de la Universidad de Oriente, para así proceder a la descripción de los métodos matemáticos y gráficos más usados para determinar el contenido de agua en el gas natural.

3.3.2 Descripción los métodos usados para deshidratar el gas natural.

En base a la recopilación de información se describen los distintos métodos usados para deshidratar el gas natural, de acuerdo a la cantidad de agua que los diversos equipos puedan manejar, y considerando algunos factores como: espacio, costos para su implementación, limitantes de estos equipos entre otros. En base a este objetivo se pudo definir cuál de los métodos es el más eficiente para deshidratar el gas natural de acuerdo a las necesidades y requerimientos de la empresa.

3.3.3 Determinar el contenido de agua en el gas natural, y su incidencia en la eficiencia de los procesos para la deshidratación del gas.

Se requirió del uso de las distintas métodos y ecuaciones matemáticas estas se trabajaron variando dependiendo de los casos presión y temperatura, esto con el fin de obtener varios resultados y poder realizar las comparaciones para poder decir cuál de los métodos matemáticos y gráficos resultó ser el más preciso para determinar el contenido de agua en el gas natural, tomando en cuenta el tipo de gas y contenido de agua del mismo.

3.4. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Comprenderá la recopilación y estudio de material bibliográfico contenido en libros, guías, manuales, proyectos de grado y distintos materiales relacionados con el tema, por medio de los cuales se pueden conocer y aprender sobre las características de los procesos de deshidratación del gas natural.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados serán discutidos en orden cronológico a los objetivos específicos planteados.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS MATEMÁTICOS Y GRÁFICOS USADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL

El contenido de agua en el gas natural depende fundamentalmente de la presión, temperatura y de la composición. El contenido de agua en el gas natural aumenta al disminuir la presión o al aumentar la temperatura. A valores de presión de hasta 60 lpc, para determinar el contenido de agua en el gas natural se puede utilizar la Ley de Raoult: esto es solo cuando se trata de gases ideales.

$$P x Y_A = P_V X_L \dots\dots\dots(4)$$

En donde: (P) es la presión total del sistema; (Y_A) es la fracción molar del agua en el sistema; (P_V) es la presión de vapor y (X_L) es la fracción molar de la fase líquida, la cual se considera igual a 1

$$(X_L = 1,00)$$

El contenido de agua en el gas natural influye en las propiedades físicas de un componente químico, también influye en el peso, en la densidad, en la viscosidad, el índice de refracción, la conductividad eléctrica y en muchas otras. Para determinar el contenido de agua se utilizan técnicas químicas, termogravimétricas o de desecación. El contenido de agua tiene una fuerte influencia en el proceso de almacenamiento; propiedades de flujo, viscosidad, peso seco, concentración o pureza, grado comercial, etc. El contenido de agua en el gas natural es una función de la presión y temperatura

El contenido de agua de una corriente de gas saturado, se puede determinar bien sea en forma manual o usando un programa de computación, para la simulación del proceso. En la actualidad existen una gran cantidad de métodos para determinar el contenido de agua en el gas natural, entre estos métodos se tiene:

a.- Método manual: El método manual que más frecuentemente se utiliza en la industria del gas natural es el uso de la carta de contenido de agua de Mcketta y Webe, la cual se presenta en la figura 2.1

La figura 2.1 permite estimar las condiciones de presión y temperatura a las cuales diferentes gases, que contengan agua en estado de vapor podrían formar hidratos. La línea de formación de hidratos en la figura 2.1 se encuentra fácilmente, ya que está señalada con color rojo. Luego si se requiere determinar la temperatura de formación de hidratos de una mezcla de gas natural, se busca en la línea roja, y con eso se sabe la temperatura de riesgo de formación de hidrato.

Correlación Gráfica para determinar el contenido de agua en el gas natural:

El modelo se fundamenta en la influencia que tiene el contenido de agua en el gas natural de la presión y temperatura.

Existen varios métodos para el cálculo de la temperatura y de la presión de formación de hidratos, que juegan un gran papel en la predicción de formación de hidratos del gas natural.

Temperatura y presión de formación de hidratos: La temperatura y presión a las cuales ocurre la formación de hidratos puede predecirse en forma gráfica, como también se puede determinar a través de ecuaciones matemáticas, que indican en forma aproximada la temperatura de formación de hidratos, una de esas fórmulas matemáticas es:

$$T_{FH} = 1,57206(P^{0,8606-0,0474 \ln P}) \dots\dots\dots(5)$$

Determinación del contenido de agua en los gases ácidos. La norma GPSA 2164 establece que un gas se puede considerar como ácido cuando tiene un mínimo de 3% molar del dióxido de carbono y/o 4 partes por millón sobre la base del volumen de sulfuro de hidrógeno: La GPSA tiene dos métodos simples para determinar el contenido de agua en los gases ácidos.

a.- Método 1: El primero de estos métodos consiste en un promedio aditivo de la fracción molar correspondiente a los contenidos de agua en los componentes dulces y ácidos. El método no es consistente y por lo tanto es muy impreciso e

inseguro. Por, lo general se aplica a mezclas gaseosas con un contenido de gases ácidos por debajo del 40% molar, y para la obtención del contenido de agua en los gases ácidos se utilizan las figuras 2.2 y 2.3.

La figura 2.2 permite determinar el agua en el dióxido de carbono, mientras que la figura 2.3 en el sulfuro de hidrógeno, en ambos casos el contenido de agua se expresa en libras de agua por millones de pies cúbicos normales de gas natural (lb de agua/MMPCN).

Tanto en la figura (2.2) como en la (2.3) con los valores de presión se busca la línea de temperatura, y con ellos se encuentra el contenido de agua en los gases ácidos. Para obtener el contenido total de agua en el gas natural utilizando las figuras (2.1, 2.2, 2.3) se utiliza también la ecuación (2) citada anteriormente

$$W(H_2O)(lb(H_2O) / MMPCN) = Y(GD) \times M(GD) + Y(DC)M(DC) + Y(SH)M(SH) \quad (2)$$

$$Y_{Total} = Y(GD) + Y(DC) + Y(SH) = 1 \quad \dots\dots\dots(6)$$

La ecuación (3) relaciona las fracciones molares del gas dulce y los gases ácidos, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. En este caso el término gas dulce se utiliza para indicar al gas natural que no cumpla con las especificaciones para ser clasificado como gas ácido.

En la ecuación (2) $W(H_2O)$ cantidad total del agua en gas natural en (lb de H_2O /MMPCN); $Y(GD)$ es la fracción molar del gas dulce; $M(GD)$ es la masa de agua del gas dulce obtenido en la figura(2.1), $Y(DC)$ es la fracción molar del dióxido

de carbono, $M(\text{DC})$ es la masa del agua del dióxido de carbono obtenido en la figura 2.2, $Y(\text{SH})$ es la fracción molar del sulfuro de hidrógeno y $M(\text{SH})$ es la masa de agua del sulfuro de hidrógeno obtenido en la figura 2.3. Se supone que los valores del contenido de agua en los gases ácidos, se determina en las figura (2.2 y 2.3) a las mismas condiciones de presión y temperatura, en que fue determinado en la figura (2.1), de tal forma que haya homogeneidad en el sistema.

Al analizar la ecuación (2) se observa que depende de la presión y temperatura, como también de la concentración de los gases ácidos. Por lo tanto se podría determinar el contenido de agua en el gas total variando la presión y temperatura del proceso y la concentración de los gases ácidos.

b.- Método 2: El segundo método utilizado por la GPSA, se fundamenta en las figuras 4.1, la cual permite determinar el contenido de agua en los gases ácidos hasta una presión de 2000 lpc (, según el Sistema Británico de Unidades).

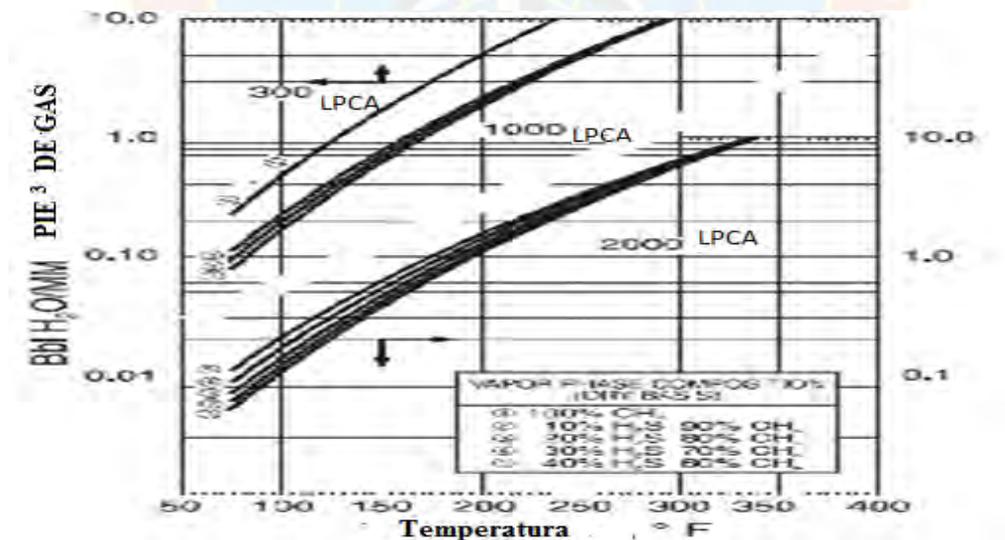


Figura 4.1 contenido de agua en los gases ácidos hasta una presión de 2000 lpc

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/41019044/DESHID-1>

Este método es más preciso, por lo tanto es más seguro, pero tiene una aplicación limitada a no más de 6000 lpca y requiere interpolación para una determinada presión entre las presiones utilizadas en las en las cartas. Cuando los gases tienen dióxido de carbono (CO₂). En este caso el dióxido de carbono debe de ser convertido a una concentración equivalente de sulfuro de hidrógeno. Para comprender este método, se asume que el dióxido de carbono (CO₂) contribuye con 75% del agua en la mezcla gaseosa, sobre una base molar como sulfuro de hidrógeno.

Luego se puede concluir que el contenido de agua en los gases ácidos se obtiene de la figura 4 en función de la presión y temperatura y el sulfuro de hidrógeno equivalente, el cual se determina por la siguiente ecuación:

$$H_2S(\text{equivalente}) = \%H_2S + 0,75\%CO_2 \dots\dots\dots(7)$$

También la se sabe que el nitrógeno (N₂) retiene por lo menos entre 6 y9% menos de agua que el metano. Y, los hidrocarburos pesados aumentan el contenido de agua, luego en muchos sistemas de producción donde hay (N₂) e hidrocarburos pesados la acción tiende a cancelarse.

En la figura 4.1 se obtiene a una temperatura de 160F y la fracción 15% de sulfuro de hidrógeno y conociendo la densidad de agua se obtienen 350 lb de agua/bbl. Luego combinando la figura y sabiendo que existe una relación se obtiene que el contenido de agua en esta mezcla es:

$$W = 0,49\left(\frac{bbl}{MMPCN}\right) \times 350\left(\frac{lb}{bbl}\right) = 171,5\left(\frac{lb}{MMPCN}\right)$$

Método de Wichert y Wichert: Estos científicos desarrollaron un método para determinar el contenido de agua en el gas natural. El método desarrollado es bastante simple, y es válido hasta con 55% molar de sulfuro de hidrógeno. El método se puede aplicar con toda confianza hasta una temperatura de 393F y una presión de 14.500 lpc. Los resultados obtenidos tienen una precisión de 90%. El método se fundamenta en la figura 4.2

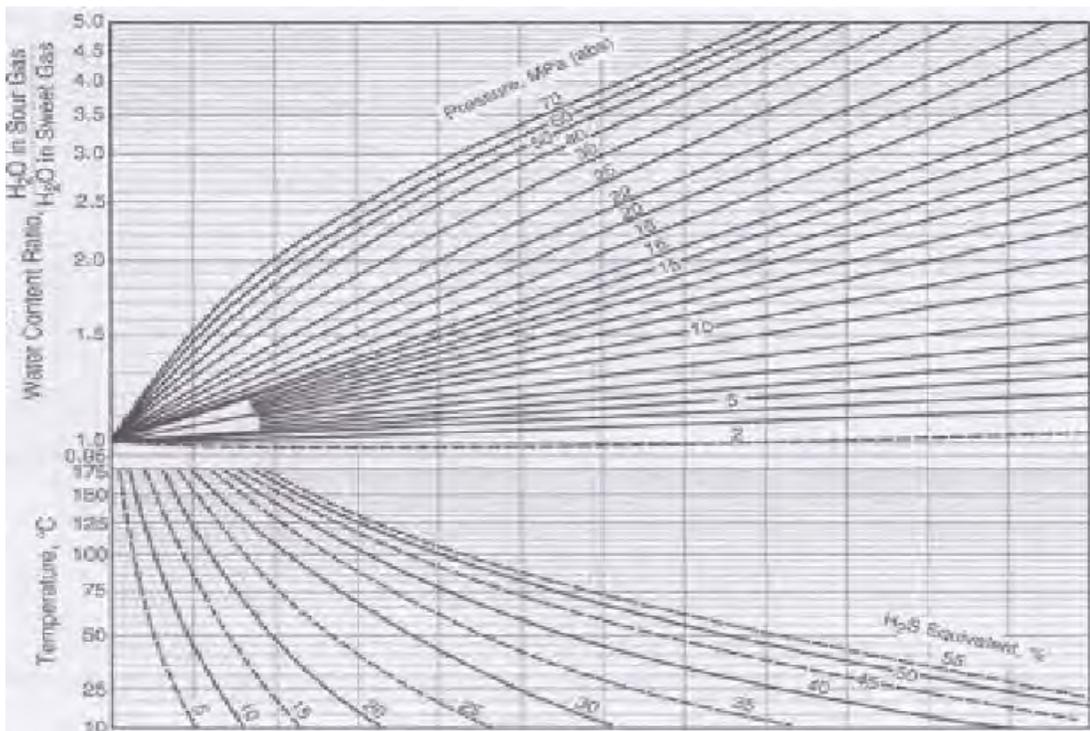


Figura 4.2 del contenido de agua en los gases ácidos
Fuente: <http://es.scribd.com/doc/41019044/DESHID-1>

En la figura 2.1 se obtiene que el contenido de agua en el gas seco o pobre a las condiciones operacionales dadas es 38 lb de agua/MMPCN. Se determina el sulfuro de hidrógeno equivalente, según lo siguiente:

Método de Campbell: El método de Campbell para determinar el contenido de agua en el gas natural dulce o ácido, está desarrollado sobre una base teórica y

aparentemente confiable, aunque, no muestra datos de prueba. La correlación gráfica de este autor se fundamenta en la figura 4.3, donde se puede determinar el contenido de agua en el gas natural en función de la presión y temperatura. La figura 4.3 dio origen a la correlación gráfica de Campbell.

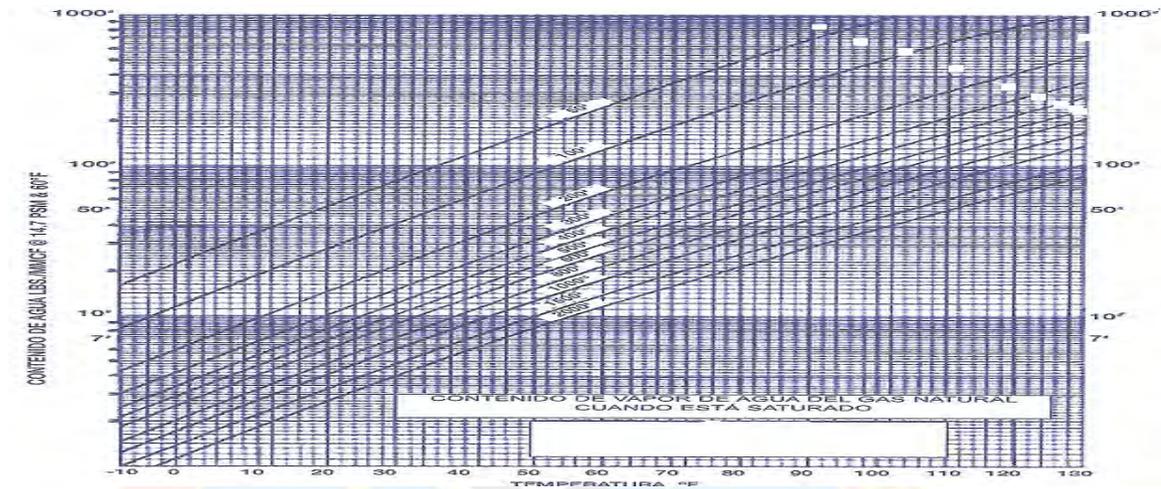


Figura 4.3 Contenido de Vapor de agua del Gas Natural al estar Saturado
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Determinación del contenido de agua en el gas natural en relación a la presión:
En la figura 4.4 se presenta una relación del contenido de agua en el gas natural en función de la presión.

