

**SEPARACIÓN, DESHIDRATACIÓN Y ENDULZAMIENTO DE GAS DE
PRODUCCIÓN EN CABEZA DE POZO PARA AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA
ECOSOSTENIBLE.**

TANIA YULIETH AMAYA AMAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA
2019**

**SEPARACIÓN, DESHIDRATACIÓN Y ENDULZAMIENTO DE GAS DE
PRODUCCIÓN EN CABEZA DE POZO PARA AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA
ECOSOSTENIBLE.**

TANIA YULIETH AMAYA AMAYA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Especialista en Ingeniería del Gas

Director

ESP. GUSTAVO CARLOS MOLINA MEDINA

Ingeniero Químico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2019**

DEDICATORIA

“Deléitate en el Señor, y él te concederá los deseos de tu corazón.”

A Dios, gracias porque una vez más estoy aquí, sonriendo.

Toda la honra y gloria sea para tí, señor Jesús.

A mi familia, gracias por estar ahí siempre para mí.

Por ustedes y para ustedes.

Mi razón de ser.

A la pastoral juvenil de la parroquia Juan Pablo II, gracias

Por compartir conmigo el amor de Dios en cada uno de nosotros.

¡Especialista en Gas, carajo!

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL:.....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	16
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1 HIDROCARBUROS	17
2.2 CONSUMO DE PETRÓLEO	17
2.3 DISTRIBUCIÓN Y POTENCIAL DE LOS RECURSOS GLOBALES DE PETRÓLEO Y GAS	20
2.3.1. Restantes reservas recuperables 2p.....	21
2.3.2 potencial de crecimiento de reservas recuperables de yacimientos de petróleo y gas descubiertos.	23
2.4 INDUSTRIA DEL PETROLEO Y GAS EN EL CAMBIO CLIMÁTICO	26
3. GASES DE HIDROCARBUROS	29
3.1 PROPIEDADES DE LOS GASES	30
3.2 PURIFICACIÓN DEL GAS	32
4. IMPUESTO AL CARBONO	34
4.1 LA TARIFA QUE TIENE EL IMPUESTO AL CARBONO.....	34
4.2 ¿DESDE CUÁNDO SE PAGA EL IMPUESTO Y QUIÉN ES RESPONSABLE DE PAGARLO?	35
4.3 NO CAUSACIÓN DEL IMPUESTO AL CARBONO.....	36
5. SEPARACION DEL GAS DEL CRUDO.	39
5.1 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN	40

5.1.1. Separación mecánica por impulso.	40
5.1.2. Separación mecánica por gravedad.....	41
5.1.3. Separación mecánica por filtración.	41
5.2 TIPOS DE SEPARADORES	41
5.2.1 Separadores Verticales.	43
5.2.2. Separadores Horizontales.....	45
5.2.3. Separadores esféricos.....	45
5.3 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DEL SEPARADOR.	46
5.4. TECNOLOGÍA DE ALTA GRAVEDAD	55
6. DESHIDRATACIÓN DEL GAS.....	57
6.1 DESHIDRATACIÓN POR MEDIO DE MEMBRANAS DE FIBRA HUECA.	57
6.2 TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN SUPERSÓNICA.	58
6.3. SEPARADOR SUPERSÓNICO DE REMOLINO	64
7. ENDULZAMIENTO DEL GAS.	65
7.1 ABSORCIÓN.....	65
7.2 ADSORCIÓN.....	66
7.3 AMINAS.....	66
7.4 MEMBRANAS.	68
7.5 POLIMEROS FUNCIONALES Y NANOMATERIALES EN LAS MEMBRANAS.	
72	
7.5.1. Separación del C3+ hidrocarburos.....	73
7.5.2. Separación del CO2.	74
7.6. SISTEMA HÍBRIDO PARA EL ENDULZAMIENTO DEL GAS.....	77
7.7. USO DE LA TECNOLOGÍA DE ALTA GRAVEDAD.....	88

7.8 CONTROL de emisiones de H ₂ S mediante tecnología de alta gravedad Y RPB.	89
7.8.1 Método de doble álcali.....	91
7.8.2. Solución tampón de citrato de sodio.	91
7.8.3. Solución a base de NaOH.....	92
7.8.4. Solución tampón de fosfato.....	92
8. TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS DE PRODUCCIÓN EN CABEZA DE POZO.	94
8.1 SEPARACIÓN DE GAS-CRUDO	94
8.2 DESHIDRATACIÓN	95
8.3 ENDULZAMIENTO.....	95
9. CONCLUSIONES.....	97
10. RECOMENDACIONES	100
CITAS BIBLIOGRAFICAS.....	101
BIBLIOGRAFIA	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Histograma de reservas 2P de petróleo y gas recuperables remanentes en los principales países.	23
Figura 2. El crecimiento futuro de las reservas recuperables de los campos de petróleo y gas descubiertos en los principales países del mundo.....	25
Figura 3. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 1.	27
Figura 4. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 2.	28
Figura 5. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 3.	28
Figura 6. Comportamiento de un gas con la presión en un sistema cilindro-pistón.	32
Figura 7. Tipos de separadores mecánicos.....	40
Figura 8. Clasificación general de los separadores.....	43
Figura 9. Gas-liquido separadores vertical y horizontal.....	44
Figura 10. Separador esférico.....	46
Figura 11. Un diagrama esquemático del RPB con flujo cruzado.	56
Figura 12. Concepto de un separador twister.....	60
Figura 13. Diagrama esquemático de un separador supersónico de remolinos....	64
Figura 14. Esquema de una planta de deshidratación con glicol.	68
Figura 15. Mecanismo del modelo de solución-difusión del transporte del gas en membranas.	71
Figura 16 Membrana de separación de gas, materiales y aplicaciones.	72
Figura 17. Esquema típico de separación de gas en un módulo HFM.....	74
Figura 18. Costos totales y detallados de la sección de membrana del sistema híbrido en términos de la fracción de CO ₂ eliminada de NG utilizando membrana.	79

Figura 19. Costos totales y detallados de la sección de absorción de gas del sistema híbrido en términos de la fracción de CO ₂ eliminada de NG usando membrana..	79
Figura 20. Costo total del sistema híbrido en términos de la fracción de CO ₂ eliminada de NG usando membrana.....	80
Figura 21. Efecto de la composición de CO ₂ en los costos totales de un proceso híbrido, en los sistemas de separación de membrana y endulzamiento de aminas.	81
Figura 22. Efecto de las composiciones de H ₂ S y CO ₂ en la alimentación sobre los costos totales de los sistemas híbridos, de membrana y de endulzamiento de aminas.....	82
Figura 23. Efecto de la tasa de flujo de alimentación sobre los costos totales en el sistema híbrido y los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.	84
Figura 24. Efecto de la presión en los costos totales en el sistema híbrido, así como en los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.	85
Figura 25. Efecto del costo de CH ₄ en los costos totales en el sistema híbrido y en los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.	86
Figura 26. Efecto de la perm-selectividad de la membrana para la separación de CO ₂ / CH ₄ sobre los costos totales en el sistema híbrido y los sistemas individuales de absorción y separación de membrana.	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Energy material lifetimes.	20
Tabla 2. Estadísticas de reservas de petróleo y gas remanentes recuperables en los principales países.....	22
Tabla 3. Estadísticas de crecimiento de reservas futuras de yacimientos de petróleo y gas descubiertos en los principales países del mundo.....	26
Tabla 4. Características de condensación del sulfuro de hidrógeno en la boquilla en diferentes condiciones.....	62

RESUMEN

TÍTULO: SEPARACIÓN, DESHIDRATACIÓN Y ENDULZAMIENTO DE GAS DE PRODUCCIÓN EN CABEZA DE POZO PARA AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA ECOSOSTENIBLE*

AUTOR: TANIA YULIETH AMAYA AMAYA**

PALABRAS CLAVES: Ecosostenible, energía limpia, gas natural, medio ambiente, autogeneración eléctrica y residuos.

DESCRIPCIÓN:

La energía limpia es aquella energía que no genera residuos y que está en desarrollo actualmente para ayudar a la preservación del medio ambiente. Se le denomina energía limpia a la cual nos brinda ventajas como lo son una producción amigable con el medio ambiente, reducción de costos de operación, aumento de eficiencia del proceso, entre otras.

En la industria de hidrocarburos, el gas es uno de los productos importantes, el gas natural contiene entre 90 y 99 % de hidrocarburos, principalmente metano junto con cantidades menores de etano, propano y butano. También posee otros componentes como lo son nitrógeno, vapor de agua, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico los cuales no son deseables ya que causan problemas en el proceso, como lo son la corrosión de tuberías, formación de hidratos, taponamiento de tuberías y disminución del poder calorífico del gas.

El objetivo de este trabajo es realizar un estudio para la implementación de un sistema de autogeneración eléctrica ecosostenible en pozo, aprovechando el gas de producción en cabeza de pozo a través de tecnologías modernas que permitan la reducción de impuestos al carbono y el aprovechamiento de los recursos energéticos que el subsuelo nos brinda ya que estos se ven afectados debido a que no se aprovecha el potencial que este posee, esto debe cambiar ya que la demanda promedio anual aumenta un 3,03% según la UPME. El proyecto debe garantizar: Sustentabilidad económica y ambiental.

*Monografía

**Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Esp. Gustavo Carlos Molina Medina.

ABSTRACT

TITLE: SEPARATION, DEHYDRATION AND SWEETENING OF THE GAS PRODUCTION IN THE WELLHEAD FOR AN ECO-SUSTAINABLE ELECTRICAL SELF-GENERATION*

AUTHOR: TANIA YULIETH AMAYA AMAYA**

KEYWORDS: Eco-sustainable, clean energy, natural gas, environment, electrical self-generation.

DESCRIPTION: Clean energy is that one that does not generate waste and is currently in development to help preserve the environment. It is called clean energy for the reason that gives us advantages such as a production environmentally friendly, reduction of operating costs, and increasing efficiency of the process, among others.

In the oil industry, gas is one of the important products, natural gas contains between 90 and 99% hydrocarbons, primarily methane along with minor amounts of ethane, propane and butane. It also has other components such as nitrogen, water vapor, carbon dioxide and hydrogen sulfide that are not desirable because could cause problems in the process, as pipeline corrosion, hydrate formation, plugs in the pipeline and decrease in calorific value of the gas.

The objective of this work is to carry out a study for the implementation of an eco-sustainable and self-generation electric system in the well, taking advantage of the gas production at the wellhead through modern technologies that allows the reduce carbon taxes and using energy resources that subsoil provide us which are affected due to its potential is not used so this must change since the average annual demand increases by 3.03% according to the UPME. The project guarantees economic and environmental sustainability.

* Monograph

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Esp. Gustavo Carlos Molina Medina.

INTRODUCCIÓN

La industria ha ido mejorando con el paso del tiempo gracias a la tecnología e investigación. Entre las implementaciones usadas actualmente se encuentra la producción limpia, la cual nos brinda ventajas como lo son una producción amigable con el medio ambiente, reducción de costos de operación, aumento de eficiencia del proceso, entre otras. En la industria de hidrocarburos, el gas es uno de los productos importantes, el gas natural contiene entre 90 y 99 % de hidrocarburos, principalmente metano junto con cantidades menores de etano, propano y butano. También posee otros componentes como lo son nitrógeno, vapor de agua, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico los cuales no son deseables ya que causan problemas en el proceso, como lo son la corrosión de tuberías, formación de hidratos, taponamiento de tuberías y disminución del poder calorífico del gas. Mediante los avances tecnológicos en la industria se le ha dado solución al problema y se le realiza el respectivo tratamiento al gas después de separarlo del crudo, pero este requiere equipos y energía para su desarrollo. Este gas después de recibir tratamiento comúnmente no se utiliza, sino que se quema a pesar de las grandes cantidades, lo cual no se aprovecha el potencial que este posee, esto debe cambiar ya que la demanda promedio anual aumenta un 3,03% según la UPME, los sectores que determinan los crecimientos son principalmente el sector térmico, las refinerías y el sector industrial. Se deben realizar cambios a los procesos realizados en pozo para aprovechar al máximo los recursos energéticos que nos brinda el subsuelo para poder satisfacer la demanda creciente.

En ocasiones, la ubicación del pozo es geográficamente un lugar no deseable, ya que se pueden presentar problemas como lo es el suministro de energía a los equipos que operan en el proceso de extracción y separación, si el transporte de la energía eléctrica al lugar no es factible, el costo de operación de un generador a diésel o gasolina sería elevado, lo cual no es rentable para la empresa encargada de la explotación del pozo, este inconveniente afectaría la producción. Pensando en

una producción limpia y en solucionar el problema generado por la ubicación geográfica de un pozo se piensa en el uso del gas extraído del pozo para la autogeneración de energía eléctrica, esto traería grandes beneficios tanto para el ambiente como para la industria.

En el presente trabajo se presentará un estudio acerca de la factibilidad de un sistema de suministro de energía eléctrica ecosostenible usando el gas de producción en cabeza de pozo. Se realizará una evaluación de las diferentes tecnologías usadas en las tres principales etapas del tratamiento del gas extraído en pozo (la separación, deshidratación y endulzamiento del gas). Se mostrará las ventajas y desventajas que ofrece cada uno de las tecnologías y uso que se da actualmente, para realizar un sistema de autogeneración eléctrica ecosostenible.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL:

Realizar un estudio para la implementación de un sistema de autogeneración eléctrica ecosostenible en pozo, aprovechando el gas de producción en cabeza de pozo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Realizar una revisión bibliográfica sobre tecnologías usadas en los procesos de separación, deshidratación y endulzamiento de gas de producción en cabeza de pozo.
- Explicar ventajas y desventajas de cada una de las tecnologías para el tratamiento del gas en cabeza de pozo.
- Realizar una selección del mejor sistema para llevar a cabo la autogeneración eléctrica ecosostenible en pozo, seleccionando la tecnología más adecuada para el tratamiento del gas en cabeza de pozo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 HIDROCARBUROS

El crudo y los gases de pozo son mezclas de moléculas que contienen de 1 a 60 átomos de carbono. Las propiedades de estos hidrocarburos dependen del número y de la disposición de los átomos de carbono e hidrógeno en sus moléculas. La molécula base del hidrocarburo es el metano a partir de esta se forman todas las demás variedades de hidrocarburos, los hidrocarburos que tienen hasta 4 átomos de carbono suelen ser gases; si tienen entre 5 y 19, son generalmente líquidos, y cuando tienen 20 o más, son sólidos. Además de hidrocarburos, los crudos de petróleo y los gases naturales contienen compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno, junto con trazas de metales y otros elementos.

Unas de las teorías más aceptadas del origen del petróleo y el gas natural es que es un proceso de tipo orgánico y sedimentario, dice que se formaron a lo largo de millones de años por la descomposición de la vegetación y de organismos marinos, comprimidos bajo el peso de la sedimentación, estos al ser más ligeros que el agua, ascendieron y llenaron los huecos creados en estas formaciones superpuestas, el movimiento ascendente cesó cuando el petróleo y el gas alcanzaron estratos densos e impermeables superpuestos o roca no porosa y los yacimientos subterráneos naturales, como las arenas saturadas, situándose debajo petróleo, más pesado, y encima el gas, más ligero. [18]

2.2 CONSUMO DE PETRÓLEO

En 2010, el consumo de petróleo crudo y gas natural representó más del 57% del consumo mundial de energía en ese año. El saldo se componía de carbón (al 30%),

y luego nuclear y renovables al 13%. La imagen de la situación en un solo año, dada de esta manera, no permite comprender el patrón de crecimiento (o disminución) en el uso de las diversas fuentes de energía. De hecho, durante la última década (de 2000 a 2010) el consumo de petróleo crudo ha sido el crecimiento más lento de los tres combustibles más grandes, con solo el 1.2% anual. El consumo de gas natural mostró el segundo crecimiento más rápido, con más del doble de la tasa de petróleo crudo (2.8%), y, sorprendentemente (considerando el oprobio que los activistas de la campaña de calentamiento global lo aplaudieron), el consumo de carbón ha estado creciendo más rápido, a una tasa de más más de tres veces la del petróleo (4,0%), en gran parte debido a la rápida expansión del uso de China, más del 10% en 2010, a casi la mitad del consumo mundial de carbón. [34]

No hay duda de que la economía global no puede seguir creciendo de manera sostenible sin algunos cambios significativos en la forma en que se extraen y utilizan el petróleo y el gas, en particular como combustible para motores móviles, por lo que los procesos industriales que serán importantes son:

- Conversión de otros combustibles fósiles a líquidos (licuefacción de carbón y gas a líquidos);
- La producción de petróleo y gas a partir de las reservas menos fáciles de trabajar, como el gas de esquisto, las arenas de alquitrán, las lutitas de petróleo y el metano de las capas de carbón;
- Rápido desarrollo de los procesos de conversión de biomasa: lejos del uso de materias primas alimentarias como insumos, hacia el uso de desechos agrícolas y de procesamiento de alimentos, y de cultivos cultivados específicamente para la producción de biocombustibles.

También será necesario realizar una gran inversión en los procesos de captura y secuestro de dióxido de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) asociados con todo el uso de combustibles fósiles.

Estas cifras de consumo también deben considerarse en términos de reservas globales de materiales energéticos, ya que las vidas útiles actualmente previstas, al menos para el petróleo y el gas, son bastante cortas. Los tiempos de vida de los materiales energéticos informados (medidos por la relación entre los recursos probados y la tasa de producción actual) para 2010 se han otorgado como 46,2 años para el petróleo y 58,6 años para el gas, que no son alentadores para el futuro de una economía global basada en combustibles fósiles.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las cifras de vida útil no han cambiado mucho en los últimos años, por lo menos para el petróleo y el gas, es decir, se están descubriendo recursos de combustible fresco a tasas suficientes para permitir el consumo global de combustible a una tasa creciente, como es el caso. Se muestra en la tabla 1.

Durante mucho tiempo, las reservas de carbón eran de tres a cinco veces más que las de petróleo y gas, y se pensaba que un déficit en la producción de petróleo y gas podía compensarse con el procesamiento de carbón limpio. Como también se puede ver en la tabla, esta situación ha cambiado, desde 2000, debido al consumo de carbón mucho mayor impulsado por China, que ha reducido a la mitad la vida útil de las reservas mundiales de carbón, hasta que, presumiblemente, se puede invertir mucho más capital buscando nuevas reservas. Estas cifras también ignoran la extracción de petróleo y gas de fuentes no convencionales, que últimamente se ha convertido en una propuesta económica debido a los altos precios que ahora se obtienen para el petróleo y, en cierta medida, el gas. [17]

Tabla 1. Energy material lifetimes.

* Source: BP Statistical Review of World Energy, June of subsequent year			
	Energy material lifetime, year		
End of year	Oil	Gas	Coal
1995	42.8	64.7	228
1997	40.9	64.1	219
1999	41.0	61.9	230
2001	40.3	61.9	216
2003	41.0	67.1	192
2005	40.6	65.1	155
2007	40.5	60.3	133
2009	45.7	62.8	119

Fuente: Ken Sutherland (2012). Separation processes in oil and gas extraction. Filtration + Separation, Volume 49, Issue 1, January–February 2012, 20 p.

2.3 DISTRIBUCIÓN Y POTENCIAL DE LOS RECURSOS GLOBALES DE PETRÓLEO Y GAS

A finales de 2015, la producción mundial de petróleo acumulada es de $1\,280.6 \times 10^8$ t, la proporción de petróleo y gas producto es de 23.9%; incluyendo la producción acumulada de aceite de condensado 42.8×10^8 t, y la producción acumulada de gas natural 62.9×10^{12} m³. La cantidad total de recursos de petróleo y gas convencionales recuperables en el mundo es de $10\,727.9 \times 10^8$ t de petróleo equivalente.

Los recursos petrolíferos recuperables se concentran principalmente en Oriente Medio, Asia Central, Rusia y América Central y del Sur; la cantidad en estas áreas es de $3\,853.9 \times 10^8$ t, que representa el 72.0%. El aceite de condensado se concentró principalmente en Oriente Medio y América del Norte, la cantidad en estas áreas es de 265.8×10^8 t, lo que representa el 53.6%. El recurso de gas natural recuperable se concentra principalmente en Asia Central -Rusia y el Medio Oriente, que son 354.4×10^{12} m³, representan el 60.2%.

Los recursos recuperables del petróleo convencional, el aceite de condensado y el gas natural en el mundo son $5\,350.0 \times 10^8$ t, 496.2×10^8 t, y 588.4×10^{12} m³ respectivamente. La producción acumulada de petróleo y gas es de $1\,918.2 \times 10^8$ t. Las restantes reservas recuperables de petróleo y gas 2P son $4\,212.6 \times 10^8$ t, lo que representa el 39.2% del total. El crecimiento de las reservas recuperables de los campos de petróleo y gas descubiertos es de $1\,531.7 \times 10^8$ t, lo que representa el 14.3% del total. La cantidad de recursos recuperables de petróleo y gas no descubiertos es de $3\,065.5 \times 10^8$ t, lo que representa el 28.6% del total. [34]

2.3.1. Restantes reservas recuperables 2p. Las restantes reservas recuperables de petróleo y gas 2P son $4\,212.6 \times 10^8$ t, de las cuales las reservas de petróleo son $2\,055.0 \times 10^8$ t, que representan el 48.8%; Las reservas de aceite de condensado son de 197.6×10^8 t, lo que representa un 4,7%; y las reservas de gas natural son 236.9×10^{12} m³, representando el 46.5%. Se distribuyen principalmente en Medio Oriente (45,3%), seguidos de Asia Central - Rusia (19,7%) y América Central y del Sur (15,1%).

Las restantes reservas recuperables de petróleo y gas 2P se distribuyen en 82 países (excluyendo a China), entre los cuales Rusia, Arabia Saudita, Irán y Venezuela representan el 14.4%, 12.4%, 11.8% y 11.5% del total mundial, respectivamente. El petróleo se concentra principalmente en Arabia Saudita y Venezuela, representando el 21,1% y el 20,7% del mundo, respectivamente. El gas natural se concentra principalmente en Rusia e Irán, representando el 23.0% y el 21.1% del total mundial respectivamente (Fig. 1 y Tabla 2).

Tabla 2. Estadísticas de reservas de petróleo y gas remanentes recuperables en los principales países.

