



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Manejo y Optimización de Gas
Hidrocarburo en Instalaciones
Costa Afuera**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera:

P R E S E N T A

GABRIELA ANDREA HERNÁNDEZ ESCUTIA

DIRECTOR DE TESIS

ING. JOSÉ ALBERTO CHÁVEZ GARDUÑO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

La Esperanza es desear que algo suceda,

La Fe es creer que va a suceder y la

Valentía es hacer que suceda.

-Anónimo-

Declaración de autenticidad.

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y o incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Gabriela Andrea Hernández Escutia, México, CDMX, 2018.

Agradecimientos.

A mi abuelo por enseñarme lo grandioso de elegir una carrera en la Facultad de Ingeniería, por apoyarme en mis elecciones y por estar conmigo en cada momento hasta el día de su muerte, agradezco enormemente su impacto en mi vida y le dedico este trabajo, esperando que donde quiera que este, se sienta orgulloso de mi.

A mis padres y familia, quienes a pesar de nuestras diferencias de pensamiento, siempre hemos permanecido juntos para apoyarnos en cualquier adversidad, por haberme forjado como una persona con valores y agallas; por su peculiar manera de motivarme a alcanzar mis anhelos y objetivos.

A mi Universidad, mi segundo hogar, que me dio todas las herramientas para convertirme en una profesionista capaz, que me brindó la oportunidad de conocer personas increíbles, que me formaron como estudiante y como persona, agradezco a todos aquellos partícipes en mi formación, profesores y amigos, que confiaron en mí y que cada uno contribuyo de manera especial, en esta carrera.

A mi “Petro-club”, Irina Lira Padilla y Sarahi Maya Aldana por estar en cada momento de la carrera conmigo, por apoyarme en todo, en cualquier problema, en cualquier situación tanto académica o económica, porque sin ellas nada de esto sería posible, por demostrarme lo que es una amistad verdadera y duradera, por aguantar mis berrinches, enojos y tonterías. Las amo, hermanas.

A Samantha López Muñoz, por enseñarme que la familia no siempre es de sangre, por estar siempre a mi lado y apoyarme en cada momento.

A mi tutor, el Ingeniero Alberto Chávez Garduño por guiarme a lo largo de este proceso, gracias a su ayuda, dedicación y confianza pude terminar mi Tesis

A Carlos Pablo, Ernestina Baez y Gibran Cortina, por su apoyo, interés y consejos para la elaboración de mi trabajo, porque sin ellos el proceso hubiera sido más difícil y largo.

Infinitas gracias, a todos y cada uno de los que me acompañaron en ésta travesía, por su apoyo incondicional y comprensión, por aguantar todas mis locuras y enojos y aún seguir a mi lado, porque sé que no fue fácil.

Mi eterno agradecimiento.

GABRIELA ESCUTIA

Contenido

ÍNDICE DE FIGURAS.....	i
ÍNDICE DE TABLAS.....	iv
OBJETIVO.....	v
ALCANCES.....	v
JUSTIFICACIÓN.....	v
RESUMEN.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	viii
Capítulo I. GAS NATURAL.....	1
1.1 Origen del gas Amargo.....	1
1.1.2 Ubicación del Gas Amargo.....	1
1.2. Fuentes de Gas Amargo.....	3
1.2.1 Yacimientos de gas convencionales y no convencionales.....	4
1.2.1.1 Yacimientos convencionales.....	4
1.2.1.2 Yacimientos no Convencionales.....	4
1.2.1.2.1 Tipos de yacimientos no convencionales.....	5
1.3.-Composición del Gas Amargo.....	6
1.4.-Propiedades fundamentales de un Gas.....	8
1.4.1- Gas Ideal.....	8
1.4.1.1 Ecuación de Boyle.....	9
1.4.1.2 Ecuación de Charles.....	9
1.4.1.3 Ley de Avogadro.....	10
1.4.2 Constante Universal.....	10
1.4.3. Densidad relativa de un gas ideal.....	10
1.4.4 Volumen específico.....	11
1.4.5 Factor de Compresibilidad (Z).....	11
1.4.6 Análisis PVT.....	12

1.4.6.1 Agotamiento a volumen constante (CVD).....	13
1.4.6.2 Expansión a composición constante.....	14
1.4.6.3 Liberación Diferencial.....	15
1.4.7 Factor de volumen del Gas.....	16
1.4.8 Coeficiente de Compresibilidad isotérmico del gas.....	17
1.4.9 Viscosidad.....	18
1.4.10 Calor específico.....	19
Capítulo II. MANEJO DEL GAS.....	20
2.1 Sistema Integral de Producción.....	21
2.1.1 Caídas de Presión en el Sistema de Producción.....	24
2.1.2 Análisis Nodal.....	26
2.2 Muestreo de fluidos.....	27
2.2.1 Tipos de muestreo en tuberías de conducción.....	29
2.2.2 Análisis de las muestras obtenidas.....	29
2.3 Recolección de la Producción.....	33
2.3.1 Sistemas de recolección.....	33
2.3.1.1 Clasificación de Ductos.....	33
2.3.2 Flujo en Tuberías.....	34
2.3.3 Arreglos de los sistemas de recolección.....	34
2.3.3.2 Arreglo Axial.....	35
2.3.4 Componentes principales de un Sistema de Recolección de Gas.....	36
2.3.5 Múltiple de Recolección.....	38
2.4 Separación de los Fluidos.....	38
2.4.1 Condiciones Operativas que influyen en la necesidad de la separación.....	40
2.4.2 Equipos de Separación más utilizados en la Industria.....	41
2.4.3 Sistema de Separación.....	43
2.4.4 Componentes Básicos de un Separador.....	44

2.4.5 Secciones de un Separador.....	44
2.4.6 Fundamentos Esenciales para la Separación de la Mezcla.	45
2.4.6.1 Separación por Gravedad.	45
2.4.6.2 Separación por Fuerza Centrífuga.....	45
2.4.6.3 Separación por Choque.	45
2.4.7 Clasificación de los Separadores.....	45
2.4.7.1. Separador Horizontal.	46
2.4.7.2 Separador Vertical.....	47
2.4.7.3 Separador esférico.....	49
2.4.8 Ventajas y Desventajas de los Tipos de Separadores.....	50
2.4.9 Etapas de Separación de fases en el Separador.....	51
2.5 Transporte y Tratamiento del Gas.....	51
2.5.1. Rectificadores de Gas.....	51
2.5.2 Filtrado.....	52
2.5.3 Endulzamiento del Gas.....	53
2.5.3.1 Proceso de Absorción química con aminas.....	54
2.5.3.2 Plantas de Azufre	55
2.5.3.2.1 Proceso Claus.	55
2.5.3.2.2 Proceso Claus combustión parcial (un solo paso).....	56
2.5.3.2.3 Proceso Claus Modificado.....	56
2.5.3.3 Proceso Criogénico.....	57
2.5.4 Deshidratación del Gas.....	58
2.5.4.1 Deshidratación por Absorción.	59
2.5.4.2 Deshidratación por Adsorción.	59
2.5.5 Fraccionamiento.....	60
2.5.6 Compresión.....	61
2.5.6.1 Planta compresora	61

2.6 Medición de Fluidos Petroleros.....	65
2.6.1. Propósitos de la implementación de Instrumentos de medición.....	65
2.6.1.1. Estándares de la Industria del Gas.....	66
2.6.2 Instrumentos de Medición.....	66
2.6.2.1Tipos de medidores.....	67
2.6.3 Medición de la Humedad del gas.....	70
2.6.4 Medición de quema y venteo.....	70
2.7 Almacenamiento de Gas Producido.....	71
2.7.1 Cavernas Salinas.....	72
2.7.2 Acuíferos Confinados.....	73
2.7.3 Yacimientos Agotados de Hidrocarburos.....	74
Capítulo III. UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	76
3.1 Importancia de la Calidad del Gas.....	76
3.2 Quema del Gas Producido.....	77
3.3 Inyección de Gas.....	78
3.3.1 Sistemas Artificiales de Producción.....	79
3.3.1.1 Bombeo Neumático.....	80
3.3.1.2 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.....	90
3.3.2 Tecnología de Inyección de CO ₂	99
3.4. Generación de energía Eléctrica.....	99
Capítulo IV. COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	101
4.1 Organismos Involucrados, en materia de GAS NATURAL.....	102
4.2. Características Técnicas y elementos de la Cadena de Valor del Gas Natural. ...	104
4.2.1 Costo de Producción del GAS NATURAL.....	105
4.2.1.1 Clasificación de los Costos de Producción.....	106
4.2.2. Comercio Internacional del GAS NATURAL.....	107
4.2.2.1. Importación de Gas Natural por Punto de interconexión 2016.....	110

4.3 Elementos y Comportamiento del mercado físico del GAS NATURAL	112
4.3.1 Mercados Financieros.....	112
4.3.2. Transporte.	114
4.4 Panorama nacional del mercado del Gas Natural.	116
4.4.1. Importación de Gas Natural en México.	117
4.5 Regulación del GAS NATURAL.	119
4.5.1 Precios del Gas Natural.	123
4.5.1.1. Proveedores de Información de precios de GAS NATURAL.	125
Capítulo V. MANEJO Y OPTIMIZACIÓN DE GAS HIDROCARBURO EN UNA INSTALACIÓN COSTA AFUERA.	126
5.1 Localización y Características.....	126
5.2 Equipo.	127
5.2.1 Separación de los Fluidos Producidos.	129
5.2.2 Implementación de un Sistema Artificial de Bombeo Neumático.	130
5.2.3 Sistema de Fuerza.	132
5.3 Centro Operativo F.P.S.O.	132
5.4 Acciones Implementadas para el Aprovechamiento de GAS NATURAL.....	133
5.4.1 Optimización de Pozos y Manejo de Gas de proceso.	138
5.5 Recomendaciones.....	141
Capítulo VI. CONCLUSIONES.....	143
BIBLIOGRAFÍAS	145