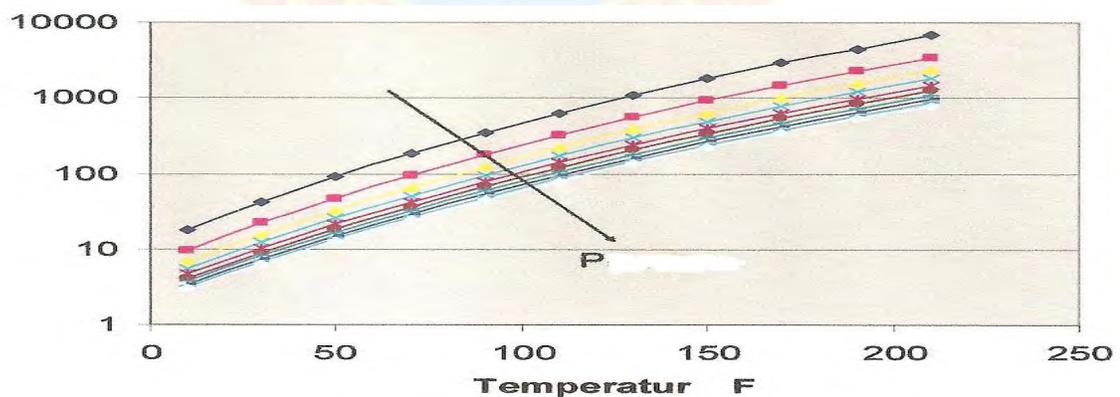


Figura 4.4 Contenido de agua en el gas natural en función de la presión
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

La figura 4.5 se relaciona con la temperatura expresada en (F), la cual se presenta en el “eje” de las “X”, mientras que el contenido de agua en libras de agua por millón de pies cúbicos normales de gas se representa en el “Eje” de las “Y”).

Una relación del contenido de agua en el gas natural en función de la presión. La figura se relaciona con la temperatura expresada en (F), la cual se presenta en el “eje” de las “X”, mientras que el contenido de agua en libras de agua por millón de pies cúbicos normales de gas se representa en el “Eje” de las “Y”). Tal, como se observa en la figura 4.1 el contenido de agua disminuye a medida que la presión aumenta, y esto debe de ser de esta forma, ya que a medida que la presión incremente su valor hay mayor posibilidad que el agua se condense, por lo tanto debe de disminuir el contenido de agua en forma de vapor o gas que se encuentra en el gas natural.

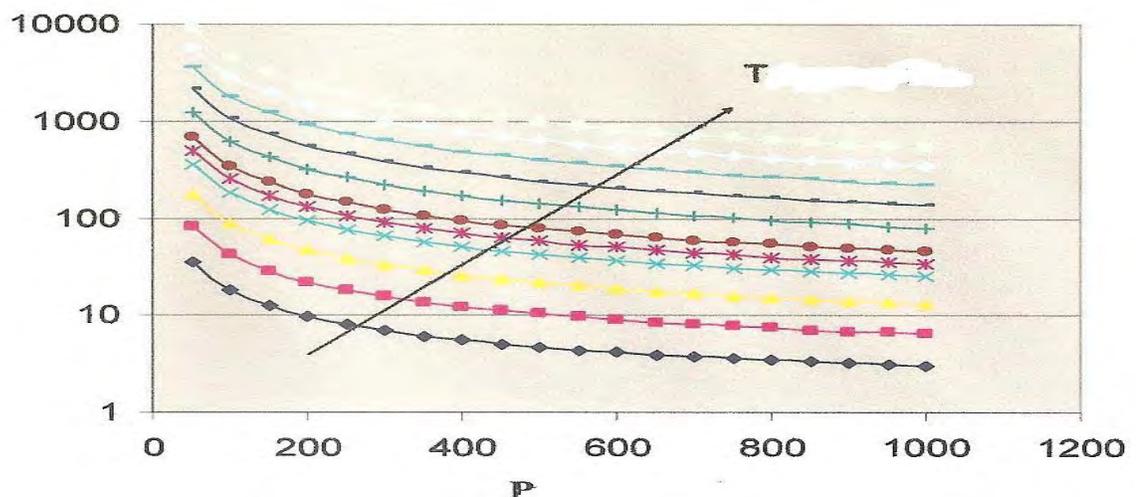


Figura 4.5 Contenido de agua en el gas natural en función de la temperatura
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

En la figura 4.5 se observa que en el “eje” de las “X” se coloca a presión en (lpsca), mientras que en el “eje” de las “Y” se expresa el contenido de agua en el gas en (lb H₂O /MMPCN).

Determinación del contenido de agua en el gas natural a través de correlaciones matemáticas.

Existen una serie de ecuaciones de correlación que permiten determinar el contenido de agua en el gas natural, entre ellas se encuentra:

a.- Correlación de Bukacer

El contenido de agua saturada en un gas natural depende de la presión, de la temperatura del fluido. Los cambios de temperatura y presión que experimenta el gas natural hacen que el agua se deposite en forma líquida en las tuberías que se utilizan para su transporte. Cuando el gas natural está saturado produce depósitos de líquidos al bajar la temperatura.

La presión y/o la temperatura de los hidrocarburos inciden en la cantidad de agua que este pueda retener, así, por ejemplo a presión constante, a medida que se enfría un volumen dada de un gas su capacidad de retención disminuye. Para estimar el contenido de agua del gas natural saturado y la temperatura de rocío de un gas saturado se han desarrollado varios métodos, uno de esos métodos es la correlación de Bukacek, la cual permite calcular el contenido de agua para gases dulces a partir de la presión y temperatura del gas natural por medio de la siguiente ecuación citada anteriormente:

$$W = \frac{A}{P} + B \dots\dots\dots(3)$$

Donde: (A y B) son constantes empíricas que dependen de la temperatura y P es la presión en lpca. En la ecuación (3) : (W) representa el contenido total de agua en el gas dulce en (lb H₂O/MMPCN); (P) es la presión en (lpca), (A) es una constante que depende de la temperatura, y representa el contenido de agua en el gas en condiciones ideales, mientras que (B) es una constante que depende de la temperatura y representa al valor del contenido de agua a las condiciones operacionales, y depende de la composición del gas natural. Ambos valores se determinan a través de correlaciones matemáticas, y se presentan en el cuadro 2.1

La ecuación de correlación de Bukacek permite dar cumplimiento a la Norma Internacional (ASTM.D1142.06, que data del año 1950 con última aprobación el primero de junio del 2006. La norma describe el método de prueba para la determinación del contenido de agua en combustibles gaseosos a través de la medición de la temperatura del punto de rocío y el cálculo del contenido de agua a partir de la temperatura del punto de rocío. El contenido de agua obtenido a través de la ecuación de correlación de Bukacek se expresa en (lb H₂O /MMPCN). Aunque, queda claro que se puede convertir a cualquier otro sistema de unidades.

La ecuación (3) permite determinar el contenido de agua en el gas, hasta valores de presión de 10000 loca, y valores de temperatura que oscila entre (-40 y hasta 230 F). Los valores obtenidos a través de la ecuación (3) son los que utiliza el análisis cromatográfico para determinar el contenido de agua.

Punto de Rocío: Es la temperatura a la cual el vapor de agua presente alcanza su valor máximo o su condición de presión de saturación de vapor de agua con respecto al equilibrio con una superficie plana de agua.

Para la cuantificación de la temperatura de rocío, se pueden utilizar varios métodos, y uno de los más utilizados es el sensor del espejo frío, y se considera que este es uno de los métodos de mayor precisión para la medición de la temperatura del punto de rocío, en general se puede señalar que la temperatura del punto de rocío es un parámetro que se utiliza para expresar la cantidad de agua que contiene un gas o esta presente en el ambiente, donde se realiza la determinación.

Cálculo de la temperatura del punto de rocío (TPR). Se sabe que un incremento en la presión del gas, se incrementa el valor de (TPR). Por, ejemplo una muestra de gas con una temperatura de rocío de 32 (F) y una presión de 10,15 (lpca), incrementa su (TPR) a 35,33 (F) cuando se incrementa la presión a 11,60 (lpca). Luego si la (TPR) depende de la presión del gas, la manera correcta de expresar un resultado de una medición de (TPR), debe de incluir el valor de la presión a la que se realiza la medición, de tal forma de evitar errores en los procesos operacionales, donde se está utilizando la temperatura del punto de rocío.

En la industria del gas natural, por ejemplo, donde el contenido de humedad se determina casi siempre a las condiciones normales de presión y temperatura, que en el sistema británico de unidades corresponden a una temperatura de 520 (R) y 14,7 (lpca) de presión, y posteriormente es necesario realizar la conversión a otros valores de los parámetros señalados, sobretodo cuando el gas ira al comercio, también existen los casos, donde se requiere determinar el contenido de humedad a diferentes valores de presión y temperatura. En este caso para realizar el cálculo se requiere las condiciones iniciales de presión y temperatura, además de la (TPR). Para determinar la (TPR) del agua se puede utilizar la figura 4.6 la cual representa un diagrama de

fases presión- temperatura, en donde se observa el comportamiento de las fases para la especie cuantificada.

En la figura 4.6 se presentan las fases sólida, líquida y gaseosa o vapor para el agua, las tres curvas envolvente se cruzan en el punto triple. Si un gas está a una temperatura de la línea marcada entre los puntos (TC) del diagrama, y cuando el gas se enfríe en forma isobárica hasta alcanzar la línea de coexistencia líquido- vapor, en un punto de la línea (A- punto triple) debe de aparecer el primer condensado en la muestra de gas, el valor de (TPR) en ese punto corresponde a la temperatura de rocío.

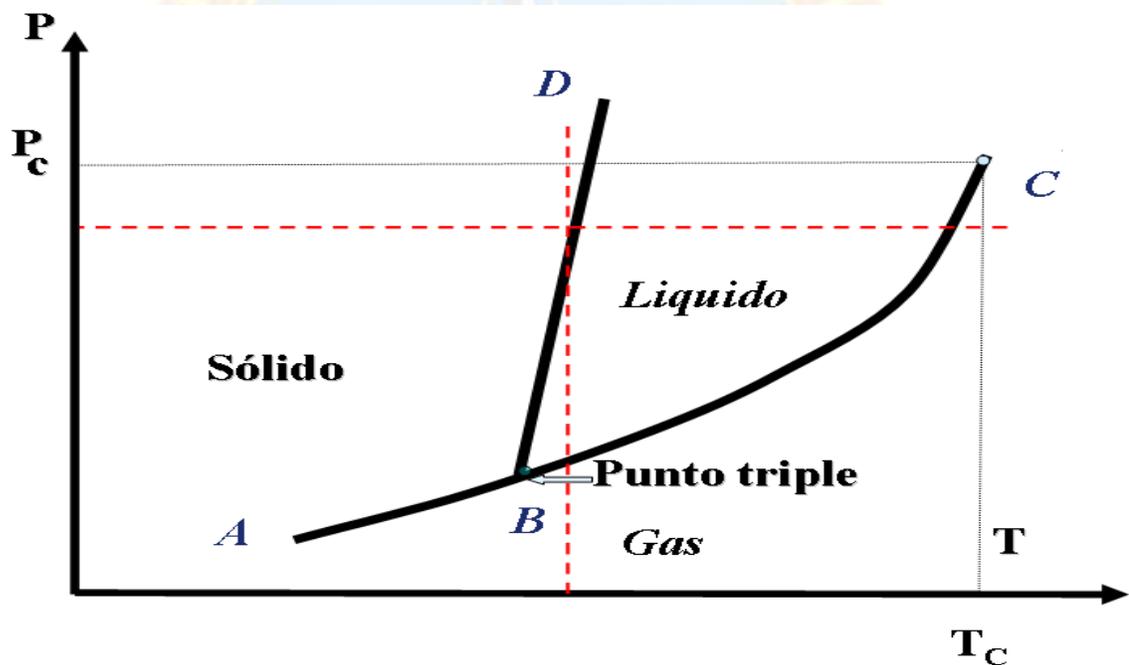


Figura 4.6 Diagrama de Fase (P-T) para una Sustancia Pura
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Para una mezcla de un gas con vapor de agua, las leyes que relacionan a (TPR) y la presión total de la mezcla son la ley de los gases ideales y la ley de las presiones

parciales de Daltón, en donde la ley de Dalton relaciona la presión total de una mezcla de gases con la suma de las presiones de cada uno de los gases que conforman la mezcla.

Para la cuantificación de la temperatura de rocío, se pueden utilizar varios métodos, y uno de los más utilizados es el sensor del espejo frío, y se considera que este es uno de los métodos de mayor precisión para la medición de la temperatura del punto de rocío, en general se puede señalar que la temperatura del punto de rocío es un parámetro que se utiliza para expresar la cantidad de agua que contiene un gas o esta presente en el ambiente, donde se realiza la determinación.

Cálculo de la temperatura del punto de rocío (TPR). Se sabe que un incremento en la presión del gas, se incrementa el valor de (TPR). Por, ejemplo una muestra de gas con una temperatura de rocío de 32 (F) y una presión de 10,15 (lpca), incrementa su (TPR) a 35,33 (F) cuando se incrementa la presión a 11,60 (lpca). Luego si la (TPR) depende de la presión del gas, la manera correcta de expresar un resultado de una medición de (TPR), debe de incluir el valor de la presión a la que se realiza la medición, de tal forma de evitar errores en los procesos operacionales, donde se está utilizando la temperatura del punto de rocío.

En la industria del gas natural, por ejemplo, donde el contenido de humedad se determina casi siempre a las condiciones normales de presión y temperatura, que en el sistema británico de unidades corresponden a una temperatura de 520 (R) y 14,7 (lpca) de presión, y posteriormente es necesario realizar la conversión a otros valores de los parámetros señalados, sobretodo cuando el gas ira al comercio, también existen los casos, donde se requiere determinar el contenido de humedad a diferentes valores de presión y temperatura. En este caso para realizar el cálculo se requiere las condiciones iniciales de presión y temperatura, además de la (TPR). Para determinar

la (TPR) del agua se puede utilizar la figura 4.6 donde se representa el comportamiento de las fases para la especie cuantificada.

En la figura 4.6 se presentan las fases sólida, líquida y gaseosa o vapor para el agua, las tres curvas envolvente se cruzan en el punto triple. Si un gas esta a una temperatura de la línea marcada entre los puntos (TC) del diagrama, y cuando el gas se enfríe en forma isobárica hasta alcanzar la línea de coexistencia líquido- vapor, en un punto de la línea (A- punto triple) debe de aparecer el primer condensado en la muestra de gas, el valor de (TPR) en ese punto corresponde a la temperatura de rocío. El comportamiento del vapor de agua se puede describir con la ley de los gases ideales, lo cual se representa través de la siguiente ecuación:

El proceso del rocío en las mañanas de invierno se debe a que la humedad relativa del aire ha alcanzado el 100% y el aire no admite ya más agua. Entonces el agua condensa en forma líquida en superficie metálicas, hojas, flores etc. También se alcanza el 100% de humedad cuando se utiliza agua muy caliente en un recipiente cerrado como por ejemplo un cuarto de baño. El agua caliente se evapora fácilmente y el aire de la habitación alcanza con rapidez el 100% de humedad.