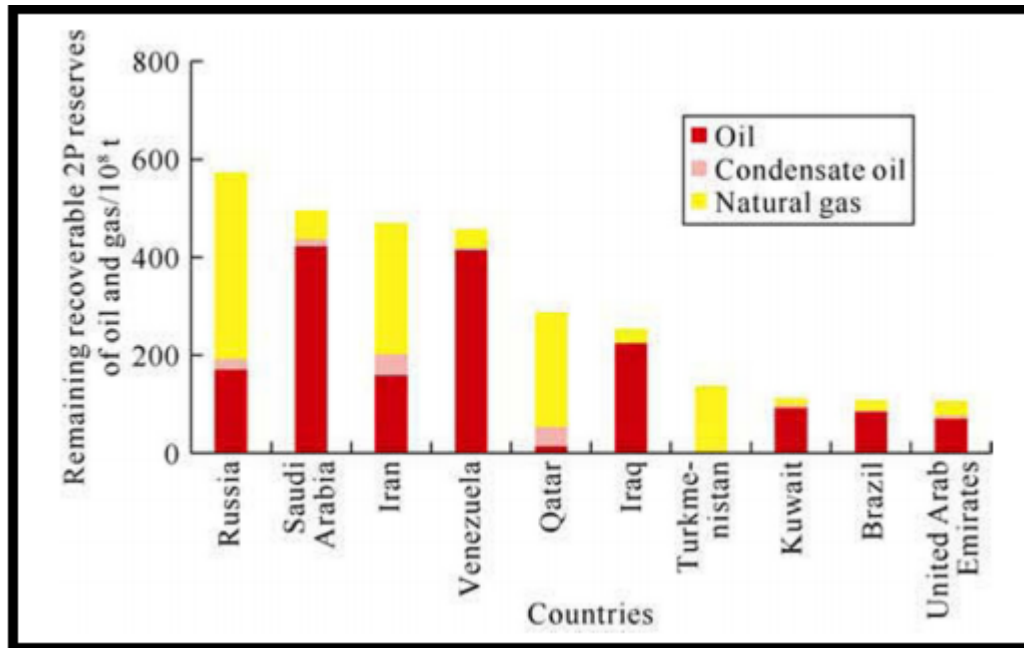
Countries	Remaining re- coverable 2P reserves of oil and gas/ 10^8 t	Propor- tion of oil/%	Proportion of conden- sate oil/%	Proportion of natural gas/%
Russia	572.4	29.8	3.8	66.4
Saudi Arabia	495.2	85.3	3.1	11.6
Iran	470.0	33.9	9.0	57.1
Venezuela	456.8	90.8	0.9	8.3
Qatar	287.3	5.0	13.6	81.4
Iraq	253.9	88.4	0.5	11.1
Turkmenistan	136.5	2.0	1.1	96.9
Kuwait	111.3	83.3	5.1	11.6
Brazil	107.3	78.9	3.1	18.0
United Arab Emirates	105.6	66.9	6.6	26.5

Fuente: Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. Petroleum Exploration and Development, Volume 45, Issue 4, August 2018, 779 p

Las restantes reservas recuperables de petróleo y gas de Rusia son 572.4×10^8 t, de las cuales las reservas de petróleo representan el 29.8%, las reservas de petróleo condensado representan el 3.8% y las reservas de gas natural el 66.4%. Las reservas 2P de petróleo y gas recuperables restantes en Arabia Saudita son 495.2×10^8 t, de las cuales el petróleo, el aceite de condensado y el gas natural representan 85.3%, 3.1% y 11.6% respectivamente. Las restantes reservas recuperables 2P de petróleo y gas de Irán son 470.0×10^8 t, de las cuales el petróleo, el aceite condensado y el gas natural representan el 33.9%, 9.0% y 57.1% respectivamente. El resto de las reservas recuperables de petróleo y gas en

Venezuela son 456.8×10^8 t, de las cuales el petróleo y el gas natural ocupan el 90.8% y el 8.3%, respectivamente. [34]

Figura 1. Histograma de reservas 2P de petróleo y gas recuperables remanentes en los principales países.



Fuente: Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. Petroleum Exploration and Development, Volume 45, Issue 4, August 2018, 779 p.

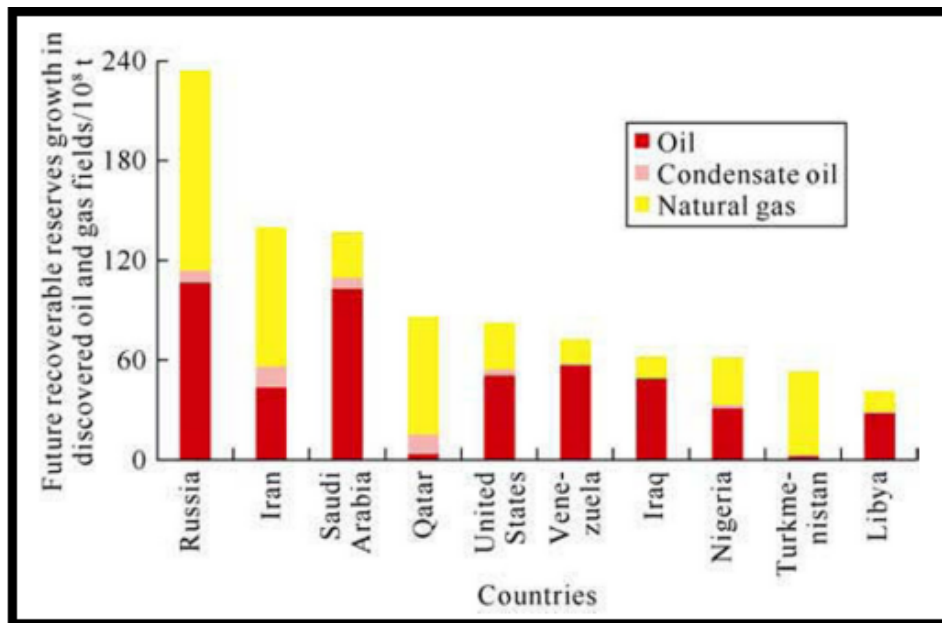
2.3.2 potencial de crecimiento de reservas recuperables de yacimientos de petróleo y gas descubiertos. En los próximos 30 años, el aumento mundial de las reservas recuperables de yacimientos de petróleo y gas descubiertos será de $1 531.7 \times 10^8$ t, de las cuales las reservas de petróleo, aceite condensado y gas natural son 708.7×10^8 t (46.3%), 72.8×10^8 t (4.8%) y 90.5×10^{12} m³ (48.9%) respectivamente. Las reservas en el Medio Oriente tienen el mayor incremento, representando el 33.7% del total mundial, seguidas por Asia Central, Rusia y África, que representan el 22.7% y el 14.4% del total global, respectivamente. Las reservas en Asia-Pacífico, América del Norte, Asia Central y América Central y del Sur tienen

un potencial de crecimiento similar. Las reservas en Europa tienen el potencial de crecimiento más bajo. [34]

Rusia tiene el mayor potencial de crecimiento de reservas en los campos de petróleo y gas descubiertos, representando el 16.8% del total mundial, de los cuales el aumento en las reservas de petróleo es de 10.67×10^9 t, y el aumento en las reservas de gas natural es 5.7% mayor que el de petróleo. Irán y Arabia Saudita tienen un potencial de crecimiento similar de las reservas de petróleo y gas, que representan el 10,0% y el 9,8% del total mundial, respectivamente. Qatar está dominado por el aumento de las reservas de gas natural, que representan el 6,2% del total mundial. Estados Unidos y Venezuela están dominados por el crecimiento de las reservas de petróleo, que representan el 5,9% y el 5,2% del total mundial, respectivamente (Fig. 2 y Tabla 3).

El crecimiento de las reservas de los campos de petróleo y gas descubiertos en Rusia es de $23,4 \times 10^9$ t de equivalentes, de los cuales las reservas de petróleo, aceite de condensado y gas natural representan el 45,6%, 3,1% y 51,3%, respectivamente. El crecimiento de las reservas de los campos de petróleo y gas descubiertos en Irán es de 13.97×10^9 t, de las cuales las reservas de petróleo, aceite de condensado y gas natural representan el 31.3%, 8.9% y 59.8%.

Figura 2. El crecimiento futuro de las reservas recuperables de los campos de petróleo y gas descubiertos en los principales países del mundo.



Fuente: Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. Petroleum Exploration and Development, Volume 45, Issue 4, August 2018, 779 p.

El crecimiento de las reservas de los campos de petróleo y gas descubiertos en Arabia Saudita es de $13,68 \times 10^9$ t, de las cuales las reservas de petróleo, aceite de condensado y gas natural representan el 75,4%, 4,7% y 19,9%, respectivamente.

[34]

Tabla 3. Estadísticas de crecimiento de reservas futuras de yacimientos de petróleo y gas descubiertos en los principales países del mundo.

Countries	Future reserves growth of discovered oil and gas fields/ 10^8 t	Proportion of oil/%	Proportion of condensate oil/%	Proportion of natural gas/%
Russia	234.0	45.6	3.1	51.3
Iran	139.7	31.3	8.9	59.8
Saudi Arabia	136.8	75.4	4.7	19.9
Qatar	86.1	4.5	13.4	82.1
United States	82.5	62.1	4.3	33.6
Venezuela	72.6	78.6	1.4	20.0
Iraq	62.0	78.9	0.6	20.5
Nigeria	61.7	50.7	3.5	45.8
Turkmenistan	53.4	4.6	1.3	94.1
Libya	41.6	68.3	2.1	29.6

Fuente: Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. Petroleum Exploration and Development, Volume 45, Issue 4, August 2018, 779 p.

2.4 INDUSTRIA DEL PETROLEO Y GAS EN EL CAMBIO CLIMÁTICO

La industria del petróleo y el gas es vital para nuestra vida diaria como la fuente de energía más grande. Los productos de la industria del petróleo y el gas suministran energía a la industria energética, combustible para el transporte y materias primas para la producción de artículos de uso diario. Sin embargo, también es un importante consumidor de energía en términos de extracción y transformación de petróleo y gas. En general, alrededor del 4% ~ 10% de la energía total producida por la industria del petróleo y el gas fue consumida por la propia industria (dependiendo de la profundidad de procesamiento) (IEA, 2018a). [25]

Los gases de efecto invernadero (GEI) se refieren a los gases que atrapan el calor en la atmósfera (EPA, 2018). Las emisiones de GEI principalmente incluyen CO₂, metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). La porción de CO₂ es el principal gas de efecto

invernadero emitido a través de las actividades humanas. El CO₂ proviene de la combustión de combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) para la energía y el transporte. El CH₄ generalmente representa alrededor del 10 por ciento de todas las emisiones de GEI de las actividades humanas, como las fugas de los sistemas de gas natural y la cría de ganado. El N₂O representa aproximadamente el 6 por ciento de todas las emisiones de gases de efecto invernadero de las actividades humanas, como la agricultura, la combustión de combustible, la gestión de aguas residuales y los procesos industriales que aumentan la cantidad de N₂O en la atmósfera (EPA, 2018). [25]

Para encontrar el lugar adecuado en el plan de reducción de emisiones de GEI, el sector del petróleo y el gas debe prestar atención urgente a las tecnologías de reducción de emisiones de GEI, a las necesidades de inversión, al potencial de reducción de emisiones de GEI y al plan de trabajo antes de 2030. En china se realizó un estudio detallado de esta problemática y se exponen una serie de tecnologías claves para dar solución las cuales se muestran en las figuras 3, 4 y 5.

Figura 3. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 1.

Technologies	Introduction	Technical maturity	Energy conservation/emission reduction ability	Integrated reduction cost	Technology penetration (2010)
Integrated optimization for refining energy systems (T1)	By establishing and optimizing an energy system model for oil refining enterprises, strengthening internal linkage systems and dynamic adjustment this technology can reduce overall energy consumption of the refining energy system as a whole.	Mature	5% refiner energy consumption reduction	3500 Yuan/t-crude oil	4
Improving refining furnace energy efficiency (T2)	Dedicated to solving problems such as low thermal efficiency, higher excess air coefficients, high exhaust smoke temperature and incomplete combustion in heating furnaces in the refinery heating system, this technology can improve the heating system's efficiency by improving the furnace condition.	Mature	4% improved heat efficiency (heating furnace energy consumption accounts for 35% of a refinery's total energy consumption)	7000-7500 Yuan/t-crude oil	10
Refining unit thermal combination and waste heat utilization (T3)	By finding equilibrium between the refining system and the thermal power plant, the overall efficiency of oil refining enterprises will improve, as will economic benefits.	Mature	A 10%–15% predicted increase in waste heat utilization based on total energy consumption	6000-6500 Yuan/t-crude oil	20
Inferior raw materials poly-generation gasification (T4)	After gasification, petroleum coke becomes low calorific value gas. Through purification and removal of sulfide, nitrides, dust and other pollutants, the syngas is then clean enough to produce steam and power. It can also be converted into hydrogen used in heavy crude oil processing.	Mature	Reduces Refiner's energy consumption by 10%	11000 Yuan/t-crude oil	1
Energy saving injection-production systems (T5)	Injection-production systems consume about 70% of upstream energy. Energy consumption can be optimized through the use of appropriate technology.	Mature	1.5% annual efficiency increase	5900 Yuan/t-crude oil	28

Fuente: Marco Grasso (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. Energy Research & Social Science, Volume 50, April 2019, 106 p.

Figura 4. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 2.

Technologies	Introduction	Technical maturity	Energy conservation/emission reduction ability	Integrated reduction cost	Technology penetration (2010)
Oil & gas field ground project system optimization (T6)	Oil and gas field development is a systematic project, involving reservoir description, well pattern layout adjustment, production technology selection and surface oil and gas gathering and transferring processes. To achieve efficient development of oil and gas fields, system optimization and source control is a key. Beginning with deepening fine description reservoirs, based on geological research and reservoir distribution, in order to optimize comprehensive well spacing and well type, a thorough ground engineering plan should be made in advance. Next, it is necessary to confirm stable production life and construction scales, whilst fully considering the new high efficiency processes and equipment, and improving the utilization rate and load rate of facilities on the ground. The final step is to establish underground and above-ground coordination mechanisms and integrated optimization.	Mature	A 5% energy consumption reduction in ground systems	7000 Yuan/t-crude oil	30
Torch optimizing with associated gas recovery (T7)	There are two kinds of gaseous hydrocarbon associated gas: gaseous hydrocarbon dissolved in liquid hydrocarbon, or a gas cap state in the upper portion of the reservoir. The main component of the associated gas is methane. In gas and coal-based methane extraction, because there are no supporting facilities in the early stages of the process, natural gas can only be burnt or emptied out. Under special circumstances natural gas is burnt by torches in the traditional refining model. This wastes oil and gas resources and raises greenhouse gas emissions. In order to solve the gas venting problem, oil companies have implemented a large number of torch optimization and associated gas recovery projects. Different solutions and technologies for recycling are used based on the type of vent gas. Currently these options have been adopted on a scattered and small-scale basis.	Mature	Recycles about 500 million cubic meters of methane	5Yuan/m ³	60

Fuente: Marco Grasso (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. Energy Research & Social Science, Volume 50, April 2019, 106 p.

Figura 5. Lista clave de tecnología de reducción de gases de cambio climático parte 3.

Technologies	Introduction	Technical maturity	Energy conservation/emission reduction ability	Integrated reduction cost	Technology penetration (2010)
CO ₂ enhanced oil recovery (CO ₂ - EOR, T9)	recovery rate. It not only solves the problem of CO ₂ sequestration to protect the atmosphere, but also can also improve the recovery efficiency of low and ultra-low permeable oil fields.		recovery efficiency by 10%-15%; we use 15%) (Li et al., 2009)	of investment is 10 years)	
CO ₂ sequestration in saline aquifers layer and depleted hydrocarbon reservoirs (T8)	Saline aquifers and depleted reservoir sequestration is a technique whereby carbon dioxide (CO ₂) generated from large power plants and other sources is collected and then stored in saline aquifers and depleted reservoirs in order to avoid contact with the atmosphere. CO ₂ - EOR is a technology that separates CO ₂ , which is then injected into the oil reservoir to enhance oil	Emerging/ research	Estimated gross quantity of China's source beds is 1500-3000 billion tonnes (we use 1500 billion tonnes)	4500Yuan/t (payback period of investment is 15 years)	-0
		Emerging	Total reduction potential according to experts is 4.5 billion tonnes (this technology can increase	2100 Yuan/t (payback period	-0

Fuente: Marco Grasso (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. Energy Research & Social Science, Volume 50, April 2019, 106 p.

3. GASES DE HIDROCARBUROS

Los gases de hidrocarburos de origen natural tienen una composición muy similar a la de los crudos del petróleo, contienen una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburos que dependen de su origen, el gas natural contiene algunos hidrocarburos más pesados, agua (estado gaseoso), mercurio, nitrógeno, helio y gases ácidos. Este puede extraerse como gas natural de los yacimientos de gas y estaría casi libre de líquidos, o como gas asociado al petróleo que se extrae de los yacimientos de gas y petróleo. Los sistemas involucrados en la extracción de petróleo crudo y gas natural de sus fuentes son una aplicación industrial vital para la filtración y equipos de separación relacionados. Los procesos involucrados están en un estado de cambio considerable, bajo presiones de todo tipo: tecnológico, ambiental y económico. Hoy en día, la fuente de energía más limpia, segura y eficiente del mundo es el gas natural, ya que desempeña un papel cada vez más importante en el suministro de energía debido a su inherente benignidad ambiental, mayor eficiencia y rentabilidad. El factor de emisión de dióxido de carbono del gas natural comercial es un 26% más bajo que el del petróleo y un 41% más bajo que la emisión del carbón durante la combustión, a raíz del tema del cambio climático se ha incrementado su uso y en la economía global actual, este es de hecho una de las fuentes primarias de energía de más rápido crecimiento. Claramente, para que el gas natural se mantenga como una de las fuentes de energía más buscadas del mundo, se necesita una alternativa más barata y eficiente en cuanto a energía para la técnica de procesamiento por lo cual han surgido nuevas tecnologías que mejoran el proceso. [17]

3.1 PROPIEDADES DE LOS GASES

Se puede observar experimentalmente en los gases: Primero, un gas no tiene un volumen o forma definida; un gas llenará cualquier volumen que esté disponible para él. Esta propiedad de difusión implica que las unidades moleculares de un gas están en movimiento rápido y aleatorio, y que están lo suficientemente alejadas unas de otras para que este movimiento no esté impedido por las interacciones entre las moléculas.

La otra característica sobresaliente de los gases, su baja densidad, es otra indicación de que la distancia promedio entre las moléculas es muy grande. Una mol de moléculas de H₂O a 100 ° C a 1 atm de presión ocupa un volumen de 18.8 cm³, mientras que la misma cantidad de vapor de agua a la misma temperatura y presión tiene un volumen de 30200 cm³, más de 1000 veces mayor. La propiedad más notable de los gases, sin embargo, es que, en una buena aproximación, todos se comportan de la misma manera en respuesta a los cambios de temperatura y presión, expandiéndose o contrayéndose en cantidades predecibles. Esto es muy diferente del comportamiento de los líquidos o sólidos, en el que las propiedades de cada sustancia en particular deben determinarse individualmente. [30]

La presión se define como la fuerza por unidad de área. Para visualizar esto, imagine un poco de gas atrapado en un cilindro que tiene un extremo encerrado por un pistón que se mueve libremente. Para mantener el gas en el recipiente, se debe colocar una cierta cantidad de peso (fuerza, f) en el pistón para equilibrar exactamente la fuerza ejercida por el gas en la parte inferior del pistón, y tender a empujarlo hacia arriba. La presión del gas es simplemente el cociente f/A , donde A es el área de la sección transversal del pistón. (Figura 6).

El volumen de un gas es simplemente el espacio en el cual las moléculas del gas son libres de moverse. Si tenemos una mezcla de gases, como el aire, los distintos gases ocuparán el mismo volumen al mismo tiempo, ya que todos pueden moverse libremente. El volumen de un gas se puede medir atrapándolo por encima del

mercurio en un tubo calibrado conocido como bureta de gas. La unidad de volumen SI es el metro cúbico, pero en química usamos más comúnmente el litro y el mililitro (ml). El centímetro cúbico (cc) también se usa con frecuencia; Está muy cerca de 1 ml.

En resumen:

1. Un gas es una colección de partículas en movimiento constante, rápido y aleatorio (a veces denominado movimiento "browniano"). Las partículas en un gas están constantemente sufriendo colisiones entre sí y con las paredes del contenedor, lo que cambia su dirección, de ahí el "azar". Si seguimos la trayectoria de una sola partícula dentro de un gas, podría parecerse a la figura de la derecha.

2. Un gas llena cualquier recipiente que ocupa. Este es el resultado de la segunda ley de la termodinámica, es decir, la expansión del gas para llenar un contenedor es un proceso espontáneo debido al aumento de la entropía que lo acompaña.

3. Los efectos de las fuerzas intermoleculares en un gas son generalmente bastante pequeños. Para muchos gases en un rango bastante amplio de temperaturas y presiones, es una aproximación razonable ignorarlos por completo. Esta es la base de la aproximación del "gas ideal", de la cual más adelante.

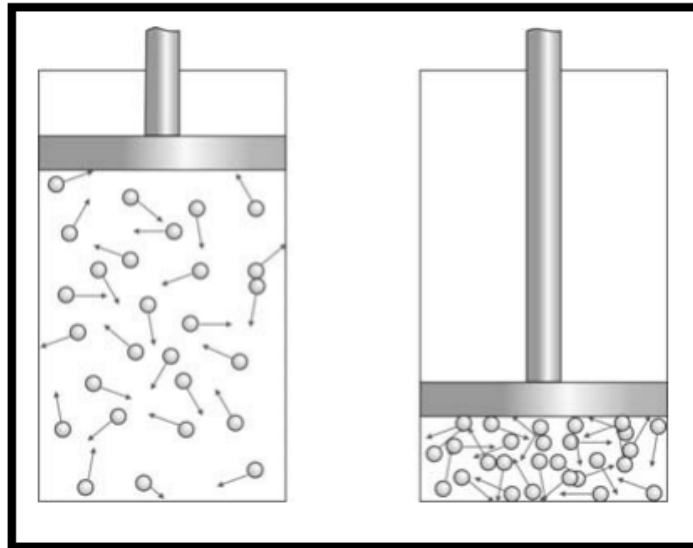
4. El estado físico de un gas puro (en oposición a una mezcla) puede definirse por cuatro propiedades físicas:

- p - la presión del gas
- T - la temperatura del gas
- V - el volumen del gas
- n - el número de moles de sustancia presente

De hecho, si conocemos alguna de estas tres variables, podemos usar una ecuación de estado para que el gas determine la cuarta. A pesar del nombre

grandioso, una ecuación de estado es simplemente una expresión que relaciona estas cuatro variables. [10]

Figura 6. Comportamiento de un gas con la presión en un sistema cilindro-pistón.



Fuente: Claire Vallance. Properties of Gases, First year, Hilary term. National Central University 1p

3.2 PURIFICACIÓN DEL GAS

Uno de los procesos importantes en la producción en pozo es la purificación del gas de pozo, la separación del gas natural del agua y gases no deseables como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, esta utiliza equipos muy bien establecidos y con el paso del tiempo mejora significativamente con el fin de lograr una mayor eficiencia de separación y puntos de corte más finos en la mayoría de las separaciones. Ya que el vapor de agua se puede condensar en agua líquida, hielo o cierto tipo de hidrato durante el proceso de transporte de gas natural debido a la fluctuación de las presiones o temperaturas de operación. El condensado puede reducir el rendimiento del transporte, aumentar la resistencia del flujo de gas e incluso bloquear las tuberías o válvulas. En presencia de agua líquida, los compuestos

ácidos como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono en el gas natural también pueden erosionar las tuberías y el equipo. Por lo tanto, es de crucial importancia reducir el punto de rocío del gas natural al reducir el vapor de agua a un nivel tan bajo como sea posible para cumplir con los requisitos de transporte y utilización. Para ello se han empleado diferentes métodos, de estos el cambio más evidente es en el uso de sistemas de membrana para la separación libre del gas natural, y también otras tecnologías han ido mejorando como lo es la separación supersónica la cual se usa para condensar y separar el agua, los hidrocarburos pesados y otras impurezas del gas natural [21]. Actualmente, los métodos más comunes incluyen absorción, adsorción, membrana y separación supersónica. Después del procesamiento, el gas se puede usar de varias maneras, como en las redes de distribución de gas natural, para la generación de electricidad en el sitio, reinyectado para mejorar la recuperación de petróleo o como materia prima para la industria petroquímica.