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Fig. 1. 1 Elementos Básicos de una Trampa, Oscar Ferrer	2
Fig. 1. 2 Reservas de Gas en el Mundo. (CIA World Factbook, 2017)	3
Fig. 1. 3 Clasificación de recursos convencionales y no convencionales	4
Fig. 1. 4 Pirámide de las Fuentes de Gas Amargo. (Castillo, 2016).	6
Fig. 1. 5 Componentes principales encontrados en el Gas Amargo.	7
Fig. 1. 6 Comportamiento del factor z en función de la presión a temperatura constante. 12	
Fig. 1. 7 Representación de la prueba de Agotamiento a vol. const. Gas y Condensado. 14	
Fig. 1. 8 Representación del proceso de Expansión a Composición Constante.	15
Fig. 1. 9 Representación esquemática de la prueba de Liberación Diferencial.	15
Fig. 1. 10 Comportamiento Gráfico del Bg. (Ferrera, 2015)	17
Fig. 1. 11 Comportamiento del Cg, con respecto a la P, T constante. (Hernández, 2005) 18	
Fig. 1. 12 Comportamiento de la μ_g , respecto a p, a diferentes temperaturas.	19

CAPÍTULO II

Fig. 2. 1 Cadena de Valor del Gas Natural.	20
Fig. 2. 2 Representación de la Conducción y Manejo del Gas Natural.	21
Fig. 2. 3 Componentes principales del Sistema Integral de Producción.	22
Fig. 2. 4 Árbol de Válvulas. (Cabrera, 1984)	24
Fig. 2. 5 Pérdidas de Presión por fricción en el Sistema Integral de Producción.	25
Fig. 2. 6 Caída de Presión en el S.I.P.	26
Fig. 2. 7 Representación Gráfica de las curvas Inflow y Outflow en el Análisis Nodal.	27
Fig. 2. 8 Clasificación de los métodos cromatográficos	30
Fig. 2. 9 Cromatógrafo de Gas.	32
Fig. 2. 10 Diagrama de un Arreglo Radial (Medina Cardenas & Mora Herreta , 2009).	35
Fig. 2. 11 Arreglo Axial. (Medina Cardenas & Mora Herreta , 2009).	35
Fig. 2. 12 Cabezal de pozo	38
Fig. 2. 13 Etapas de Procesamiento del Gas Natural (Kidnay, 2007).	40
Fig. 2. 14 Diagrama de Tubería Múltiple Slug Catcher (Gulf Energy , 2018)	42
Fig. 2. 15 Clasificación de los Separadores (Rodríguez M, Mauricio F, 2006).	46
Fig. 2. 16 Esquemización de un Separador Horizontal. (Cabrera, 1984)	47

Fig. 2. 17 Esquema de un Separador Vertical. (Cabrera, 1984)	48
Fig. 2. 18 Separador Esférico Típico.....	49
Fig. 2. 19 Diagrama de Flujo sobre la desacidificación del gas. (Anónimo, 2014)	54
Fig. 2. 20 Diagrama del Proceso Claus (Escalona, 2009).....	56
Fig. 2. 21 Diagrama de un Proceso Criogénico.....	57
Fig. 2. 22 Esquema de una Planta Deshidratadora con Glicol	60
Fig. 2. 23 Diagrama de un Proceso de Fraccionamiento.	61
Fig. 2. 24 Tipos de Compresores. (Federico Strada, Alejandro Casale, 2008)	63
Fig. 2. 25 Esquema de compresores con mayor relevancia en la Industria	63
Fig. 2. 26 Tipos de Placas de Orificio (Endress+Hauser, 2011)	67
Fig. 2. 27 Diagrama de un medidor, Tubo Venturi.....	68
Fig. 2. 28 Esquematzación de la medición de flujo Utilizando un Tubo Pitot	68
Fig. 2. 29 Diagrama del Efecto Doppler en un Tubería. (Valdés, 2017)	69
Fig. 2. 30 Diagrama de un Medidor de Flujo Tipo Turbina. (Valdés, 2017)	69
Fig. 2. 31 Tipos de Almacenamiento. (SENER, 2018)	71
Fig. 2. 32 Configuración Típica de una Caverna Salina. (SENER, 2018).	73
Fig. 2. 33 Diagrama representativo del Almacenamiento de un Acuífero Confinado.	74
Fig. 2. 34 Diagrama de Almacenamiento en yacimientos Agotados de Hidrocarburos.....	75

CAPITULO III

Fig. 3. 1 Inyección de Gas.....	79
Fig. 3. 2 Partes Fundamentales de un Sistema de Bombeo Neumático.	80
Fig. 3. 3 Principio de Operación del Bombeo Neumático.....	81
Fig. 3. 4 Infraestructura del Bombeo Neumático Continuo.....	85
Fig. 3. 5 Esquematzación del Bombeo Neumático Continuo. (Armijo, 2014)	86
Fig. 3. 6 Bombeo Neumático Intermitente.	88
Fig. 3. 7 Instalación Típica de un Sistema BEC.....	91
Fig. 3. 8 Separador de Gas de un Sistema BEC.....	95
Fig. 3. 9 Sistema de Ciclo Simple para generar energía eléctrica.	100

CAPITULO IV

Fig. 4. 1 Organismos Involucrados en la Regulación del GAS NATURAL.	104
Fig. 4. 2 Gráfico del Consumo de Energía a Nivel Mundial(British Petroleum , 2017)	108
Fig. 4. 3 Interconexiones de G.N. Con Estados Unidos.	110
Fig. 4. 4 Tipos de Mercados Financieros	113
Fig. 4. 5 Demanda de Combustibles en el Sector Industrial, 2016.	117
Fig. 4. 6 Importación Histórica del Gas Natural. (SENER, 2017)	119
Fig. 4. 7 Confirmación del SISTRANGAS, 2016(CENAGAS, 2016).	120

CAPITULO V

Fig. 5. 1 Instalaciones de Distribución de Crudo y Gas.	127
Fig. 5. 2 Centro de Proceso Zaap-C	128
Fig. 5. 3 Diagrama esquemático del Flujo de Proceso de la Plataforma PP-Zaap-C	130
Fig. 5. 4 Cabezales de Inyección de N2, pozos 1001 y 7DA (PEMEX, 2018)	131
Fig. 5. 5 Fotografía del Buque Yùum K'ak 'Naab "El señor del Mar".	133
Fig. 5. 6 Beneficio de las Actividades Correctivas para el Aprovechamiento del GN	138
Fig. 5. 7 Diagrama General de Proceso de Gas, Zaap-C.	140

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1 Porcentaje de los componentes más frecuentes en un yacimiento de gas.	8
Tabla 2 Ventajas y Desventajas de los Separadores Horizontales.....	50
Tabla 3 Ventajas y Desventajas de los Separadores Verticales.....	50
Tabla 4 Tipos de Almacenamiento.....	72
Tabla 5 Rangos de Aplicación de un Sistema de Bombeo Neumático Continuo.	87
Tabla 6 Tabla de Especificaciones para comercialización del gas natural.NOM-001- SECRE-2010.	122
Tabla 7 Listado de equipo de la plataforma PB-Zaap-C.	128
Tabla 8 Actividades de Aprovechamiento de GAS NATURAL, 2017.	137

OBJETIVO.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una revisión de la literatura de los conceptos teóricos y técnicos del gas hidrocarburo asociado al aceite que se extrae en instalaciones costa afuera, dando énfasis en las estrategias implementadas para la optimización de este recurso.

ALCANCES

Los alcances de este trabajo son:

- Realizar una revisión de la literatura acerca de los conceptos básicos del gas.
- Realizar una revisión de la literatura de los sistemas y equipos que se utilizan en el manejo, transporte y medición del gas en instalaciones costa afuera.
- Realizar una revisión de la literatura de los Sistemas Artificiales de Producción que se utilizan en la explotación de pozos.
- Realizar una revisión de la literatura de las estrategias que se han implementado en Instalaciones Costa Afuera en México, para incrementar la optimización del Índice de Aprovechamiento del Gas.

JUSTIFICACIÓN.

Debido al incremento en el consumo de energía de gas natural, en los últimos años en México se ha vuelto de vital importancia el manejo y procesamiento de este recurso, evitando su venteo hacia la atmósfera e incrementando el índice de aprovechamiento de gas (IAG), sometiéndolo a diferentes procesos desde su extracción hasta su venta.

RESUMEN

Por la economía que implica la extracción, producción y procesamiento del gas natural y debido a la creciente demanda de energía, este recurso posee la capacidad de sustituir el combustible convencional, por lo que la quema, el venteo y desaprovechamiento de éste deja de ser un camino viable en la industria Petrolera. Hasta hace poco las empresas productoras de aceite preferían producir mayor cantidad de hidrocarburos líquidos que evitar una quema excesiva de gas natural por encima de lo que se tenía programado.

Hoy en día el Órgano Regulador en México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) vigila y sanciona las actividades de Petróleos Mexicanos, así como, a las empresas extranjeras que se encuentran explotando nuestros recursos, con respecto al máximo aprovechamiento de este combustible alterno, ya sea para su venta, reinyección o como energía misma.

Dada la necesidad de tener una visión estratégica para la expansión de la industria en materia de Gas Natural se han implementado normas y sanciones económicas que buscan construir un sector energético confiable con la capacidad de tener un impacto económico y ambiental en el país y el mundo.

Por ello en este trabajo se hace un análisis de los procedimientos que se han implementado en una instalación Costa Afuera, para la optimización y manejo del gas natural con el fin de aumentar su rentabilidad y maximizar su recuperación. Analizando de cada uno de los elementos del procesamiento de gas natural necesarios para la producción óptima del recurso, iniciando en su extracción, tratamiento y transporte y llegando a un análisis económico a través de las acciones implementadas por Pemex para el aprovechamiento del gas. Siendo Cantarell y Ku-Maloob-Zaap los dos activos integrales que han tenido mayor impacto en la reducción de la quema y venteo, a comparación de años anteriores.