Si se considera que la humedad relativa (HR) es la razón de la presión de vapor de agua presente en ese momento (P_{Vagua}), con respecto a la presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}) a la misma temperatura, por lo tanto, la humedad relativa es dependiente de la temperatura, luego queda:

$$H_R = \frac{P_{Vagua}}{P_{sv}} \times 100 \dots \dots \dots (8)$$

Luego conociendo la humedad relativa y la temperatura ambiente, se puede determinar la (TPR). La presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}), para un intervalo de (-45 a +60C), se calcula a través de la siguiente ecuación matemática, con cierto grado de precisión y exactitud, por lo tanto puede ser un datos que se utilice para determinar el parámetro analizado.

$$P_{sv} = \exp \left[\ln(611,2) + \frac{17,62 - T}{243,12 + T} \right] \dots\dots\dots(9)$$

Dónde: (T) es la temperatura ambiente en (C). Una vez determina (P_{sv}) a la temperatura ambiente, se obtiene la presión parcial de vapor de agua (P_{vagua}) a partir de la humedad relativa y queda:

$$P_{vagua} = \frac{\% H_R}{100} \times P_{sv} \dots\dots\dots(10)$$

Ya antes se mencionó que la temperatura del punto de rocío (TPR) es aquella cuando a la presión parcial de vapor (P_{vagua}) prevaeciente, se logra la saturación y consiguiente condensación de vapor de agua, dándose la siguiente condición:

$$P_{vagua} = \exp \left[\ln(611,2) + \left(\frac{17,62 - TPR}{243,12 + TPR} \right) \right] \dots\dots\dots(11)$$

Despejando (TPR), queda:

$$TPR = \frac{243,12 \times \ln(P_{vagua}) - 1559,72}{24,035 - \ln(P_{vagua})} \dots\dots\dots(12)$$

En vista que la presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}) a diferentes valores de temperatura es una variable conocida, la temperatura del punto de rocío (TPR) se puede determinar utilizando la humedad relativa y la temperatura, tal como de muestra en esta figura

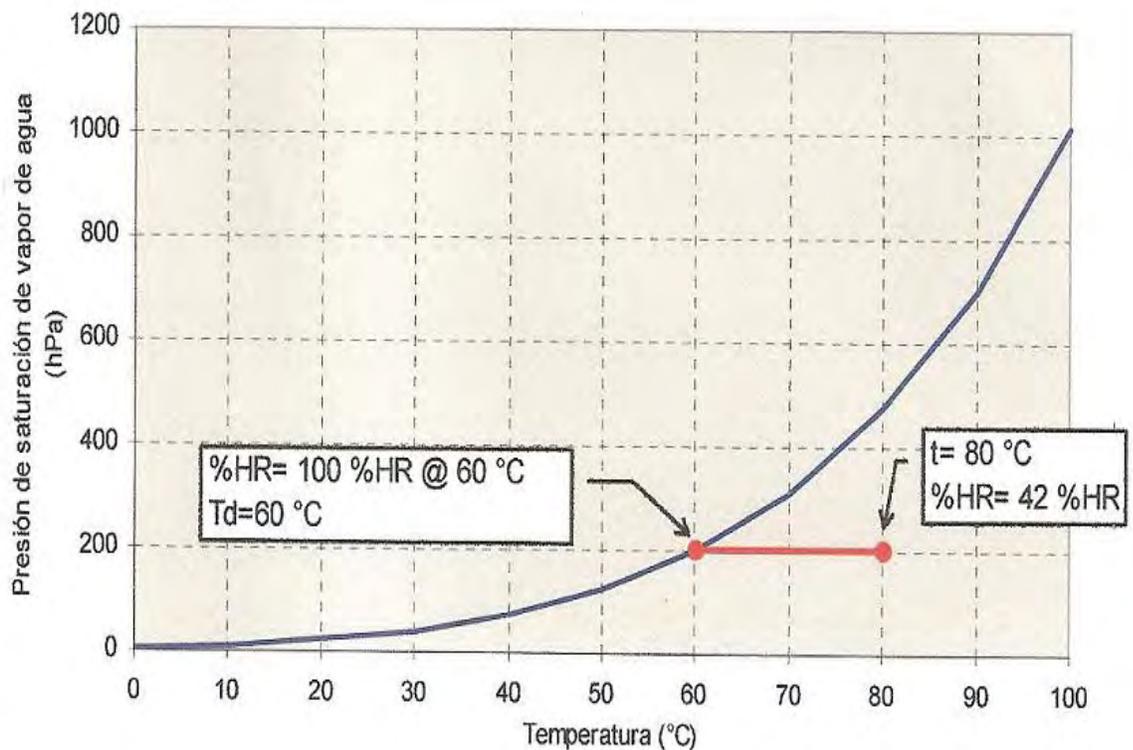


Figura 4.7 Curva de presión de saturación de vapor de agua
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Donde se grafica (PSV), contra la temperatura ambiente expresada en grados (C). En la figura se observa que (TPR) tiene un valor de 60 grados (C). Por, lo tanto esta gráfica puede ser perfectamente utilizada para determinar la temperatura del punto de rocío

Reducción del Punto de Rocío (DPR): La (DPR) es la diferencia entre la temperatura y punto de rocío. En el proceso de deshidratación del gas natural, al

momento en que el glicol absorbe agua, disminuye la temperatura de rocío del gas natural (este glicol pasa a denominarse glicol rico, glicol que tiene un alto contenido de agua). La reducción del punto de rocío (RPR) es influenciada por. La tasa de flujo del glicol; temperatura de contacto en el absorbedor, eficiencia de contacto del glicol/gas, y concentración del glicol pobre (glicol con poco contenido de agua). Cuando el proceso de deshidratación del gas natural se realiza con (TEG) a 100 F y una concentración de 95 %P/P, se puede reducir el punto de rocío hasta 46 F. Mientras que el (DEG) a la misma concentración, reduce el punto de rocío en 54F. Pero, esta situación cambia al aumenta la concentración, si la concentración del glicol en el agua es por ejemplo 99% P/P EL (DPR) es en 90 F.

Mientras que si se utiliza (DEG) es 84F. Luego estas observaciones es conveniente tenerlas en cuenta, cuando se quiera seleccionar el tipo de glicol más apropiado y eficiente para una operación. Si el gas que se va a deshidratar no tiene contaminantes ácidos, se puede obtener un (DPR) de hasta 65F, para ello se necesita subir la temperatura del horno.

En los gasoductos la presencia de hidrocarburo líquido en combinación con trazas de vapor de agua llevan a la formación de hidratos como masa sólida. En condiciones de operación pueden ocasionar daños por impacto en los compresores, restringir o bloquear los gasoductos.

Algunos usuarios tienen necesidades críticas respecto al punto de rocío de hidrocarburo. La última generación de generadores con turbinas de gas diseñadas para baja emisión de óxido de nitrógeno (NO_x) requieren al menos 28C de supercalentamiento la diferencia entre el punto de rocío y la temperatura de entrega del gas a la entrada del sistema de premezcla. Si esto no se cumple, el efecto enfriador de la expansión del gas provoca la formación de líquido resultando el posible retorno de la llama desde la boquilla de ignición hacia la cámara de mezcla.

Por otro lado, para el productor de gas natural, el control del punto de rocío de hidrocarburo puede resultar en un aspecto costoso del procesamiento del gas natural. Ya sea por los costos de compresión, el gas luego del procesamiento como por la baja en el poder calorífico al extraerle los líquidos al gas natural.

En consecuencia, resulta de interés para los productores monitorear y controlar las plantas reductoras de punto de rocío para mantenerlas dentro de límites ajustados minimizando los costos de proceso. Esto hace que se deba mantener el punto de rocío lo más próximo posible a los valores acordados o exigidos. Esto hace necesario medir el punto de rocío de hidrocarburo no solo en la etapa de producción sino también en los gasoductos de transporte, en los puntos de transferencia, en la distribución y en grandes consumidores finales, incluso al incrementarse las redes de interconexión entre países se hace necesario el control de calidad del gas que se comercializa.

Para utilizar la ecuación de estado para determinar el punto de rocío de hidrocarburo se requiere un análisis extendido para cuantificar los componentes más pesados. Las variaciones en C10 y superiores tienen un alto efecto en el punto de rocío de hidrocarburo. Para esto se requiere un cromatógrafo más complejo. Pero, a su vez, la extensión del análisis para obtener los componentes pesados reduce la frecuencia de las medidas, que conllevan a que haya errores.

Determinación de una ecuación de estado para determina el punto de rocío:
Para utilizar la ecuación de estado para determinar el punto de rocío de hidrocarburo se requiere un análisis extendido para cuantificar los componentes más pesados. Las variaciones en C10 y superiores tienen un alto efecto en el punto de rocío de hidrocarburo. Para esto se requiere un cromatógrafo más complejo. Pero, a su vez, la extensión del análisis para obtener los componentes pesados reduce la frecuencia de las medidas, que conllevan a que haya errores.

Segundo, el gas natural tiene un espectro de potenciales componentes condensables que contribuyen a la formación de líquidos cuando se enfría el gas. Los componentes más pesados condensan primero que los livianos. La condensación ocurre gradualmente a través de un rango de temperatura.

Es, por ello que en el proceso de compresión del gas natural, si hay presencia de vapor de agua en el gas a ser comprimido, se corre el riesgo que haya condensación del agua, ocasionado graves problemas operacionales al proceso, de tratamiento o acondicionamiento.

Para determinar el contenido de agua del gas natural, asumiendo condiciones ideales se utiliza la siguiente ecuación:

$$W = 47484 \frac{P_v}{P} \dots\dots\dots(13)$$

En donde: (P_v) es la presión de vapor y (P) es la presión. La ecuación da valores medianamente precisos hasta una presión de 200 (lpca). Bukacek sugirió una ecuación relativamente simple, para determinar el contenido de agua o contenido de humedad en un gas natural:

$$W = 47484 \frac{P_v}{P} + B \dots\dots\dots(14)$$

$$\log B = \frac{-3083,87}{459,6 + T} + 6,6949$$

b.- Correlación de Maddox.

Este autor dedujo una ecuación, para determinar el contenido total del agua en el gas. Esta ecuación permitió estimar los contenidos de agua en los gases ácidos,

ecuación que tiene su rango de validez en temperaturas que oscilan entre 80 y 160 F, para el caso del dióxido de carbono y para el hidrógeno (H₂S) y entre 80 y 280 F para el dióxido de carbono (CO₂), y la ecuación es:

$$\log(W) = a_0 + a_1 \log P + a_2 (\log P)^5 \dots\dots\dots(15)$$

Los valores de las constantes a los diversos valores de temperatura se presentan en los cuadros 4.2 y 4.3, para el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, respectivamente:

**Cuadro 4.1 Valores de las constante para el dióxido de carbono
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F.**

T(F)	a_0	a_1	a_2
80	6,0901	-2,5396	0,3427
100	6,1870	-2,3779	0,3103
130	6,1925	-2,0280	0,2400
160	6,1850	-1,8492	0,2139

La ecuación de correlación de Maddox se puede simplificar para obtener el contenido de agua, incluyendo los gases ácidos, y se utiliza la ecuación (3), la cual fue señalada anteriormente.

Cuadro 4.2 Valores de las constante para el sulfuro de hidrógeno
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F.

T(F)	a_o	a_1	0,3004 a_2
80	5,1847	-1,9772	0,3046
100	5,4896	-2,0210	0,3319
130	6,1694	-2,2342	0,3646
160	6,8834	-2,4731	0,4232
220	7,9773	-2,8597	0,4897
280	9,2783	-3,3723	

c.- Correlación de Ning:

Este autor dedujo una ecuación de correlación empírica para determinar el contenido de agua en el gas natural, y que se representa de la siguiente forma:

$$\ln W = a_o + a_1 T + a_2 T^2 \dots\dots\dots(16)$$

En donde:

W: es el contenido de agua

T: es la temperatura (°F)

(a_o, a₁ y a₂): son constante que se presentan en el cuadro 4.3.

La ecuación (16) es válida hasta valores de presión de 14.500 (lpca).

Cuadro 4.3 Valores de las constante de la correlación de Ning
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F.

P(lpca)	a_o	a_1	$a_2 \times 10^{-4}$	P(lpca)	a_o	a_1	$a_2 \times 10^{-4}$
15	-30,07	0,1634	-1,74	725	-26,90	0,1232	-1,16
29	-27,58	0,1435	-1,43	870	-25,12	0,1128	-1,02
44	-27,84	0,1425	-1,42	1160	-26,03	0,1172	-1,09
58	-27,32	0,1383	-1,37	1450	-25,44	0,1133	-1,04
73	-26,21	0,1309	-1,26	2176	-22,63	0,0973	-8,41
87	-25,75	0,1261	-1,19	2901	-22,14	0,0946	-8,18
116	-27,21	0,1334	-1,29	4351	-20,44	0,0851	-7,03
145	-26,24	0,1268	-1,20	5802	-21,13	0,0881	-7,45
218	-26,13	0,1237	-1,15	7252	-20,25	0,0834	-6,91
290	-24,58	0,1133	-1,01	8702	-19,12	0,0773	-6,16
435	-24,77	0,1128	-1,01	10153	-20,50	0,0845	-7,12
580	-24,72	0,1120	-1,01	14500	-20,50	0,0838	-7,05

d.- Correlación de Kazin. Este autor propuso una correlación analítica para determinar el contenido de agua en el gas natural. La ecuación tiene su validez hasta una temperatura de 180F y una presión que oscila entre 300 y 1200 lpca, la ecuación propuesta es:

$$W = Ax B^T \dots\dots\dots(17)$$

En donde T es la temperatura en (F); P es la presión en (lpca) y A y B son variables que están definidas, según lo siguiente:

$$A = \sum_{i=1}^4 a_i \left[\frac{P - 350}{600} \right]^{i-1} \dots\dots\dots(18)$$

$$B = \sum_{i=1}^n b_i \left[\frac{P - 350}{600} \right]^{i-1} \dots\dots\dots(19)$$

Los valores de las constantes para la aplicación de las ecuaciones (17,18,19) se presentan en el cuadro 4.5.

Cuadro 4.4 Valores de las constante de la correlación de Kazín
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Constantes	$T < 100F$	$100 \leq T \leq 180F$
a_1	4,3422	10,38175
a_2	1,35912	-3,41588
a_3	-6,82392	-7,93877
a_4	3,95407	5,8495
b_1	1,03776	1,02674
b_2	-0,02865	-0,01235
b_3	0,04198	0,02313
b_3	-0,01945	-0,01155

Determinación del contenido de agua en el gas natural a través de métodos computacionales:

El contenido de agua saturada de una corriente de gas natural puede también ser determinada usando un programa de computador de simulación de procesos. En este caso se adiciona agua a la corriente de gas hasta que una pequeña fracción en fase líquida aparezca. La precisión de los cálculos por simulación depende de lo bien que la base termodinámica modele el sistema, normalmente se utilizan ecuaciones de estado. Con base en comparaciones recientes de datos experimentales para gas ácido, el contenido de agua que se predice es razonablemente bueno hasta 800 lpcm, por encima de dicho valor, los modelos de estado en simuladores comerciales sobre predicen sustancialmente el contenido de agua.

El manejo del contenido de agua en gas ácido es un tema muy complejo. Los datos y métodos presentados en el GPSA no deben ser usados para diseño final. Las Figuras (2.1, 2.2 y 2.3) se basan en datos experimentales. Una determinación precisa de contenido de agua requiere un estudio cuidadoso tanto teórico como con datos experimentales. En muchos casos datos experimentales adicionales son la mejor forma para la obtención de una mayor precisión y exactitud de los resultados.

Incidencia del contenido de agua en el gas natural: Es de vital importancia tener absoluta claridad en cuanto al caudal de agua, en estado de vapor, que puede estar dispersa en el gas natural, ya que solo sabiendo la respuesta se pueden establecer los tratamientos, que se deben de aplicar al gas para evitar problemas mayores

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS USADOS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.

Deshidratación de Gas natural:

El gas natural, por lo normal contiene vapor de agua, en cantidades tales, deben de ser removidas a un punto, previamente establecido y que para el trópico representa entre 5 y 7 libras de agua/MMPCN, pero esta cantidad de agua debe de ser mucho menor, si el gas está destinado a las plantas criogénicas. La remoción del agua, o deshidratación, se realiza para prevenir la formación de hidrato (y como congelación potencial) o corrosión en la recolección de gas, sistema de transmisión o planta de tratamiento. El proceso de deshidratación se debe de realizar en forma independiente si el gas natural ha sido clasificado composicionalmente como seco o pobre, rico o húmedo y/o condensado.

Hay varias opciones de proceso que pueden ser utilizadas para llevar a cabo la deshidratación, en general se consideran que cinco (5) los procesos de deshidratación que tienen mayor utilidad para la remoción del agua del gas

- a.- Compresión a una presión superior:** Este proceso ocurre con enfriamientos subsecuentes y separación de las fases. Mientras más alta sea la presión, menor será el contenido de vapor de agua saturada a una temperatura dada. El proceso de compresión y enfriamiento con separación es una parte típica del sistema de producción / recolección de gas y arreglos del proceso. Se aplica normalmente para un secante adicional de gas natural. Sin embargo, en algunos casos, este simple acercamiento puede ser suficiente para uso de campo de los sistemas de elevación de gas.

b.- Expansión del Gas a una Baja Presión: En este proceso para obtener el descenso de la presión de una corriente de gas produce enfriamiento, excepto cuando se trata del Helio (He) y del Hidrógeno (H). Luego se puede concluir que el Efecto de Joule- Thompson, es el cambio de temperatura que se produce en un gas que se expande a partir de una presión constante más baja, sin transmisión de calor. Los procesos de transmisión de calor ocurren por medio de la conducción, convección y radiación. La expansión del gas a una baja presión, como forma de enfriamiento se puede realizar a través de la expansión isentálpica y/o expansión isentrópica, ambos procesos son de gran importancia en el tratamiento del gas natural, y se relacionan con la eficiencia de la mayoría de los procesos relacionados con el tratamiento del gas natural.

c.- La expansión: Este proceso de deshidratación se realiza reduciendo la presión de vapor del gas con válvulas de expansión y luego separando la fase líquida que se forma, en el proceso de expansión del gas natural.