4. IMPUESTO AL CARBONO

El impuesto nacional al carbono se creó por medio de la Ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural) y responde a la necesidad del país de contar con instrumentos económicos para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación de gases efecto invernadero (GEI) a nivel nacional. El impuesto consiste en el pago de una tarifa relacionada con el contenido de carbono, que es un elemento químico de los combustibles y que se libera en forma de gases efecto invernadero a la atmósfera cuando se hace la combustión de estos energéticos. Los combustibles que están gravados por este impuesto son: Gasolina, Kerosene, Jet Fuel, ACPM y Fuel Oil. El gas natural también está gravado pero solo para su uso en la industria de la refinación de hidrocarburos y la petroquímica, y el gas licuado de petróleo (GLP) pero solo para la venta a usuarios industriales. Para tener una referencia sobre la magnitud de la cobertura de este impuesto, es importante mencionar que las emisiones debidas a estos combustibles representan cerca del 27% de las emisiones totales del país, es decir cerca de 51 Millones de Toneladas de CO2 equivalente.

4.1 LA TARIFA QUE TIENE EL IMPUESTO AL CARBONO

Se debe pagar desde el 1º de enero de 2017 y tiene un valor de \$15.000 por cada tonelada de CO2 generada por la quema de los combustibles, según los factores de emisión de CO2 que cada uno de estos tiene; por cada galón de gasolina se deben pagar \$135 adicionales, de Kerosene y Jet Fuel, \$149, de ACPM \$152 y Fuel Oil, \$177. El gas natural también está gravado, pero solo en su uso industrial y se pagan \$29. La tarifa se reajustará cada año con la inflación.

4.2 ¿DESDE CUÁNDO SE PAGA EL IMPUESTO Y QUIÉN ES RESPONSABLE DE PAGARLO?

El impuesto Nacional al Carbono se paga desde el 1 de enero de 2017. El distribuidor mayorista del combustible lo paga al productor o importador del combustible que se convierte a su vez en el recaudador del impuesto y el resto de la cadena, es decir todos los usuarios de los combustibles gravados, lo pagan según los acuerdos comerciales establecidos en la cadena de distribución de combustible.

El impuesto se causa en cualquiera de estos tres momentos asociados a la cadena de distribución de los combustibles fósiles:

- Cuando se vende en el territorio nacional.
- Cuando el productor del combustible lo retira para consumo propio.
- Cuando el combustible se importa. Estas acciones son consideradas como hecho generador del impuesto.

El impuesto se causa una única vez respecto del hecho generador que ocurra primero, es decir que una vez ocurra una venta, retiro o importación, lo primero que suceda, conduce a la causación del impuesto, o sea a su cobro.

El impuesto nacional al carbono busca desincentivar el uso de los combustibles fósiles e incentivar mejoras tecnológicas para su uso más eficiente. Esto responde a los compromisos que el país asumió en el marco del Acuerdo de París. Por otro lado, en la misma Ley que crea este impuesto se da un mandato al MADS para que establezca el procedimiento a través del cual se estimule la implementación de iniciativas de mitigación que generen reducciones de emisiones, o remociones, de GEI a cambio de la no causación del impuesto. La respuesta a este mandato se consolida en el Decreto 926 de 2017. Por mandato de Ley, los recursos del impuesto se destinarán, entre otros, al manejo de la erosión costera, a la conservación de fuentes hídricas y a la protección de ecosistemas; todos temas estrechamente

ligados con nuestros compromisos internacionales en materia de cambio climático.

[38]

4.3 NO CAUSACIÓN DEL IMPUESTO AL CARBONO.

Pueden acceder a la no causación, total o parcial, del impuesto al carbono todos los sujetos pasivos del impuesto que están obligados a pagarlo y que estén interesados en demostrar reducciones de emisiones o remociones de GEI siguiendo los lineamientos procedimentales establecidos en el Decreto 926 de 2017. En este sentido, todos los actores de la cadena de valor del combustible fósil, incluyendo los consumidores o usuarios finales, en el marco de la reglamentación mencionada podrán optar por la no causación.

El concepto de carbono neutralidad en su entendimiento estrictamente teórico corresponde a la compensación o neutralización del total de emisiones de GEI en todos los alcances de una organización, es decir, aquellas emisiones generadas por fuentes que son propiedad de la organización o están controladas por ésta; aquellas emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica adquirida y consumida por la organización, y que también ocurren físicamente en la planta donde la electricidad es generada; y aquellas emisiones que son consecuencia de las actividades de la organización, pero ocurren en fuentes que no son propiedad ni están controladas por ésta. En este sentido una organización será 'carbono neutra' cuando ha demostrado que el neto de todas sus emisiones y remociones ha sido cuantificado como cero. Sin embargo, en el marco del Decreto 926 de 2017, se puede certificar 'ser carbono neutro' únicamente cuando se neutralizan las emisiones de GEI generadas por el uso de los combustibles fósiles a los cuales se les causa el impuesto nacional al carbono, de acuerdo con los lineamientos procedimentales establecidos en este Decreto.

Los proyectos elegibles por el mecanismo deben asegurar transparencia en su implementación, demostrar un desarrollo metodológico confiable, registrar públicamente sus resultados de mitigación al igual que la titularidad de las reducciones de emisiones o remociones de GEI generadas y finalmente deben ser verificados por una tercera parte acreditada. ^[38]

Para este fin el Decreto 926 de 2017 establece las características de las reducciones de emisiones y remociones de GEI, especificando que estas deben provenir de iniciativas de mitigación implementadas en el territorio nacional utilizando programas de certificación o estándares de carbono que cuenten con registros públicos al igual que haber implementado metodologías del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), metodologías emitidas por el Gobierno Nacional a través del Organismo Nacional de Normalización o cumplir los pasos metodológicos que establece el registro REDD+. Dentro de estas iniciativas elegibles se incluyen la implementación de energías renovables, proyectos forestales, proyectos que reduzcan las emisiones de metano a la atmósfera en rellenos sanitarios, proyectos de ganadería sostenible, mejora de la eficiencia energética en calderas, entre muchos otros. En ningún caso las reducciones o remociones podrán provenir de una actividad que se desarrolle por mandato de una autoridad ambiental para compensar el impacto producido por la obra o actividad objeto de una autorización ambiental, ni tampoco podrán provenir de un proyecto MDL implementado, desarrollado y registrado fuera del territorio Colombiano. En los casos en que los proyectos hayan iniciado su ciclo bajo el mecanismo de MDL y luego hayan migrado al mercado voluntario, deberán estar desregistrados del MDL para evitar incurrir en doble contabilidad. ^[38]

Con la implementación de tratamiento de gas de producción en cabeza de pozos se busca aprovechar este incentivo que da el gobierno Colombiano, que se convierte en reducción de impuestos al final del año, lo cual convierte al tratamiento en cabeza de pozo en un proyecto rentable que por sí mismo se puede costear, lo que devuelve

la inversión por reducción de estos impuestos en tiempo record a través de la generación eléctrica o quema de este gas que sin tratamiento no es posible por contenidos de livianos, H₂S y/o otros sulfuros.

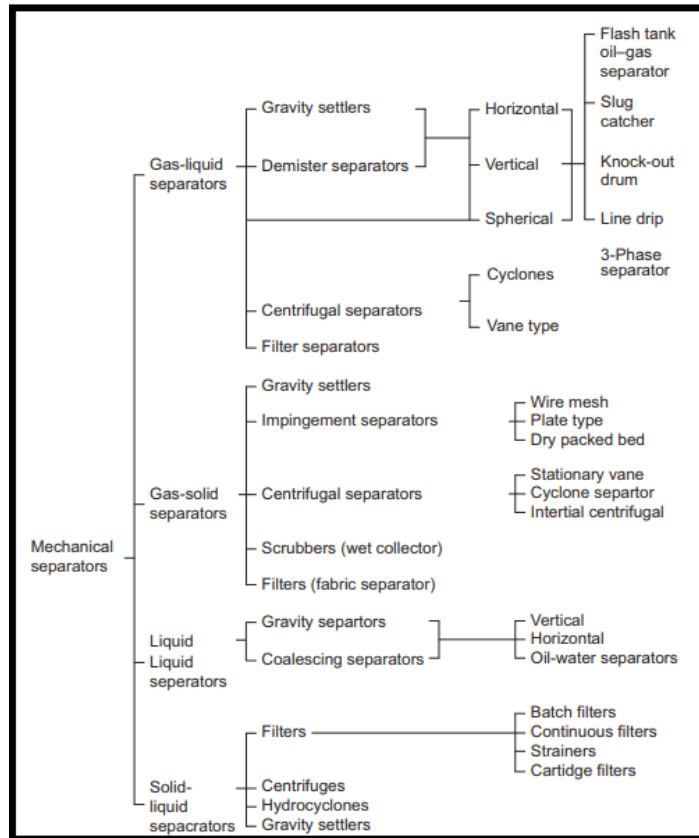
5. SEPARACION DEL GAS DEL CRUDO.

Las técnicas de separación se definen como aquellas operaciones que aíslan mecánicamente ingredientes específicos inmiscibles de una mezcla, es decir, sin que se produzca una reacción química o un proceso de transferencia de masa.

Los separadores de gas y líquido generalmente se pueden dividir en dos grupos principales, una alta relación de gas a líquido (por ejemplo, tambores de abatimiento, depuradores) y una baja relación de gas a líquido (por ejemplo, separadores de aceite / gas, tanques de flash), los diferentes tipos de separadores mecánicos se resumen en la figura 7.

Los procesos de separación de gas y líquido que se emplean con mayor frecuencia en las industrias de petróleo, gas y petroquímicos (OGP) se basan en uno o en una combinación de asentamiento por gravedad, impacto y centrifugación principalmente, algunos tipos de filtración rara vez se emplean en este campo. [1]

Figura 7. Tipos de separadores mecánicos.



Fuente: Alireza Bahadori (2014). Chapter 4: Gas-Liquid Separators. Natural Gas Processing, 2014, 151 p.

5.1 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN

5.1.1. Separación mecánica por impulso. Las fases fluidas con diferentes densidades tendrán un impulso diferente. Si una corriente de dos fases cambia bruscamente de dirección, un mayor impulso no permitirá que las partículas de la fase más pesada giren tan rápido como el fluido más ligero, por lo que se produce la separación. El impulso generalmente se emplea para la separación masiva de las dos fases en una corriente. [1]

5.1.2. Separación mecánica por gravedad. Las gotas líquidas o partículas sólidas se asentarán fuera de una fase gaseosa si la fuerza gravitacional que actúa sobre la gota o partícula es mayor que la fuerza de arrastre del gas que fluye alrededor de la gota o partícula. El mismo fenómeno ocurre con partículas sólidas en fase líquida y esferas inmiscibles de un líquido sumergido en otro líquido. El aumento de una burbuja ligera de líquido o gas en una fase líquida también sigue las mismas reglas, es decir, resulta de la acción de la fuerza gravitacional. [1]

5.1.3. Separación mecánica por filtración. La filtración es la separación de una mezcla fluido-sólido que involucra el paso de la mayor parte del fluido a través de una barrera porosa que retiene la mayoría de las partículas sólidas contenidas en la mezcla. Los procesos de filtración se pueden dividir en tres categorías amplias: filtración de torta, filtración de profundidad y filtración de superficie. [1]

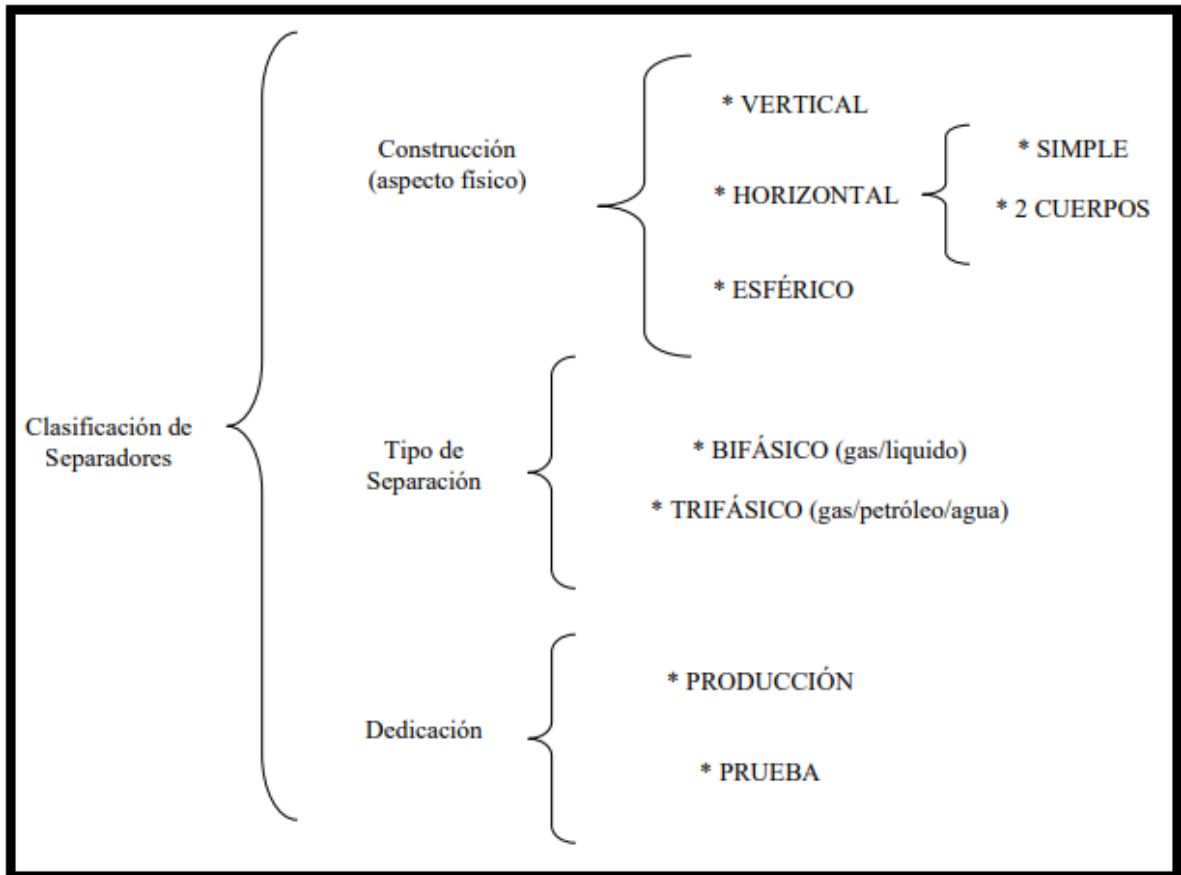
5.2 TIPOS DE SEPARADORES

Normalmente en los pozos de extracción se encuentran mezclas de gas y líquido, las cuales se someten a un proceso de separación, para realizar la separación física se deben tener en cuenta tres variables fundamentalmente las cuales son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque entre las partículas. Las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que se dé la separación. El mecanismo más utilizado es la separación por gravedad, debido al que el mecanismo del equipo es muy simple, el proceso se da en cualquier sección ampliada en la línea de flujo que actúa como asentador, debido a la gravedad se da el asentamiento de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas, ya que se reduce la velocidad de flujo. Las etapas del proceso de separación son: Sección Primaria, Sección Secundaria, Sección de Extracción de Neblina y Segregación Final.

En pozo se manejan dos clases de separadores de acuerdo a la necesidad, son los separadores bifásicos y trifásicos. Según su construcción se pueden clasificar en verticales, horizontales y esféricos (figura 8). En los bifásicos se realiza una separación de del gas-petróleo proveniente del pozo a una determinada presión y temperatura, al entrar al separador el flujo, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momentum de la mezcla, provocando así una separación de las fases.

Luego en la sección de decantación del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador. Esta sección provee del tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas, el objetivo principal del separador bifásico es de dejar lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas y en los separadores trifásicos se realiza la separación de gas-petróleo-agua. [28]

Figura 8. Clasificación general de los separadores.



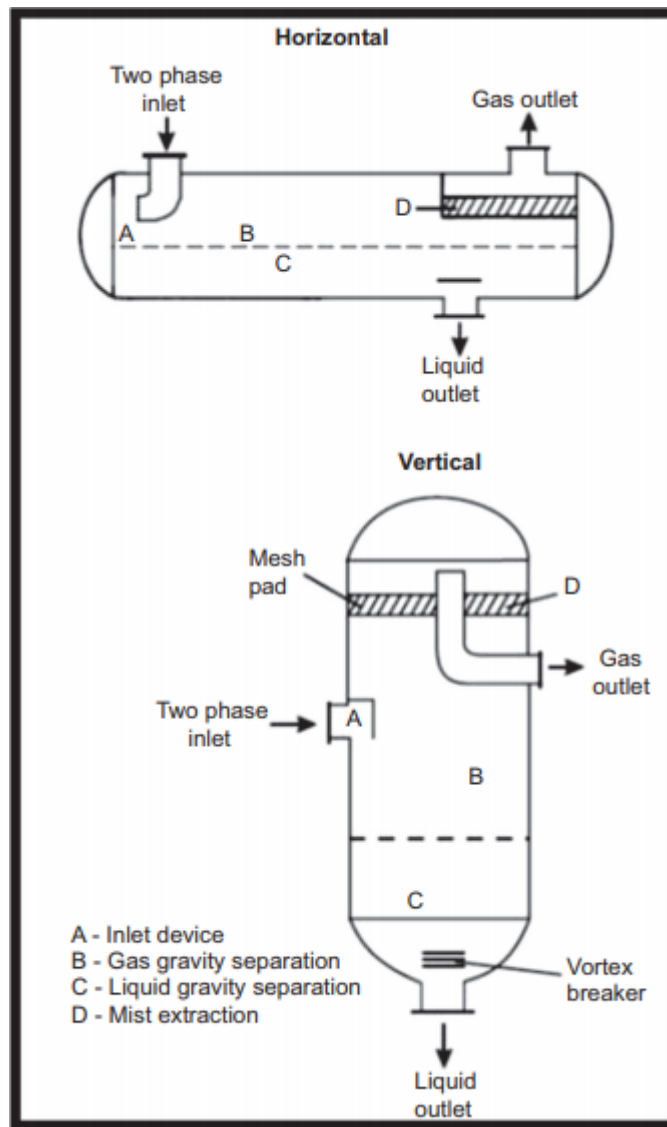
Fuente: Requena G. José L. Rodríguez M, Mauricio F (2006). Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Universidad Central de Venezuela, Caracas 2006. 49 p.

5.2.1 Separadores Verticales. Los separadores verticales se seleccionan cuando la relación gas-líquido es alta o los volúmenes totales de gas son bajos. En los casos en que hay una fluctuación frecuente en el flujo de líquido de entrada o donde se debe evitar la revaporización o el remezcla de fluidos en el recipiente, se prefieren los separadores verticales. [1]

En un separador vertical, los fluidos ingresan al recipiente a través de un dispositivo de entrada cuyos objetivos principales son lograr una separación masiva eficiente del líquido del gas y mejorar la distribución del flujo de ambas fases a través del separador. El líquido extraído por el dispositivo de entrada se dirige al fondo del

recipiente. El gas se mueve hacia arriba, generalmente pasa a través de un extractor de niebla para eliminar las pequeñas gotas de líquido arrastradas, y luego la fase de vapor fluye hacia afuera del recipiente. El líquido eliminado por el extractor de niebla se fusiona en gotas más grandes que luego caen a través del gas al depósito de líquido en la parte inferior (figura 9)

Figura 9. Gas-líquido separadores vertical y horizontal.



Fuente: Alireza Bahadori (2014). Chapter 4: Gas-Liquid Separators. Natural Gas Processing, 2014, 151 p.

5.2.2. Separadores Horizontales. Los separadores horizontales se utilizan cuando el líquido contiene grandes volúmenes de fluidos totales y grandes cantidades de gas disuelto. También se prefieren cuando la relación vapor-líquido es pequeña o donde se requiere una separación de tres fases.

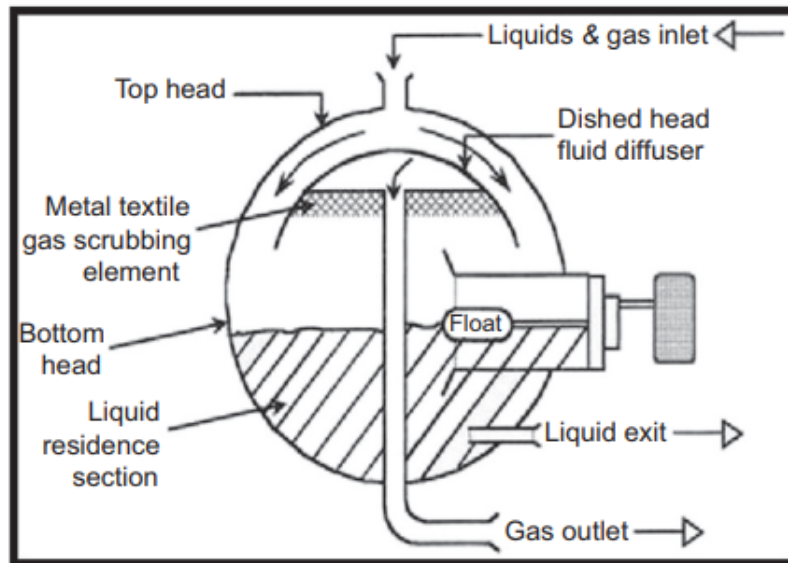
En los casos en que existan limitaciones en el tamaño de la embarcación, se puede emplear un separador de doble barril.

Los separadores horizontales son más eficientes cuando están involucrados grandes volúmenes de líquido. También son generalmente preferidos para aplicaciones de separación de tres fases. En un separador horizontal (figura 9), el líquido que se ha separado del gas, se mueve a lo largo del fondo del recipiente hacia la salida del líquido. El gas y el líquido ocupan sus partes proporcionales de la sección transversal de la carcasa. El aumento de la capacidad del slug se obtiene a través del tiempo de retención reducido y el aumento del nivel de líquido. [1]

En un separador de doble barril, los líquidos caen a través de tuberías de flujo conectadas al depósito de líquido externo que se encuentra debajo. Con el separador horizontal de doble cañón pueden ser posibles recipientes ligeramente más pequeños, donde la capacidad de sobrecarga establece el tamaño de la cámara de recogida de líquido inferior. Las relaciones L / D típicas para los separadores horizontales normalmente caen en el rango de 2.5 a 5.

5.2.3. Separadores esféricos. Estos separadores se utilizan para servicio de alta presión donde se desea un tamaño compacto y los volúmenes de líquido son pequeños. El extractor de niebla se puede instalar en este tipo de separadores (figura 10). [1]

Figura 10. Separador esférico.



Fuente: Alireza Bahadori (2014). Chapter 4: Gas-Liquid Separators. Natural Gas Processing, 2014, 151 p.

5.3 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DEL SEPARADOR.

La aplicación del proceso específico, las características y el uso recomendado y no recomendado de varios separadores verticales / horizontales en las plantas de producción de OGP se dan aquí para consideración del diseño:

➤ Tambor desmontable vertical

Solicitud: Separación masiva de gases y líquidos.

Características:

- reducción ilimitada;
- alta capacidad de manejo de slug;
- la eficiencia de remoción de líquidos es típicamente de 80 a 90% (desde una carga líquida baja a alta);

- La eficiencia de remoción de líquidos para la niebla es muy pobre;
- muy baja caída de presión;
- Insensible a las incrustaciones.

Uso recomendado:

- embarcaciones en las que los elementos internos deben mantenerse al mínimo (por ejemplo, tambores abatibles);
- Servicio de ensuciamiento, por ejemplo. cera, arena, asfaltenos;
- Servicio de espumado.

Uso no recomendado:

- Donde se requiera la eliminación eficiente de gas.

Aplicaciones típicas de proceso:

- Ventiladores de ventosas y apilables;
- separador de producción;
- separador de masa (por ejemplo, aguas arriba de los enfriadores de gas);
- flash buque.

➤ Tambor desmontable horizontal

Solicitud:

- Separación masiva de gases y líquidos.