Razón por la cual es de vital importancia cambiar la idea de una sola forma de energía sustentable y redituable. Haciendo énfasis en la necesidad de invertir en la infraestructura óptima para aprovechar, conservar y transferir el gas natural que se va extrayendo, tomando en cuenta la gran cantidad de reservas que México posee y su posición en el mundo. Considerando que es un combustible alterno relativamente más económico que otros, donde la industria cuenta con la capacidad de obtener tecnología e información para poder sustentar este tipo de energía, comenzando por considerarlo como un recurso económicamente rentable y no solo una herramienta más para aumentar la producción de crudo.

Como consecuencia de las actividades realizadas en años anteriores, la optimización del manejo del gas natural se convierte en una inversión enteramente razonable y de gran relevancia en el mundo.

INTRODUCCIÓN

A través del tiempo, la demanda de producción de aceite en el mundo es cada vez mayor, provocando una declinación acelerada en las reservas de este combustible. Por ello, en la actualidad, la industria se ha visto en la necesidad de buscar vías alternas que satisfagan la demanda actual de energía.

Hoy en día el Gas Natural es considerado una de las principales fuentes de energía con mayor relevancia, debido a una posición estratégica en la economía nacional, con la capacidad de sustituir masivamente al carbón y a los petrolíferos en distintos usos, tanto industrial, comercial o doméstico. Debido a esta demanda la Ingeniería Petrolera ha buscado nuevas tecnologías para la exploración, explotación, producción, tratamiento, almacenamiento, distribución y comercialización de este recurso.

El gas natural es una mezcla de gases ácidos, gases hidrocarburos e impurezas, por lo que para 1995 se crearon reformas legales e institucionales para el transporte, almacenamiento y distribución a cargo de la CRE (Comisión Reguladora de Energía), obteniendo como resultados una nueva industria con un gran crecimiento dinámico con participación tanto privada como pública, así como una nueva infraestructura, inversiones en marcha, competencia, suministro a nuevos usuarios, entre otros.

A su vez la ingeniería de producción es el área encargada del manejo y conducción de los gases hidrocarburos del yacimiento a las áreas de almacenamiento y distribución donde los ingenieros de producción son los encargados del diseño de instalaciones superficiales y optimización de los pozos. Por medio de distintas herramientas que ayudaran mantener un gasto de producción optimizado, una planeación en las inversiones, reducción en las pérdidas por transmisión y de energía por medio del autoconsumo para el mantenimiento de desarrollo de los pozos, afectando menos al medio ambiente.

El activo Ku-Maloob-Zaap, compuesto por los campos Ayatsil, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap fue sancionado para el 2016 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos debido al incumplimiento de aprovechamiento de gas, por lo que este activo se vio en la necesidad de invertir en acciones correctivas obteniendo como resultado una reducción en la quema y venteo de este recurso en un 55% en la primera mitad del 2017, así mismo se importó el 81% del gas natural que se consumió en el país, según datos del órgano regulador CNH.

Estas acciones correctivas benefician económicamente al propio activo y demuestran la capacidad e importancia de la optimización del manejo de Gas

Natural, por ello en este trabajo se realiza un análisis a Ku-Maloob-Zaap con énfasis en el centro de proceso Zaap-C visualizando el comportamiento, beneficios, problemas y características más relevantes, de la producción de esta fuente de energía alterna.

Capítulo I. GAS NATURAL.

1.1 Origen del gas Amargo

Al igual que el aceite y el carbón, el gas amargo es considerado una mezcla de hidrocarburos, obtenido del subsuelo. A pesar de que existe una gran variedad de teorías que explican el origen de estos combustibles fósiles no renovables, existen dos teorías con mayor aceptación:

La teoría “ORGÁNICA” desarrollada por Engler en 1911, ha sido hasta ahora la más reconocida por expertos en el tema, sostiene que debido a procesos de descomposición de materia orgánica animal y vegetal (organismos planctónicos), se han formado los componentes, Hidrógeno y Carbono, los cuales han sufrido transformaciones debido a las altas temperaturas, altas presiones y la ausencia de oxígeno por la acción bacteriana en el subsuelo a través de un tiempo geológico determinado. Todo esto se basa por la colocación de los mantos petroleros, que son encontrados en terrenos sedimentarios. (Servicio Geológico Mexicano, 2017).

Por otro lado, la teoría “INORGÁNICA” menciona que la formación de los combustibles fue por la interacción química entre el Hidrogeno y el Carbono por las altas presiones en capas de la tierra a grandes profundidades. Pero esta teoría no explica en su totalidad el origen del Gas Amargo. Esta teoría se le atribuyo a Berthelot Mendelejev.

En ambas teorías se explica que una vez formados los combustibles, estos migran a través del medio poroso o fracturas hacia las zonas de menor presión (arriba) hasta llegar a la superficie o hasta quedar atrapados en los poros de la roca.

1.1.2 Ubicación del Gas Amargo

Posterior a su migración los depósitos quedan detenidos en trampas geológicas que permiten la acumulación de gas o aceite, debido a la característica que poseen donde una roca principal se ve limitada en tope y base por una roca sello que evita que el gas o aceite escapen. Las trampas se dividen en dos categorías, clasificadas por su origen:

- Estructural ya sean pliegues y fallas.
- Estratigráfico (lentes y acuñamiento o Combinada).

Cualquiera de estos tipos de trampas, se define como receptáculos cerrados que se encuentran situados en la corteza terrestre, estas cuentan con elementos que permiten la acumulación del gas y/o hidrocarburos tales como las rocas almacenadoras y sello. Se diferencian entre sí dependiendo su forma, tamaño, geometría cierre y área de drenaje. En la **figura 1.1** se describen los elementos que componen una trampa, la roca almacén, la roca sello y el cierre, los cuales en conjunto, se encargan de entrapar a los hidrocarburos.

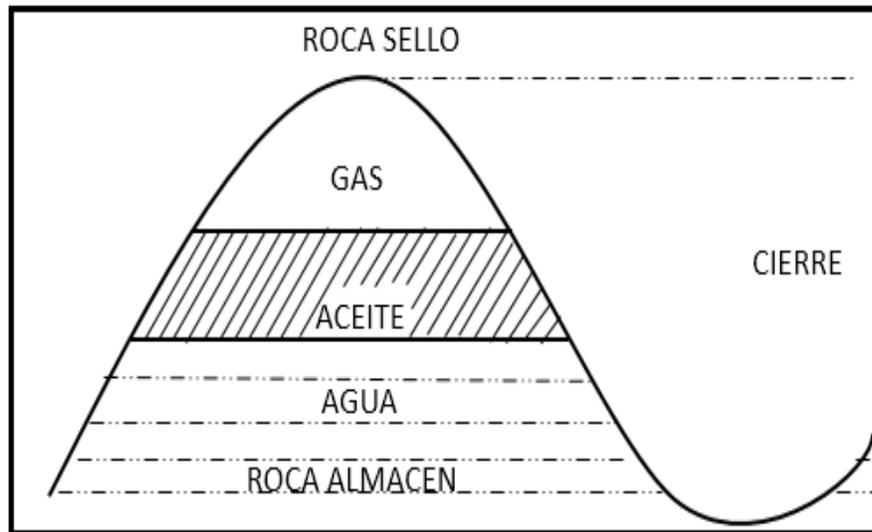


Fig. 1. 1 Elementos Básicos de una Trampa, Oscar Ferrer

El descubrimiento del Gas Amargo se dio por la exploración de yacimientos de hidrocarburos líquidos. Anteriormente los yacimientos gasíferos eran localizados por evidencia en la superficie, pero hoy en día la demanda de combustible ha aumentado; lo que ha vuelto necesario usar métodos más especializados para localizar estos yacimientos.

La búsqueda de gas amargo comienza con la ubicación geológica de los tipos de roca que se han encontrado usualmente cerca de los yacimientos de gas y aceite. Los métodos usados para la exploración de gas encierran los estudios sísmicos, los cuales son usados para estimar los lugares correctos para perforar. Estos estudios se usan para generar información aproximada de las formaciones subterráneas. El gas es posible encontrarlo en forma de casquete o disuelto en el aceite por lo que los métodos para su exploración y extracción varían, dependiendo, su historia de depósito, presiones y temperaturas y la edad del yacimiento.

En el mundo existe una variedad de reservas de gas y se encuentran distribuidas en áreas más extensas que las del aceite (**figura 1.2**).

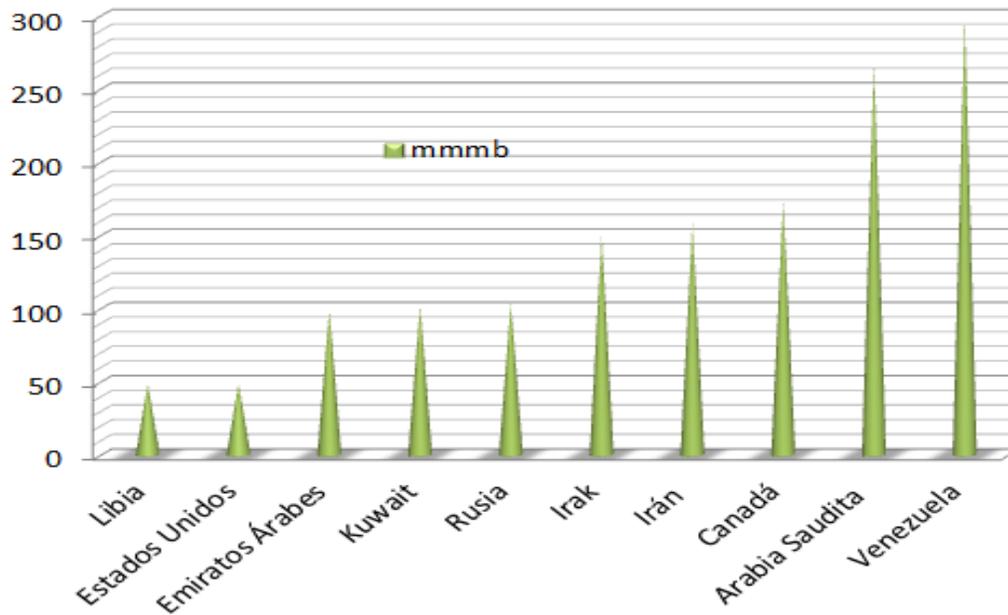


Fig. 1.2 Reservas de Gas en el Mundo. (CIA World Factbook, 2017)

1.2. Fuentes de Gas Amargo

El gas se encuentra en formaciones sub superficiales compuestas por areniscas, calizas o dolomías. Aunque la mayoría de los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, pueden llegar a tener gas asociado por lo que se les identifica por ser pobres en metano, pero con componentes pesados, ambos tipos de yacimientos ya sea con gas disuelto o asociado son encontrados de distintas maneras como gas libre o gas en solución con el aceite, aunque puede haber depósitos con estas características también existen otros que sólo son gasíferos.