La expansión del gas a una baja presión, como forma de enfriamiento se puede realizar a través de dos diferentes procesos:

1.- Expansión Isentálpica: Este proceso se utiliza cuando se necesita aumentar la recuperación de líquidos de un gas húmedo proveniente del pozo, por lo general con alta presión. En el proceso el flujo de gas húmedo es pasado a través de una válvula expansora, donde la temperatura del gas disminuye, con ello se logra que una fracción de los componentes intermedios y pesados presentes en la mezcla de gas natural se condensen. Luego los líquidos condensados son retirados del flujo de gas usando, para ello un separador de baja presión. El gas frío y seco se utiliza para preenfriar la corriente de gas húmedo que alimenta el sistema.

2.- Expansión Isentrópica: Este proceso se produce cuando la corriente de gas húmedo pasa a través de un turboexpansor. En este caso disminuye la temperatura del gas y se obtiene una cierta cantidad de trabajo, el cual se utiliza para mover los equipos de bombeo. También esta disminución de la temperatura, que en la mayoría de los casos es un valor apreciable, se utiliza para recuperar líquidos del gas natural, que es lo que ocurre fundamentalmente en los procesos de extracción de los líquidos del gas natural. Este es el principal principio de los procesos criogénicos

d.- Enfriamiento Directo: Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de refrigeración mecánica con adición de inhibidores de hidratos. En estos casos se sabe, que el contenido de agua saturada en un gas natural decrece con un aumento en la presión o con una disminución en la temperatura. Lo que significa, que los gases calientes saturados con vapor de agua pueden ser parcialmente deshidratados por enfriamiento directo. Por ejemplo Los gases que serán comprimidos por lo normal son enfriados antes de ser transportados a las líneas de distribución. Desde luego en este proceso de enfriamiento se puede remover agua del gas. En este caso el proceso será de naturaleza cíclica. Esto, es porque el fluido refrigerante recibirá calor del sistema a enfriar.

Posteriormente, este calor se disipa en el medio ambiente o se transmite a otro sistema, que actúa como receptor de esa energía calorífica. Cuando la energía calorífica se disipa, el fluido refrigerante inicia de nuevo el ciclo. Los fluidos refrigerantes de mayor uso, en la industria del gas natural son el Propano y Metano. En este proceso hay que tener mucho cuidado con la cantidad de líquido que se acumula en los equipos de enfriamiento del gas natural, se utiliza el Efecto de Joule-Thomson con adición o sin adición de inhibidores de hidratos.

El contenido de agua saturada en un gas natural decrece con un aumento de la presión o con una disminución de la temperatura. Luego, los gases calientes saturados con vapor de agua pueden ser parcialmente deshidratados por enfriamiento directo. Los gases antes de ingresar a la una planta compresora por lo normal son previamente enfriados. Este proceso de enfriamiento puede remover agua del gas y es de naturaleza cíclica, ya que el fluido refrigerante recibe calor del sistema a enfriar. Posteriormente, este calor se disipa en el medio ambiente o se transmite a otro sistema que actúa como receptor de esa energía calorífica. Una vez que se disipa esta energía, el fluido refrigerante inicia de nuevo el ciclo. Los fluidos refrigerantes de mayor uso, en este proceso son: El propano, Etileno, metano y freón.

e.- Absorción con desecantes líquidos: En este proceso, se utiliza un líquido higroscópico como los glicoles, que son ampliamente utilizados en la deshidratación del gas natural, sobre todo el (TEG), que es de gran utilidad, debido fundamentalmente a su alta concentración más de 99 %P/P.

El proceso de absorción usa, por lo general un glicol, con contacto del gas y desecante en una columna de absorción a temperatura ambiente. También se aplica en combinación con el enfriado, a temperaturas ambiente más bajas. Es el proceso más aplicado, usado extensivamente en operaciones de producción y en varias refinerías y en plantas de operación química. Los gases naturales pueden ser deshidratados a 7 lb de agua /MMPC con sistemas estándares de regeneración utilizando TEG o DEG. Con la adición de gas atado a un regenerador de glicol, los contenidos de agua pueden alcanzarse a 1 o 2 lb/MMPCN. Con el proceso mejorado de glicol como el proceso de deshidratación azetrópico, donde los componentes del glicol y el BTEX son utilizados para conducir bandas azeotrópicas para reducir el agua, en agua con escaso glicol a niveles muy bajos; se pueden alcanzar los contenidos de agua de gas a 0.025 lb/MMPCN..

f.- Inyección Esta es una técnica de deshidratación del gas natural, en donde es bombeando un líquido reductor del punto de rocío como, por ejemplo el metanol, aunque en la actualidad este componente está cuestionado por problemas operacionales y de salud, en algunas partes todavía se utiliza, lo que hay que tener en cuenta, para evitar problemas ambientales y de salud.

f.- Adsorción con desecantes sólidos: En este proceso se utiliza un sólido que adsorbe el agua específicamente, como el tamiz molecular, gel de sílice y aluminatos. Por lo general, este método se utiliza para llevar el contenido de agua a valores bajo la norma indicada.

Los tamices moleculares han encontrado una amplia aceptación en la industria de proceso de gas para la alimentación de plantas criogénicas de aplicaciones de condicionamiento y algunas aplicaciones de gas ácido con fórmulas de ataduras resistentes especiales al ácido.

g.- Adsorción con secuestrantes sólidos: Este método puede ser atractivo para volúmenes más pequeños, tal como un sistema de producción insolado o un combustible de gas. Los secuestrantes están hechos de varias mezclas de sales de halogenuro alcalino por ejemplo: cloruro de calcio, y son naturalmente higroscópicos.

Nuevas tecnologías en el proceso de deshidratación: La nueva tecnología de deshidratación del gas natural, que mejora la energía eficientemente. Esta nueva tecnología se considera una revolución potencial en la deshidratación del gas natural se probará en una instalación de demostración en Québec. Esta nueva tecnología ha sido desarrollada por Vaperma, esta tecnología avanzada de deshidratación del gas natural tiene potencial para reducir significativamente las emisiones y consumo de energía frente al procesamiento de gas natural tradicional.

La nueva tecnología de Vaperma tiene potencial para ofrecer una alternativa respetuosa con el medio ambiente y de ahorro energético a la deshidratación del gas natural con el glicol tradicional. Una vez probada, se espera que esta tecnología reduzca significativamente las emisiones de aire en el proceso de deshidratación reemplazando el glicol con una nueva tecnología basada en una membrana. La nueva tecnología patentada utiliza un disolvente y una membrana resistente a la temperatura para permitir la deshidratación.

1.- Uso de membranas de filtración selectiva en la deshidratación del gas

natural: Una tecnología que parece promisoría en el tratamiento del gas es el uso de membranas selectivamente no porosas para separar los componentes hidrocarburos de los no hidrocarburos a nivel molecular. Tales procesos son más confiables que otros a base de solventes químicos y con altos costos de mantenimiento y dependen únicamente de la naturaleza del material de la membrana. Estas características hacen que las membranas sean ideales para aplicaciones en sitios remotos o para tratar volúmenes bajos de gas.

La filtración selectiva consiste en que una membrana polimérica se usa para separar compuestos gaseosos como CO_2 , H_2S y H_2O de un gas natural cuando se somete a una presión diferencial.

En los procesos con membranas semipermeables el gas entra a un recipiente que posee dos zonas de presiones diferentes separadas por una membrana. El gas entra a la zona de presión más alta y selectivamente va perdiendo los componentes que se puedan permear a través de la membrana hacia la zona de menor presión. Se podrán permear los componentes que tengan afinidad por la membrana. La membrana tiene una afinidad muy alta por el CO_2 , H_2S y H_2O . Es de hacer notar que la mayor parte de las moléculas de hidrocarburos no pasarán la membrana y saldrán del

recipiente con un contenido más bajo de contaminantes. Si se logra que la membrana baje el contenido de contaminantes en el gas a valores tan bajos como los que se consiguen con los tratamientos convencionales para remover CO_2 , H_2S y H_2O estos podrán ser sustituidos por las membranas especialmente en plataformas de producción por disminución en peso y requerimientos de espacio de la instalación.

El sistema de membrana es una especie de tela enrollada y la tela consta de una lámina central impermeable cubierta por encima y por debajo de un paquete de tres láminas permeables a través de las cuales pueden pasar las moléculas que se quieren remover. La tela está enrollada alrededor de un tubo ranurado. El gas a tratar entra a una determinada presión por uno de los extremos del cilindro que forma la tela enrollada al hacerlo se desplazará por los anulares que forman dos vueltas consecutivas de la tela y las moléculas contaminantes se filtrarán a través de las láminas permeables de la tela hacia el centro de la sección transversal de la misma donde encontrarán la lámina impermeable y se irán a través de esta hacia el centro del cilindro donde está el tubo ranurado que se encuentra a una presión menor que la presión a la cual está entrando el gas a tratar.

El gas residual, libre de las moléculas contaminantes continuará su trayectoria por los anulares hasta salir al otro extremo del cilindro. De esta manera es posible manejar mayores cantidades de gas que en una membrana plana porque se puede aumentar por un factor grande la superficie de contacto entre el gas y la membrana.

2.- Remoción de agua con membranas. La remoción de agua. Para reducir el contenido de agua a los valores tradicionalmente aceptables en el gas natural se requieren membranas de mejor permeabilidad que las existentes actualmente, con costos menores que utilizando glicol; adicional a esto una planta de deshidratación con membranas pesaría 6 veces menos y ocuparía tres veces

menos espacio que una planta de glicol, lo cual es importante en plataformas de producción.

Durante los últimos años, ha crecido apreciablemente el uso de membranas como tecnología en el tratamiento del gas natural. Las razones son claras: Procesos simples (sin partes móviles, operación de unidades simples); más baratas que las unidades de aminas sobre el mismo rango de tamaños pequeños; compactas, de poco peso y montadas en plataformas que se pueden transportar o mover fácilmente. La exitosa aplicación de la tecnología de membranas permitirá traer más gas natural a los consumidores a menor precio y explotar yacimientos pequeños de gas o de difícil acceso que por los bajos volúmenes o las dificultades para llegar a ellos los hacía demasiado costosos y no viables económicamente. La tecnología está alcanzando madurez y nuevos desarrollos aumentarán las ventajas de costos para la comunidad. Se están desarrollando nuevos materiales para las membranas que aumentarán estos beneficios de reducción de costos, especialmente en lo relativo a la selectividad para reducir el arrastre de hidrocarburos en los contaminantes removidos. Además las membranas podrían realizar simultáneamente los procesos de deshidratación y endulzamiento, al mismo tiempo.

3.- Proceso mejorado mediante glicol regenerado:

La utilización de un glicol regenerado, para la deshidratación de una corriente de gas natural, se debe de realizar a través de las siguientes etapas

- a.-** Poner en contacto una corriente de glicol con una corriente de gas natural, con componentes que oscilen entre (C1 y C6).

- b.-** Este gas ya deshidratado enfría al glicol pobre utilizado en la deshidratación,
- c.-** Precalentar el glicol rico proveniente del paso anterior y enfriarlo en el condensador de una torre regeneradora de hidrocarburo residual y agua como gas
- d.-** Precalentar y filtrar el glicol rico, evaporar el agua contenida en el glicol, en una torre generadora obteniéndose una corriente de glicol parcialmente deshidratadas, caracterizado por alimentar el glicol deshidratado a una sección de contacto a una presión 14,38 a 12,80 (lpca), con una corriente de hidrocarburos como solvente a presión de 11,22 a 24,17 (lpca), obteniéndose en el fondo de esta sección glicol pobre a una temperatura 323,6 a 327,2 (F).
- e.-** Enviar de inmediato el glicol a recirculación a tanque de balance a una presión de 2,84 a 12, 80 (lpca), de donde se envía a un intercambiador de calor a temperatura de 212 a 226,40 (F)
- f.-** Poner en contacto el glicol con el gas deshidratado, a una presión de 1120,54 a 1220,08 (lpca) para enfriarlo y alimentarlo a la torre absorbidora
- g.-** Alimentar de inmediato los vapores de solvente emanados de la agotación del glicol, a una sección de regeneración de glicol, en donde estos vapores constituidos por el solvente de hidrocarburos y el agua eliminada pasan a condensarse, originado la formación de una mezcla solvente- agua, lo que sería una solución acuosa.
- h.-** Recuperar de inmediato el solvente a una temperatura de 120, 2 a 140 (F) y la presión atmosférica, y finalmente recircularlo a la torre agotadora de glicol, y previamente enviarlo a un vaporizador a una presión de 19,91 a 24,17 (lpca).

Con todos estos procedimientos se produce un proceso de deshidratación de una corriente de gas natural.

Deshidratación del Gas Natural por absorción con glicoles: Los glicoles son usados corrientemente en torres de absorción, ya que permiten obtener temperaturas inferiores al punto de rocío del agua, el cual tiene un valor de 32F. Cuando las pérdidas de vapor son menores que las obtenidas con otros compuestos. Pero el TEG no debe utilizarse a temperaturas inferiores a 50 F, ya que se incrementa mucho la viscosidad. El EG y DEG se utilizan con frecuencia inyectados en la corriente de gas, tanto en los procesos de refrigeración y expansión. Ninguno de los dos debe usarse a una temperatura menor a 20 F.

El gas entra en contacto con el glicol en cada bandeja con copas. Esto hace posible que el glicol absorba el vapor de agua contenido en la corriente de gas. El gas anhidro (sin agua), sale por el tope de la torre y pasa a través de un separador donde se separan las gotas del glicol que puede contener el gas. El glicol hidratado abandona la torre por el fondo. El importante, hacer notar que el glicol hidratado no solo absorbe el vapor de agua de la corriente del gas, sino también fracciones de hidrocarburos. Posteriormente, el glicol pasa a través de un tanque de vaporización a baja presión. En este tanque la mayoría de los hidrocarburos se evaporan y se envían al quemador del rehervidor.

Por, lo general las unidades de deshidratación con glicol están provistas de equipos que eliminan la espuma. Estos equipos se colocan a nivel del fluido en el tanque de vaporización. La función principal del antiespumante es remover cualquier capa líquida de hidrocarburos que pueda estar distribuida en el tope del glicol. Estos restos de hidrocarburos son luego enviados a un colector de residuos. Después de recorrer el tanque de vaporización, la solución glicol- agua (glicol- Rico) pasa a través de un filtro, el cual tiene como finalidad remover materias sólidas. Tales como, productos de la corrosión y productos de degradación del glicol. Luego, la corriente de glicol entra en una pequeña torre de regeneración empacada montada en el tope

del rehervidor. Esto consiste en un tanque horizontal con un quemador en uno de los extremos. La utilidad práctica del proceso de deshidratación con glicol, en este caso específico se utiliza (TEG), y la importancia de este componente, para remover el agua del gas, es la capacidad que tiene que tiene el (TEG) para reducir el punto de rocío del gas. Al comienzo, cuando se comenzó a utilizar el (TEG), un descenso del punto de rocío de 60F se considera excelente, pero en la actualidad con las mejoras realizadas se ha llegado hasta un descenso de 150F

La eficiencia de un proceso de deshidratación con glicol depende principalmente de los siguientes: Presión y temperatura de entrada del gas; concentración del glicol; tasa de flujo del glicol y del número de platos del glicol

Cuadro 4.5 Propiedades Químicas y Físicas de los Glicoles:
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Propiedad	EG	DEG	TEG	TTEG
Fórmula	$HO(C_2H_4O)_1H$	$HO(C_2H_4O)_2H$	$HO(C_2H_4O)_3H$	$HO(C_2H_4O)_4H$
PM(lb./lmol)	62,1	106,1	150,2	194,2
Punto de ebullición(1atm)	387,1 F	472,6 F	545,9 F	597,2F
Densidad a 77F (lb / pie^3)	69,30	69,49	69,86	69,93

Continuacion del cuadro 4.5

Tasa de circulación a 77 F (lb./gal)	9,26	9,29	9,34	9,34
Punto de congelamiento	8F	17F	19F	22F
Viscosidad absoluta a 77F en (CPS)	16,5	28,2	37,3	39,9
Tensión Superficial a 77F ($dinas/cm^2$)	47	44	45	45
Calor Específico a 77 F (BTU/lb F)	0,58	0,55	0,53	0,52

Factores que influyen en la selección del glicol

Los factores de mayor importancia que influyen en la selección de glicol, como material deshidratante del gas natural son:

- a.- Bajo costo.
- b.- Viscosidad.
- c.- Reducción del Punto de Rocío.
- d.- Solubilidad del Glicol.
- e.- Presión de Vapor.

f.- Punto de Congelamiento del Glicol.

Factores que afectan la reducción del punto de rocío:

Esta reducción se ve afectada por:

- 1.- La tasa de flujo del glicol, que en este caso se refiere a la cantidad de glicol, que se debe de hacer circular para remover una cantidad de agua del gas, que por lo general se expresa en galones por minuto (gpm).
- 2.- La temperatura de contacto en el tope del absorbedor, esto es un parámetro de importancia, ya que tiene que haber una relación para esta temperatura.
- 3.- Eficiencia del contacto glicol/gas. Este es un parámetro del cual depende el proceso de deshidratación del gas natural, con glicoles.
- 4.- Concentración del glicol pobre.