Características:

- Puede manejar grandes fracciones líquidas;
- reducción ilimitada;
- muy alta capacidad de manejo de babosas;
- la eficiencia de remoción de líquidos es típicamente de 80 a 90% (desde una carga líquida baja a alta);
- La eficiencia de remoción de líquidos para la niebla es muy pobre;

- insensible a las incrustaciones;
- Muy baja caída de presión.

Uso recomendado:

- embarcaciones donde los elementos internos deben mantenerse al mínimo y donde hay altura
- limitaciones;
- receptores de babosas;
- Servicio de ensuciamiento, por ejemplo. cera, arena, asfaltenos;
- Para líquidos espumosos o muy viscosos.

Uso no recomendado:

- Donde se requiera la eliminación eficiente de gas.

Aplicaciones típicas de proceso:

- Ventiladores de ventosas y apilables;
- Separador de producción: baja proporción de gasóleo (GOR).
- separador a granel;
- cazador de babosas.

➤ Vertical con malla de alambre

Solicitud:

- Desempañado de gas.

Características:

- alto índice de reducción;
- alta capacidad de manejo de slug;
- eficiencia de remoción de líquidos > 98%;
- sensible a las incrustaciones;

- Baja caída de presión.

Uso recomendado:

- para el servicio de desempañado con una carga moderada de líquidos;
- donde se requiera capacidad de manejo de slug.

Uso no recomendado:

- Servicio de ensuciamiento (cera, asfaltenos, arena, hidratos).
- para líquidos viscosos donde el requisito de desgasificación determina el diámetro del recipiente;
- para los lavadores de succión del compresor, a menos que se tomen precauciones para evitar la posibilidad de que se formen cortes de cables sueltos en el compresor o que se obstruya la esterilla de desempañado, lo que aumenta la caída de la presión de succión.

Aplicaciones típicas de proceso:

- separador de producción / prueba;
- GOR moderado;
- Sin ensuciamiento.
- Depuradores de entrada / salida para contactores de glicol;
- Depuradores de entrada para gasoductos de exportación.
- para recipientes de pequeño diámetro y / o baja presión, donde no se pueden justificar los costos adicionales de la paleta de los internos de SMS.

➤ Horizontal con malla de alambre

Solicitud:

- desempañado de gas donde se requiere una alta capacidad de manejo de líquidos.

Características:

- alto índice de reducción;
- muy alta capacidad de manejo de babosas;
- eficiencia de remoción de líquidos > 98%;
- sensible a las incrustaciones;
- Baja caída de presión.

Uso recomendado:

- típicamente para servicio de desempañado con alta carga líquida y bajo GOR;
- aplicado cuando se requiera capacidad de manejo de babosas;
- para líquidos viscosos donde el requerimiento de desgasificación de líquidos determina el diámetro del recipiente;
- en situaciones donde el espacio para la cabeza está restringido;
- Para espumar líquidos.

➤ Demister tipo paleta vertical

Solicitud:

- Desempañado de gas.

Características:

- eficiencia de remoción de líquidos > 96%;
- relación de reducción moderada;
- adecuado para el servicio de incrustaciones leves (si no tiene paletas de doble bolsillo);
- diseño robusto;
- sensible al líquido slug (el separador en línea no puede manejar las slug).

Uso recomendado:

- Típicamente para servicio de desempañado;

- separador en línea para usar solo con un parámetro de flujo relativamente bajo ($\psi_{\text{feed}} < 0.01$);
- separador de dos etapas que se utilizará si $\psi_{\text{feed}} > 0.01$;
- atractivo para el servicio de incrustaciones leves (si no tiene paletas de doble bolsillo);
- se puede usar donde las alfombras desempañadas se pueden tapar, es decir, crudos cerosos.

Uso no recomendado:

- Servicio de incrustaciones pesadas (cera pesada, asfaltenos, arena, hidratos).
- para líquidos viscosos donde el requisito de desgasificación determina el diámetro del recipiente;
- el separador de paquetes de paletas de flujo vertical en línea no se debe usar donde pueda haber líquido atrapado o donde $\psi_{\text{feed}} > 0.01$;
- si la presión supera los 100 bares (abs), debido a la consiguiente disminución brusca de la eficiencia de eliminación de líquidos.

Aplicaciones típicas de proceso:

- fregadores de succión con compresor, donde se prefieren los paquetes de paletas para desempañar las esteras ya que su construcción es más robusta;
- Desembalaje de buques con servicio de poco ensuciamiento.

➤ Demister tipo paleta horizontal

Solicitud:

- desempañado de gas donde se requiere una alta capacidad de manejo de líquidos.

Características:

- eficiencia de remoción de líquidos $> 96\%$;
- relación de reducción moderada;

- adecuado para el servicio de incrustaciones leves (si no tiene paletas de doble bolsillo);
- alta capacidad de manejo de slug;
- diseño robusto.

Uso no recomendado:

- Servicio de incrustaciones pesadas (cera pesada, asfaltenos, arena, hidratos).
- Si la presión supera los 100 bares (abs).

Aplicaciones típicas de proceso:

- separador de producción donde GOR es bajo y el servicio está ligeramente contaminado.

➤ Ciclón

Solicitud:

- Desmontaje de gas en servicio de ensuciamiento.

Características:

- eficiencia de remoción de líquidos > 96%;
- insensible a las incrustaciones;
- relación de reducción limitada;
- alta caída de presión.

Uso recomendado:

- típicamente para uso en un entorno de contaminación (por ejemplo, formación de coque) y donde aún se requiere una alta eficiencia de desempañado.

Uso no recomendado:

- Si no se puede tolerar una alta caída de presión.

Aplicación de proceso típica:

- en las refinerías de petróleo: unidad térmica de gas-petróleo; unidad visbreaker;
- En plantas químicas: plantas de caucho termoplástico.

➤ Separador multiciclón vertical

Solicitud:

- Desempeñar y desempolvar el gas en servicio de alta contaminación y alta presión.

Características:

- eficiencia de remoción de líquidos > 93%;
- adecuado para el servicio de incrustación leve (por ejemplo, baja carga de arena);
- alta caída de presión;
- separador compacto;
- Sensible a altas cargas de líquidos o slug.

Uso recomendado:

- típicamente para uso en un entorno ligeramente contaminante donde la presión del gas es superior a 100 bares (abs) y se requiere un separador compacto.

Uso no recomendado:

- baja presión de gas;
- Servicio de incrustaciones pesadas (la alta carga de arena causará erosión);
- alta carga de líquidos;
- slug
- cuando se requiere alta eficiencia de remoción de líquidos.

Aplicación típica de proceso:

- separadores de pozo;

- Lavadores primarios bajo servicio de ensuciamiento leve y cuando la carga de líquido es baja;
- Depuradores de succión del compresor si hay arena presente en la alimentación.

➤ Separador de filtro

Solicitud:

- después de la limpieza (líquido y sólidos) del gas ya desempañado cuando se requiere una eficiencia de eliminación de líquidos muy alta.

Características:

- eficiencia de remoción de líquidos > 99%;
- muy alta caída de presión;
- sensible a la alta carga de líquidos o babosas;
- Sensible al ensuciamiento por material pegajoso.

Uso recomendado:

- típicamente como separador de gas y líquido de segunda línea para limpiar la corriente de gas que sale del separador de gas y líquido de primera línea;
- use velas de filtro con el flujo de SALIDA a ENTRADA donde haya sólidos presentes;
- use velas de filtro con el flujo de IN a OUT donde se requiere la máxima eficiencia y NO hay sólidos presentes;

Uso no recomendado:

- Servicio de ensuciamiento pesado (material pegajoso).

- alta carga de líquidos;
- slug.

Aplicación típica de proceso:

- Última etapa de desinfección del gas natural antes del envío para su venta.

5.4. TECNOLOGÍA DE ALTA GRAVEDAD

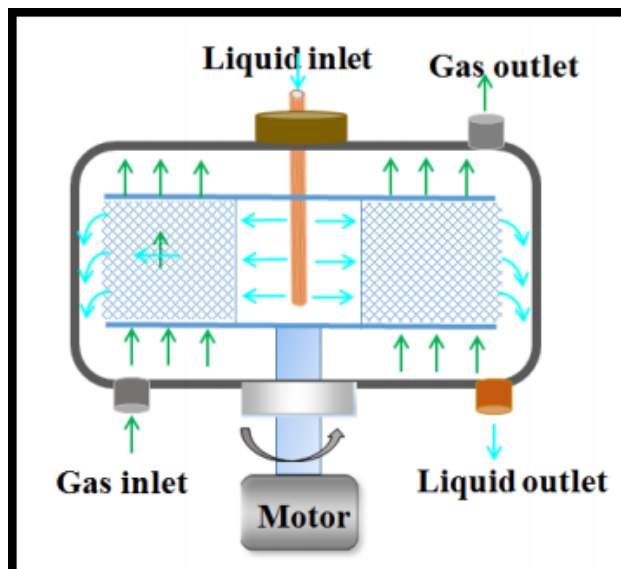
La tecnología de alta gravedad fue inventada originalmente por Ramshaw y Mallinson [7]. El lecho empacado giratorio, que hace girar un elemento de empaque en forma de rosquilla para generar una aceleración centrífuga tan alta como varios cientos de pliegues de gravedad para intensificar la eficiencia de transferencia de masa, juega un papel importante en la intensificación del proceso [33]. En RPB (Rotating packed bed) (figura 11) , el líquido se puede dispersar y dividirse en elementos líquidos, tales como gotas de microescala, hilo o película por el empaque giratorio de alta velocidad, el flujo de estos elementos líquidos puede ser hasta diez veces más alto que el del campo de gravedad, luego los elementos líquidos de alta velocidad póngase en contacto en contra de la corriente con el gas que fluye, lo que intensifica en gran medida la transferencia de masa en la interfase, la eficiencia de transferencia de masa puede ser de hasta 1–3 órdenes de magnitudes más alta que la de un lecho compacto convencional, y el tamaño del reactor se reduce dramáticamente en comparación con el reactor convencional. Esto conduce a una reducción significativa en el capital y los costos operativos.

Por lo tanto, en la actualidad, el RPB se ha aplicado en varios procesos de contacto gas-líquido, como la síntesis de materiales y medicamentos, la producción de petróleo y el control de la contaminación, etc. [16]

La tecnología de alta gravedad posee una serie de beneficios, tales como:

- 1) Alta eficiencia de micro-mezcla y eficiencia de transferencia de masa, el coeficiente de transferencia de masa es de 1–3 órdenes de magnitudes más alto que en un lecho empacado convencional.
- 2) Alta capacidad hidráulica e inundante.
- 3) Bajo nivel de retención de líquidos, que es adecuado para el tratamiento de materiales caros, tóxicos o inflamables.
- 4) Tamaño de reactor pequeño, que permite ahorrar costos, ahorrar espacio y fácil instalación.
- 5) Mejor autolimpieza del rotor, lo cual es difícil de escalar y bloquear.
- 6) Tiempo de permanencia ultra corto, adecuado para los procesos rápidos de reacción y mezcla.

Figura 11. Un diagrama esquemático del RPB con flujo cruzado.



Fuente: Jing Guo, Weizhou Jiao, Guisheng Qi, Zhiguo Yuan, Youzhi Liu (2019). Applications of high-gravity technologies in gas purifications: A review. Chinese Journal of Chemical Engineering, In press, corrected proof, 26 January 2019.

6. DESHIDRATACIÓN DEL GAS

El gas natural suele estar saturado con cantidades significativas de agua, que deben eliminarse para la transmisión de gas. La industria del gas natural ha reconocido que la deshidratación es necesaria para garantizar el buen funcionamiento de las líneas de transmisión de gas. La deshidratación evita la formación de hidratos de gas y reduce la corrosión a menos que los gases estén deshidratados, el agua líquida puede condensarse en las tuberías y acumularse en puntos bajos a lo largo de la línea, lo que reduce su capacidad de flujo [29]. Por lo tanto, se han desarrollado varios métodos para deshidratar gases, como el enfriamiento, la adsorción y la absorción. Sin embargo, el procesamiento tradicional de gas natural ha resultado ser costoso y complejo, requiriendo grandes instalaciones con altos costos operativos, e incluso podría causar problemas ambientales debido a la inyección de inhibidor de hidratos.

6.1 DESHIDRATACIÓN POR MEDIO DE MEMBRANAS DE FIBRA HUECA.

El proceso de deshidratación de la membrana ofrece muchas ventajas en comparación con los procesos convencionales como la absorción química, la adsorción física y el enfriamiento criogénico, etc. Es una tecnología de purificación de la categoría de método seco, con la ventaja de que no se consumen productos químicos ni disolventes. Puede operarse de forma continua sin necesidad de regeneración, y es altamente eficiente en el uso de la energía y el medio ambiente, ya que no contiene contaminantes secundarios. También posee buenas eficiencias de espacio y peso, en consecuencia, los procesos de membrana para la eliminación de vapor de agua se están desarrollando rápidamente en los últimos años. [21]

En varios países como América, Canadá, entre otros, se han realizado algunas pruebas de R / D sobre la eliminación de compuestos ácidos (por ejemplo, vapor de agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno) en gas natural mediante membranas, Se acepta ampliamente que un mecanismo de difusión de soluciones domina el transporte de gases a través de membranas no porosas. La permeabilidad del vapor de agua en las membranas de polímeros es mayor que la de la mayoría de los otros compuestos en el gas natural. Cuando el gas natural pasa a través de las membranas, el vapor de agua se elimina preferentemente, junto con pequeñas cantidades de metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y otros compuestos [8].

6.2 TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN SUPERSÓNICA.

La tecnología de separación supersónica es un nuevo enfoque para condensar y separar el agua, los hidrocarburos pesados y otras impurezas del gas natural. El separador supersónico es una nueva tecnología con aplicaciones en el punto de rocío de hidrocarburos y la deshidratación de gases, que se puede usar para condensar y separar el agua y los hidrocarburos pesados del gas natural. El primer equipo conocido para llevar a cabo investigaciones sobre separadores supersónicos fue un grupo de ingenieros de los Países Bajos llamado Twister BV. Además, Alferov et al. De Rusia también trabajó en el separador supersónico, al que denominaron tecnología Super Sonic Separator ("3S"). Un separador supersónico se compone generalmente de una boquilla Laval, un ciclón y un difusor. La boquilla Laval tiene un buen efecto de refrigeración en comparación con otros dispositivos de aceleración como el expansor, el tubo de vórtice y el valor de Joule-Thomson (J-T).

El separador supersónico evita los problemas de hidratos y elimina las necesidades de inhibidores y sistemas de regeneración debido al corto tiempo de residencia en

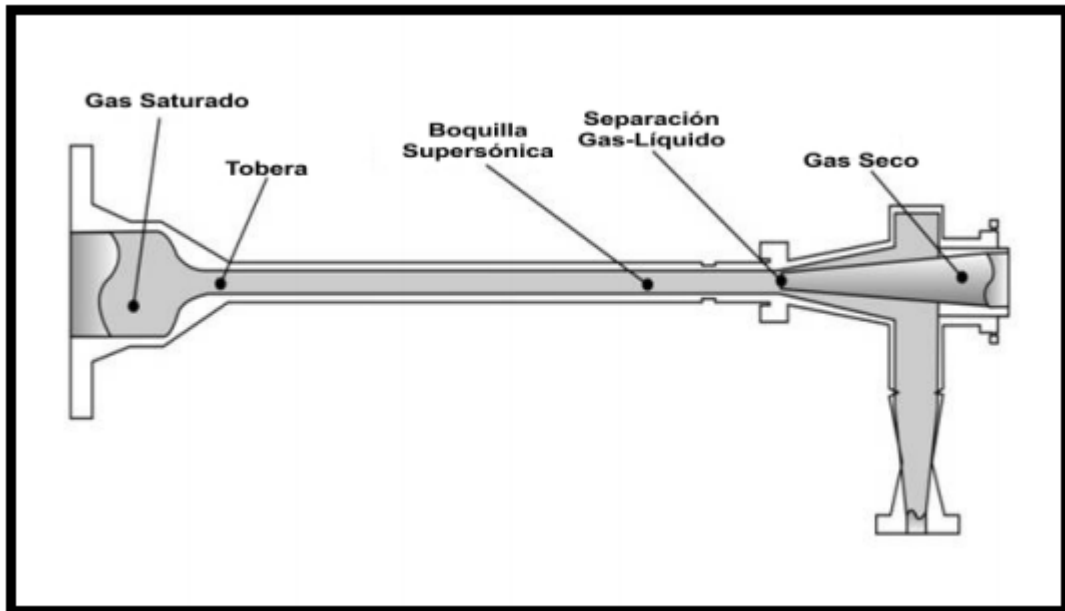
el dispositivo, lo que proporciona una instalación respetuosa con el medio ambiente. Como dispositivo estático, no hay partes giratorias que permitan una alta confiabilidad y disponibilidad. Por lo tanto, es adecuado para operaciones no tripuladas, especialmente para las plataformas. La tecnología de separación supersónica es importante para el desarrollo de la industria del gas natural en términos de seguridad, protección ambiental, conservación de energía y reducción del consumo en comparación con los otros métodos como lo son absorción, adsorción, membranas, entre otros. En vista del buen rendimiento de esta tecnología, muchos investigadores han estudiado el diseño, el rendimiento y la eficiencia, la viabilidad económica y las aplicaciones industriales de los separadores supersónicos.

El mecanismo de funcionamiento de la tecnología de separación supersónica es un proceso típico de cambio de fase sin equilibrio, flujo supersónico y transferencia de masa de gases de condensación cuando el gas natural fluye a través del separador supersónico. De acuerdo con la teoría de la condensación espontánea, después de que el gas natural se expanda a alta velocidad en la boquilla Laval, parte del gas estará en estado sobresaturado y formará núcleos de condensación, y la gota crecerá en la superficie de los núcleos de condensación. El proceso de condensación espontánea del vapor en condiciones supersónicas incluye principalmente dos partes: etapa de nucleación y etapa de crecimiento de gotitas. Cuando las moléculas de vapor alcanzan el estado de saturación, en lugar de condensación inmediata debido a la limitación de la barrera de energía libre (el total de energía libre de volumen y energía libre de superficie), continúa expandiéndose de acuerdo con las propiedades del vapor sobrecalentado. Cuando la sobresaturación alcanza un cierto valor, las moléculas de vapor romperán la barrera de la energía libre, el vapor comenzará a cambiar a un cierto número de núcleos de condensación con cierto tamaño, y el radio correspondiente se llama radio crítico.

De acuerdo con diferentes principios de funcionamiento, el separador supersónico se puede dividir principalmente en dos estructuras típicas. Uno es el separador

supersónico diseñado por Twister BV: separador supersónico de ciclón de respaldo. El "Twister I" es uno de los representantes (figura 12), en el que el dispositivo de remolino se instala detrás de la boquilla Laval. El otro está representado por el separador "3S" diseñado por la compañía ENGO, el separador supersónico de posición frontal de ciclón, en el que se instala un dispositivo de remolino en la entrada de la boquilla Laval. Los elementos constituyentes de estos dos tipos de separadores son básicamente los mismos, pero las posiciones de instalación de los dispositivos ciclónicos son diferentes.

Figura 12. Concepto de un separador twister



Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004.

La distinción esencial entre los dos tipos de separadores es el patrón de flujo en estado subsónico o supersónico. En la boquilla Laval del separador "Twister I", el flujo es uniforme y no hay una onda de choque obvia. Pero cuando el gas fluye a través del ciclón, la conversión de la velocidad axial a la velocidad tangencial ocurre

en una condición supersónica y habrá una onda de choque oblicua obvia en la sección de remolinos que es difícil de controlar. Los resultados de la investigación actual muestran que el separador "Twister I" puede lograr un buen efecto de separación en remolino cuando la onda de choque se controla entre el ciclón y el difusor, pero limitará la capacidad de recuperación de presión del separador y aumentará la pérdida de energía.

Para el separador "3S", la conversión de la velocidad axial a la velocidad tangencial se produce en condiciones subsónicas y no se genera una onda de choque oblicua después del ciclón. Al mismo tiempo, el gas se expande a velocidad supersónica en un estado de turbulencia en la sección divergente de la boquilla Laval. La ocurrencia simultánea de remolinos y condensación puede reducir efectivamente los efectos negativos de la re-evaporación de las gotitas y mejorar la eficiencia de separación del separador.

La tecnología de separación supersónica ha sido un área de investigación en caliente durante más de dos décadas debido a sus ventajas de diseño compacto, bajo peso, ausencia de productos químicos y operación no tripulada, que no tienen los métodos tradicionales de tratamiento de gases. En los últimos años, Jiang et al. [22] [14] han introducido el separador supersónico en el campo de la eliminación del dióxido de carbono del gas natural. Se investigó el mecanismo de separación entre gotitas y gas, y el proceso de condensación en la boquilla Laval. Se discutieron los efectos de la presión de entrada, la temperatura de entrada y la fracción de dióxido de carbono de entrada en los parámetros de flujo y condensación, las conclusiones son consistentes con las de la investigación de Cao sobre el gas de mezcla de metano-vapor de agua [23]. Además, modificaron el modelo de cálculo de la tensión superficial de las gotitas de dióxido de carbono utilizando la función por partes para lograr una predicción precisa en condiciones de baja temperatura y alta presión, la desviación promedio de la función por partes puede ser inferior a 0.95% según los resultados de sus cálculos [24].

Arinelli et al. investigaron el rendimiento de tratamiento del separador supersónico para gas natural húmedo con 44% de dióxido de carbono mol en plataformas marinas y lo compararon con la tecnología de tratamiento convencional para gas natural, incluida la absorción de trietilenglicol (ajuste del punto de rocío del agua), valor de JT (ajuste del punto de rocío del hidrocarburo) y permeación de la membrana (eliminación del dióxido de carbono). En lugar de centrarse en el proceso de condensación de cambio de fase, se utilizó el paquete de software HYSYS para simular las varias unidades en estado estable y las envolventes de equilibrio vapor-líquido (VLE) en diferentes condiciones. [2] [19]

Sun et al. estudiaron la posibilidad de aplicar un separador supersónico en el tratamiento a granel de gas natural que contiene una alta concentración de sulfuro de hidrógeno [32]. Se investigaron los efectos de la concentración de alimentación de sulfuro de hidrógeno, los parámetros operativos y la geometría de la boquilla en el proceso de condensación supersónica. Las concentraciones de salida y las velocidades de condensación del sulfuro de hidrógeno en diferentes condiciones a través de las boquillas Laval se muestran en tabla 4.

Tabla 4. Características de condensación del sulfuro de hidrógeno en la boquilla en diferentes condiciones.