Un yacimiento asociado es aquel que contiene aceite y gas en una forma conjunta, por lo que contiene grandes cantidades de hidrocarburos, tales como metano, etano, propano, butano y naftas. Y en el caso de que solo contenga gas entonces se le conoce como gas no asociado. En la **figura 1.3** se ejemplifica la clasificación de los yacimientos por tipo de formación, complejidad de extracción y así mismo, se muestran los diferentes tipos de hidrocarburos que pueden ser obtenidos de estos.

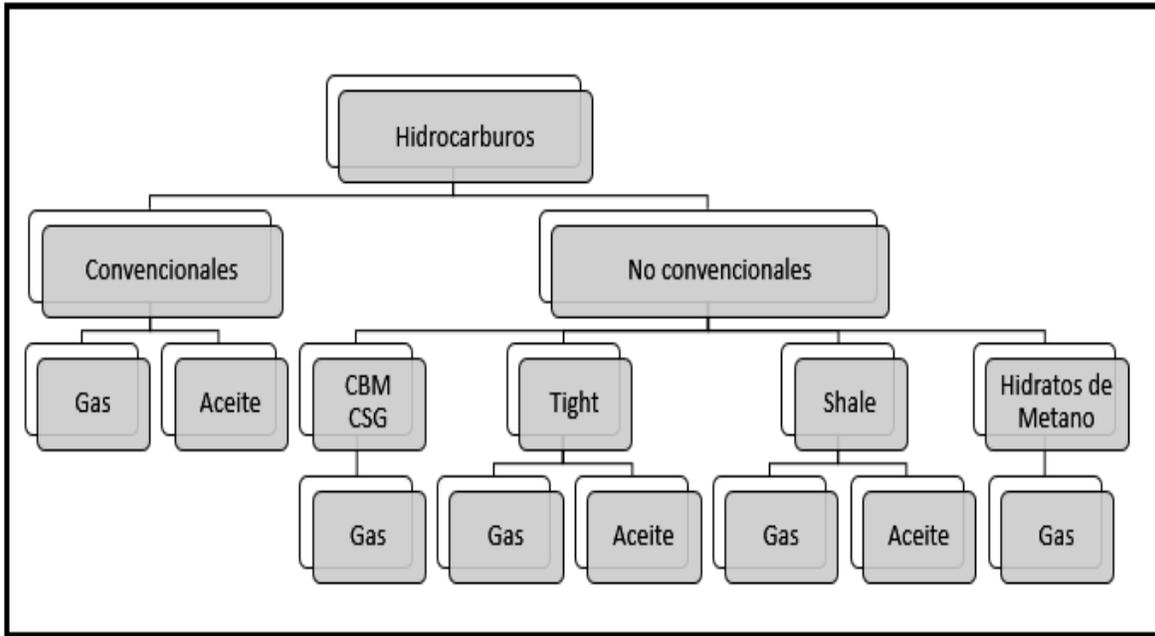


Fig. 1. 3 Clasificación de recursos convencionales y no convencionales, Alireza Bahadori, Ph.D. 2014.

1.2.1 Yacimientos de gas convencionales y no convencionales

1.2.1.1 Yacimientos convencionales

Los yacimientos de gas convencionales son aquellos en donde las fuerzas de flotabilidad hacen que los hidrocarburos se mantengan por debajo de una roca la cual actúa como sello y evitan que este migre a superficie. Del mismo modo permiten que el gas fluya con mayor facilidad al interior de los pozos. Para que ello suceda una de las características principales de este tipo de yacimientos consta en poseer una permeabilidad mayor de 0.1 mD, una temperatura mayor a 65° Celsius para que comience la generación de aceite y al ir aumentando la temperatura mayor petróleo gasificado se obtendrá.

Del mismo modo, conforme la profundidad aumenta, el aceite se vuelve más ligero lo cual significa que el gas coexiste con el aceite.

Los yacimientos convencionales poseen como característica el tener poros grandes bien conectados.

1.2.1.2 Yacimientos no Convencionales

Llamamos yacimientos “no convencionales” a aquellos que cuentan con características geológicas y tipo de roca especiales, dado que el hidrocarburo y/o

gas permanecen en la roca generadora y no migran hacia una roca almacenadora, que provocan retos operacionales y mayores costos. (Castillo, 2016)

Sin embargo, a pesar de los retos de los mismos, la menor cantidad de volúmenes de los yacimientos convencionales y la concentración de sus recursos, hace que los yacimientos no convencionales se vuelvan una alternativa viable para lograr una independencia económica, debido a su enorme potencial, a pesar de que su desarrollo depende de la tecnología y de los precios.

Dentro de sus características más importantes, se mencionan los siguientes aspectos:

- Una permeabilidad menor a 0.1 mD para productores de gas seco.
- Los hidrocarburos no son capaces de migrar.
- Se entrapan el aceite y/o gas en sitio.
- El yacimiento se autosella.
- Contenido energético bajo.
- Situados en áreas extensas.

A diferencia de los convencionales en este tipo de yacimientos no son necesarias las trampas estratigráficas para producir el gas de manera comercial. Estos representan una necesaria fuente de recursos ya que se encuentran en grandes volúmenes, así como este tipo de yacimientos se han encontrado en aquellos lugares donde ya se daban por agotados los recursos.

1.2.1.2.1 Tipos de yacimientos no convencionales

- **Coal Bed Methane (CBM):**
También conocido como Coal Seam Methane (CSM) o Coal Seam Gas (CSG), es el gas metano que se ubica adsorbido en capas de carbón, debido a su alto contenido de materia orgánica y las condiciones geológicas en donde se encuentra situado.
- **Hidratos de Gas:**
Son las moléculas del gas metano envueltas en moléculas de agua en forma de hielo cristalino. Situada en sedimentos marinos a profundidades mayores a 300m. Aún se consideran recursos no explotables debido a la falta de tecnología para su obtención y su alto contenido de contaminación (10 veces mayor al dióxido de carbono) y poco beneficio económico.
- **Shale gas**
Se le conoce como Shale gas al gas remanente en la roca generadora, comúnmente rocas arcillosas como lutitas, donde este gas no fue capaz de

migrar a una roca con mayor permeabilidad, cuenta con poros muy pequeños en los que difícilmente se encuentran conectados. Se caracterizan por tener un alto contenido en materia orgánica pero una permeabilidad bastante baja, por lo que su extracción se dificulta por el empleo de canales de flujo.

- **Tight gas**

Es el gas amargo encontrado en rocas con permeabilidades relativamente bajas, estimadas en 0.001 mD y con porosidad baja, en la que posee poros pequeños pobremente conectados, donde el gas no es capaz de fluir en mucho tiempo.

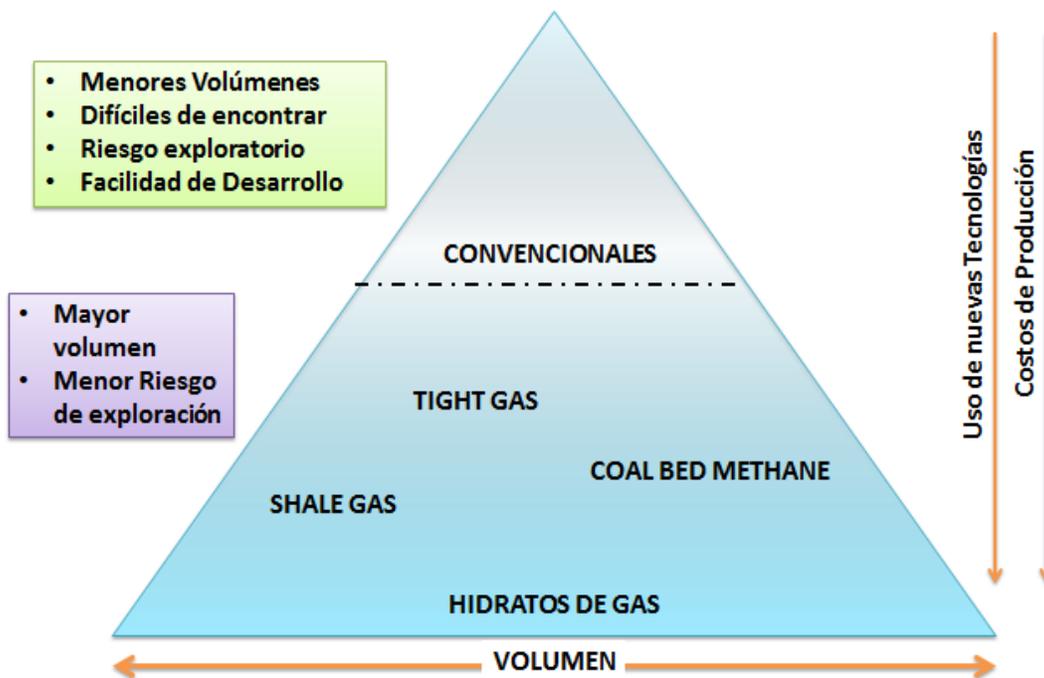


Fig. 1.4 Pirámide de las Fuentes de Gas Amargo. (Castillo, 2016).

1.3.-Composición del Gas Amargo

La composición del gas varía según el tipo de yacimiento en el cual se localiza, su profundidad y condiciones geológicas a su alrededor. Los yacimientos con mayor beneficio económico en el mundo que se encuentran alrededor de 3000m a 3500 m, teniendo como características los grados API°, encontrados entre 28° y 32 °, obteniendo de 500 a 1000 ft³/barril.