1.- Características y comportamiento de la mezcla glicol- agua:

En es de gran importancia poder tener conocimiento de las condiciones a las que se forman los primeros cristales de hielo en la solución glicol- agua.

Las características y propiedades de las mezclas se pueden analizar a través de figuras, ya que se obtienen curvas que permiten establecer la relación que existe entre la concentración del glicol y la temperatura de operación del proceso.

Por ejemplo en la figura 4.8 se presenta el comportamiento de la mezcla ETG-agua, en una temperatura de trabajo que oscila entre -160 y 30 F.

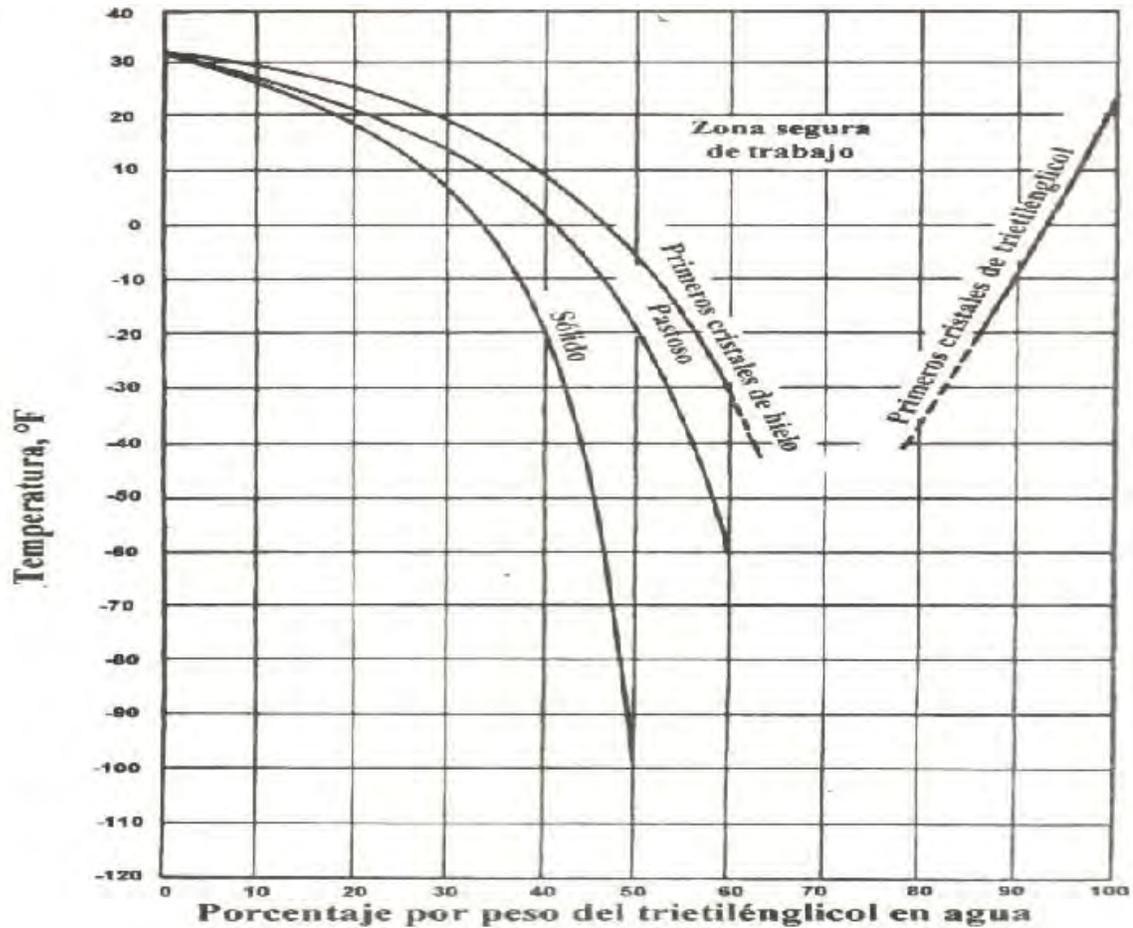


Figura 4.8 Porcentaje en %P/P del TEG y agua
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

La figura 4.8 presenta el comportamiento de la mezcla (TEG-agua) en una temperatura de trabajo entre (-160 y 40 F). En la figura se observa que si el (TEG) tuviese una concentración igual o menor que 50% P/P al alcanzar una temperatura de (-98 F), la mezcla estaría en estado sólido. Luego para que el proceso de operación sea totalmente seguro hay que trabajar con una concentración mayor al 60% P/P y a una temperatura mayor a los 0. Los primeros cristales de hielo comienza a hacer uso

de presencia a una concentración mayor al 80%P/P y a una temperatura menor que los (-40 F)

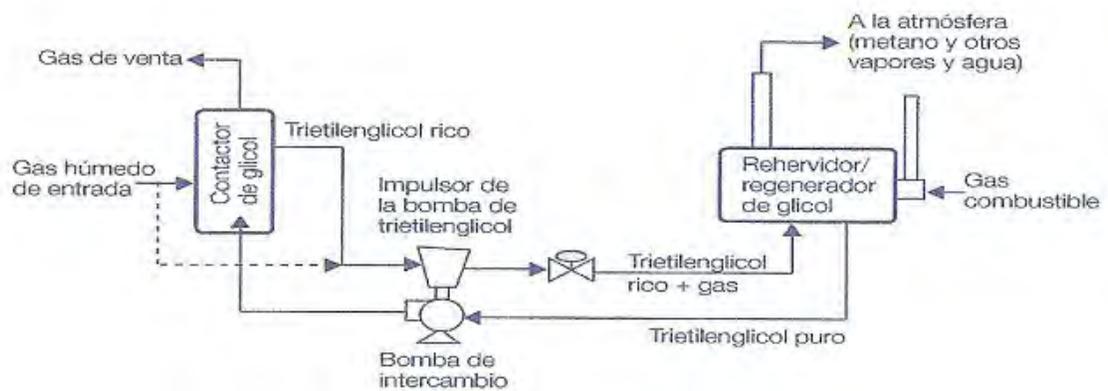


Figura 4.9 Esquema de un proceso de deshidratación de gas natural
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

La reducción de las emisiones de metano se logra al reducir la cantidad de gas hidratado que se desvía para complementar el TEG enriquecido que se genera en el rehervidor. Existen tres maneras de reducir el contenido de metano de la corriente de TEG-rico.

-
- a.- Reducción de la tasa de circulación del TEG.
 - b.- Instalación de un depósito separador de líquido en el anillo de deshidratación.
 - c.- Reemplazo de las bombas propulsadas con gas por bombas eléctricas.

El reemplazo de las bombas propulsadas con gas por bombas eléctricas, se cree que es la técnica de mayor eficiencia. Las otras opciones de reducción de metano, se fundamentan en la optimización de la circulación de glicol e instalaciones de los depósitos separadores de líquido en los deshidratadores de glicol.

El proceso de deshidratación del gas en términos, generales incluye los siguientes elementos:

- a.- El gas natural hidratado se alimenta al contactor de glicol, en donde burbujea a contra corriente a través del TEG puro (TEG sin agua absorbida) en las bandejas de la torre contactara.
- b.- EL TEG puro absorbe e agua y bajo presión, algo de metano de la corriente de gas natural lo que lo convierte en TEG- rico.
- c.- El gas anhidro se va a la tubería de venta.
- d.-Una operación de rehervido a presión atmosférica regenera el TEG- rico al calentar el glicol para extraer el agua, el metano y otros contaminantes absorbidos, los cuales se ventilan a la atmósfera.
- e.- El TEG (puro) regenerado se bombea de nuevo al contactor y se inyecta en la parte superior de la torre contactora.

Deshidratación del Gas Natural por Adsorción

En este proceso, el fluido que se le va a remover el agua es pasado a través de una torre empacada (cama desecante. Antes de entrar al sistema el gas se pasa por un separador para eliminar el agua líquida).

El proceso de adsorción se define como la acción de adsorber. Que se adhiere a la superficie del sólido adsorbente. La adsorción describe cualquier proceso donde moléculas de un fluido líquido o gaseoso son retenidas en la superficie de un sólido, debido a las fuerzas superficiales del mismo. Los sólidos que poseen la propiedad de

retener fluidos en su superficie mediante fuerzas superficiales son los llamados adsorbentes, y se puede dividir en dos grupos:

- a.- Los que poseen una actividad física en la superficie de adsorción, y la cual puede ser complementada por una condensación capilar. Esto se denomina adsorción física.
- b.- Los que reaccionan químicamente, que es la adsorción química.

Adsorción es un proceso que ocurre cuando un gas o un líquido se acumulan en la superficie de un sólido o de un líquido, formando una película de las moléculas o de los átomos (adsorbate). La adsorción está presente en muchos sistemas físicos, biológicos, y químicos naturales, y es ampliamente utilizada en usos industriales. La adsorción es una consecuencia de energía superficial, en la adsorción, todos los requisitos de vinculación sean iónicos, covalentes o metálico del componente átomos del material son llenados por otros átomos en el material. Sin embargo, los átomos en la superficie del adsorbente no son rodeados enteramente por otros átomos del adsorbente y por lo tanto no pueden atraer los adsorbates. La naturaleza exacta de la vinculación depende de los detalles de la especie implicada.

El términos generales, se puede señalar que el proceso de adsorción ocurre, cuando un gas o un vapor se encuentran en contacto con una superficie sólida, y parte se este se adhiere al sólido.

En forma simple, la adsorción es la atracción y adhesión de moléculas gaseosas y/o líquidas sobre la superficie de un sólido y sus cavidades interiores. La cantidad de adsorción depende tanto de la naturaleza específica del adsorbente como del material adsorbido. Dado que la adsorción es un proceso de superficie, los buenos adsorbentes

son aquellos que presentan grandes superficies por unidad de masa y tienen grandes fuerzas atractivas.

Adsorbato: elemento adsorbible que retiene los tamices moleculares por fuerzas físicas más que por químicas; en otras palabras, cuando la molécula adsorbida es posteriormente liberada por la aplicación de calor, el cristal queda en el mismo estado químico que estaba antes de la adsorción. En la industria el proceso de adsorción se denomina también lecho seco o lecho fijo.

Adsorbente: sustancia, generalmente sólida, con una gran capacidad de adsorción. Suele tener estructura porosa. Sólido utilizado para remover algunos componentes del gas que se está procesando.

En la adsorción máxima, solamente se forma una monocapa: las moléculas del adsorbato no se depositan en otra, fijado por adsorción ya, las moléculas del adsorbato, solamente en la superficie libre del adsorbente. El proceso de adsorción puede ser realizado a través de:

- a.- Adsorción Química:** En este caso los principales adsorbentes se caracterizan por reacciones químicas entre el fluido a tratar y el material adsorbente. Esta adsorción tiene muy poca aplicabilidad en la deshidratación del gas natural, la adsorción química se considera que es un proceso irreversible
- b.- Adsorción Física:** Se entiende por adsorción física la: adherencia de un componente sobre la superficie de otro, donde participan la naturaleza del adsorbente y los efectos de la presión y la temperatura. Todo proceso de adsorción es una acción de tipo físico. El producto que se adsorbe sobre la superficie puede ser desorbido o separado mediante calentamiento.

La adsorción o lecho seco es un proceso comúnmente utilizado para la deshidratación del gas natural. Si el proceso es físico requiere del uso de un material adsorbente, y que debe de tener las siguientes características:

- 1.- Una gran área de superficie para el tratamiento de altos caudales.
- 2.- Una actividad alta para los componentes a ser removidos del fluido.
- 3.- Una alta tasa de transferencia de masa relativamente grande.
- 4.- Una regeneración de fácil manejo.
- 5.- Una resistencia mecánica alta.

El proceso de adsorción, debe de ser también económico y no corrosivo, ni tóxico, y además poseer una alta densidad de masa, tampoco debe de presentar cambios apreciables, en relación con el volumen durante el proceso de adsorción, y debe de mantener también la resistencia mecánica, de tal forma que se puede realizar la evaluación de la eficiencia del proceso, sin mayores consecuencia, sin tener que sufrir cambios en la parte mecánica de los materiales y equipos, que participan en el proceso de deshidratación o remoción del agua de una corriente de gas natural.

En el proceso de adsorción las fuerzas adsorbentes se encuentran en superficies enrolladas en forma de cilindros o poros. Cuando el grupo de moléculas que van a ser adsorbidas alcanzan un diámetro igual al diámetro del poro, se inicia la concentración de las fuerzas de condensación. A este proceso se le conoce con el nombre de condensación capilar. Estas fuerzas son tan grandes que pueden retirar vapor de agua de una corriente y lograr que este vapor se condense dentro de los poros del adsorbente. Este proceso de condensación capilar se ha logrado observar en materiales adsorbentes tales como la sílica gel y la alúmina.

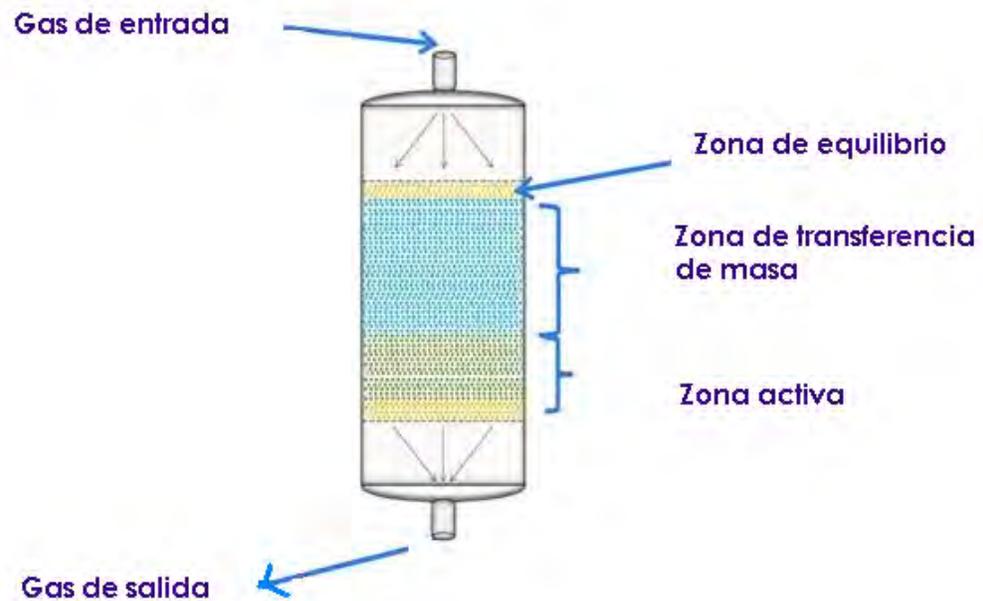


Figura 4.10 Zonas de un proceso de deshidratación por adsorción
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

En la figura 4.10 se presentan todas las zonas que caracterizan a un proceso de deshidratación de gas natural por adsorción. Se observa que el gas a deshidratar entra, y de allí van sucediendo todos los procesos hasta que el gas tratado, en este caso gas anhidro sale por la otra contraria a la que ingreso. En un proceso de deshidratación de gas natural por adsorción, el agua es el componente más fuertemente adsorbido debido a su polaridad y mayor concentración con respecto a los otros componentes presentes en el gas. El proceso permite desadsorber a los otros componentes previamente adsorbidos por la cada desecante.

Tan pronto el gas entra en contacto con la cama desecante, todos los componentes absorbibles son retenidos a diferentes tasas. Un corto tiempo después de iniciado el proceso, se observan tres zonas:

- 1.- Zona de equilibrio:** En esta zona, todo el componente adsorbido que entra a ella es retenido por la cama adsorbente, de tal forma de poder ser eliminado de la corriente de gas natural.
- 2.- Zona de transferencia de masa.** Está definida por la longitud de la cama desecante que se requiere para que tenga lugar el proceso de adsorción. Esta longitud es equivalente a la distancia que debe de viajar el gas para que la concentración de agua y otros componentes se haga prácticamente igual a cero. Esta longitud puede variar aproximadamente entre 0,5 y 0,6 pies, dependiendo de una serie de variables. El tiempo de contacto es de aproximadamente $\frac{1}{2}$ a 2 segundos.
- 3.- Zona activa.** Aquí, de la cama desecante, la concentración del componente a ser adsorbido es cero (menos que algunas trazas de esos componentes Haina permanecidos en previos procesos de adsorción).