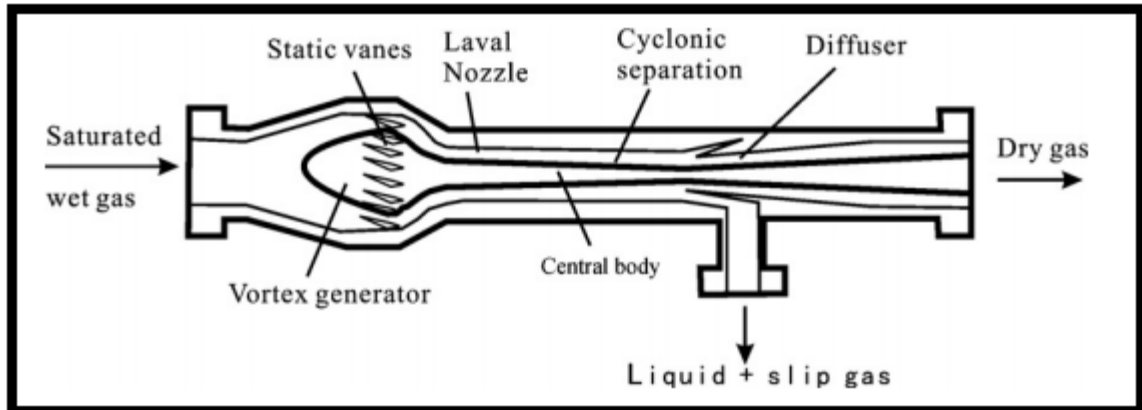
Lista de parámetros	Valor	valor de salida de la concentración de sulfuro de hidrógeno	Tasa de condensación (%)
Concentración de alimentación de entrada de sulfuro de hidrógeno	0,10	0,0368	63,2
	0,15	0,0582	61,2
	0,18	0,0728	59,6

Presión de entrada (MPa)	8	0,0582	61,2
	9	0,0492	67,2
	10	0,0414	72,4
Temperatura de entrada (K)	293	0,0451	69,9
	298	0,0514	65,7
	303	0,0582	61,2
Relación de expansión	3,49	0,0582	61,2
	4,48	0,0473	68,5
	5,76	0,0380	74,7

Fuente: Xuewen Cao, Jiang Bian (2019). Supersonic separation technology for natural gas processing: A review. Chemical Engineering and Processing - Process Intensification, Volume 136, February 2019, 138 p.

En el separador supersónico de remolinos, el gas se expande a velocidades supersónicas, lo que da como resultado temperaturas más bajas, lo que provoca la condensación y la reducción de agua e hidrocarburos. Mientras tanto, la fuerza del remolino se incrementa fuertemente debido a la contracción del canal. La aceleración centrífuga muy alta es del orden de 105 veces la aceleración de la gravedad. Bajo el efecto combinado de la condensación y el campo centrífugo, el agua y los hidrocarburos pesados pueden condensarse y separarse del gas natural. (figura 13) [9].

Figura 13. Diagrama esquemático de un separador supersónico de remolinos.



Fuente: Chuang Wen, Xuewen Cao, Jiang Bian (2019). Supersonic separation technology for natural gas processing: A review. Chemical Engineering and Processing - Process Intensification, Volume 136, February 2019, 644 p.

6.3. SEPARADOR SUPERSÓNICO DE REMOLINO

El separador supersónico de remolino es un aparato para la separación de gas natural submarino y en alta mar, debido a su peso ligero y la viabilidad de la operación no tripulada. Este se introdujo para tratar el gas natural para condensar y separar el agua y los hidrocarburos pesados. Es un dispositivo separador tubular compacto sin partes móviles, lo que permite una alta confiabilidad y disponibilidad. Es más pequeño, más liviano, más barato y con menos emisiones que la planta de deshidratación convencional. Es adecuado para plataformas, debido a su peso ligero y la viabilidad de la operación no tripulada. Se ha identificado un potencial significativo para la aplicación futura de esta tecnología en otras aplicaciones de separación de procesamiento de gas, incluida la extracción profunda de GLP, la eliminación masiva de CO_2 y H_2S y el procesamiento de gas submarino [9].

7. ENDULZAMIENTO DEL GAS.

El gas natural contiene normalmente grandes cantidades de gases ácidos (principalmente H_2S y CO_2). Debido a la naturaleza corrosiva del H_2S y CO_2 en la existencia de H_2O , así como a la toxicidad del H_2S y la falta de valor calorífico del CO_2 , el NG es esencial para tener menos de 5 ppm de H_2S y para contener un valor de calentamiento superior a 920 Btu /scf.

Se han utilizado numerosos procesos para la separación de H_2S y CO_2 del gas natural debido a que tienen un amplio rango de composición. El área precisa de aplicación de un proceso dado es difícil de definir debido a esto, Se utilizan varios procesos para condicionar el gas natural en bruto a la calidad de la tubería. El proceso de separación de membrana es un enfoque eficiente para separar el CO_2 y el H_2S de las corrientes de gas natural. Para realizar este proceso se deben tener en cuenta numerosos parámetros [26], entre los principales están:

1. composiciones y tipos de contaminantes en la corriente de gas,
2. el grado favorable de eliminación de contaminantes,
3. la permselectividad requerida de la eliminación del gas ácido,
4. la presión, temperatura, composición y el volumen del gas,
5. la relación CO_2 / H_2S y
6. la conveniencia de la recuperación de azufre.

7.1 ABSORCIÓN.

La absorción es un proceso físico o químico en el que los átomos, las moléculas o los iones entran en alguna fase en masa: líquido o material sólido, que contiene la reacción química en la purificación del gas. El absorbente es uno de los enlaces más importantes durante el método de absorción, y los absorbentes comunes que

se utilizan en la industria de los gases incluyen cloruro de calcio, etilenglicol, dietilenglicol, trietilenglicol y tetraetilenglicol, en los cuales el trietilenglicol es el más aplicado. Para la absorción de gases. El método de absorción tiene las ventajas de la capacidad de tratamiento flexible y el absorbente es fácil de regenerar, pero el proceso de absorción es particularmente complejo con muchos equipos enormes.

[9]

7.2 ADSORCIÓN

La adsorción es un fenómeno de superficie en el que un líquido (el absorbato) se disuelve o permea por un líquido o un sólido (el absorbente), respectivamente. Puede ser el proceso físico o químico basado en las fuerzas superficiales, que logrará una concentración muy baja. Los adsorbentes sólidos comunes incluyen la alúmina activada, el gel de sílice y el tamiz molecular. Esta tecnología puede lograr un punto de rocío muy bajo y es adecuada para el proceso de separación criogénica que requiere ocasiones de contenido de gas muy bajo, pero tiene las desventajas de una gran inversión, una alta pérdida de presión de gas, etc. [9]

7.3 AMINAS.

Los procesos con aminas proporcionan una purificación fina de los gases del dióxido de carbono con poca absorción de hidrocarburos. Al elegir las aminas, es necesario tener en cuenta las propiedades corrosivas del medio. La corrosión en las plantas de purificación de aminas se produce principalmente a través de la interacción del dióxido de carbono con los metales y forma bicarbonato y carbonato de hierro. Las aminas no causan la corrosión del equipo, pero durante la operación de las instalaciones, la corrosión puede acelerarse por la aparición en el sistema de

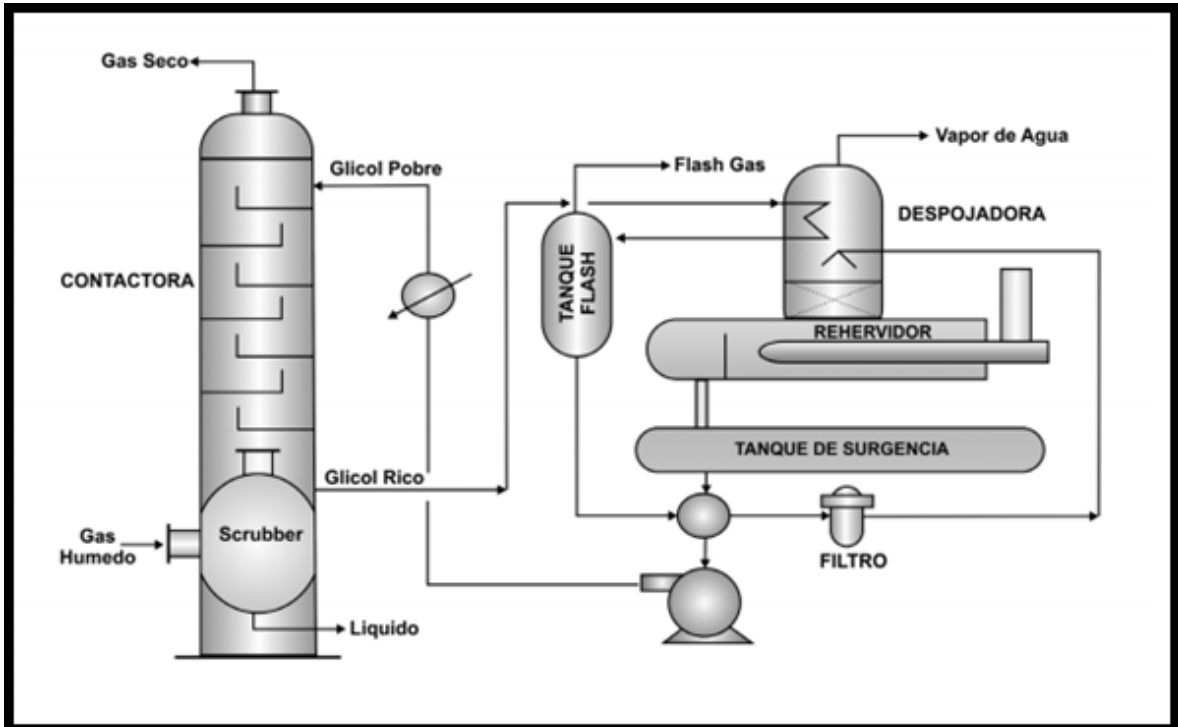
productos de descomposición de las aminas capaces de interactuar con los metales (Figura 14).

La elección del solvente depende del grado de purificación del gas, del contenido de impureza inicial, así como de los parámetros técnicos y económicos necesarios del proceso (solvente, costos de calor y energía para el proceso de purificación). Se sabe que hasta el 80% de las inversiones de capital en la planta de purificación de aminas están asociadas con la cantidad de solución circulante que determina el tamaño del absorbedor, desorbedor, equipo de intercambio de calor, etc. Los costos de operación son el 70% de los costos de energía Para la regeneración de aminas. Por lo tanto, la elección del absorbente óptimo que se puede aplicar a todo el rango de concentraciones de CO₂ en los gases de proceso puede reducir significativamente la cantidad de solución de amina circulante y la carga de calor y, por lo tanto, mejorar significativamente el rendimiento técnico y económico de la absorción de CO₂. [37]

El proceso de amina como se dijo anteriormente es un método convencional para eliminar gases ácidos del gas natural, pero este proceso tiene limitaciones, entre ellas las principales son:

- Extremadamente intensivo en energía, particularmente una vez que el gas natural tiene altas cargas de gas ácido.
- Intensivo en costos de capital, particularmente a pequeñas tasas de flujo de gas natural.
- No se recomienda para procesos offshore debido al peso y tamaño de los aparatos de procesamiento necesarios.

Figura 14. Esquema de una planta de deshidratación con glicol.



Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004

7.4 MEMBRANAS.

La tecnología de separación de membrana por membrana es un proceso disponible comercialmente para la separación y purificación de gases, esta se basa en polímeros funcionales los cuales son macromoléculas que contienen grupos químicos específicos o polímeros que tienen ciertas propiedades físicas, químicas y biológicas específicas. La selección de dichos polímeros para ciertas aplicaciones depende de la presencia de los grupos funcionales que contiene. Por lo general, las propiedades de dichos polímeros están determinadas por la presencia de grupos funcionales que son diferentes de los de las cadenas principales, la presencia de estos grupos funcionales en un polímero mejorará la solubilidad y la selectividad de solubilidad de tales polímeros con respecto al compuesto a remover.

En esta tecnología, las mezclas de gases pueden separarse de manera efectiva por membranas sintéticas hechas de polímeros como poliamida o acetato de celulosa, o de materiales cerámicos. El gradiente de concentración se mantiene mediante una alta presión parcial de los componentes clave en el gas en un lado de la barrera de membrana y una baja presión parcial en el otro lado. El tema más importante para este proceso avanzado es el material de membrana. Esta tecnología presenta un gran potencial debido a sus ventajas, como el proceso simple, la menor ocupación de la tierra y la ausencia de contaminación secundaria. Sin embargo, la aplicación industrial a gran escala de la separación por membrana aún enfrenta un problema importante: la pérdida de hidrocarburos es muy grande y la tasa medida puede alcanzar el 5% -6% en la prueba de campo. [9]

Las investigaciones actuales se centran en mejorar la competitividad de la separación de gases con otros procesos de separación de gases, mejorando el diseño y desarrollo de nuevos materiales de membrana, destaca la síntesis de nuevos polímeros novedosos para la preparación de nuevas membranas y la modificación de polímeros comerciales existentes para mejorar sus propiedades de separación de gases. En el procesamiento de gas natural por medio de membrana, la atención de la investigación se ha centrado más en la eliminación de CO₂ debido a su abundancia en el gas crudo que en el H₂S. La eliminación de CO₂ aumentará el valor calorífico del gas natural, reducirá significativamente el volumen de gas que se transportará a través de tuberías y cívicos, evitará la contaminación atmosférica y reducirá la susceptibilidad de la tubería a la corrosión. [9]

7.4.1. Mecanismo de separación por membranas. La tecnología de membrana de gas juega un papel importante en la reducción del impacto ambiental de los procesos industriales. Las membranas compuestas consisten en una capa de soporte microporosa recubierta con una o más capas delgadas de un polímero diferente que realiza la separación. Las membranas compuestas permiten el uso económico de materiales poliméricos de alto costo en las capas de separación.

Tecnologías convencionales, como la destilación criogénica del aire, la condensación para eliminar los vapores orgánicos condensables de las mezclas de gases y la absorción de aminas para eliminar los gases ácidos, como el CO₂ del gas natural, se requiere un cambio de fase de gas a líquido en la mezcla de gases que se va a separar. La membrana utilizada para la separación de gases se evalúa en términos de reproducibilidad de la preparación de la membrana, costo razonable, ausencia de microdefectos y estabilidad térmica y química en las condiciones del proceso de separación. Además, la permeabilidad y la selectividad son parámetros importantes. La separación del gas de membrana tiene los siguientes beneficios:

- No requiere cambio de fase.
- Sus unidades son más pequeñas que otros tipos de plantas, como las plantas que eliminan aminas, y por lo tanto tienen huellas relativamente pequeñas. Una huella pequeña es importante en entornos como las plataformas de procesamiento de gas en alta mar.
- Hay menos complejidad mecánica en los sistemas de membrana.

La separación se logra entre diferentes permeantes debido a las diferencias en la cantidad de material que se disuelve en la membrana y la velocidad a la que el material se difunde a través de la membrana. [31]

Existen dos mecanismos generales de transporte de gas en las membranas.

El primer mecanismo es un modelo de solución-difusión para un solo transporte de gas o para el transporte de mezclas de gases binarios (figura 15), que consta de tres pasos:

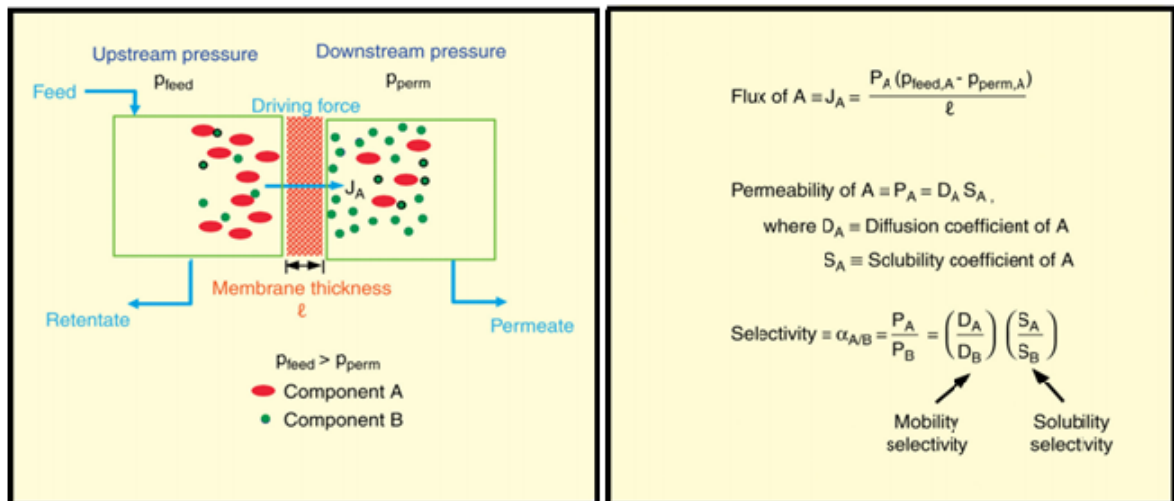
1. *Absorción en el lado corriente arriba:* la disolución del gas en la alta presión (o alto potencial químico) corriente arriba del polímero.
2. *Difusión por un gradiente de presión parcial o por un gradiente de concentración:* difusión del gas a través del polímero. Los gases o permeantes se separan debido a las diferencias en las solubilidades de los materiales en la membrana y las

diferencias en las velocidades a las que los materiales se difunden a través de la membrana. Es el paso que limita la velocidad en el transporte de masa a través de una membrana.

3. *Desorción en el lado corriente abajo*: desorción de la cara corriente abajo del polímero a baja presión (es decir, bajo potencial químico). Este mecanismo de transporte se produce en las membranas de ósmosis inversa, pervaporación y separación de gases poliméricos.

El segundo mecanismo es el modelo de flujo de poros, en el cual los gases o permeantes son transportados por un flujo convectivo impulsado por presión a través de pequeños poros. La separación se produce porque uno de los permeantes se excluye o se filtra de algunos de los poros de la membrana a través de los cuales se mueven otros gases o permeantes. Este mecanismo de transporte ocurre generalmente en las membranas de ultrafiltración, microfiltración y flujo de gas microporoso. [31]

Figura 15. Mecanismo del modelo de solución-difusión del transporte del gas en membranas.

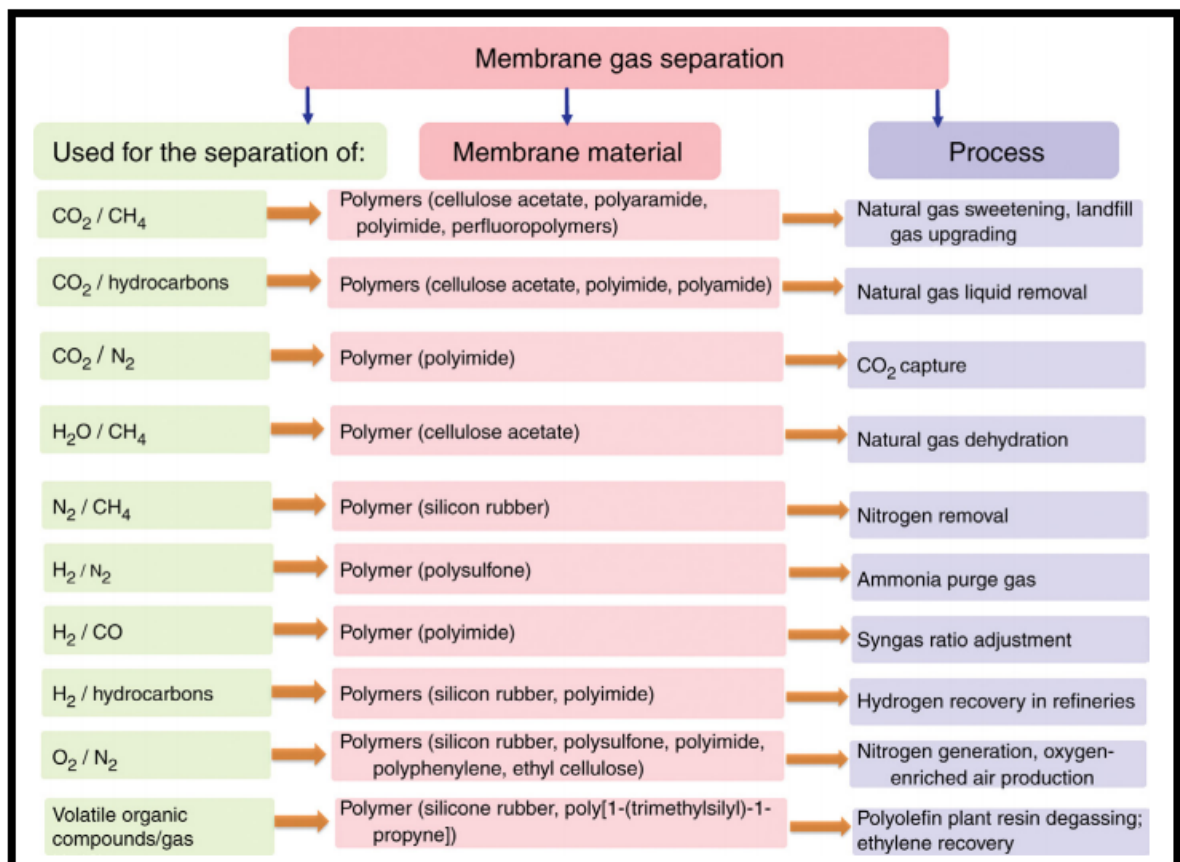


Fuente: Tawfik Abdo Saleh, Vinod Kumar Gupta (2016). Chapter 10: Applications of Nanomaterial-Polymer Membranes for Oil and Gas Separation. Nanomaterial and Polymer Membranes, 2016.

7.5 POLIMEROS FUNCIONALES Y NANOMATERIALES EN LAS MEMBRANAS.

Con los avances de la tecnología se ha logrado desarrollar la separación de gas natural mediante polímeros funcionales, los compuestos de polimida y polisulfona se utilizan en la separación de dióxido de carbono y metano ($\text{CO}_2 / \text{CH}_4$). Las membranas de polisulfona muestran una alta selectividad, pero una baja permeabilidad al CO_2 , que no superó el límite superior. Debido a que los nanomateriales poseen propiedades químicas, físicas y mecánicas únicas, se pueden usar para mejorar el rendimiento de las membranas para una amplia variedad de aplicaciones (figura 16).

Figura 16 Membrana de separación de gas, materiales y aplicaciones.



Fuente: Tawfik Abdo Saleh, Vinod Kumar Gupta (2016). Chapter 10: Applications of Nanomaterial-Polymer Membranes for Oil and Gas Separation. Nanomaterial and Polymer Membranes, 2016.

7.5.1. Separación del C₃+ hidrocarburos. Para diseñar membranas se utilizan materiales con una permeación controlada por solubilidad, es decir, coeficientes de permeabilidades mayores para hidrocarburos más altos. Además, se utilizan membranas de matriz mixta para la separación de hidrocarburos C₃+. Por ejemplo, se utilizan nanopartículas de 4 Å de zeolita y zeolita modificada para la separación de C₂H₆ y C₃H₈ de CH₄ a través de membranas de matriz mixta de poliuretano-zeolita (Tirouni, Sadeghi y Pakizeh 2015). Los resultados informados indican que, debido a la generación de más enlaces de hidrógeno entre los dominios de segmento duro, la separación de fases de los segmentos duros y blandos en poliuretano se incrementaría al agregar un extensor de cadena de butanodiamina en el polímero. La permeación de gas de las membranas de poliuretano-zeolita de 4 Å indica un aumento en la permeabilidad de CH₄, con la reducción de la selectividad de C₂H₆ / CH₄ y C₃H₈ / CH₄ al aumentar la zeolita 4 Å hasta un 10% en peso. Además, los resultados de la permeación de gas del poliuretano-zeolita (ZSM-5) indican un incremento significativo en la permeabilidad y selectividad de todos los hidrocarburos. Se incrementa la permeabilidad del propano y su selectividad sobre CH₄.