- Es considerado más liviano que el aire
- No posee olor
- No tiene color
- Y no contiene cantidades significantes de partes contaminantes

Como se muestra en la **figura 1.5** los componentes más comunes del gas amargo son:

Gases no hidrocarburos: Ácido Sulfhídrico, Dióxido de Carbono, Oxígeno y Nitrógeno.

Los gases hidrocarburos: Metano, Etano, Propano, Butano y Pentano.

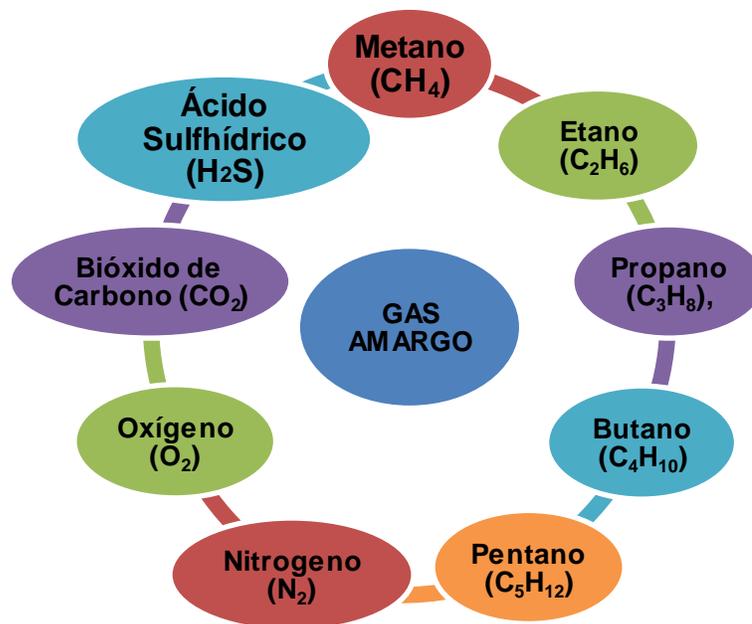


Fig. 1.5 Componentes principales encontrados en el Gas Amargo.

En la **Tabla 1** podemos observar cada uno de los componentes más comunes encontrados en el gas amargo con un porcentaje estimado según su clasificación.

En un principio se les denomina gas amargo debido a sus componentes principales. Los gases no hidrocarburos, tales como: Ácido Sulfhídrico (H_2S) y Bióxido de Carbono (CO_2). Así como una cantidad significativa de Metano (CH_4), con una menor cantidad de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}) entre otros, ya que es una mezcla inflamable que se encuentra en los yacimientos en estado gaseoso.

Tabla 1 Porcentaje de los componentes más frecuentes en un yacimiento de gas.

Componentes	Asociado	No Asociado
Metano (CH ₄)	95 – 98 %	60 – 80%
Etano (C ₂ H ₆)	1 - 3%	10 – 20%
Propano (C ₃ H ₈)	0.5 – 1%	5 – 12%
Butano (C ₄ H ₁₀)	0.2 – 0.5%	2 – 5%
Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.2 – 0.5%	1 -3%
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0 – 8%	0 – 8%
Nitrógeno (N ₂)	0 – 5%	0 – 5%
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	0 – 5%	0 – 5%
Oros	Trazas	Trazas

1.4.-Propiedades fundamentales de un Gas.

1.4.1- Gas Ideal

Debido a la dificultad para describir de manera exacta el comportamiento de un gas real, es creada la idea de un gas ideal o perfecto, el cual es un gas hipotético creado como una aproximación para modelar y predecir el comportamiento de los gases reales, que, al estar compuesto por varias moléculas, posee ciertas propiedades tales como (Castillo, 2016):

1. Las moléculas de un gas ideal, son iguales y el volumen que ocupan las moléculas es insignificante, ya que se propagan en una gran región del espacio.
2. No existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas, las únicas interacciones que lo componen son las colisiones elásticas entre ellas y con las paredes del contenedor, por lo que no hay pérdida de energía.

La presión, la Temperatura y el volumen de un gas ideal se encuentran relacionados entre sí bajo la ecuación llamada **ley del gas ideal**.

$$PV = nRT \quad (1.1)$$

Donde se **V** es el volumen ocupado de **n** moles de gas, a cierta temperatura **T** y una presión **P** dada.

n es la relación obtenida de la masa **m** sobre la masa molecular **M**, y es representada de la siguiente manera:

$$n = \frac{m}{M} \quad (1.2)$$

1.4.1.1 Ecuación de Boyle

En el año de 1660, Robert Boyle encontró de manera experimental que, si se mantiene la temperatura y la cantidad de materia constantes, de una determinada de masa gas, el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión.

$$V \propto \frac{1}{p} \quad (1.3)$$

$$Vp = cte \quad (T \text{ y } m \text{ cte}) \quad (1.4)$$

Del mismo modo observó que esta relación es inalterable a cualquier presión y volumen por lo que la ley de Boyle puede re escribirse de la siguiente manera, en donde los subíndices 1 y 2 se refiere a dos estados diferentes a una misma temperatura

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (1.5)$$

Aunque para el gas real, el producto de la ecuación de Boyle cumple aproximadamente, aunque la presión varía un poco.

1.4.1.2 Ecuación de Charles

Para el año de 1787 de manera experimental Jack Charles pudo comprobar que la temperatura era directamente proporcional al volumen de un gas ideal, al mantener la presión constante en una determinada masa de gas.

$$V \propto T \quad (1.6)$$

Dicho en otras palabras, si no cambia la cantidad de gas y la presión, el cociente entre la masa y el volumen de un gas ideal permanecen constantes, lo que puede ser expresado matemáticamente de la siguiente manera, tomando en consideración que 1 y 2 es referido a dos estados diferentes:

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad (1.7)$$

1.4.1.3 Ley de Avogadro

Amadeo Avogadro descubrió experimentalmente, que el volumen de un gas depende no sólo de la presión y de la temperatura, sino del mismo modo de la cantidad de gas, en donde se tiene una presión y temperatura dadas, se observa la misma cantidad de moléculas en el volumen de un gas ideal. Por lo que determino que por cada libra-mole en un gas ideal hay 2.73×10^{26} moléculas.

Con lo anterior visto podemos describir la Ecuación de Estado para Gases ideales en función de la densidad, de la siguiente manera:

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (1.8)$$

1.4.2 Constante Universal

También llamada R es utilizada como constante universal de los gases, sus unidades se encuentran en función de las variables que lo conforman. Para las unidades base una lb_m-mol de un gas ideal ocupa 378.6 ft³ a 519.67 °R (60°F) y 14.73 lb/pg², consideradas condiciones estándar, obteniendo:

$$R = \frac{PV}{nT} = \frac{\left(14.73 \frac{lb}{pg^2} abs\right) * (378.6 ft^3)}{(1 lbm-mol) * (519.67)} = 10.731 \left(\frac{\frac{lb}{pg^2} abs-ft^3}{lbm-mol-^{\circ}R} \right) \quad (1.9)$$

1.4.3. Densidad relativa de un gas ideal

La densidad relativa puede describirse como la relación entre el peso específico de un gas a una presión y temperatura dada, respecto al peso específico de una sustancia de referencia como el aire para los gases y el agua para los líquidos y sólidos.

Tomando a ambos gases como ideales y en función de la densidad obtenemos:

$$\gamma = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} = \frac{\left(\frac{pM}{RT}\right)_{gas}}{\left(\frac{pM}{RT}\right)_{aire}} \quad (1.10)$$

De este modo consideramos a la densidad relativa como adimensional

$$[S] = \left[\frac{\frac{F}{L^3}}{\frac{F}{L^3}} \right] = 1 \quad (1.11)$$

1.4.4 Volumen específico

Es el volumen ocupado por una unidad de masa de un material y es definido como:

$$V_e = \frac{V}{M} \quad (1.12)$$

$$pV_e = \frac{RT}{M} \quad (1.13)$$

1.4.5 Factor de Compresibilidad (Z)

Dicha ecuación para gas ideal funciona en la mayoría de los gases a condiciones estándar, pero cuando varía la presión es necesario cambiarla debido a que el gas tiende a comprimirse más o menos de lo que indica la ley de gas ideal. Dicho de otra manera, cuando el gas real es sometido a presiones moderadas con temperaturas próximas a la temperatura crítica el gas se comprime más y a presiones altas el gas se comprime menos de lo que debería según la ecuación para gas ideal. (Ferrera, 2015)

Para poder ajustar la ecuación a un gas real es necesario el uso de una variable llamada factor de compresibilidad o factor de desviación "Z".

$$Z = \frac{\text{Volumen Real del Gas}}{\text{Volumen Ideal}} \quad (1.14)$$

El ajuste de la ecuación es vital importancia para el cálculo de diversas propiedades del gas, tales como compresibilidad, viscosidad, densidad y/o volumen, las cuales son indispensables en los cálculos para la conducción y manejo del gas en superficie.

En la **Figura 1.6** se muestra el comportamiento del factor Z en función de la presión, observándose que, para Z=1 se refiere a un gas ideal debido a que no se presenta una desviación (Presión cerca de cero), mientras que para un gases reales puede obtenerse un valor mayor o menor que 1. A bajas presiones, el factor

de desviación tiende a ser negativo y a altas presiones, el factor de desviación tiende a ser positivo.