Estas tres zonas se forman y avanzan a lo largo de la cama desecante. El agua está presente en la zona de transferencia de masa

Los adsorbentes deben tener también una estructura distinta del poro que permita el transporte rápido de los vapores gaseosos. La mayoría de los adsorbentes industriales caen en una de tres clases:

- a.- Oxígeno,** los cuales contienen compuestos, típicamente hidrofílico y polar, incluyendo los materiales, como gel de sílica o sílica-gen y zeolitas

b.- Carbón, los cuales se basan en los compuestos, típicamente hidrofóbico y no polar, incluyendo los materiales tales como carbón activados.

c.- Polímeros, los cuales se fundamentan en los grupos funcionales polares o polares en una matriz porosa de polímeros:

Silica Gel: Este es uno de los desecantes sólidos de gran utilidad, está conformado principalmente por Oxido de Silicio (SiO_2) y se pueden obtener puntos de rocío de hasta (-100F). El compuesto también puede adsorber hidrocarburos pesados, siendo más fáciles para remover en el proceso de regeneración, lo que hace que el silica gel se recomiende para controlar los hidrocarburos con el punto de rocío del agua en ciertas aplicaciones. El tamaño promedio de los poros de la silica gel es de 20 A. El gel de silicona es un producto químicamente inerte, no tóxico, polar y dimensional. Es un producto estable. Es preparado por la reacción entre el silicato del sodio y el ácido sulfúrico, que es seguido por una serie de procesos del tratamiento. La silicona se utiliza para la deshidratación del gas natural y adsorción de hidrocarburos polares pesados del gas natural. En la figura 4.11 se presenta una muestra de Silica Gel existente en el mercado, y que se utiliza en el proceso de deshidratación del gas natural.



Figura 4.11 Muestra Comercial de Sílica Gel
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Zeolita: Las zeolitas son aluminosilicatos cristalinos que se encuentra en forma natural o sintética. Los cristales de zeolita tienen una red repetida de poro y son capaces de atrapar el agua a altas temperaturas. Las zeolitas son naturalmente polares. Las zeolitas son fabricadas por la síntesis hidrotérmica del aluminosilicato del sodio o de otra fuente de la silicea en una autoclave seguida por intercambio de ion con ciertos cationes (Na^+ , Li^+ , Ca^{2+} , K^+ , NH_4^+). El diámetro del canal de la zeolita se extiende generalmente a partir de 2 hasta 9 Å*. El proceso del intercambio de Ion es seguido por la sequedad de los cristales, que se pueden juntar con una carpeta para formar pelotillas macroporosas.

Las zeolitas: Son los miembros del aluminosilicato de la familia de los sólidos microporosos conocidos como “tamices moleculares”.

El término tamiz molecular se refiere a una característica particular de estos materiales, es decir, la capacidad de clasificar selectivamente las moléculas basadas sobre todo en un proceso de la exclusión del tamaño.

Carbón activado: El carbón activado es un producto tratado y activado químicamente para que tenga la capacidad de adsorción. Se utiliza, por lo general para adsorber hidrocarburos pesados y/o solventes aplicados en la corriente de gas natural. Además es un compoente, que ha sido muy cuestionando, fundamentalmente por los problemas ambientales, ya que aparentemente causa graves problemas al medio ambiente, sin contar con los posibles problemas de salud, que puede causar a los operadores de las plantas, donde se utilice. El carbón activado, tiene poca aplicabilidad en el proceso de deshidratación del gas natural En este proceso el fluido al secarse es pasado a través de una torre empacada. El carbón activado es microcristal que consisten en sólidos altamente porosos, amorfos con un enrejado del grafito, preparado generalmente en pelotillas pequeñas o un polvo. Es no polar y barato. Una de sus desventajas principales es que es combustible

Alúmina Activada. Este material está compuesto fundamentalmente por Oxido de Aluminio (Al_2O_3). El compuesto puede ser utilizado para deshidratar corrientes de gas y líquidos, y lo mismo adsorbe hidrocarburos pesados que puedan estar presentes en la corriente de gas, pero estos hidrocarburos son difíciles de remover. El desecante es alcalino y puede reaccionar con ácidos. Con este material se pueden condiciones muy favorables en los puntos de rocío de hasta menos cien grados (-100F). Este material tiene una gran utilidad, por ser altamente económico y de alta densidad másica

Tamices Moleculares: También se les denomina mallas moleculares. Estos son compuestos cristalinos, que por lo general son silicatos. Los cuales, son desecantes altamente especializados y manufacturados para un tamaño de poros definidos, con lo cual permite que el desecante sea utilizado para la adsorción selectiva de un

componente dado. Por lo general el tamaño de poros de los tamices moleculares anda por el orden de los 3-10 angstroms (3-10 Å). Los tamices moleculares tienen una alta aplicabilidad, en el gas que servirá como materia prima para los procesos criogénicos. Es de hacer notar que los sistemas de tamices moleculares tienen propiedades específicas para cada proceso, por lo tanto, los fabricantes de desecantes deben ser consultados para las consideraciones de diseño, tanto mecánicas como de procesos. En el tratamiento de gas natural los tamices moleculares son ampliamente utilizados

Cuadro 4.6 algunas de las aplicaciones más importantes de los tamices moleculares

Fuente: MANUAL DEL CIEDE

APLICACIÓN	TAMIZ MOLECULAR	OBSERVACIONES
Separación del H ₂ O del gas natural	4A – 5A	Se necesitan altas temperaturas de regeneración(500° F), para garantizar la desadsorción adecuada de H ₂ S.
Separación de mercaptanos del gas natural	13X	Se necesitan tamices de poros grandes debido al diámetro de los mercaptanos y ponderación de las tasas de flujos.
Separación del CO ₂ del gas natural	4A-5A	Se necesitan tamices 4A si la concentración de propano es alta con el fin de eliminar la competencia entre propano y CO ₂ . si la concentración de propano es baja, un tamiz 5A suministra tasas de separación mas rápidas y

		capacidades más altas.
Pre – tratamiento a la alimentación de plantas de LGN con el fin de separar H ₂ O, CO ₂ , H ₂ S y mercaptanos	4A,5A,13X	La selección del sistema depende fundamentalmente de las necesidades determinadas. un sistema típico está constituido por un lecho 5A ó 4A para separación de H ₂ O,CO ₂ , Y H ₂ S. un lecho más ajustado 13X es necesario para la eliminación de mercaptanos.
SEPARACION DE HIDROCARBUROS	5A	Separa cadenas de hidrocarburos de isocomponentes. Los sistemas pueden diseñarse para ambas fases; líquida y gaseosa.
Secado de líquido(combustible para aviones tipo chorro, Kerosene, Benceno, Hexano, Ciclohexano, Etileno, Propileno, Metanol, Etanol, Isopropano, etc.	3A,4A	A los líquidos se les puede extraer el agua hasta niveles por debajo de un ppm. Si el líquido contiene componentes olefinicos polimerizables, se necesita un tamiz 3 ^a . Los tamices 3A también son usados para secar metanol.
Endulzamiento de LPG(eliminación de H ₂ S Y mercaptanos)	13X	Se necesita un tamiz grande para garantizarla remoción de mercaptanos y lograr tazas razonables de adsorción.

Las aplicaciones de los tamices moleculares incluyen la deshidratación y el endulzamiento de hidrocarburos gaseosos y líquidos. En cada caso, el diseño óptimo será aquél donde la materia prima tendrá una contaminación menor al 1%, y donde el nivel de contaminación deseado para el producto esté en el rango de las partes por millón (ppm). Los sistemas de tamices moleculares ofrecen muy elevados niveles de pureza para el producto y son frecuentemente la elección preferida para aplicaciones tales como la deshidratación del gas natural para plantas criogénicas o su endulzamiento a niveles de Sulfuro de Hidrógeno aceptables para los gasoductos.

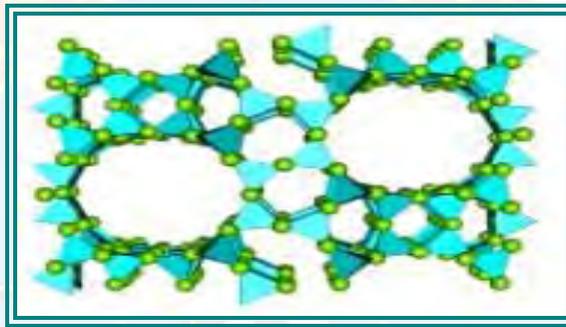


Figura 4.12 Estructura de un Tamiz Molecular
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007

Etapas a cumplir en la deshidratación con desecantes sólidos. Un diseño de esta índole involucra:

- a.- Cantidad requerida del material.
- b.- Determinación del diámetro y longitud del lecho.
- c.- Cálculo del sistema de regeneración y suministro de calor.
- d.- Tamaño de los intercambiadores de calor.
- e.- Determinación de la secuencia apropiada en el diseño.

La actividad previa a estos cálculos es determinar los parámetros fundamentales asociados a la instalación y a los contratos de venta. Entre los puntos resaltantes están: El descenso del punto de rocío, servicios disponibles, problemas operacionales, tipo de material utilizado como material adsorbente. El volumen de material deshidratante que se requiere para un proceso de adsorción se puede calcular utilizando ecuaciones matemáticas. La precisión y exactitud de los resultados dependerá del conocimiento, que se tenga del proceso que se realizará.

Proceso de deshidratación de gas natural con tamices moleculares: En la figura 39 se muestra un diagrama típico de una planta de deshidratación del gas natural a través de tamices moleculares.

En la figura 4.13 representa la deshidratación de un gas natural a través de los tamices molecular, y el proceso consiste en dejar entrar el gas hidratado frío a la presión y temperatura de operación por un expansor de alta presión al separador/filtro de entrada y a la planta deshidratadora; permitiendo éste eliminar cualquier liquido libre que pudiera disminuir la eficiencia de los tamices moleculares. Del filtro el gas pasa a través de un recipiente que contiene un lecho Protector de sílica, con el objetivo de retener cualquier sólido que contenga el gas, para luego pasar a los tamices moleculares. A medida que el gas fluye a través de los tamices, el agua se adsorbe y el gas se deshidrata, pasando luego a los filtros de salida donde se retiene el polvo o cualquier partícula sólida. Una vez que los tamices se saturan de agua, deben ser regenerados para ser reutilizados, tal como se representa en la figura se tiene dos recipientes, donde, mientras en uno se deshidrata el gas, en el otro se regenera el material adsorbente del tamiz.

Variables de Operación: Se entiende por variable de operación a los: parámetros que afectan el comportamiento de la planta o del sistema, en este caso se tiene:

- a.- Temperatura de Contacto:
- b.- Presión de Contacto:
- c.- Tiempo de Contacto:
- d.- Tamaño de las Partículas:
- e.- Regeneración:
- f.- Problemas operacionales:

**Cuadro 4.7 Capacidad de Adsorción de Algunos Desecantes:
Fuente: Deshidratación del gas natural. Pino F. 2007**

Tipo de material	lb de agua/100 lb de desecante
Bauxita activada	3 a 6
Alúmina activada	3 a 6
Sílica gel	5 a 7,5
Mallas moleculares	22

b.- Uso de Membranas en el proceso de deshidratación por Adsorción:

Una. Membrana de adsorción, es un material de: piel delgada a modo de pergamino. Cualquier tejido o agregado de tejidos que, en conjunto, presenta forma

laminar y es de consistencia blanda, su utilidad está relacionada con el endulzamiento y deshidratación del gas natural. El proceso consiste en la permeación diferencial de los diferentes compuestos del gas a través de una membrana polimérica, por ejemplo, acetato de celulosa. Una membrana es una barrera selectiva. Esto significa simplemente que diferentes gases, vapores o líquidos, se desplazan a través de ella a velocidades diferentes.

Las membranas pueden fabricarse de polímeros, metales, cerámicos, vidrios, carbono, etc. Existen cuatro tipos de geometrías para las membranas: placa y armazón, enroscados en espiral, tubulares y fibras huecas. La membrana de placa y armazón es un ensamble simple, el cual posee un área de membrana muy limitada para un tamaño dado. Una membrana enroscada en espiral mejora el área efectiva de la membrana, pero tiene problemas debido a altas caídas de presión. Las membranas tubulares poseen un área efectiva moderada para la membrana y son la configuración preferida en separaciones sucias (por ejemplo, agua sucia). Las membranas de fibras huecas, la geometría más común para las membranas para uso comercial hoy en día, poseen una superficie efectiva de la membrana muy superior por volumen de separador. Las membranas de fibras huecas constituyen una estructura auto-soportante, que provee la capacidad para soportar mayores presiones.

Beneficios de las membranas:

Las membranas son dispositivos simples, de tipo pasivo; No se requiere mantenimiento para las membranas.; Se requiere un mínimo mantenimiento en sistemas de membranas, consistente en el reemplazo de elementos filtrantes ubicados corrientes arriba; Han sido comprobados en una amplia variedad de aplicaciones Los sistemas son fácilmente expandibles mediante el agregado de más separadores del tipo membrana, Se pueden lograr ahorros significativos, en comparación con otras tecnologías, y son de bajo peso.

4.3 DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN

a.- Método manual: El método manual que más frecuentemente se utiliza en la industria del gas natural es el uso de la carta de contenido de agua de Mcketta y Webe, la cual se presenta en la figura 2.1

La figura 2.1 permite determinar la cantidad de agua que pueda retener el gas natural saturado a diversas condiciones de presión y temperatura. En la figura 2.1 se determina, que a una presión de 1000 (lpca) y temperatura de 100F, la cantidad de agua que contiene la mezcla gaseosa es 60 libras por cada millón de pies cúbicos normales de gas (60 lb de agua/MMPCN).

En muchos casos se solicita que esta cantidad de agua se exprese en partes por millón de agua sobre la base del volumen en el gas. Para, la solución de esta interrogante bastaría con convertir las libras de agua en pies cúbicos de agua de tal forma que se tengan pies cúbicos de agua en un MMPCN de gas. Para, ello se utiliza la densidad del agua, que en el sistema británica de unidades tiene un valor de 62,4 (lb/pie³), y se obtienen 0,96 ppm, V de agua en el gas. La figura 2.1 permite también establecer la temperatura de formación de hidratos.

La figura 2.1 permite determinar el contenido de agua en el gas natural, para lo cual se requiere conocer los valores de la presión y temperatura. Por ejemplo si la temperatura tiene un valor de 120F y la presión es 2000 lpca, en este caso el contenido de agua en el gas natural es de 58 lb de agua/MMPCN.

La figura 2.1 fue publicada en 1958, se utilizaron datos experimentales, los que estaban disponibles para esa época. Uno de los grandes errores de la figura 2.1 es que no toma en cuenta el contenido de agua que contienen los gases ácidos (dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno) por lo tanto no debe ser utilizada en presencia de estos ya que los mismos pueden contener más agua que el metano. Tampoco se debe utilizar cuando la presión del sistema tiene valores mayores a 1500 lpca., ya que los resultados serían totalmente imprecisos.

En la figura 2.1 la línea de formación de hidratos es aproximada, luego su utilidad para predecir la temperatura de formación de hidratos es muy incierta

Luego con la ayuda de la ecuación (5) la cual está directamente relacionada con la presión y la cual ya fue señalada anteriormente hicieron variaciones de presión y se observó cómo variaba la T_{FH} .

$$T_{FH} = 1,57206(P^{0,8606-0,0474 \ln P}) \dots\dots\dots(5)$$

Cuadro 4.8 Dependencia de la temperatura de formación de hidratos de la presión
Fuente: propia

Presión (lpca)	$T_{FH}(F)$
100	30,27
500	52,98
1000	62,52
2000	70,47
5000	77,01

Tal como se observa en el cuadro 4.8 la temperatura de formación de hidratos aumenta a medida que aumenta los valores de la presión esto se debe a que a mayor presión disminuyen las distancias intermoleculares lo cuál hace que las moléculas de agua se atraigan y de unan pasando de esta forma a la fase liquida ofreciendo grandes posibilidades para la formación de hidratos (90 % agua 10 % hidrocarburo)

En las situaciones donde los cálculos predicen la formación de hidratos, se puede evitar dicha formación removiendo el agua del gas antes del enfriamiento de los hidrocarburos por debajo de la temperatura a la cual podrían aparecer los problemas de formación de hidratos, se sabe que mediante el uso de inhibidores que se mezclan con el agua que se ha condensado, para la aplicación de la ecuación (2) es necesario conocer la presión del sistema, que en este caso debe de tener las unidades de lpca.