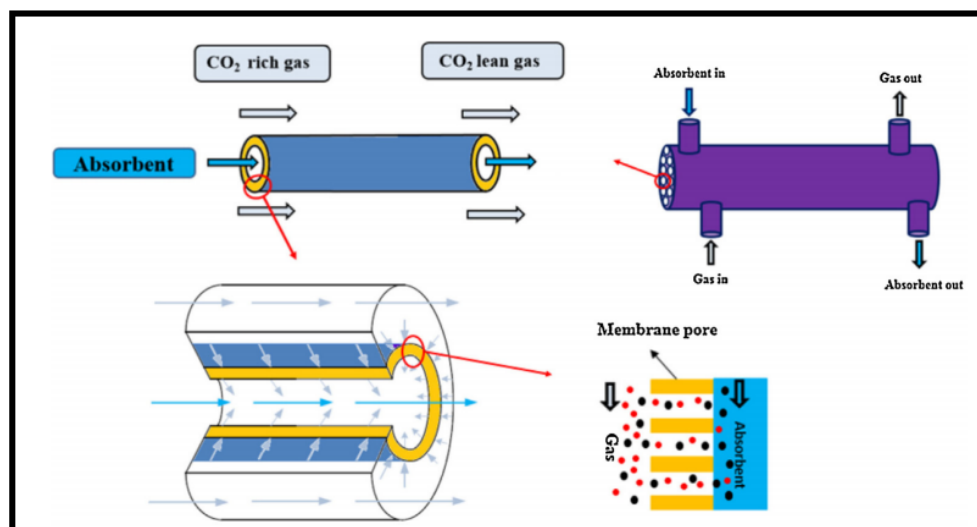
Las membranas de matriz mixta de polidimetilsiloxano ZIF-8 preparadas para la recuperación de hidrocarburos utilizando la mezcla de propano-nitrógeno demuestran un mejor desempeño en la separación de propano con una selectividad de separación mejorada sobre membranas puras.

Las membranas de nanocompuesto de poliuretano son preparadas utilizando nanopartículas de alúmina (Al₂O₃) se utilizan para la permeabilidad de los gases CO₂, CH₄, O₂ y N₂ en las membranas híbridas de poliuretano. El poliuretano se sintetiza mediante una polimerización de dos pasos a granel basada en politetrametilenglicol y hexametilén diisocianato. Para completar la conversión de los prepolímeros a los poliuretanos finales, se usan 1,4-butanodiol y 2-metil-1,3-propanodiol como extintores. Los resultados informados indican una reducción en

la permeabilidad a los gases, pero un aumento significativo en la selectividad de CO_2 / N_2 , $\text{CO}_2 / \text{CH}_4$ y O_2 / N_2 con el contenido de alúmina, en conclusión, la participación de las nanopartículas de alúmina mejoró el rendimiento de la membrana. [3]

7.5.2. Separación del CO_2 . En la industria, una de las principales aplicaciones de la tecnología de membranas es la separación del CO_2 del gas natural. Esta se utiliza principalmente para la actualización de gas natural, las operaciones mejoradas de recuperación de petróleo y la recuperación de biogás CH_4 para la eliminación de CO_2 . El gas a presión fluye hacia la caja de la membrana, donde entra en contacto con el haz de fibras. El gas fluye radialmente hacia adentro. A medida que el gas atraviesa el haz, el CO_2 penetra selectivamente la fibra en el lumen de baja presión de la fibra. El gas residual continúa a través del haz y se recoge en un tubo perforado central (figura 17). La tecnología de fibra hueca maximiza el área de superficie por unidad de volumen en relación con la tecnología de membrana de la competencia [5].

Figura 17. Esquema típico de separación de gas en un módulo HFM.



Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhien Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. *Journal of CO₂ Utilization*, Volume 18, March 2017, 362 p.

Las membranas utilizadas en las aplicaciones de eliminación de CO₂ están hechas de polímeros rígidos y vítreos, como el acetato de celulosa y la poliimida. Los módulos de membrana pueden estar hechos de varias fibras huecas asimétricas. Se utilizan láminas de tubos epóxicos en cada extremo del haz de fibras y las juntas tóricas para separar la alimentación y permear el gas.

Las membranas de matriz mixta de polímero incorporadas a nanopartículas son materiales híbridos preparados dispersando partículas inorgánicas en una matriz polimérica y están atrayendo cada vez más atención a la captura de CO₂, como la separación de mezclas de CO₂ / CH₄. Por ejemplo, se sintetizó poli (sulfato de 2,6-difenil-1,4-fenileno) sulfonado bromado como un mejor material de membrana para la separación de CO₂ / N₂ con mayor permeabilidad de CO₂ (PCO₂ = 58 Barrer) y selectividad (αCO₂ / N₂ = 36) que las membranas de poli (2,6-dimetil-1,4-fenileno).

Las membranas que contienen nanopartículas de sílice mejoraron la permeabilidad al CO₂, al tiempo que mantuvieron la selectividad CO₂ / N₂ en comparación con las membranas puras. [36]

La zeolita SAPO-34 se puede usar como la carga inorgánica y la polieterimida como una matriz polimérica para la síntesis de la membrana soportada. Se investigaron dos disolventes poliméricos, dicloroetano y N-metil-2-pirrolidona, para la preparación, y el disolvente dicloroetano dio como resultado una membrana con mejor selectividad CO₂ / CH₄. Se dispersaron diversas cantidades de SAPO-34 de 0 a 10% en peso en el precursor de polímero, que se disolvió en dicloroetano. La membrana con 5% en peso de contenido de SAPO-34 presentó el mayor rendimiento con una buena selectividad, ya que los altos contenidos de zeolita pueden causar aglomeración. Se encontró que la separación de CO₂ y CH₄ estaba dominada por la diferencia en las solubilidades de gas. [27]

Las membranas compuestas de nanopartículas de acetato de celulosa pura y acetato de celulosa-titania se evaluaron para la captura de CO₂. La membrana de nanopartículas de acetato de celulosa-titania adsorbió más gas CO₂ en comparación con la membrana pura. La alta capacidad puede atribuirse a una mayor difusión y solubilidad del CO₂ en la membrana de acetato de celulosa-titania, lo que resulta en una mejor separación del CO₂. El pseudo modelo de segundo orden se ajustó bien con datos experimentales con adsorción que no consisten únicamente en difusión intraparticular [13].

Las membranas de matriz mixta se desarrollaron a través de la colada de la solución mediante la adición de rellenos de nanocompuestos de carbono-sílice porosos a las membranas de Matrimid y se prepararon mediante una técnica de síntesis de plantilla dura para obtener una porosidad ajustable que mostró una mayor afinidad por las moléculas de gas CO₂. La química de la superficie se controla mediante la optimización de la porosidad del relleno utilizando la deposición de carbono, las condiciones de pirolisis y la maximización de la polaridad a través de grupos funcionales de oxígeno.

Los resultados de la separación demuestran que la eficiencia de la separación global se incrementa mediante la adición de una fase de carbono, lo que proporciona una afinidad incrementada por las moléculas de gas CO₂ junto con la creación de una porosidad adicional y un volumen libre. Mostró una mejora significativa en la selectividad y permeabilidad de los gases mixtos de CO₂ para las mezclas de gases CO₂ / N₂ y CO₂ / CH₄ [4].

Las membranas ZIF-8 de tamaño controlado con estructuras de poros y áreas de superficie similares se sintetizaron alterando los tipos de precursores y se usaron para generar membranas de separación de CO₂. La introducción de ZIF-8 en poliestireno-bloque-poli (etileno-ran-butileno) -bloque-poliestireno como membrana compuesta condujo a una mejora considerable en la permeabilidad al gas, independientemente de las dimensiones del marco. En particular, los MMM cargados al 30% en peso con ZIF8 (M) mostraron una mejora de aproximadamente

2.5 veces con respecto a la permeabilidad al CO₂ en comparación con la membrana de poliestireno-bloque-poli (etileno-ran-butileno) -bloque-poliestireno [8].

Las membranas de nanomateriales y polímeros, con su rendimiento de permeación ultrarrápida, sus propiedades químicas y mecánicas sobresalientes, así como su eficiencia excepcional, están apareciendo cada vez más como candidatos prometedores para procesos precisos y selectivos de separación de gases.

Los requisitos para la producción de membranas de separación de gases incluyen reproducibilidad de la preparación de la membrana, costo razonable, buenas propiedades mecánicas, ausencia de microdefectos y estabilidad térmica y química en las condiciones. [31]

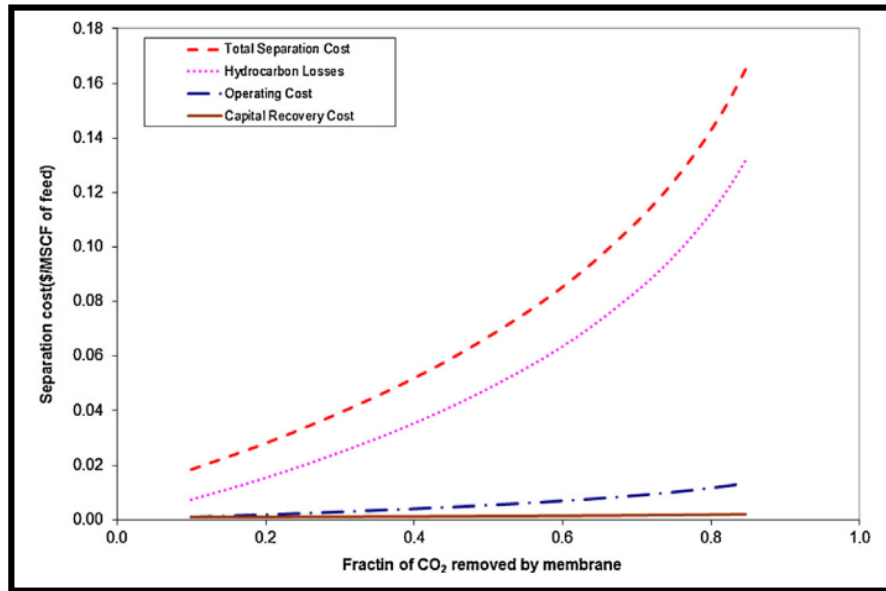
7.6. SISTEMA HÍBRIDO PARA EL ENDULZAMIENTO DEL GAS.

Actualmente la tecnología de separación de aminas es el proceso alternativo más importante para eliminar los gases ácidos (H₂S y CO₂) del gas natural, pero este tiene sus limitaciones como se mencionó anteriormente. Una de las tecnologías propuesta en el estudio realizado por Mashallah Rezakazemia, Isa Heydarib y Zhien Zhangc, es el proceso híbrido en el tratamiento con gas natural. El proceso híbrido combina los procesos de membrana y amina para utilizar sus dos ventajas. En dicho estudio se consideran tres procesos edulcorantes diferentes: soluciones de aminas (30 wt % de dietanolamina (DEA)), proceso de membrana (membrana de fibra hueca (HFM)) y proceso híbrido (membrana + amina), el objetivo es determinar la utilidad potencial del acondicionamiento de gas a través de una combinación de soluciones de aminas y tecnologías de membrana, y la comparación de los resultados con estos métodos cuando se utilizan individualmente, se tuvieron en cuenta diferentes composiciones del gas usado , efecto del flujo , efecto del tipo de membrana .

El proceso de membrana se utiliza primero para eliminar los gases ácidos del gas natural, y el proceso de amina se utilizó para completar la purificación para cumplir con los estándares de tuberías. Los factores económicos involucrados en la predicción de los costos de separación incluyen el costo de recuperación de capital, los gastos relacionados con las pérdidas de hidrocarburos y los gastos de operación tales como el costo de mantenimiento, el costo de mano de obra, el costo de energía y el costo de reemplazo de la membrana. Para el proceso de amina, la mayor parte del costo de separación depende del costo de operación, específicamente el costo de energía y el menor costo de separación depende de las pérdidas de hidrocarburos, también para el proceso de membrana, la mayor parte del costo de separación y el menor costo de separación dependen de las pérdidas de hidrocarburos y del costo de recuperación de capital, respectivamente. La simulación también se implementó en la planta NGL-1200 (GOGPC, Irán) para determinar si el mismo modelado es responsable de una unidad industrial.

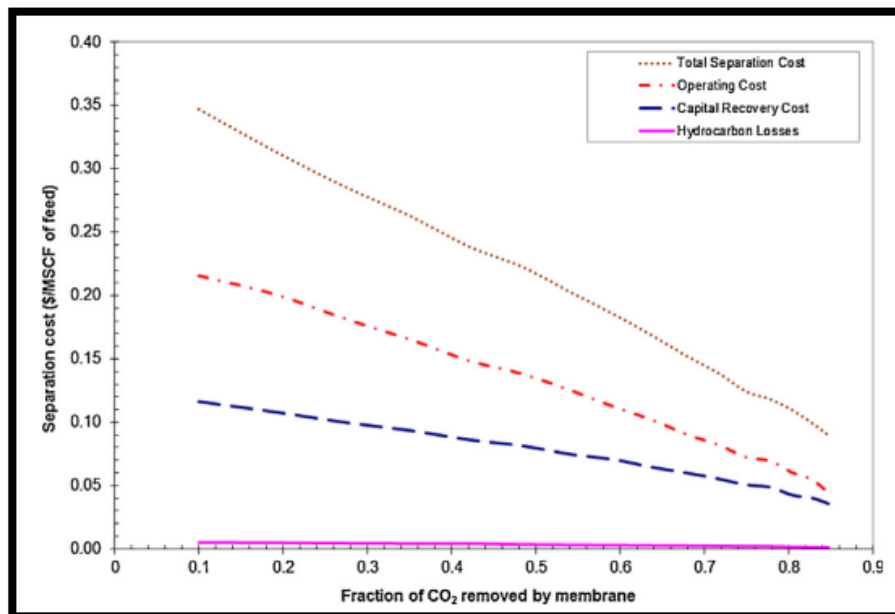
Según los resultados de la investigación resumidos en las figuras del 18 al 21, se concluye que los costos totales de separación y pérdida de hidrocarburos aumentan a medida que aumenta la eliminación de la fracción de CO_2 de la alimentación. Los costos totales para el sistema híbrido considerando los costos de los sistemas de endulzamiento de membrana y amina en términos de la fracción de CO_2 eliminada de la alimentación. De acuerdo con los resultados, el costo del sistema híbrido alcanzó un valor mínimo si el 78% del CO_2 en el gas natural se separa con la membrana y el resto se captura con la planta de tratamiento de gas de amina para cumplir con las especificaciones de la tubería.

Figura 18. Costos totales y detallados de la sección de membrana del sistema híbrido en términos de la fracción de CO₂ eliminada de NG utilizando membrana.



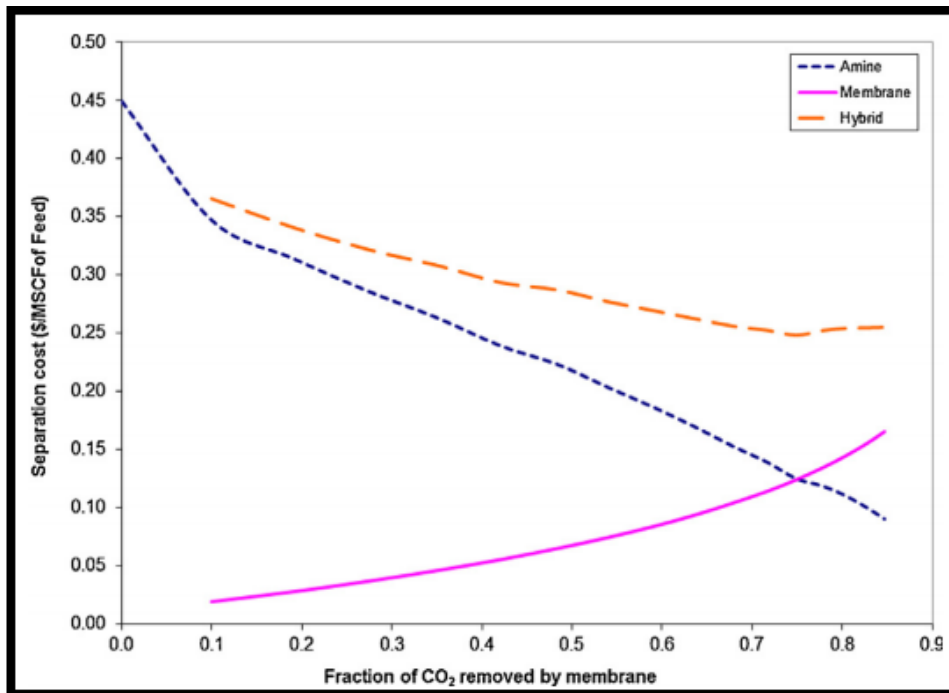
Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhiem Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorpction technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Figura 19. Costos totales y detallados de la sección de absorción de gas del sistema híbrido en términos de la fracción de CO₂ eliminada de NG usando membrana.



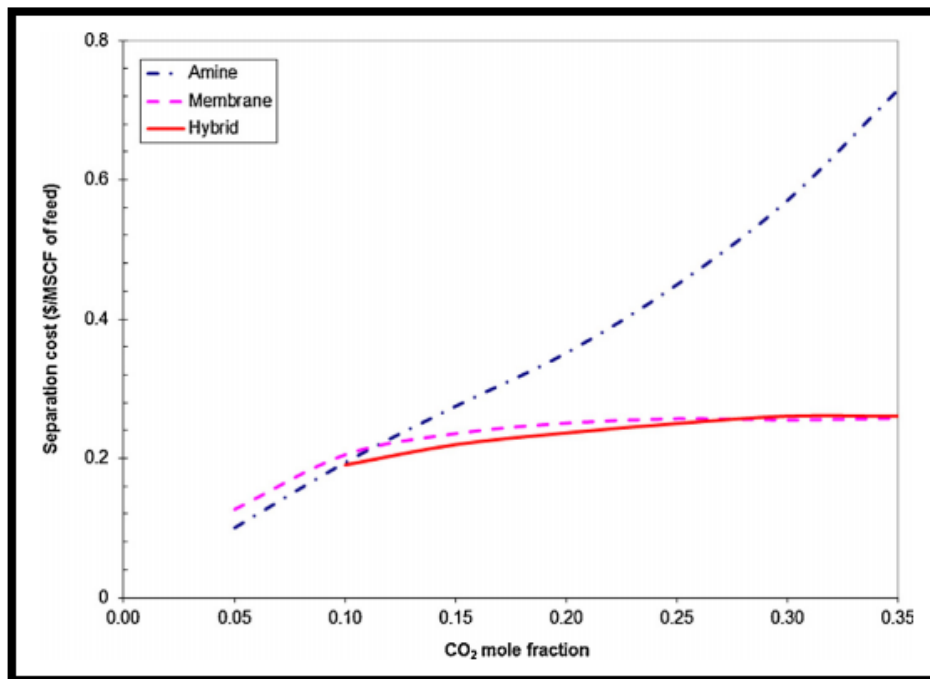
Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhiem Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Figura 20. Costo total del sistema híbrido en términos de la fracción de CO₂ eliminada de NG usando membrana.



Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhiem Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Figura 21. Efecto de la composición de CO₂ en los costos totales de un proceso híbrido, en los sistemas de separación de membrana y endulzamiento de aminas.



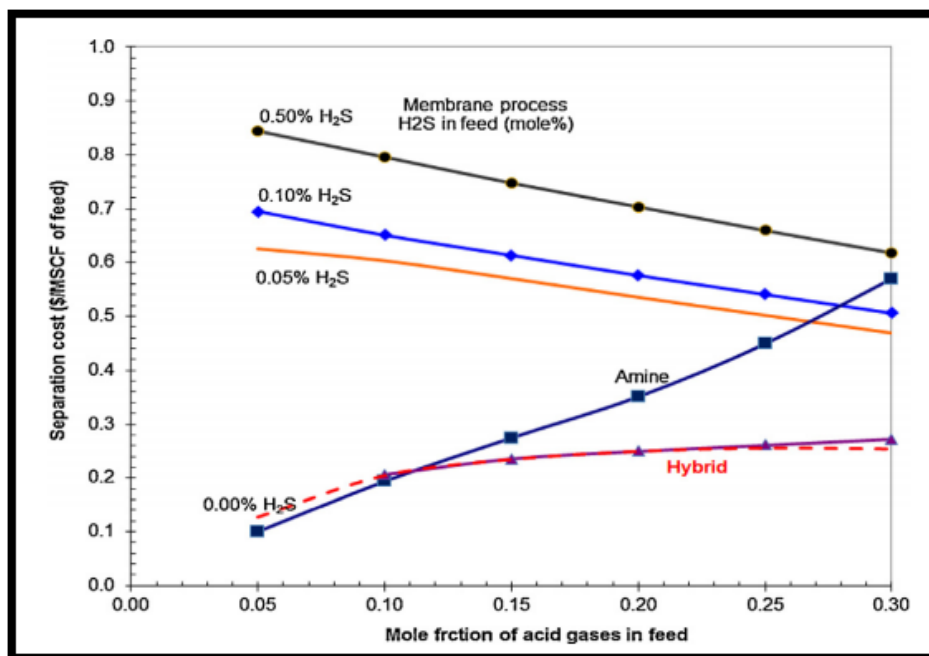
Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhihen Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Los resultados del sistema híbrido, para algunos estudios de casos, desde un punto de vista del costo, se compararon con los sistemas de endulzamiento de amina y de membrana cuando estos dos últimos sistemas se consideran por separado para el acondicionamiento de gases. Se considera que cada uno de estos sistemas reduce la composición del gas ácido en NG a los estándares de tuberías.

Cuando la alimentación no tiene H₂S según se absorbe, el aumento de la composición de CO₂ en el gas natural aumenta los costos del proceso híbrido. El costo máximo se obtiene al 35% de CO₂ y luego se reduce con un incremento adicional en la composición de CO₂. Con un 11% de composición de CO₂, el costo de los procesos híbridos y de aminas es igual. Sin embargo, a una composición de CO₂ más alta en el gas natural, el costo del proceso híbrido es más bajo que el sistema de aminas. Mientras tanto, la variación en los costos de los sistemas de

amina e híbridos se incrementó con la mejora en la composición de CO₂ en el gas natural. El costo de la separación para los procesos de separación por membrana y por absorción es mayor que el del proceso híbrido. Se puede observar que el costo de la membrana es entre procesos híbridos y de amina cuando la concentración de CO₂ es superior al 12%. Cuando la alimentación contiene H₂S influye en el costo de todos los procesos según se muestra en los resultados (figura 22), los costos totales de la amina y los sistemas híbridos son autónomos de Composición del H₂S. Esto significa que la DEA es un absorbente favorable para la eliminación instantánea de H₂S y CO₂ del gas natural, y el costo total para el proceso de separación basado en membrana se incrementó al aumentar las composiciones de H₂S o CO₂ en gas natural.

Figura 22. Efecto de las composiciones de H₂S y CO₂ en la alimentación sobre los costos totales de los sistemas híbridos, de membrana y de endulzamiento de aminas.