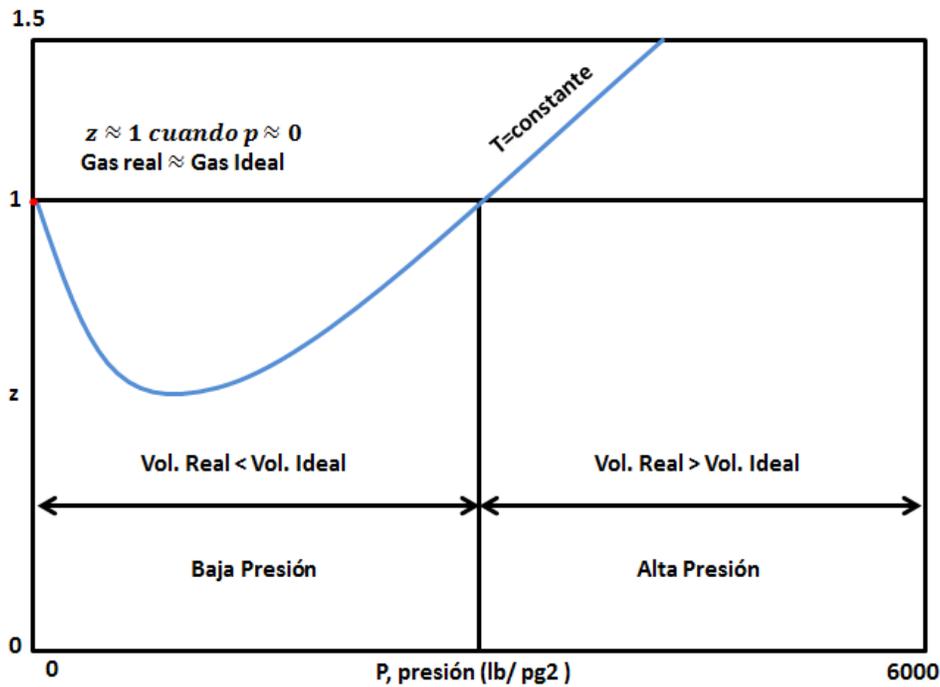


Fig. 1.6 Comportamiento del factor de desviación en función de la presión a temperatura constante. (Hernández, 2005)

Por lo que la ecuación empleada en la industria para un gas real es la ecuación de Van der Waals

$$pV = ZnRT \tag{1.15}$$

1.4.6 Análisis PVT

Son un conjunto de pruebas necesarias, realizadas en laboratorio en las que se varía la presión, volumen y temperatura para obtener las propiedades de los fluidos que posee un yacimiento, con el fin de conocer el comportamiento que tendrán dichos fluidos desde el yacimiento hasta la refinera. La información obtenida a través de las pruebas se provee información de gran relevancia para la producción del yacimiento o los factores volumétricos. (Gutierrez, 2014)

Cuando los fluidos (gas y aceite) se producen desde el yacimiento existen cambios, los cuales se encuentran sujetos a la Presión, Temperatura y Composición por lo que se ve afectado el comportamiento volumétrico, del fluido contenido. Estas pruebas son de vital importancia para poder simular el comportamiento termodinámico de los fluidos ya sea a las condiciones del yacimiento que lo contiene o a las condiciones de superficie, del mismo modo son

de gran importancia para actividades de ingeniería de yacimientos y diseño de instalaciones.

Durante este análisis, pueden obtenerse diferentes propiedades del gas, tales como:

- Gravedad del gas libre.
- Gravedad específica del gas disuelto.
- Solubilidad del gas.
- Presión de burbuja.
- Factor volumétrico de formación del Gas.
- Densidad del Gas.
- Factor de compresibilidad z.

Existen diferentes tipos de métodos estándar, simulados en laboratorio los cuales representan la separación gas-liquido de la producción de gas y condensado desde que se encuentra en el yacimiento hasta que llega a los separadores. (Rojas, 2009)

1.4.6.1 Agotamiento a volumen constante (CVD).

Utilizada para aceite volátil y gas y condensado, este tipo de prueba consiste en mantener la temperatura por debajo de la Cricondenterma, variando la presión a volumen constante. Durante este procedimiento se remueve gas para que así se asegure que el volumen total de la mezcla siempre sea el mismo.

Durante la prueba la celda posee una válvula que permite la extracción del gas. Como se muestra en la **figura 1.7** se comienza esta prueba con una presión igual a la presión de saturación y se va variando. Al disminuir la presión se incrementa el volumen provocando la separación de dos fases en la celda. Posteriormente por medio de la extracción del gas se mantiene la presión constante después de reducir el volumen al volumen de saturación. Así se registra el gas depresionado como relación inicial de la celda y el líquido como una relación del volumen a la presión de burbuja. (Gutierrez, 2014)

Por este proceso se obtiene:

- Composiciones del Gas.
- Viscosidad del Gas.
- Factor de Compresibilidad de la fase líquida y gaseosa.

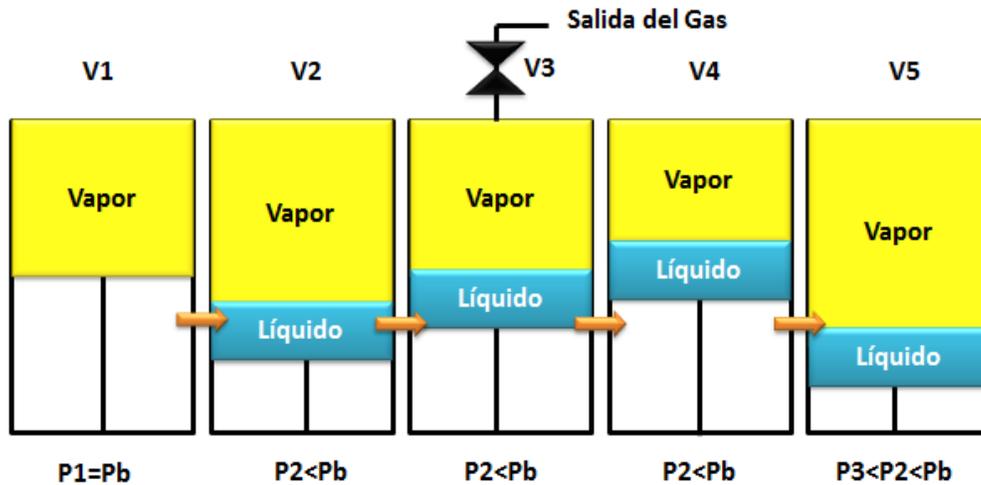


Fig. 1.7 Representación de la prueba de Agotamiento a volumen constante en Gas y Condensado.

1.4.6.2 Expansión a composición constante.

Conocida como liberación Flash, esta prueba es utilizada para gas y condensado y petróleos crudos, la cual es descrita como un proceso en el que la masa y la temperatura se mantienen constantes disminuyendo la presión en el contenedor y midiendo el volumen en él. El contenedor es agitado constantemente para cerciorar que el contenido se encuentra en equilibrio.

En la **figura 1.8** se representa el proceso de la prueba PVT donde se coloca una muestra de fluido en una celda, se establece la temperatura del yacimiento a una serie de variaciones de presión. Cuando el volumen de la celda crece la composición permanece constante. En un inicio se tiene en la celda gas y condensado con una presión mayor a la de burbuja, mientras se disminuye la presión, el gas se expande hasta que llega al P_b . el aceite ese expande isotérmicamente en etapas hasta que llega a la presión de burbuja y luego por debajo de ella. (Lesly, 2016)

Por este proceso se busca obtener:

- Presión de saturación.
- Coeficientes isotérmicos de compresibilidad.
- Volumen relativo en función de la presión.

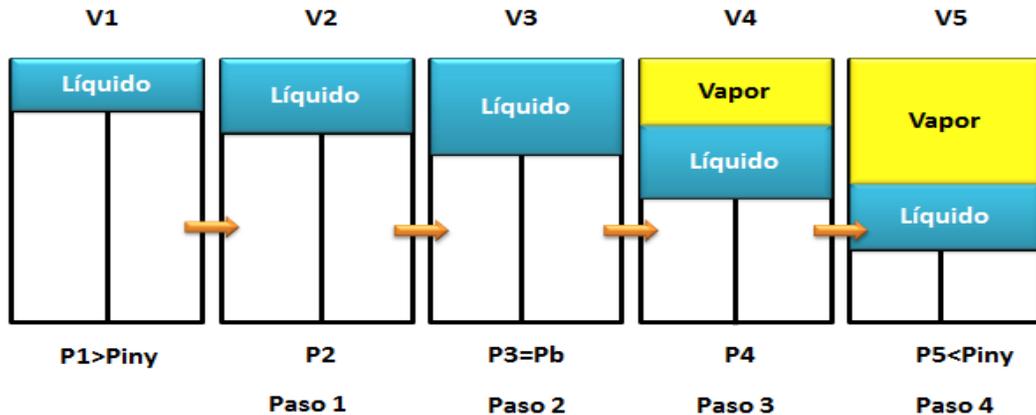


Fig. 1.8 Representación del proceso de Expansión a Composición Constante.

1.4.6.3 Liberación Diferencial.

También conocida como expansión diferencial, es utilizada para aceite no volátil a las condiciones de saturación del yacimiento, con una presión mayor al P_b . Al variar la presión el gas liberado es removido constantemente, manteniendo la presión, al disminuir el volumen total de la celda, este gas es cuantificado midiendo la densidad relativa, así como la densidad del líquido remanente de la celda. El proceso se repite hasta que se llegue a condiciones estándar, como se muestra en la **fig. 1.9**. Este tipo de procedimiento se caracteriza por el cambio de composición del sistema de hidrocarburos.

Esta prueba representa los procesos del separador, considera el comportamiento del flujo a condiciones por arriba de la presión de saturación y modela lo que pasa en el yacimiento durante la declinación de presión. (Rojas, 2009)

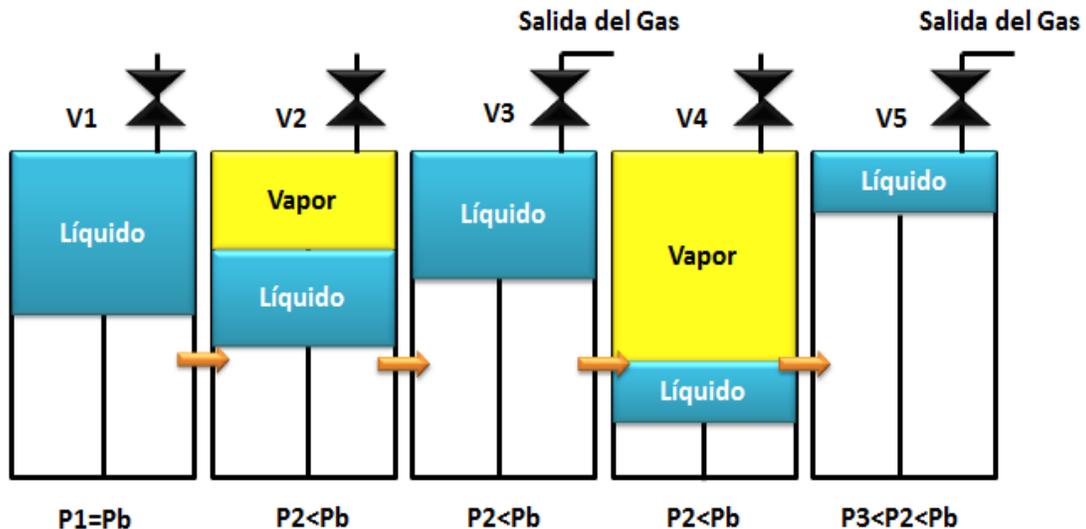


Fig. 1.9 Representación esquemática de la prueba de Liberación Diferencial.