La ecuación (2) indica que la mezcla corre riesgos de formación de hidratos a la temperatura de 63 F. Si se relaciona este valor con la figura 2.1, la formación de hidratos a partir de la temperatura de 63 F

Determinación del contenido de agua en los gases ácidos.

a.- Metodo 1

Tanto en la figura (2.2) como en la (2.3) con los valores de presión se busca la línea de temperatura, y con ellos se encuentra el contenido de agua en los gases ácidos. Para obtener el contenido total de agua en el gas natural utilizando las figuras (2.1, 2.2 y 2.3) se utiliza también la ecuación (2) la cual ya fue citada.

$$W(H_2O)(lb(H_2O)/MMPCN) = Y(GD)xM(GD) + Y(DC)M(DC) + Y(SH)M(SH) .(2)$$

Ejemplo 4.1: Si el gas natural tiene una ($T=100F$) y una ($P=3000$ lpc), y se sabe que el contenido de gases ácidos es 6,25% molar de Dióxido de Carbono y 4500 ppm, V de Sulfuro de Hidrógeno. Para la solución de este ejemplo se utilizaran las figuras (2.1, 2.2 y 2.3) y la ecuación (2)

La cantidad de agua que tiene el gas dulce, según la figura 2.1 es 40 lb de agua/MMPCN. Mientras que la cantidad de agua en el dióxido de carbono, figura 2. 2 es 56 lb de agua /MMPCN sulfuro de hidrógeno figura 2.3.es de 145 lb de agua/MMPCN. Para dar solución a este problema a través de la ecuación (3), se debe de tener en cuenta que:

$$Y_{Total} = Y(GD) + Y(DC) + Y(SH) = 1 \quad (6)$$

Dónde: Y (GD) es la fracción molar de los gases dulces, Y (DC) es la fracción molar del dióxido de carbono y Y (SH) es la fracción molar del sulfuro de hidrógeno. Luego aplicando la ecuación (2), para este caso se obtiene que el contenido total de agua en gas natural

$$W(GT)=0,933 \times 40 + 0,0625 \times 56 + 0,0045 \times 145 = 41,47 \text{ lb de agua/MMPCN}$$

Lo que indica que, según este método el contenido de agua en el gas natural es de 41,47 libras de agua por cada millón de pies cúbicos normales de gas natural

Si la concentración de los gases ácidos es ahora 8,50% molar de dióxido de carbono y 1200 ppm, V de H_2S . Si las condiciones de presión y temperatura, son las mismas del caso anterior, luego el contenido de agua en estas condiciones ahora es:

$$W(GT)=0,9138 \times 40 + 0,085 \times 56 + 0,0012 \times 145 = 41,49 \text{ lb de agua/MMPCN.}$$

Seguramente si se hiciera un análisis estadístico de estos resultados, se obtendría que son similares desde el punto de vista estadístico. En la mezcla de gas natural puede encontrarse también un solo gas ácido, es decir solo puede estar el dióxido de carbono o el sulfuro de hidrógeno.

Ejemplo 4.2: Determinar el contenido de agua en un gas natural que tiene 80% molar de metano y 20% molar de dióxido de carbono. A una temperatura de 160F y presión de 2000 lpc

En la figura 2.1 se encuentra que el contenido de agua en el gas seco o pobre es 167 lb de agua/MMPCN, mientras que la figura 2.2 indica que en esas condiciones el contenido de agua en el dióxido de carbono es 240 lb de agua/MMPCN. Luego si se aplica la ecuación (3) se obtiene para este caso lo siguiente:

$$W(GT)=0,80 \times 167 + 0,20 \times 240 = 181,60 \text{ lb de agua/MMPCN}$$

Lo que indica que el contenido de agua en esta mezcla es 181,60 lb de agua/MMPCN. Si se conoce el caudal total se puede determinar el caudal másico de agua para la mezcla. Por ejemplo, si el caudal es 100 MMPCND, se tendría que el caudal másico es:

$$\frac{181,60 \text{ lb}(agua) \times 1 \times 10^8 \text{ (PCN)}(\text{día})}{1 \times 10^6 \text{ (PCN)}(\text{día}) \times 24 \text{ horas}} = 756,67 \left(\frac{\text{lb}}{\text{hora}} \right)$$

La ecuación (5) se puede utilizar en cualquier sistema de unidades

b.- Método 2: El segundo método utilizado por la GPSA, se fundamenta en las figuras 4.1, la cual permite determinar el contenido de agua en los gases ácidos hasta una presión de 2000 lpc (libras por pulgadas al cuadrado absoluta, según el Sistema Británico de Unidades).

$$H_2S(\text{equivalente}) = \%H_2S + 0,75\%CO_2 \quad (5)$$

También se sabe que el nitrógeno (N_2) retiene por lo menos entre 6 y 9% menos de agua que el metano. Y, los hidrocarburos pesados aumentan el contenido de agua, luego en muchos sistemas de producción donde hay (N_2) e hidrocarburos pesados la acción tiende a cancelarse.

Ejemplo 4.3: Determinar el contenido de agua en la mezcla presentado en el ejemplo 2. En este caso se requiere convertir la composición del dióxido de carbono a una concentración equivalente de sulfuro de hidrógeno y determinar la pseudo fracción molar del sulfuro de hidrógeno, para lo cual se obtiene la siguiente relación:

$$Y(SH) = 0,75x(DC) = 0,75x0,20 = 0,15$$

En la figura 4.1 se obtiene a una temperatura de 160F y la fracción 15% de sulfuro de hidrógeno y conociendo la densidad de agua se obtienen 350 lb de agua/bbl. Luego combinando la figura y sabiendo que existe una relación se obtiene que el contenido de agua en esta mezcla es:

$$W = 0,49 \left(\frac{\text{bbl}}{\text{MMPCN}} \right) \times 350 \left(\frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = 171,5 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMPCN}} \right)$$

Método de Wichert y Wichert.

El método se puede aplicar con toda confianza hasta una temperatura de 393F y una presión de 14.500 lpca. Los resultados obtenidos tienen una precisión de 90%. El método se fundamenta en la figura 4.2

Ejemplo 4.4: Calcular el contenido de agua en equilibrio para un gas ácido que contiene 45% molar de gas seco o pobre, además de 15% molar de sulfuro de hidrógeno y 40% molar de dióxido de carbono. Las condiciones operaciones son una temperatura de 100 F y presión de 2000 lpca. Para la solución de este ejemplo se utilizan los valores del contenido de agua en lb de agua (MMPCN obtenidos en la figuras (2.1, 2.2 y 2.3)

En la figura 2.1 se obtiene que el contenido de agua en el gas seco o pobre a las condiciones operacionales dadas es 38 lb de agua/MMPCN. Se determina el sulfuro de hidrógeno equivalente, según lo siguiente:

$H_2S(\text{equivalente}) = 15\%(H_2S) + 0,75 \times 40\%(CO_2) = 45\%$ En la figura 4.2 se obtiene la relación:

$$\text{Relación contenido de agua} = 2,08 \frac{\text{agua(enGA)}}{\text{agua(GD)}}$$

$$W = 2,08 \times 38 = 79,04 = 79,04 \text{ lb de agua /MMPCN}$$

Método de Campbell:

Correlación Gráfica de Campbell. La correlación gráfica de este autor se fundamenta en la figura 4.3, donde se puede determinar el contenido de agua en el gas natural en función de la presión y temperatura.

En vista que el contenido de agua obtenido en la figura 4.3, no incluye el contenido de agua que se encuentra presente en los gases ácidos, es por lo que Campbell propuso la ecuación (2), para incluir el contenido de agua en los gases ácidos, para lo cual el contenido de agua en el dióxido de carbono se obtiene de la figura 2.2, mientras que el contenido de agua presente en el sulfuro de hidrógeno se obtiene de la figura 2.3

Ejemplo 4.5: Si un gas natural se encuentra sometido a una temperatura de 160F y presión de 1000 lpc. El contiene 45% molar del gas dulce, 15% molar del sulfuro de hidrógeno y 40% molar del dióxido de carbono. Determinar el contenido de agua en el gas total a las condiciones de presión y temperatura dada. En la figura 2.1 se obtiene que el contenido de agua en el gas dulce es 98,5 lb de agua/MMPCN. Mientras que en la figura 2.2 se obtiene para el dióxido de carbono 374 lb de agua/MMPCND y 558 para el sulfuro de hidrógeno

Aplicando la ecuación (3) se obtiene:

$$W_{Total} = 0,45 \times 98,5 + 0,40 \times 220 + 0,15 \times 558 = 216 \left(\frac{lb}{MMPCN} \right)$$

Con el contenido de agua, se puede fácilmente determinar la composición porcentual del agua en el gas, la presión parcial del agua y la fracción molar. Todo esto se realiza a través de los factores de conversión

$$\frac{216(\text{lb})\text{agua} \times 379,6(\text{PCN})(\text{lbmol}) \times 100}{1 \times 10^6 (\text{PCN})(\text{lbmol}) \times 18,015(\text{lb})\text{agua}} = 0,455\%$$

La presión parcial del agua en el gas será

$$P_{\text{agua}} = 1000 \times 0,00455 = 4,55(\text{lpca})$$

Una vez que se haya obtenido el contenido porcentual del agua en el gas natural se deben de hacer las correcciones adecuadas a los parámetros, que haya que corregir por el contenido de agua, de tal forma de evitar errores operacionales. La ecuación (11) permite también determinar la presión parcial en los gases ácidos

Determinación del contenido de agua en el gas natural en relación a la presión: En la figura 4.4 se presenta una relación del contenido de agua en el gas natural en función de la presión.

Tal, como se observa en la figura 4.4 el contenido de agua disminuye a medida que la presión aumenta, y esto debe de ser de esta forma, ya que a medida que la presión incrementa su valor hay mayor posibilidad que el agua se condense, por lo tanto debe de disminuir el contenido de agua en forma de vapor o gas. Los colores de las líneas en la figura 4.4 representan la variación del contenido de agua en el gas en libras de agua /MMPCN de gas.

En este caso las líneas de menor contenido de agua son las que tienen los mayores valores de presión y temperatura, lo cual permite determinar el contenido de agua en el gas.

Determinación del contenido de agua en el gas natural en relación a la temperatura:

En la figura 4.5 se presenta la relación del contenido de agua en el gas natural, como una función de la temperatura.

Tal como se observa en la figura el contenido de agua en el gas natural se incrementa a medida que aumenta la temperatura. Esto explica, el porqué cuando disminuye la temperatura el contenido de agua en el gas natural disminuye, ya que puede haber condensación del agua.

Determinación del contenido de agua en el gas natural a través de correlaciones matemáticas.

Existen una serie de ecuaciones de correlación que permiten determinar el contenido de agua en el gas natural, entre ellas se encuentra:

a.- Correlación de Bukacer

Para estimar el contenido de agua del gas natural saturado y la temperatura de rocío de un gas saturado se han desarrollados varios métodos, uno de esos métodos es la correlación de Bukacek, la cual permite calcular el contenido de agua para gases dulces a partir de la presión y temperatura del gas natural por medio de la siguiente ecuación:

$$W = \frac{A}{P} + B \dots\dots\dots(3)$$

$$PV = nRT \dots\dots\dots(20)$$

Ejemplo 4.6: Determinar el contenido de agua en el gas natural a una temperatura de 140 F y presión de 1000 lpca. En el cuadro 2 se encuentra que (A=137000 y B=35,60). Luego aplicando la ecuación (12

$$W = \frac{137000}{1000} + 35,60 = 172,6 \left(\frac{lb}{MMPCN} \right)$$

Se obtiene que el contenido de agua es 172,6 lb de agua /MMPCN

Ejemplo 4.7. Determinar el contenido de agua en el gas natural para varios valores de presión y temperatura. Los resultados se presentan en el cuadro 3

Cuadro 4.9 Valores de agua en el gas natural
Fuente: propia

<u>P(lpca)</u>	<u>T(F)</u>	<u>W(agua) lb/MMPCN</u>	<u>T(F)</u>	<u>P(lpca)</u>	<u>W(agua)</u>
<u>1000</u>	<u>80</u>	<u>30,97</u>	<u>120</u>	<u>500</u>	<u>184,50</u>
	<u>102</u>	<u>63,90</u>		<u>800</u>	<u>123,60</u>
	<u>120</u>	<u>104,10</u>		<u>1000</u>	<u>104,10</u>
	<u>140</u>	<u>172,60</u>		<u>1500</u>	<u>77,30</u>
	<u>160</u>	<u>277,10</u>		<u>2000</u>	<u>63,90</u>
	<u>180</u>	<u>431,80</u>		<u>3000</u>	<u>50,50</u>

Tal como se observa en el cuadro 3 el contenido de agua en gas natural se incrementa cuando en condiciones isobáricas aumenta la temperatura, mientras que bajo condiciones isotérmicas disminuye el contenido de agua en el gas natural cuando aumenta la presión. Esto es lógico, en vista que al aumentar la temperatura

manteniendo constante la presión el sistema agua- gas se mantiene más en fase gaseosa, mientras que cuando en condiciones isotérmicas hay un incremento de la presión el sistema agua- gas tiene más tendencia a que haya condensación del agua.

Es, por ello que en el proceso de compresión del gas natural, si presencia de vapor de agua en el gas a ser comprimido, se corre el riesgo que haya condensación del agua, ocasionado graves problemas operacionales al proceso, de tratamiento o acondicionamiento

Para determinar el contenido de agua del gas natural, asumiendo condiciones ideales se utiliza la siguiente ecuación:

$$W = 47484 \frac{P_v}{P} \dots\dots\dots(13)$$

En donde: (P_V) es la presión de vapor y (P) es la presión. La ecuación da valores medianamente precisos hasta una presión de 200 (lpca). Bukacek sugirió una ecuación relativamente simple, para determinar el contenido de agua o contenido de humedad en un gas natural:

$$W = 47484 \frac{P_v}{P} + B \dots\dots\dots(14)$$

$$\log B = \frac{-3083,87}{459,6 + T} + 6,6949$$

De acuerdo con la figura 4.6:

Para una mezcla de un gas con vapor de agua, las leyes que relacionan a (TPR) y la presión total de la mezcla son la ley de los gases ideales y la ley de las presiones parciales de Daltón, en donde la ley de Dalton relaciona la presión total de una

mezcla de gases con la suma de las presiones de cada uno de los gases que conforman la mezcla.

Cuando una mezcla de gas con vapor de agua se enfría a presión constante, el primer condensado es de agua y aparece a un valor de (TPR), entonces el contenido de humedad se puede calcular a partir de la presión parcial del vapor de agua y del valor de la (TPR) La (TPR) se puede determinar también asumiendo, que para una masa dada de aire, con una determinada cantidad de vapor de agua, que corresponde a la humedad absoluta, luego la humedad relativa es la proporción de vapor contenida en relación a la necesaria para llegar al punto de saturación, expresada en porcentaje. Cuando el aire se satura, para lo cual la humedad relativa es igual al 100%, se alcanza el punto de rocío, y se cumple la siguiente ecuación matemática, de gran utilidad, aunque no siempre precisa.

$$TPR = \sqrt[8]{\frac{H_R}{100} - [112 + (0,9T)] + 0,1T} - 112 \dots\dots\dots(21)$$

Dónde: (TPR) = punto de rocío; (T) es la temperatura en (C) y (H_R) es la humedad relativa.

Si se considera que la humedad relativa (H_R) es la razón de la presión de vapor de agua presente en ese momento (P_{Vagua}), con respecto a la presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}) a la misma temperatura, por lo tanto, la humedad relativa es dependiente de la temperatura, luego queda:

$$H_R = \frac{P_{Vagua}}{P_{sv}} \times 100 \dots\dots\dots (15)$$

P_{sv}

Luego conociendo la humedad relativa y la temperatura ambiente, se puede determinar la (TPR). La presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}), para un intervalo de (-45 a +60C), se calcula a través de la siguiente ecuación matemática, con cierto grado de precisión y exactitud, por lo tanto puede ser un datos que se utilice para determinar el parámetro analizado.

$$P_{sv} = \exp \left[\ln(611,2) + \frac{17,62 - T}{243,12 + T} \right] \dots\dots\dots(9)$$

Dónde: (T) es la temperatura ambiente en (C). Una vez determina (P_{sv}) a la temperatura ambiente, se obtiene la presión parcial de vapor de agua (P_{vagua}) a partir de la humedad relativa y queda:

$$P_{vagua} = \frac{\%H_R}{100} \times P_{sv} \dots\dots\dots(10)$$

Ya antes se mencionó que la temperatura del punto de rocío (TPR) es aquella cuando a la presión parcial de vapor (P_{vagua}) prevalecte, se logra la saturación y consiguiente condensación de vapor de agua, dándose la siguiente condición:

$$P_{vagua} = \exp \left[\ln(611,2) + \left(\frac{17,62 - TPR}{243,12 + TPR} \right) \right] \dots\dots\dots(11)$$

Despejando

(TPR),

$$TPR = \frac{243,12 \times \ln(P_{vagua}) - 1559,72}{24,035 - \ln(P_{vagua})} \dots\dots\dots(12)$$

queda:

En vista que la presión de saturación de vapor de agua (P_{sv}) a diferentes valores de temperatura es una variable conocida, la temperatura del punto de rocío (TPR) se puede determinar utilizando la humedad relativa y la temperatura, tal como se muestra en la figura 4.7.