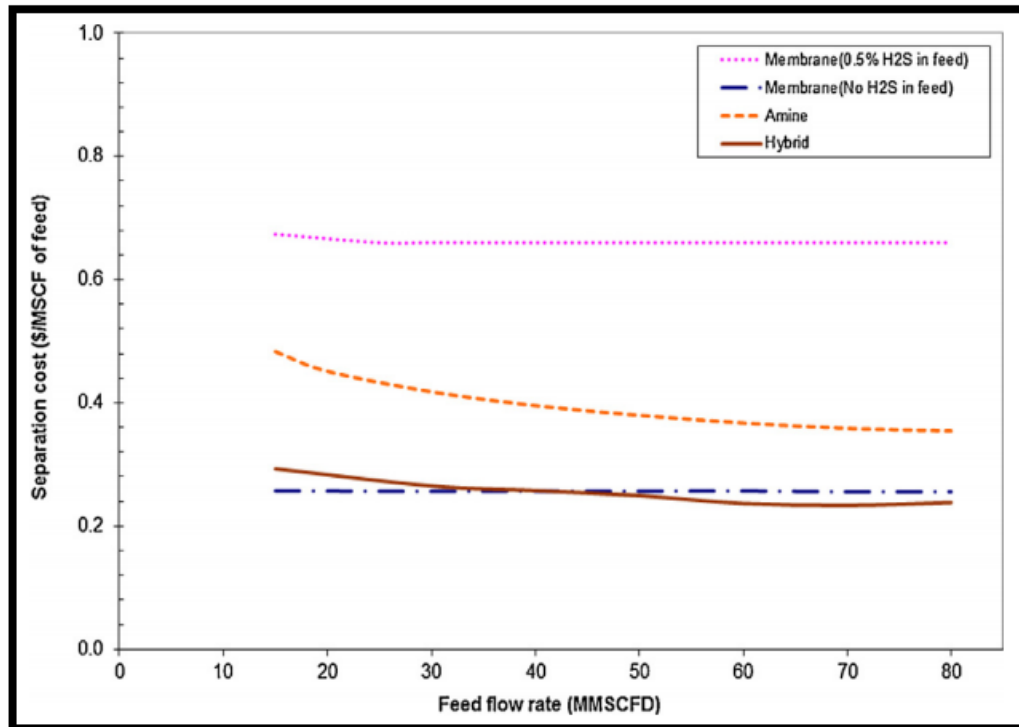
Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhihen Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Para todos los rangos de composiciones de H₂S en el gas natural, el costo de separación del proceso de separación basado en DEA para la eliminación tanto de H₂S como de CO₂ cambia ligeramente en comparación con el costo de separación de la eliminación de CO₂. Por lo tanto, en composiciones pequeñas de CO₂ y H₂S grandes en el gas natural, el costo del proceso de separación basado en DEA es menor que en la separación basada en membrana.

Otro factor que se analizó en los resultados fue el caudal o flujo (figura 23), para gas natural sin H₂S, los costos de la absorción y el sistema híbrido son mayores que el proceso de membrana para todo el rango de caudales de gas natural inferiores a 40 MMSCFD. Aunque para caudales de gas natural de más de 40 MMSCFD sin H₂S, el costo del sistema híbrido es más bajo que el costo de los sistemas de membrana y absorción.

En contraste, el costo de separación para gas natural que tiene 0.5% de H₂S es el más alto en todo el rango de tasas de flujo de alimentación. Sin embargo, el costo del sistema de membrana aumenta con el incremento en la composición de H₂S en gas natural.

Figura 23. Efecto de la tasa de flujo de alimentación sobre los costos totales en el sistema híbrido y los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.



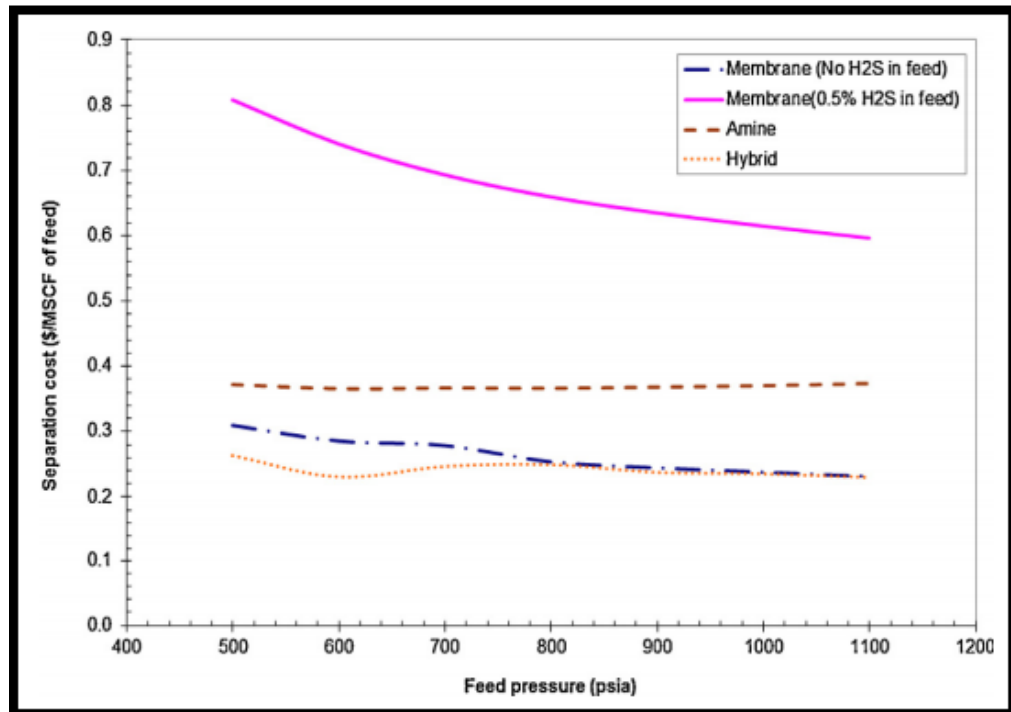
Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhiem Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Otro factor de análisis es la presión (figura 24), un incremento en esta tiene efectos significativos en el proceso de absorción de la siguiente manera:

- Un incremento en los costos totales y de recuperación se debe al incremento en la presión en las pérdidas de CH₄ y el sistema de absorción.
- La variación de la presión en el gas natural tiene efectos positivos y negativos en el costo de la membrana y los sistemas de absorción, respectivamente.

Según los resultados, el costo del sistema basado en membrana es mayor que el costo del proceso de absorción. Por lo tanto, el costo del proceso híbrido se reduce suavemente al aumentar la presión de alimentación.

Figura 24. Efecto de la presión en los costos totales en el sistema híbrido, así como en los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.

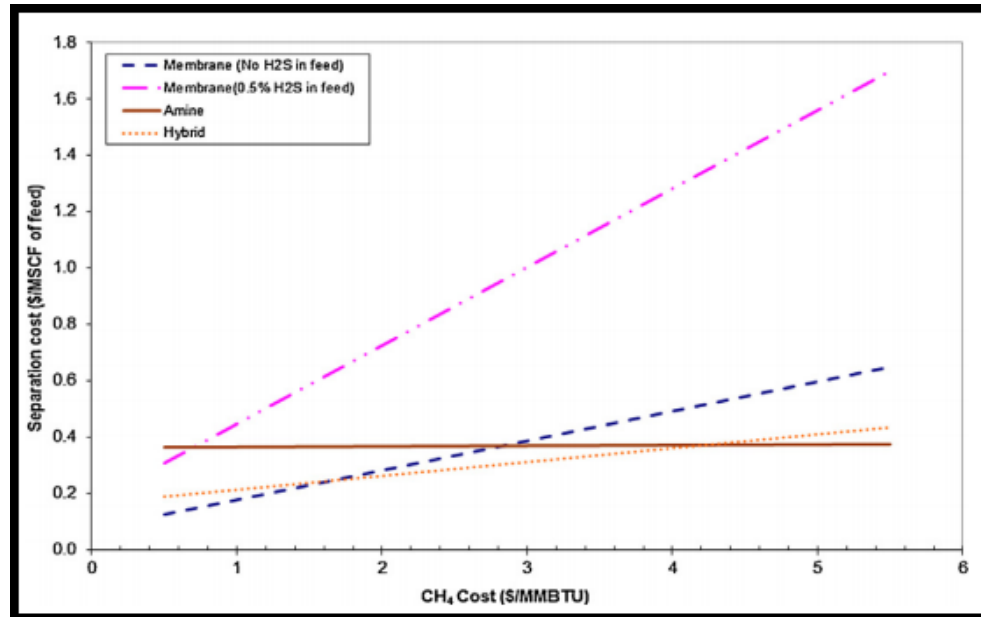


Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhien Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. *Journal of CO₂ Utilization*, Volume 18, March 2017, Pages 362

Otro factor que se tuvo en cuenta fue el costo del CH₄ (figura 25), el aumento en el costo de CH₄ aumenta el costo de las pérdidas de CH₄ en el flujo de permeado, y también los costos de la separación total de los tres sistemas. Las pérdidas de CH₄ representan un gran porcentaje de los costos en el proceso de membrana para gas natural con o sin H₂S. Por lo tanto, los costos de separación de la membrana aumentan significativamente al aumentar el costo de CH₄, el costo de separación podría mejorarse con el aumento del costo de CH₄, pero no tiene un impacto considerable en el costo de separación, esto se debe a las pérdidas de CH₄ que solo tienen una baja contribución en el costo del proceso de separación anterior. Sin embargo, el proceso híbrido demuestra un comportamiento intermedio.

Como conclusión del estudio se mostró que la inversión de capital del sistema híbrido es mayor que la del sistema de membrana. Para el sistema de absorción de aminas, la inversión de capital también es intermedia y su costo es entre el proceso de membrana y el proceso híbrido.

Figura 25. Efecto del costo de CH₄ en los costos totales en el sistema híbrido y en los sistemas individuales de absorción y separación por membrana.

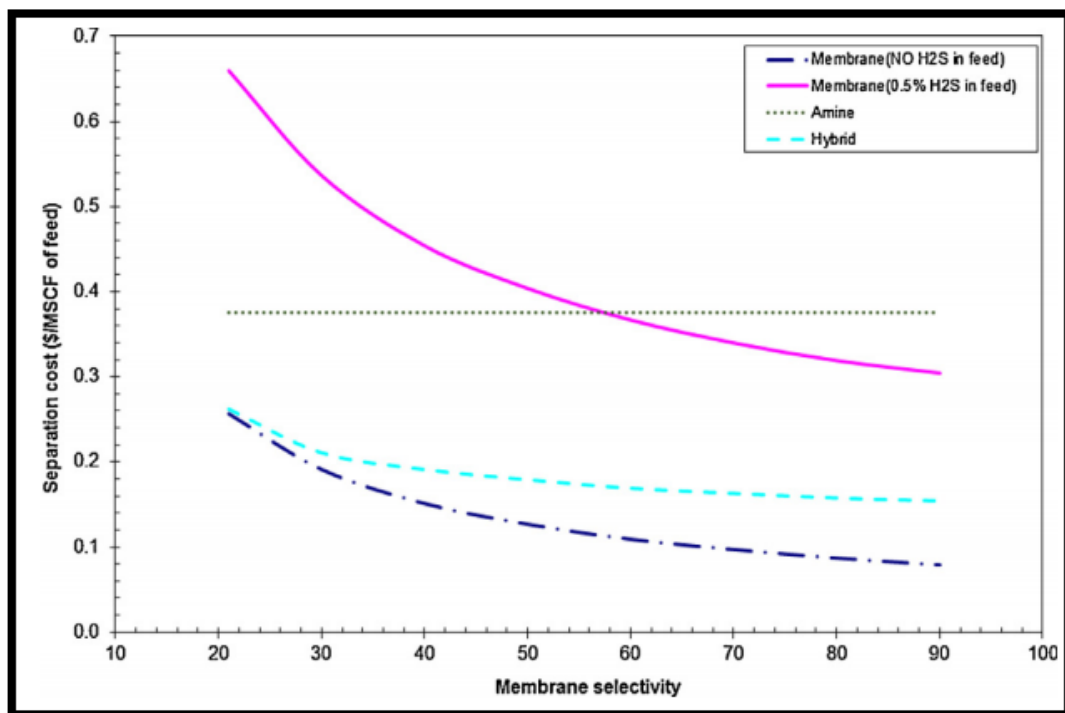


Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhien Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

Además, los costos operativos del sistema de aminas son más altos que el sistema híbrido. El costo operativo del proceso de membrana también es intermedio y se encuentra entre el proceso de amina y el proceso híbrido. Además, la investigación actual reveló que para velocidades de flujo de 5–40 MMSCFD NG, la tecnología de membrana tiene el costo más bajo en toda la gama de composición de gases ácidos en NG. Para caudales de más de 40 MMSCFD y 5 a 11% de CO₂, el sistema de aminas es apropiado y para concentraciones de CO₂ de más del 11% de CO₂, el sistema híbrido es adecuado.

Los resultados de la investigación sugieren que se prefiere un proceso de membrana para tasas de flujo de alimentación entre aproximadamente 5–25 MMSCFD, con sobre el rango de todas las concentraciones de CO₂ en gas natural (figura 26). Las mejores condiciones para el proceso de la amina son generalmente altas tasas de flujo de alimentación y baja composición de CO₂. Aumento de precios gas natural y uso de un peso de 35. El % DEA aumenta el rango de operabilidad para el proceso de amina. Además, el proceso híbrido es favorable en el mismo rango de caudal que el proceso de amina, pero para una concentración de CO₂ superior a aproximadamente el 12%. [26]

Figura 26. Efecto de la perm-selectividad de la membrana para la separación de CO₂ / CH₄ sobre los costos totales en el sistema híbrido y los sistemas individuales de absorción y separación de membrana.



Fuente: Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhiem Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. Journal of CO₂ Utilization, Volume 18, March 2017, Pages 362

7.7. USO DE LA TECNOLOGÍA DE ALTA GRAVEDAD

La tecnología de alta gravedad es de alta eficiencia, ahorro de energía y tamaño pequeño, que es una de las mejores técnicas para la actualización de equipos, la purificación de gases en el barco y la plataforma de perforación marina, y ha recibido una atención considerable. Además, la tecnología de alta gravedad es muy apropiada para los procesos que se controlan mediante la transferencia de masa y / o la mezcla de moléculas, y otros procesos de la industria de materiales específicos, como el tratamiento de alta viscosidad, sensibilidad térmica y costosos. Por lo tanto, la alta gravedad podría aplicarse en aplicaciones unitarias como los procesos de absorción, desorción, rectificación y desvolatilización; la preparación de nanomateriales; y los procesos de reacción tales como, sulfonato, polimerización y condensación.

La tecnología de alta gravedad que puede ofrecer grandes beneficios para los procesos de ingeniería química se debe a las ventajas de la transferencia de masa intensificada en órdenes de magnitud, el tiempo de residencia ultra corto, así como el tamaño pequeño, el bajo costo, el ahorro de energía y el medio ambiente.

Sin embargo, todavía es necesario emprender aplicaciones integrales a escala comercial de tecnología de alta gravedad sobre la ampliación, estabilidad y flexibilidad del equipo. Además, es necesario mejorar la recepción en el mercado de la tecnología de alta gravedad para las nuevas plantas de diseño. Por lo tanto, son necesarias numerosas operaciones continuas de largo plazo de RPB a gran escala para obtener más datos y experiencias comerciales para asegurar la aceptación en el mercado de la tecnología de alta gravedad, como el tipo de empaque y las estructuras para los diferentes sistemas; las propiedades de transferencia de masa y micromezcla para diferentes sistemas y tipos de RPB y así sucesivamente. Además, los experimentos científicos deben combinarse con un modelo de mecanismo a microescala y simulación de dinámica de fluidos computacional (CFD) en macroescala para predecir con precisión los

comportamientos de transferencia de masa / calor y las propiedades hidráulicas del RPB.

Como una de las tecnologías de intensificación de procesos, la técnica de alta gravedad se ha realizado en aplicaciones de la industria en muchos campos, que muestran una excelente conservación de energía y reducción de emisiones. Para cumplir con la feroz competencia del mercado, la tecnología de intensificación de procesos continuará la perfección y el desarrollo, y la tecnología de alta gravedad también seguirá desempeñando un papel muy importante en el desarrollo de la ingeniería química. [16]

7.8 CONTROL DE EMISIONES DE H₂S MEDIANTE TECNOLOGÍA DE ALTA GRAVEDAD Y RPB.

Como tecnología de intensificación de procesos químicos, la tecnología de alta gravedad combinada con el proceso húmedo convencional puede reducir significativamente los costos de inversión y operación de la eliminación de H₂S, que se ha utilizado en muchos gases industriales que contienen H₂S, como el gas natural, el gas de refinería y el yacimiento de carbón. Gas, gas de síntesis, gas de horno de carbón, etc. Normalmente, el método de desulfuración por oxidación catalítica húmeda consiste en dos procesos de absorción química catalítica H₂S y oxidación catalítica, que utilizan licor alcalino como absorbente (es decir, Na₂CO₃, agua de amoníaco, amina orgánica), con el catalizador del catalizador H₂S se puede oxidar a azufre. Los tipos de catalizador, principalmente diferentes, son los tipos de catalizador, el catalizador utilizado comúnmente es sulfonato de cobalto-ftalocianina dinuclear (PDS), hierro quelado, CoS, 888, etc. [16]

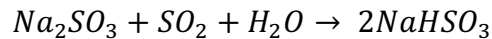
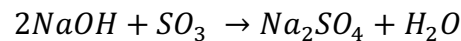
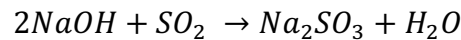
Como el volumen de los RPB (Rotating packed bed) es mucho más pequeño que las torres de desulfuración tradicionales, el RPB podría calificar para la desulfuración en diversas situaciones, como plataformas en tierra / costa afuera,

área fronteriza en un campo petrolero, etc. Zou et al. Informó que, el RPB se había aplicado en la plataforma operativa costa afuera para eliminar el H₂S del gas natural. La concentración de H₂S del gas de entrada fue de 7589 mg / m³, después de la desulfuración, la concentración de H₂S fue tan baja como 4.5 mg / m³, que mostró una excelente eficiencia de eliminación. Además, en comparación con las torres de desulfuración comerciales, el volumen del equipo de alta gravedad era solo 1/10 de las torres de desulfuración comerciales, lo que muestra una gran flexibilidad para varias ubicaciones [12]. Además, para superar la limitación de los métodos tradicionales de desulfuración en el espacio confinado, Zhang et al. Informó el uso de absorbente de quelato férrico en un medio alcalino para eliminar el H₂S. La mezcla de N₂ y H₂S se utilizó para simular el gas natural, la concentración inicial de H₂S fue de 2500 mg / m³. Durante el experimento continuo de 72 h, la eficiencia de remoción de H₂S fue superior al 99.6%, y en la condición óptima podría alcanzar más del 99.9% [20].

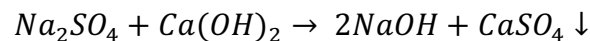
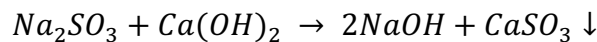
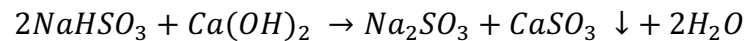
Como se mencionó anteriormente, la tecnología de alta gravedad se puede aplicar para la eliminación de H₂S en muchas condiciones diferentes, tales como gases de escape industriales, gases de hornos de coque, gas natural, especialmente en el espacio confinado como la plataforma operativa en alta mar y las fábricas existentes. Las ventajas de una alta eficiencia de desulfuración, excelente flexibilidad de operación, unidades de tamaño pequeño y bajos costos de inversión y operación, muestran una brillante perspectiva de esta tecnología. Además, la tecnología de alta gravedad también podría aplicarse para la eliminación selectiva de H₂S de los gases de mezcla.

El mecanismo de eliminación de SO₂ en RPB es generalmente la absorción química entre las fases de gas y líquido. Con su gran capacidad de micro-mezcla, el SO₂ en el gas de combustión puede transferirse de la fase gaseosa a la fase líquida en un tiempo ultra corto. Se pueden usar varias soluciones acuosas como la fase líquida, como solución tampón de citrato de sodio, solución de doble álcali, solución tampón de fosfato y solución tampón de amonio, como se describe a continuación:

7.8.1 Método de doble álcali. El método de doble álcali es un método comúnmente utilizado para eliminar el SO₂ de los gases residuales industriales. En este método, primero se absorbe el SO₂ mediante una solución de NaOH para formar Na₂SO₃ y / o Na₂SO₄, luego la solución de Na₂SO₃ / Na₂SO₄ reacciona con la suspensión de cal para obtener el sedimento de CaSO₃ y CaSO₄. El proceso de absorción se puede expresar como las siguientes ecuaciones [6].



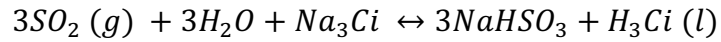
Las ecuaciones del proceso regenerativo son las siguientes:



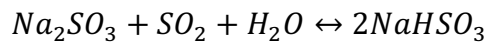
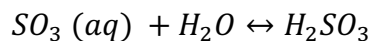
En este proceso, el NaOH se puede regenerar para volver al sistema, el consumible es el Ca(OH)₂ barato. Las reacciones de regeneración se pueden mantener en una cuenca de sedimentación para evitar el ensuciamiento y el bloqueo de los tubos y del equipo de desulfuración.

7.8.2. Solución tampón de citrato de sodio. Un grupo de investigación chino propuso por primera vez el RPB combinado con una solución amortiguadora de citrato de sodio para tratar la contaminación por SO₂. La eliminación de SO₂ por absorción en solución de tampón de citrato de sodio (Na₃Ci) con RPB generalmente se considera un método rápido, seguro, verde y económico. Las ventajas de este proceso son las pérdidas simples, no tóxicas, insignificantes, sin problemas de ensuciamiento y baja oxidación de SO₂. En estos procesos, el SO₂ en los gases de

combustión es absorbido por la solución de Na_3Ci , y el SO_2 disuelto puede regenerarse por extracción con vapor u otro método regenerativo. La solución de absorción también puede reaccionar con H_2S para obtener azufre, que puede separarse por flotación [11] [15]. La desulfuración de SO_2 con absorción y desorción en solución tampón de citrato de sodio es:



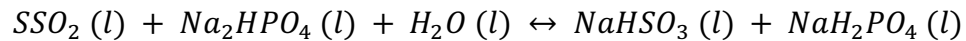
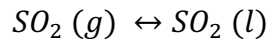
7.8.3. Solución a base de NaOH. Se informa que el tamaño del equipo de desulfuración puede reducirse considerablemente si se pudiera emplear tecnología de alta gravedad para la eliminación de azufre con una solución a base de NaOH. Se aplicó un RPB comercial en una plataforma costa afuera para eliminar el H_2S del gas natural [10], Por lo tanto, el uso de un RPB puede ser una mejor opción y es más probable que sea aceptado por los armadores. Chu et al propusieron usar una solución de sulfito de sodio (Na_2SO_3) en un RPB para eliminar el SO_2 , que muestra un futuro brillante para la aplicación en el extranjero de la eliminación de SO_2 . Las ecuaciones que se producen principalmente durante la absorción de SO_2 en una solución de Na_2SO_3 son las siguientes [30]:



7.8.4. Solución tampón de fosfato. Los métodos de desulfuración de gases de combustión regenerativos húmedos superiores se han aplicado en RPB y han demostrado una excelente eficiencia de eliminación de SO_2 . Sin embargo, todavía tienen algunos inconvenientes, como que Na_2SO_3 tiene una alta reactividad y una pequeña relación líquido-gas, pero durante el proceso de regeneración, el Na_2SO_3 es fácilmente ser oxidado en Na_2SO_4 para disminuir la tasa de reciclaje de SO_2 ; El

citrate de sodium a une haute capacit  de soufre et d'oxydation, mais il est facile de perdre l'efficacité; La solution alcaline de ammoniac a une haute capacit  de soufre et une haute r activit , mais elle est aussi tr s volatile. Sur la base de ces problèmes, la solution tampon phosphate a attiré notre attention. L'utilisation d'une solution tampon phosphate comme le phosphate de sodium alcalin (Na_2HPO_4) pourrait augmenter significativement la capacité d'absorption de SO_2 , et la réaction entre la solution de SO_2 et Na_2HPO_4 est réversible et instantanée, ce qui est facile à reg nerer et ne présente pas de seconde contamination. D'un autre côté, la propriété de Na_2HPO_4 est stable et peut être utilisée pendant une longue période.