Los datos obtenidos de la prueba de Liberación Diferencial:

- Cantidad de gas en solución.
- Densidad
- Densidad del aceite remanente en la celda.
- Factor de Comprensibilidad.
- Factor de volumen del Gas.
- Gravedad específica del Gas.

1.4.7 Factor de volumen del Gas.

B_g- Es definido como la relación de gas que a ciertas condiciones de presión y temperatura respecto al volumen que ocuparía a condiciones estándar, la cual es utilizada para cualquier mezcla de hidrocarburos.

$$B_g = \frac{V_g @ C:Y}{V_g @ C.E} \quad (1.16)$$

Para el caso del Gas natural se considera la ley de gases reales condiciones de yacimiento y estándar.

$$B_g = \frac{\frac{znRT}{P} @ C.Y}{\frac{znRT}{P} @ C.E} \quad (1.17)$$

Cuando se tiene una misma masa la ecuación anterior cambia al eliminar n y R y considerando $z_{C.E.} = 1, T_{C.E.} = 520 \text{ }^\circ R, P_{C.E.} = 14.7 \text{ lb/pg}^2$ se obtiene la siguiente ecuación.

$$B_g = 0.0283 \frac{zT}{P} \left(\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.E.} \right) \quad (1.18)$$

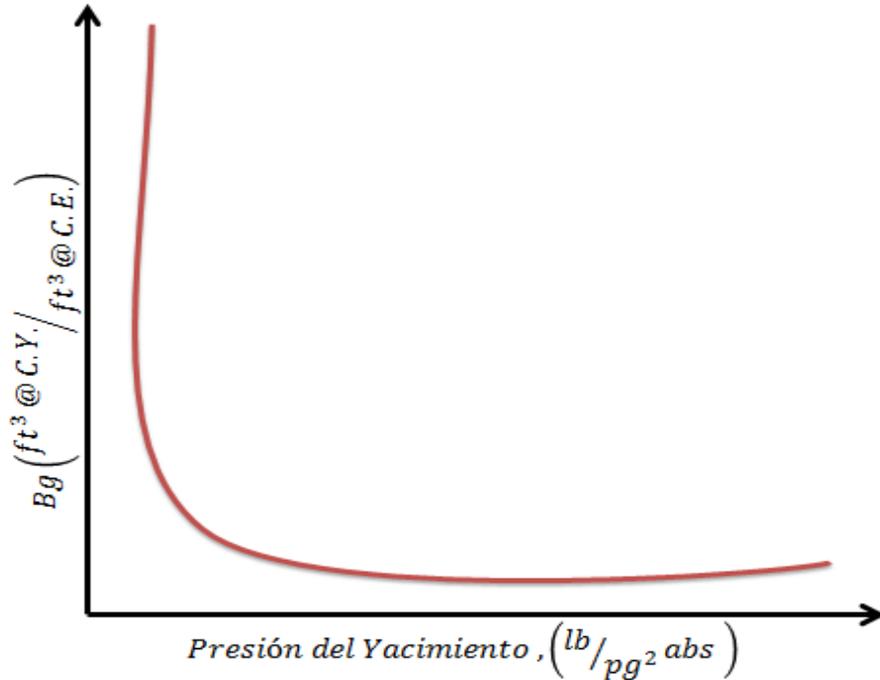


Fig. 1.10 Comportamiento Gráfico del Bg. (Ferrera, 2015)

1.4.8 Coeficiente de Compresibilidad isotérmico del gas.

Cg-La compresibilidad representa el comportamiento volumétrico del gas.

$$C_g = - \left. \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \right|_T \quad (1.19)$$

Para un gas ideal Cg es igual a: $1/p$ pero para un gas real se sabe que la compresibilidad no es constante ni pequeña, por ello la derivada de $\frac{\partial V}{\partial p}$ puede calcularse como:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = - \frac{znRT}{p^2} + \frac{nRT}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.20)$$

Mediante la ecuación de la ley de los gases reales se obtiene la relación:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dP} \quad (1.21)$$

En la siguiente gráfica (**fig. 1.11**) se puede observar el comportamiento del C_g en relación a la presión a una temperatura constante, lo anterior, aplicado a un yacimiento de gas seco:

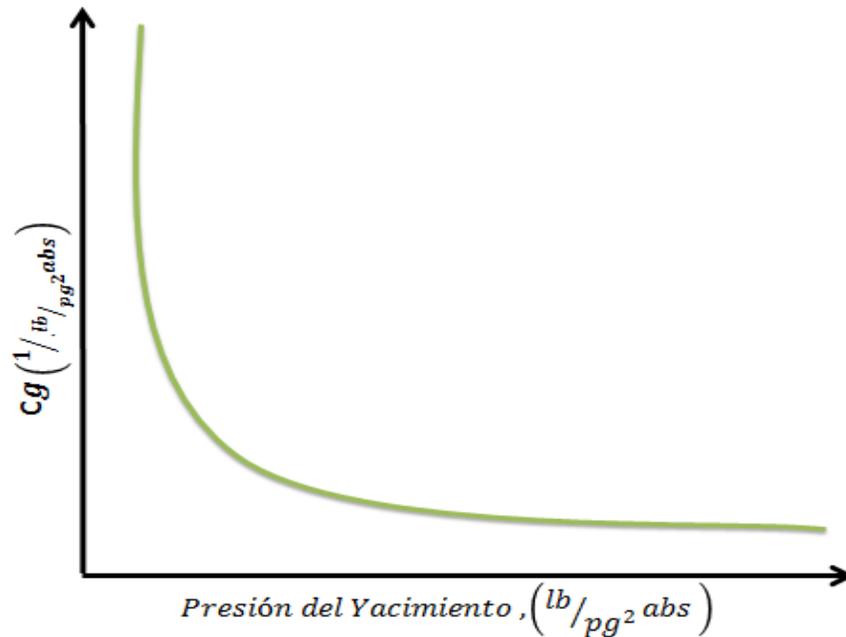


Fig. 1.11 Comportamiento del C_g , con respecto a la P, T constante. (Hernández, 2005)

1.4.9 Viscosidad

Se le conoce por este nombre a la medida de oposición que presenta un gas a la deformación, la cual es obtenida en función de la presión y la temperatura.

A diferencia de los líquidos, la viscosidad del gas va aumentando con la temperatura, esto es debido a sus moléculas que varían conforme a la temperatura y a la presión aumentando o disminuyendo la proximidad de las moléculas entre sí.

Así pues, **la figura 1.12** ejemplifica la relación de la viscosidad en función de la presión, mostrando tres distintas temperaturas de yacimiento y su comportamiento, por lo que, se observa que a bajas presiones incrementará la viscosidad conforme la temperatura también aumenta. No obstante, a presiones altas, se tendrá una viscosidad en decremento mientras la temperatura decrece.

Generalmente la viscosidad del gas no es medida en el laboratorio debido a que los experimentos que se realizan para su obtención tienden a ser muy complejos,

por ello, es que se recurre a las correlaciones empíricas, tales como, la de Carr-Kobayashi-Burrows y la de Lee-González-Eakin.

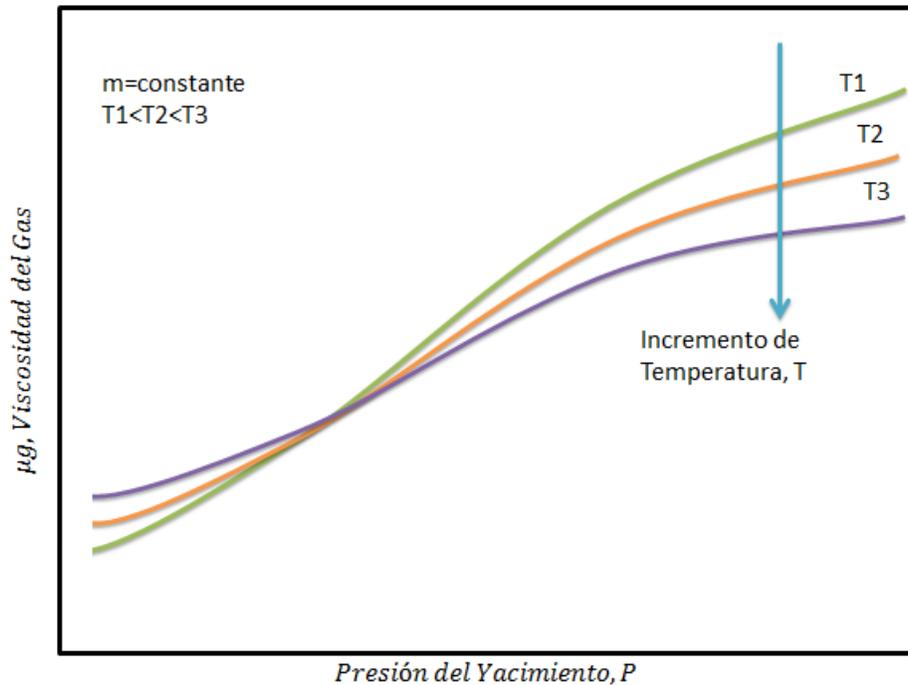


Fig. 1.12 Comportamiento de la μ_g , respecto a p , a diferentes temperaturas. (Hernández, 2005)

1.4.10 Calor específico

Se le conoce como calor específico a cantidad de calor que es necesario para aumentar la temperatura de una masa.