De acuerdo a la figura 4.7:

Donde se grafica (P_{sv}), contra la temperatura ambiente expresada en grados (C). En la figura se observa que (TPR) tiene un valor de 60 grados (C). Por, lo tanto esta gráfica puede ser perfectamente utilizada para determinar la temperatura del punto de rocío

Reducción del Punto de Rocío (DPR). La (DPR) es la diferencia entre la temperatura y punto de rocío En el proceso de deshidratación del gas natural, al momento en que el glicol absorbe agua, disminuye la temperatura de rocío del gas natural (este glicol pasa a denominarse glicol rico, glicol que tiene un alto contenido de agua). La reducción del punto de rocío (RPR) es influenciada por. La tasa de flujo del glicol; temperatura de contacto en el absorbedor, eficiencia de contacto del glicol/gas, y concentración del glicol pobre (glicol con poco contenido de agua).

La (RPR) se puede determinar por la Ecuación de Hammerschmidth. Esta ecuación se sustenta en el caso en cuando se agrega un soluto desciende el punto de congelamiento del solvente, según la siguiente ecuación.

$$\Delta T_t = \frac{2335,0W}{(100)(M) - (M)(W)} \dots\dots\dots (21)$$

Dónde: (d)= descenso del punto de rocío; (M)= peso molecular y (W)= concentración del glicol en la fase líquida en la relación %P/P. Este es un parámetro de gran importancia, ya que para que el proceso de deshidratación sea efectivo la concentración del glicol debe de ser alta

Además la reducción del punto de rocío se ve afectada por. La tasa de flujo del glicol; temperatura de contacto en el tope del absorbedor, de la eficiencia del contacto glicol/gas y de la concentración del glicol pobre. En forma gráfica se pueden establecer comparaciones entre la efectividad del (DEG) y (TEG), trabajando a temperatura y concentraciones de los glicoles, en relación a la disminución del punto de rocío. Por, ejemplo cuando se deshidrata un gas natural a una temperatura de 100F utilizando (TEG) a una concentración de 95% P/P, se puede reducir el punto de rocío de la mezcla hasta 46 F, mientras, que cuando se utiliza (DEG) a la misma temperatura y concentración la reducción puede ocurrir hasta una temperatura de 54F

Pero, la situación cambia de manera progresiva a medida que aumenta la concentración de los glicoles. Si se utiliza (TEG) a una concentración de 99% P/P el punto de rocío se reduce en 90F, mientras que si se utiliza (DEG) la reducción ocurre hasta una temperatura de 84 F.

Se sabe que cuanto más alto sea el unto de rocío, mayor es la humedad relativa o contenido de agua, lo que indica que mientras más agua haya en el gas, este estará más saturado, y estará más cerca de la temperatura del gas , y habrá mayor posibilidad de obtener la condensación del agua, en vista que el glicol quita la humedad del gas, por lo tanto este estará menos saturado, y luego requerirá mayor

disminución de la temperatura de rocío, para que se inicie el proceso de condensación. En este caso la disminución de (TPR) será la medida e poder para la cantidad de humedad, que todavía mantiene el gas-

Ejemplo 4.8: Determinar el contenido de agua en el gas natural a una temperatura de 140 F y presión de 1000 lpca. En el cuadro 2 se encuentra que (A=137000 y B=35,60). Luego aplicando la ecuación (12

$$W = \frac{137000}{1000} + 35,60 = 172,6 \left(\frac{lb}{MMPCN} \right)$$

Se obtiene que el contenido de agua es 172,6 lb de agua /MMPCN

b.- Correlación de Maddox

Ejemplo 4.10: Determinar el contenido de agua en una mezcla de gas natural conformada por 71% de hidrocarburos, 16% molar de sulfuro de hidrógeno y 13% molar de dióxido de carbono. El proceso se encuentra a una temperatura de 100F y presión de 2000 lpca.

Para la solución se utilizan las gráficas (2.1, 2.2 y 2.3) y la ecuación (3). En la figura 1 se obtiene que el contenido de agua en los hidrocarburos es 40 lb de agua/MMPCN, mientras que la figura 2.2 indica que el contenido de agua en el dióxido de carbono es 70 lb de agua/MMPCN y la figura 3 indica que el contenido de agua en el sulfuro de hidrógeno es 62 lb de agua/MMPCN. Luego aplicado la ecuación (3) se obtiene:

$$W = 0,71x40 + 0,13x70 + 0,16x62 = 47,42 \left(\frac{lb}{MMPCN} \right)$$

c.- Correlación de Ning. Este autor dedujo una ecuación de correlación empírica para determinar el contenido de agua en el gas natural, y que se representa de la siguiente forma:

$$\ln W = a_0 + a_1 T + a_2 T^2 \dots\dots\dots(16)$$

En la ecuación (16) ;(T) es la temperatura; (a₀; a₁ y a₂) son constante que se presentan en el cuadro 6. La ecuación (16) es válida hasta valores de presión de 14.500 (lpca)

d.- Correlación de Kazin. Este autor propuso una correlación analítica para determinar el contenido de agua en el gas natural. La ecuación tiene su validez hasta una temperatura de 180F y una presión que oscila entre 300 y 1200 lpca, la ecuación propuesta es:

$$W = Ax B^T \dots\dots\dots(17)$$

En donde :(T) es la temperatura en (F); (P) es la presión en (lpca) y (A y B) son variables que están definidas, según lo siguiente:

$$A = \sum_{i=1}^4 a_i \left[\frac{P - 350}{600} \right]^{i-1} \dots\dots\dots(18)$$

$$B = \sum_{i=1}^n b_i \left[\frac{P - 350}{600} \right]^{i-1} \dots\dots\dots(19)$$

Determinación del contenido de agua en el gas natural a través de métodos computacionales.

El contenido de agua saturada de una corriente de gas natural puede también ser determinada usando un programa de computador de simulación de procesos. En este caso se adiciona agua a la corriente de gas hasta que una pequeña fracción en fase líquida aparezca. La precisión de los cálculos por simulación depende de lo bien que la base termodinámica modele el sistema, normalmente se utilizan ecuaciones de estado. Con base en comparaciones recientes de datos experimentales para gas ácido, el contenido de agua que se predice es razonablemente bueno hasta 800 lpcm, por encima de dicho valor, los modelos de estado en simuladores comerciales sobre predicen sustancialmente el contenido de agua.

El manejo del contenido de agua en gas ácido es un tema muy complejo. Los datos y métodos presentados en el GPSA no deben ser usados para diseño final. Las Figuras (1, 2 y 3) se basan en datos experimentales. Una determinación precisa de contenido de agua requiere un estudio cuidadoso tanto teórico como con datos experimentales. En muchos casos datos experimentales adicionales son la mejor forma para la obtención de una mayor precisión y exactitud de los resultados.

Incidencia del contenido de agua en el gas natural: son muchas las preguntas, que se pueden hacer en torno al contenido de vapor de agua, en una corriente de gas

natural, por ejemplo una de esas interrogantes es ¿Cuál es el caudal verdadero de gas natural, que está confinado en una tubería, por ejemplo?

Para obtener la respuesta a esa interrogante, se debe de asumir un caudal de gas natural dentro de la tubería (gasoducto), si por ejemplo se asume que el caudal de gas en condiciones normales de presión y temperatura del Sistema Británico de Unidades, es decir $T=520\text{ R}$ y $P=14,73\text{ lpca}$ son 10 MMPCND. Si las condiciones de transporte del gas sea una presión de 2000 (lpca) y una temperatura de 130F, según estas condiciones operacionales, es lógico que lo que realmente se transporta por la tubería no son 10 MMPCND

Si se toma como ejemplo un millón de pies cúbicos, medidos a condiciones normales (14,7 lpca y 60 F). Se puede afirmar que en las condiciones en las cuales se transporta el gas haya realmente ese caudal, claro que no. Eso solamente ocurriría si el gas estuviera dentro de la tubería a presión atmosférica y eso solamente ocurre en condiciones especiales, como en los ductos de aire acondicionado.

En la mayoría de los casos el gas que se encuentra dentro del gasoducto está sometido a presiones muy por encima de la atmosférica. Para determinar el caudal verdadero de gas natural, que realmente transporta la tubería, es necesario encontrar el factor de compresibilidad (Z), a las condiciones operacionales, también es necesario calcular la densidad del (lb/pie^3), a las condiciones operacionales establecidas.

Si se asume que la gravedad específica del gas al aire es 0,70, con este valor de la gravedad se puede encontrar en las gráficas las condiciones pseudocríticas para el gas las cuales son 385 (R) y 665 (lpca). Esto da una condiciones pseudoreducidas para la temperatura y presión, respectivamente de 1,53 y 3,01. Con estos valores de las condiciones pseudoreducidas, se obtiene el factor de compresibilidad en forma

gráfica, obteniéndose un valor de 0,81. Luego la densidad se determina por la ecuación:

$$\rho_G = \frac{PxPM}{ZxRxT} \dots\dots\dots (22)$$

$$\rho_G = \frac{2000(lpca)x0,7x28,97(lb)(lbmol)(R)}{(lbmol)x0,81x10,73(lpca)(pie^3)x590(R)} = 7,91 \left(\frac{lb}{pie^3} \right)$$

Luego el caudal en condiciones de operación es:

$$Q_{OP} = \frac{1x10^7(PCN)(lbmol)x0,7x28,97(lb)(pie^3)}{(día)x379,63(PCN)(lbmol)x7,91(lb)x1x10^6} = 0,067MMPCD$$

Este sería el caudal operacional del gas en la tubería, por lo tanto la tubería no está transportado 10 MMPCND, sino otra cantidad mucho menor

Ahora se supone que ese caudal de gas que transporta la tubería es anhidro, es decir no tiene agua. ¿Qué pasaría, entonces si el gas que está en la tubería no ha sido deshidratado? ¿Cuánta agua puede contener una corriente de gas natural?

La figura 2.1 indica que a las condiciones de presión y temperatura operacional el gas contiene 112 lb de agua /MMPCN. Utilizando este valor se agua se puede determinar la composición porcentual del agua.

$$\% H_2O = \frac{112(\text{lb})\text{agua} \times 379,63(\text{PCN})(\text{lbmol}) \times 100}{1 \times 10^6 (\text{PCN}) \times (\text{lbmol}) \times 18,015(\text{lb})\text{agua}} = 0,236$$

Esto indica que en 100 (lbmol) del gas en la tubería hay 0,236 (lbmol) de vapor de agua, si esta unidad se expresara en partes por millón se diría que hay 2360 partes por millón sobre la base del volumen (2360 ppm, V). Esto sería lo mismo decir que en un millón de pies cúbicos normales de esta mezcla de gas, hay 2360 partes por millón de agua y 997640 partes por millón del gas.

Aunque también se puede determinar el número de moles del agua y el gas, según lo siguiente:

$$n(\text{agua}) = \frac{112(\text{lb})\text{agua} \times (\text{lbmol})}{18,015(\text{lbmol})\text{agua}} = 6,22(\text{lbmol}) \dots\dots\dots (23)$$

$$n(\text{gas}) = \frac{1 \times 10^6 (\text{PCN})(\text{lbmol})}{379,63(\text{PCN})} = 2634,14 \dots\dots\dots (24)$$

Esto indica que 6,22 (lbmol) de agua están dispersas en 2634,14 (lbmol) del gas en condiciones normales de presión y temperatura, Todos estos cálculos son de importancia para realizar el análisis del contenido de agua en el gas, de tal forma de poder determinar la influencia que tiene el contenido de agua, en el peso molecular, por ejemplo, además de otros parámetros que habría que corregir, para evitar problemas mayores.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El modelo matemático de Bukacek uno de los más utilizados para determinar el contenido de agua en el gas natural.
- El gráfico de McKetta-Webe es el modelo que más se utiliza para determinar el contenido de agua en el gas dulce.
- La deshidratación a través de absorción con glicol es actualmente el método más utilizado para la remoción de agua en el gas natural.
- Las tecnologías modernas indican que la deshidratación con membranas poliméricas es uno de los procesos de deshidratación de mayor eficiencia y con bajo impacto ambiental.
- La determinación del contenido de agua es de vital importancia para seleccionar un método de deshidratación.
- Es necesario hacer la salvedad de que si el método de deshidratación es deficiente, todos los procesos aguas abajo del mismo también lo serán.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para la utilización de un método de deshidratación con alto grado de eficiencia se debe conocer en forma precisa y exacta los caudales de agua que cada método puede deshidratar.

- La clasificación composicional del gas natural realizada en forma precisa y exacta conllevará a la apropiada selección de un método de deshidratación que cumpla con los requerimientos técnicos-industriales.
- Entre los procesos de tratamiento y acondicionamiento del gas natural es recomendable primero endulzar y luego deshidratar, ya que al endulzar se elimina el contenido de agua presente en los gases ácidos.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. 2006. El proyecto de investigación (5ª edición) Episteme, C.A. Caracas, Venezuela.

Deshidratación del gas natural [página Web en línea] consultada el 06 Junio del 2013 disponible en: <http://es.scribd.com/doc/41019044/DESHID-1>

Deshidratación del gas natural [2] [página Web en línea] consultada el 06 junio del 2012 disponible en: <http://www.zonagratis.com/curiosidades/DicPetroleo/H.htm>

Pérez, D. (2007). “*Análisis de los Factores Técnico Industriales Presentes en el Proceso de Deshidratación y Endulzamiento del Gas Natural*”. Tesis de grado de la Universidad De Oriente Núcleo Monagas.

PINO, F. (2007). curso de gasotecnia unidad I [libro en línea] consultado el 4 junio del 2013 en: www.librosyguias.net/librosphp

PINO, F: Composición típica de los hidrocarburos [Pagina web en línea] disponible en: <http://es.scribd.com/doc/66967826/3/Cuadro-2-Composicion-Tipica-de-Hidrocarburo>

Glosario de petróleo [1] [libro en línea] consultado el 15 julio del 2013 disponible en: <http://energia.glosario.net/terminos-petroleo/vol%E1til-2121.htm>

RODRÍGUEZ, W. (2011). “*Optimización del Proceso de Deshidratación de Gas Natural de la Planta PIGAP II PDVSA EYP Oriente*”. Tesis de grado de la Universidad De Oriente Núcleo Monagas.

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN.
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
León F. Ysabel E.	CVLAC	C.I. 19.663.184
	e-mail	Estefania_843@hotmail.com
	e-mail	Ysabel0405@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Gas Natural.
Deshidratación del Gas Natural.
Contenido de agua en el Gas Natural.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y ciencias aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Resumen (Abstract):

El gas natural al ser extraído del yacimiento trae consigo agua en forma de vapor, la cual debe ser retirada del gas debido a que en presencia de esta se pueden formar ácidos capaces de causar corrosión en los gasoductos y adicional a esto se pueden tener problemas de taponamiento por formación de hidratos, peligros de explosión en las calderas, congelamientos en los procesos criogénicos, dificultades en los procesos de compresión y transporte, entre otros, lo cual daría como resultado un gas natural fuera de norma. Pero afortunadamente en la actualidad existen diversos métodos para deshidratar el gas natural entre los más utilizados está el hacer pasar esa corriente de gas por una torre contactora en donde se emplea un líquido higroscópico llamado glicol como agente despojador del agua. Es recomendable primero deshidratar y luego endulzar pero si las condiciones no lo permiten hay empresas que primero endulzan y luego deshidratan, en cualquier caso es de vital importancia realizar una buena deshidratación antes de comenzar cualquier otro proceso debido a que con esto se garantiza que todas las siguientes etapas del procesamiento del gas natural tendrán mejores resultados. En esta investigación se trataron temas como la descripción de los métodos matemáticos y gráficos utilizados para la determinación del contenido de agua en el gas natural y se pudo deducir que entre los métodos matemáticos y gráficos más utilizados está el de bukacek y Mc Ketta- Webe, así como también se hizo la descripción de cada uno de los métodos usados para la deshidratación del gas natural entre los cuales tenemos: la absorción y adsorción enfriamiento directo, tamices moleculares y luego se presentaron algunos ejemplos de cada uno de los métodos descritos en el primer objetivo todo esto con el fin de determinar el contenido de agua por medio de cada uno de estos.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Dr. Fernando Pino	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	9.299.078
	e-mail	fpino@cantv.net
	e-mail	fpino44@hotmail.com
MsC. Carlos De La Cruz	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.664.336
	e-mail	cjdlc@hotmail.com
	e-mail	
Ing. Tomas Marín	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	11.538.773
	e-mail	tmarin@udo.edu.ve
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	11	27

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
León Ysabel.DOCX

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero en petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: INGENIERÍA

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Escuela de Ingeniería de Petróleo

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNVELO
Secretario



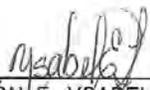
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."


LEÓN F. YSABEL E.
C.I.: 19.663.184
AUTOR


Dr. FERNANDO PINO
C.I.: 9.299.078
TUTOR