Le processus est illustré par :



Pendant ce processus, le processus d'absorption est la réaction vers l'avant, le processus de désorption est la réaction inverse. Au début, le SO_2 est transféré des gaz de combustion vers la phase liquide pour former H^+ et HSO_3^- , et ensuite le H^+ se combine avec HPO_4^{2-} . Le riche liq ur peut être régénéré par extraction avec la vapeur ou une autre méthode régénérative pour libérer le SO_2 . Ces SO_2 peuvent être utilisés pour produire H_2SO_4 ou d'autres produits. [16]

8. TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS DE PRODUCCIÓN EN CABEZA DE POZO.

Las tecnologías seleccionadas fueron determinadas debido a tres conceptos:

1. Costo.
2. Aplicabilidad.
3. Tamaño.

Con estos tres criterios se puede armar un Skid que pueda ser instalado en cabeza de pozo permitiendo el tratamiento del gas para generación que se traducirá en energía renovable y en disminución de impuestos por pago de bonos de carbono, las tecnologías escogidas fueron:

8.1 SEPARACIÓN DE GAS-CRUDO

Se basa en uno o en una combinación de asentamiento por gravedad, impacto y centrifugación principalmente. Se recomienda el uso de aquel que se basa en el uso de la fuerza de gravedad, debido al que el mecanismo del equipo es muy simple, el proceso se da en cualquier sección ampliada en la línea de flujo que actúa como asentador, debido a la gravedad se da el asentamiento de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas, ya que se reduce la velocidad de flujo; Respecto a la forma del separador depende del flujo que salga de la cabeza de pozo, en el documento se consigna el tipo a escoger según las características del fluido.

8.2 DESHIDRATACIÓN

El gas natural suele estar saturado con cantidades significativas de agua, la cual debe eliminarse para evitar problemas de corrosión. Para el proceso de deshidratación se recomienda el uso de la tecnología del separador supersónico ya que es un dispositivo estático, de peso ligero, no hay partes giratorias, es más pequeño, más liviano, más barato y con menos emisiones que la planta de deshidratación convencional lo cual permite una alta confiabilidad y disponibilidad, este es adecuado para operaciones no tripuladas, especialmente para las plataformas. Además, se está investigando mucho en este equipo y se ha identificado un potencial significativo para la aplicación futura de esta tecnología en otras aplicaciones de separación de procesamiento de gas, incluida la extracción profunda de GLP, la eliminación masiva de CO₂ y H₂S y el procesamiento de gas submarino.

8.3 ENDULZAMIENTO

El gas natural contiene normalmente grandes cantidades de gases ácidos, debido a la naturaleza corrosiva del H₂S y CO₂, así como a la toxicidad del H₂S y la falta de valor calorífico del CO₂ es necesario tratar el gas natural de los gases ácidos. Para el proceso de endulzamiento se recomienda el uso de la tecnología de separación por membranas, ya que respecto a las tecnologías convencionales tiene ventajas como lo es el tamaño, no requiere cambio de fase, hay menos complejidad mecánica, entre otras. Las investigaciones de esta tecnología se han centrado en mejorar la competitividad de la separación de gases con otros procesos, mejorando el diseño y desarrollo de nuevos materiales de membrana como lo son los polímeros funcionales y los nanomateriales en las membranas, las cuales se consignan en el documento. Para el proceso de endulzamiento también se recomienda el uso de la

tecnología de separación de alta gravedad, debido a su alta eficiencia, ahorro de energía y tamaño pequeño.

9. CONCLUSIONES

- El consumo de gas natural muestra año tras año un crecimiento rápido, y ha contribuido de manera sostenible a la economía mundial, ya que el gas natural tiene un factor de emisión de dióxido de carbono un 26% más bajo que el del petróleo y un 41% más bajo que la emisión del carbón durante la combustión, pero se deben realizar cambios a la significativos en la forma en que se extraen y utilizan el petróleo y el gas para que sea sostenible y amigable con el medio ambiente.
- El petróleo y el gas son recursos no renovables por lo que se debe invertir en investigación y desarrollo de tecnologías limpias para que en un futuro puedan reemplazar a los combustibles fósiles como fuente de energía.
- La fuente de energía más limpia, segura y eficiente del mundo es el gas natural, ya que desempeña un papel cada vez más importante en el suministro de energía debido a su inherente benignidad ambiental, mayor eficiencia y rentabilidad.
- Después de la extracción el gas de pozo pasa por un proceso de tratamiento para retirar el agua y gases no deseables como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, para evitar problemas como por ejemplo la erosión de las tuberías y el equipo, ya que, en presencia de agua líquida, los compuestos ácidos como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono en el gas natural pueden formar hidratos y producir corrosión.
- El proceso de separación de gas-crudo, se basa en uno o en una combinación de asentamiento por gravedad, impacto y centrifugación principalmente. Se recomienda el uso de aquel que se basa en el uso de la fuerza de gravedad, debido al que el mecanismo del equipo es muy simple, el proceso se da en cualquier sección ampliada en la línea de flujo que actúa como asentador, debido a la gravedad se da el asentamiento de las gotas de líquido suspendidas en una

corriente de gas, ya que se reduce la velocidad de flujo; Respecto a la forma del separador depende del flujo que salga de la cabeza de pozo, en el documento se consigna el tipo a escoger según las características del fluido.

- El gas natural suele estar saturado con cantidades significativas de agua, la cual debe eliminarse para evitar problemas de corrosión. Para el proceso de deshidratación se recomienda el uso de la tecnología del separador supersónico ya que es un dispositivo estático, de peso ligero, no hay partes giratorias, es más pequeño, más liviano, más barato y con menos emisiones que la planta de deshidratación convencional lo cual permite una alta confiabilidad y disponibilidad, este es adecuado para operaciones no tripuladas, especialmente para las plataformas. Además, se está investigando mucho en este equipo y se ha identificado un potencial significativo para la aplicación futura de esta tecnología en otras aplicaciones de separación de procesamiento de gas, incluida la extracción profunda de GLP, la eliminación masiva de CO₂ y H₂S y el procesamiento de gas submarino.
- El gas natural contiene normalmente grandes cantidades de gases ácidos, debido a la naturaleza corrosiva del H₂S y CO₂, así como a la toxicidad del H₂S y la falta de valor calorífico del CO₂ es necesario tratar el gas natural de los gases ácidos. Para el proceso de endulzamiento se recomienda el uso de la tecnología de separación por membranas, ya que respecto a las tecnologías convencionales tiene ventajas como lo es el tamaño, no requiere cambio de fase, hay menos complejidad mecánica, entre otras. Las investigaciones de esta tecnología se han centrado en mejorar la competitividad de la separación de gases con otros procesos, mejorando el diseño y desarrollo de nuevos materiales de membrana como lo son los polímeros funcionales y los nanomateriales en las membranas, las cuales se consignan en el documento. Para el proceso de endulzamiento también se recomienda el uso de la tecnología de separación de alta gravedad, debido a su alta eficiencia, ahorro de energía y tamaño pequeño.

- La instalación de un skid de tratamiento de gas de producción en cabeza de pozo es un proyecto que disminuye la carga de gastos en compra, gracias al uso de este gas para generación eléctrica lo cual permite la reducción de impuestos al carbono al finalizar el año, reducción que devuelve el valor de la inversión realizada para la instalación del skid de tratamiento.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda en futuro trabajo la realización de una ingeniería básica y detallada (pruebas de laboratorio) de los distintos métodos descritos anteriormente para el tratamiento de gas en cabeza de pozo.
- Luego de haber realizado la ingeniería básica y detallada se recomienda la realización de pruebas pilotos in situ y en campo.
- Es necesario continuar indagando sobre las distintas tecnologías que cada vez se desarrollan en la industria gasífera a nivel mundial.

CITAS BIBLIOGRAFICAS

1. Alireza Bahadori (2014). Chapter 4: Gas–Liquid Separators. Natural Gas Processing, 2014, Pages 151-222.
2. A.M. Teixeira, L.D.O. Arinelli, J.L.D. Medeiros, O.D.Q.F. Araújo, Recovery of thermodynamic hydrate inhibitors methanol, ethanol and MEG with supersonic separators in offshore natural gas processing, J. Nat. Gas Sci. Eng. 52 (2018) 166-186.
3. America, E., Sadeghi, M., Zareia, N., Pournaghshband, A., 2015. Enhancement of the gas separation properties of polyurethane membranes by alumina nanoparticles. J. Membr. Sci. 479, 11–19.
4. Anjum, M.W., de Clippel, F., Didden, J., Khan, A.L., Couckc, S., Barona, G.V., Denayer, J.F.M., Sels, B.F., Vankelecom, I.F.J., 2015. Polyimide mixed matrix membranes for CO₂ separations using carbon–silica nanocomposite fillers. J. Membr. Sci. 495, 121–129.
5. Buonomenna, M.G., 2013. Membrane processes for a sustainable industrial growth. RSC Adv. 3, 5694–5740.
6. C.Q. Pan, X.H. Deng, Characteristics and application of multi-spraying high gravity rotating packed bed, Sulfuric Acid Ind. 6 (2007) 31-38. (in Chinese)
7. C. Ramshaw, Hige distillation-an example of process intensification, Chem. Eng. 389 (1983) 13-14.
8. Chi, W.S., Hwang, S., Lee, S.J., Park, S., Bae, Y.S., Ryu, D.Y., Kim, J.H., Kim, J., 2015. Mixed matrix membranes consisting of SEBS block copolymers and

- size-controlled ZIF-8 nanoparticles for CO₂ capture. *J. Membr. Sci.* 495, 479–488.
9. Chuang Wen, Xuewen Cao, Yan Yang (2011). Swirling flow of natural gas in supersonic separators. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Volume 50, Issue 7, July 2011, Pages 644-649.
 10. Claire Vallance. *Properties of Gases*, First year, Hilary term. National Central University pág 1-3.
 11. E. Bekassy-Molnar, E. Marki, J.G. Majeed, Sulphur dioxide absorption in air-lift-tube absorbers by sodium citrate buffer solution, *Chem. Eng. Process. Process Intensif.* 44 (2005) 1039-1046.
 12. H.K. Zou, G.W. Chu, H. Zhao, Y. Xiang, J.F. Chen, Process intensification of high-gravity reactor for environmental engineering: from fundamental to industrialization. *Sci. China Chem.* 44 (2014) 1413-1422.
 13. Hafeez, S., Fan, X., Hussain, A., Martín, C.F., 2015. CO₂ adsorption using TiO₂ composite polymeric membranes: a kinetic study. *J. Environ. Sci.* 35, 163–171.
 14. J. Bian, W.M. Jiang, D.Y. Hou, Y. Liu, J. Yang, Condensation characteristics of CH₄-CO₂ mixture gas in a supersonic nozzle, *Powder Technol.* 329 (2018) 1-11.
 15. J. Xue, L. Meng, B. Shen, S. Du, X. Lan, Study on desorbing sulfur dioxide from citrate solution by ultrasonification, *Chin. J. Chem. Eng.* 15 (2007) 486-491.
 16. Jing Guo, Weizhou Jiao, Guisheng Qi, Zhiguo Yuan, Youzhi Liu (2019). Applications of high-gravity technologies in gas purifications: A review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, In press, corrected proof, 26 January 2019.

17. Ken Sutherland (2012). Separation processes in oil and gas extraction. *Filtration + Separation*, Volume 49, Issue 1, January–February 2012, Pages 20-25.
18. Kraus, Richard S (1998). *Petroleo: prospección y perforación*. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. (INSHT). *Tendencias en la industria petroquímica y del petróleo*, octubre 2012, capítulo 75.
19. L.D.O. Arinelli, T.A.F. Trotta, A.M. Teixeira, J.L.D. Medeiros, O.D.Q.F. Araújo, Offshore processing of CO₂ rich natural gas with supersonic separator versus conventional routes, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 46 (2017) 199-221.
20. L.L. Zhang, S.Y. Wu, Z.Z. Liang, H. Zhao, H.K. Zou, G.W. Chu. Hydrogen sulfide removal by catalytic oxidative absorption method using rotating packed bed reactor, *Chin. J. Chem. Eng.* 25 (2017) 175-179.
21. L. Liu Y. Chen Y. Kang M. Deng (2001). An Industrial Scale Dehydration Process for Natural Gas Involving Membranes. *Chemical Engineering Technology*, Volume 24, Issue 10, October 2001, Pages 1045-1048.
22. W.M. Jiang, J. Bian, A. Wu, S. Gao, P.B. Yin, D.Y. Hou, Investigation of supersonic separation mechanism of CO₂ in natural gas applying the Discrete Particle Method, *Chem. Eng. Process.* 123 (2018) 272-279.
23. X.W. Cao, W. Yang, Numerical simulation of binary-gas condensation characteristics in supersonic nozzles, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 25 (2015) 197-206.
24. W.M. Jiang, J. Bian, Y. Liu, S. Gao, M.C. Chen, S.L. Du, Modification on the CO₂ surface tension calculation model under low temperature and high pressure condition, *J. Disper. Sci. Technol.* 38 (2016) 671-676.

25. Marco Grasso (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. *Energy Research & Social Science*, Volume 50, April 2019, Pages 106-115.
26. Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhien Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. *Journal of CO₂ Utilization*, Volume 18, March 2017, Pages 362-369.
27. Messaoud, S.B., Takagaki, A., Sugawar, T., Kikuchi, R., Oyam, S.T., 2015. Mixed matrix membranes using SAPO-34/polyetherimide for carbon dioxide/methane separation. *Sep. Purif. Technol.* 148, 38–48.
28. Requena G. José L. Rodríguez M, Mauricio F (2006). Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Universidad Central de Venezuela, Caracas 2006. pág. 49-60.
29. S. Mokhatab, W.A. Poe, J.G. Speight, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, Gulf Professional Publishing, Burlington, MA, USA, 2006.
30. Stephen K. Lower (1994). *Properties of Gases a Chem1 Supplement Text*. Simon Fraser University Febrero 16 de 1994. pág. 3-5.
31. Tawfik Abdo Saleh, Vinod Kumar Gupta (2016). Chapter 10: Applications of Nanomaterial-Polymer Membranes for Oil and Gas Separation. *Nanomaterial and Polymer Membranes*, 2016, Pages 251-265.
32. W.J. Sun, X.W. Cao, W. Yang, X.T. Jin, CFD modeling on non-equilibrium condensation process of H₂S in CH₄-H₂S mixture expansion through supersonic nozzles, *Fuel Process. Technol.* 170 (2018) 53-63.

33. X.P. Jiang, Y.Z. Liu, M.D. Gu, Absorption of sulphur dioxide with sodium citrate buffer solution in a rotating packed bed, *Chinese J. Chem. Eng.* 19 (2011) 687-692.
34. Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. *Petroleum Exploration and Development*, Volume 45, Issue 4, August 2018, Pages 779-789.
35. Xuewen Cao, Jiang Bian (2019). Supersonic separation technology for natural gas processing: A review. *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, Volume 136, February 2019, Pages 138-151.
36. Yu, B., Cong, H., Zhao, X., 2012. Hybrid brominated sulfonated poly (2,6-diphenyl-1,4-phenylene oxide) and SiO₂ nanocomposite membranes for CO₂/N₂ separation. *Prog. Nat. Sci. Mater. Int* 22, 661–667.
37. Yuriy Ivanov, Oleksandr Pyatnichko, Hennadiy Zhuk, Liliya Onopa, Mekhrzad Soltanibereshne (2017). Extraction of carbon dioxide from gas mixtures with amines absorbing process. *Energy Procedia*, Volume 128, September 2017, Pages 240-247.
38. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI). Principales preguntas frente al impuesto nacional al carbono y la solicitud de no causación por carbono neutralidad (Decreto 926 de 2017). <http://www.andi.com.co/Uploads/ABC%20del%20impuesto%20al%20carbono.pdf>

BIBLIOGRAFIA

- Alireza Bahadori (2014). Chapter 4: Gas–Liquid Separators. Natural Gas Processing, 2014, Pages 151-222.
- A.M. Teixeira, L.D.O. Arinelli, J.L.D. Medeiros, O.D.Q.F. Araújo, Recovery of thermodynamic hydrate inhibitors methanol, ethanol and MEG with supersonic separators in offshore natural gas processing, J. Nat. Gas Sci. Eng. 52 (2018) 166-186.
- America, E., Sadeghi, M., Zareia, N., Pournaghshband, A., 2015. Enhancement of the gas separation properties of polyurethane membranes by alumina nanoparticles. J. Membr. Sci. 479, 11–19.
- Anjum, M.W., de Clippel, F., Didden, J., Khan, A.L., Couckc, S., Barona, G.V., Denayer, J.F.M., Sels, B.F., Vankelecom, I.F.J., 2015. Polyimide mixed matrix membranes for CO₂ separations using carbon–silica nanocomposite fillers. J. Membr. Sci. 495, 121–129.
- Buonomenna, M.G., 2013. Membrane processes for a sustainable industrial growth. RSC Adv. 3, 5694–5740.
- C.Q. Pan, X.H. Deng, Characteristics and application of multi-spraying high gravity rotating packed bed, Sulfuric Acid Ind. 6 (2007) 31-38. (in Chinese)
- C. Ramshaw, Hige distillation-an example of process intensification, Chem. Eng. 389 (1983) 13-14.
- Chi, W.S., Hwang, S., Lee, S.J., Park, S., Bae, Y.S., Ryu, D.Y., Kim, J.H., Kim, J., 2015. Mixed matrix membranes consisting of SEBS block copolymers and size-controlled ZIF-8 nanoparticles for CO₂ capture. J. Membr. Sci. 495, 479–488.
- Chuang Wen, Xuewen Cao, Yan Yang (2011). Swirling flow of natural gas in supersonic separators. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, Volume 50, Issue 7, July 2011, Pages 644-649.
- Claire Vallance. Properties of Gases, First year, Hilary term. National Central University pág 1-3.

- E. Bekassy-Molnar, E. Marki, J.G. Majeed, Sulphur dioxide absorption in air-lift-tube absorbers by sodium citrate buffer solution, *Chem. Eng. Process. Process Intensif.* 44 (2005) 1039-1046.
- H.K. Zou, G.W. Chu, H. Zhao, Y. Xiang, J.F. Chen, Process intensification of high-gravity reactor for environmental engineering: from fundamental to industrialization. *Sci. China Chem.* 44 (2014) 1413-1422.
- Hafeez, S., Fan, X., Hussain, A., Martín, C.F., 2015. CO₂ adsorption using TiO₂ composite polymeric membranes: a kinetic study. *J. Environ. Sci.* 35, 163–171.
- J. Bian, W.M. Jiang, D.Y. Hou, Y. Liu, J. Yang, Condensation characteristics of CH₄-CO₂ mixture gas in a supersonic nozzle, *Powder Technol.* 329 (2018) 1-11.
- J. Xue, L. Meng, B. Shen, S. Du, X. Lan, Study on desorbing sulfur dioxide from citrate solution by ultrasonification, *Chin. J. Chem. Eng.* 15 (2007) 486-491.
- Jing Guo, Weizhou Jiao, Guisheng Qi, Zhiguo Yuan, Youzhi Liu (2019). Applications of high-gravity technologies in gas purifications: A review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, In press, corrected proof, 26 January 2019.
- Ken Sutherland (2012). Separation processes in oil and gas extraction. *Filtration + Separation*, Volume 49, Issue 1, January–February 2012, Pages 20-25.
- Kraus, Richard S (1998). Petroleo: prospección y perforación. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. (INSHT). Tendencias en la industria petroquímica y del petróleo, octubre 2012, capítulo 75.
- L.D.O. Arinelli, T.A.F. Trotta, A.M. Teixeira, J.L.D. Medeiros, O.D.Q.F. Araújo, Offshore processing of CO₂ rich natural gas with supersonic separator versus conventional routes, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 46 (2017) 199-221.
- L.L. Zhang, S.Y. Wu, Z.Z. Liang, H. Zhao, H.K. Zou, G.W. Chu. Hydrogen sulfide removal by catalytic oxidative absorption method using rotating packed bed reactor, *Chin. J. Chem. Eng.* 25 (2017) 175-179.
- L. Liu Y. Chen Y. Kang M. Deng (2001). An Industrial Scale Dehydration Process for Natural Gas Involving Membranes. *Chemical Engineering Technology*, Volume24, Issue10, October 2001, Pages 1045-1048.

- W.M. Jiang, J. Bian, A. Wu, S. Gao, P.B. Yin, D.Y. Hou, Investigation of supersonic separation mechanism of CO₂ in natural gas applying the Discrete Particle Method, *Chem. Eng. Process.* 123 (2018) 272-279.
- X.W. Cao, W. Yang, Numerical simulation of binary-gas condensation characteristics in supersonic nozzles, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 25 (2015) 197-206.
- W.M. Jiang, J. Bian, Y. Liu, S. Gao, M.C. Chen, S.L. Du, Modification on the CO₂ surface tension calculation model under low temperature and high pressure condition, *J. Disper. Sci. Technol.* 38 (2016) 671-676.
- Marco Grasso (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. *Energy Research & Social Science*, Volume 50, April 2019, Pages 106-115.
- Mashallah Rezakazemi, Isa Heydari, Zhien Zhang (2017). Hybrid systems: Combining membrane and absorption technologies leads to more efficient acid gases (CO₂ and H₂S) removal from natural gas. *Journal of CO₂ Utilization*, Volume 18, March 2017, Pages 362-369.
- Messaoud, S.B., Takagaki, A., Sugawar, T., Kikuchi, R., Oyam, S.T., 2015. Mixed matrix membranes using SAPO-34/polyetherimide for carbon dioxide/methane separation. *Sep. Purif. Technol.* 148, 38–48.
- Requena G. José L. Rodríguez M, Mauricio F (2006). Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Universidad Central de Venezuela, Caracas 2006. pág. 49-60.
- S. Mokhatab, W.A. Poe, J.G. Speight, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, Gulf Professional Publishing, Burlington, MA, USA, 2006.
- Stephen K. Lower (1994). *Properties of Gases a Chem1 Supplement Text*. Simon Fraser University Febrero 16 de 1994. pág. 3-5.
- Tawfik Abdo Saleh, Vinod Kumar Gupta (2016). Chapter 10: Applications of Nanomaterial-Polymer Membranes for Oil and Gas Separation. *Nanomaterial and Polymer Membranes*, 2016, Pages 251-265.

- W.J. Sun, X.W. Cao, W. Yang, X.T. Jin, CFD modeling on non-equilibrium condensation process of H₂S in CH₄-H₂S mixture expansion through supersonic nozzles, *Fuel Process. Technol.* 170 (2018) 53-63.
- X.P. Jiang, Y.Z. Liu, M.D. Gu, Absorption of sulphur dioxide with sodium citrate buffer solution in a rotating packed bed, *Chinese J. Chem. Eng.* 19 (2011) 687-692.
- Xiaoguang TONG, Guangya ZHANG, Zhaoming WANG, Zhixin WEN, Yiping WU. Distribution and potential of global oil and gas resources. *Petroleum Exploration and Development*, Volume 45, Issue 4, August 2018, Pages 779-789.
- Xuewen Cao, Jiang Bian (2019). Supersonic separation technology for natural gas processing: A review. *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, Volume 136, February 2019, Pages 138-151.
- Yu, B., Cong, H., Zhao, X., 2012. Hybrid brominated sulfonated poly (2,6-diphenyl-1,4-phenylene oxide) and SiO₂ nanocomposite membranes for CO₂/N₂ separation. *Prog. Nat. Sci. Mater. Int* 22, 661–667.
- Yuriy Ivanov, Oleksandr Pyatnichko, Hennadiy Zhuk, Liliya Onopa, Mekhrzad Soltanibereshne (2017). Extraction of carbon dioxide from gas mixtures with amines absorbing process. *Energy Procedia*, Volume 128, September 2017, Pages 240-247.
- Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI). Principales preguntas frente al impuesto nacional al carbono y la solicitud de no causación por carbono neutralidad (Decreto 926 de 2017). <http://www.andi.com.co/Uploads/ABC%20del%20impuesto%20al%20carbono.pdf>