Generalmente es medido a 1 atm para gases y líquidos, y es obtenido por medio de un experimento utilizando un calorímetro. Para el gas natural se encuentra en función de la temperatura, el peso molecular o la masa del gas.

La energía que se encuentra contenida en el gas es medida por medio de una unidad calorífica conocida como BTU (British Thermal Unit). Esta medida es equivalente al calor necesario para realzar la temperatura de una lb de agua en un grado Fahrenheit. (Tipler & Mosca, 2005)

Capítulo II. MANEJO DEL GAS.

Un sistema encargado del procesamiento del gas natural eficiente, seguro y confiable es de vital importancia a lo largo de la producción de este recurso, por lo que en este capítulo se detallara cada componente que conforma la cadena de valor del Gas Natural, ya que manteniendo en óptimas condiciones las instalaciones y ajustadas a las especificaciones deseadas es que se logra la máxima optimización del manejo del combustible. Así pues, se pretende describir a detalle los procesos a los que se somete el combustible para su venta o reinyección.

La cadena de valor que se muestra en la **figura 2.1** menciona los eslabones dedicados a generar cambios físicos sobre el gas natural, los cuales se muestran en diferentes etapas, desde la exploración y Producción del recurso hasta su almacenamiento, regasificación y venta.



Fig. 2. 1 Cadena de Valor del Gas Natural.

La ingeniería de producción se encarga de dos sistemas involucrados entre sí. El yacimiento que consta del medio poroso en el que se encuentre el fluido a extraer, así como su permeabilidad y energía. Y las estructuras superficiales, las cuales son instalaciones subsuperficiales e instalaciones superficiales.

Dichas instalaciones superficiales se observa en la siguiente imagen (**figura 2.2**) en donde, el gas es sometido a distintas etapas para obtener el producto (gas) de mejor calidad.

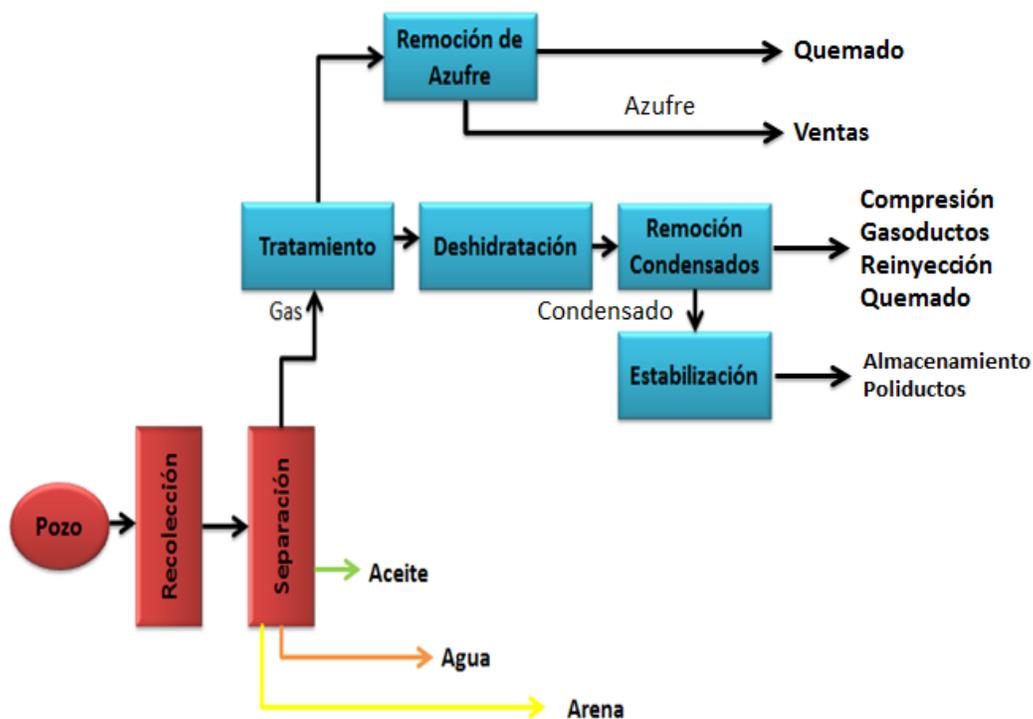


Fig. 2. 2 Representación de la Conducción y Manejo del Gas Natural.

2.1 Sistema Integral de Producción.

Un sistema integral de producción es el conjunto de instalaciones, equipos, mecanismos, dispositivos, etc., que en forma integral y secuencial permiten el manejo de la producción de los fluidos del yacimiento a la superficie (**fig. 2.3**).

Cada elemento del Sistema Integral de Producción es de suma importancia para llevar a cabo el manejo de los fluidos producidos, por lo que es necesaria una descripción de los siguientes elementos (Urquiza, 2010):

- | | |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1- Yacimiento | 6- Estrangulador superficial. |
| 2- Pozo- Aparejo de producción. | 7- Tubería de Descarga. |
| 3- Estrangulador de fondo. | 8- Separadores. |
| 4- Válvula de Seguridad. | 9- Equipo de Procesamiento. |
| 5- Cabeza del pozo. | 10- Tanques de almacenamiento. |

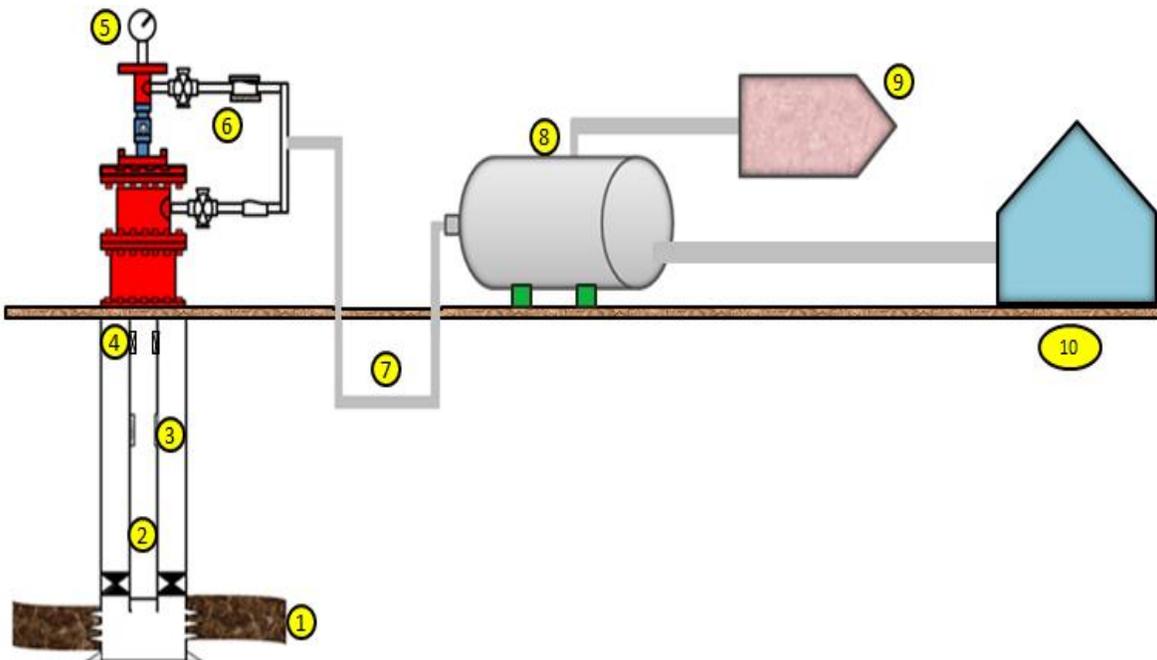


Fig. 2. 3 Componentes principales del Sistema Integral de Producción. (Marcelo Hirshfeldt, 2009)

- Yacimiento: Se le conoce como yacimiento a la porción de trampa geológica, con porosidad y permeabilidad necesaria para almacenar hidrocarburos. Los fluidos se encuentran a presiones y temperaturas altas debido a grandes profundidades.
- Pozo-Aparejo de Producción: El pozo es un conducto que se hace desde superficie hasta el yacimiento, por medio de un aparejo de producción el cual es un conjunto de tuberías y elementos conectados entre sí, que permiten que los hidrocarburos presentes en el yacimiento viajen a superficie.
- Estrangulador de Fondo: Es aquel elemento que es utilizado para el control del volumen de producción del fluido en el yacimiento, trata en lo posible de establecer una contrapresión en el fondo para evitar una rápida declinación de la presión en el yacimiento.
- Válvula de Seguridad: También conocida como válvula de relevo, es utilizada para la protección del personal y del equipo mismo, su funcionamiento consiste en abrirse a una presión medida y es cerrada de

manera instantánea cuando baja la presión por debajo de lo que se ha ajustado.

- Cabeza del Pozo: es un conjunto de válvulas con las cuales se permite controlar el flujo de los fluidos que produce el pozo y los que se inyectan al mismo.
- Estrangulador Superficial: Llamados también como reductores, tienen la función de restringir el flujo, así como la de aplicar una contrapresión al pozo. Dentro de sus funciones principales destacan: La regulación del flujo, Controlar posibles invasiones de agua o arena, todo ello preservando la energía del yacimiento.
- Tubería de Descarga: Es un conducto hecho de acero que tiene como función transportar los fluidos producidos desde la cabeza del pozo hasta las baterías de separación.
- Separadores: Son equipos utilizados para separar los fluidos que provienen del yacimiento en aceite, agua y gas, existen diferentes tipos de separadores ya sea vertical, horizontal o cíclico dependiendo las especificaciones de los fluidos es que estos son seleccionados.
- Equipo de Procesamiento: Compresores, endulzadoras, deshidratadoras entre otros son equipos utilizados para tratar el gas natural hasta que técnicamente quede solo metano, listos para la su almacenamiento y venta.
- Tanques de Almacenamiento: Son contenedores que tienen la capacidad de recolectar grandes cantidades de los fluidos producidos que provienen del equipo de procesamiento.

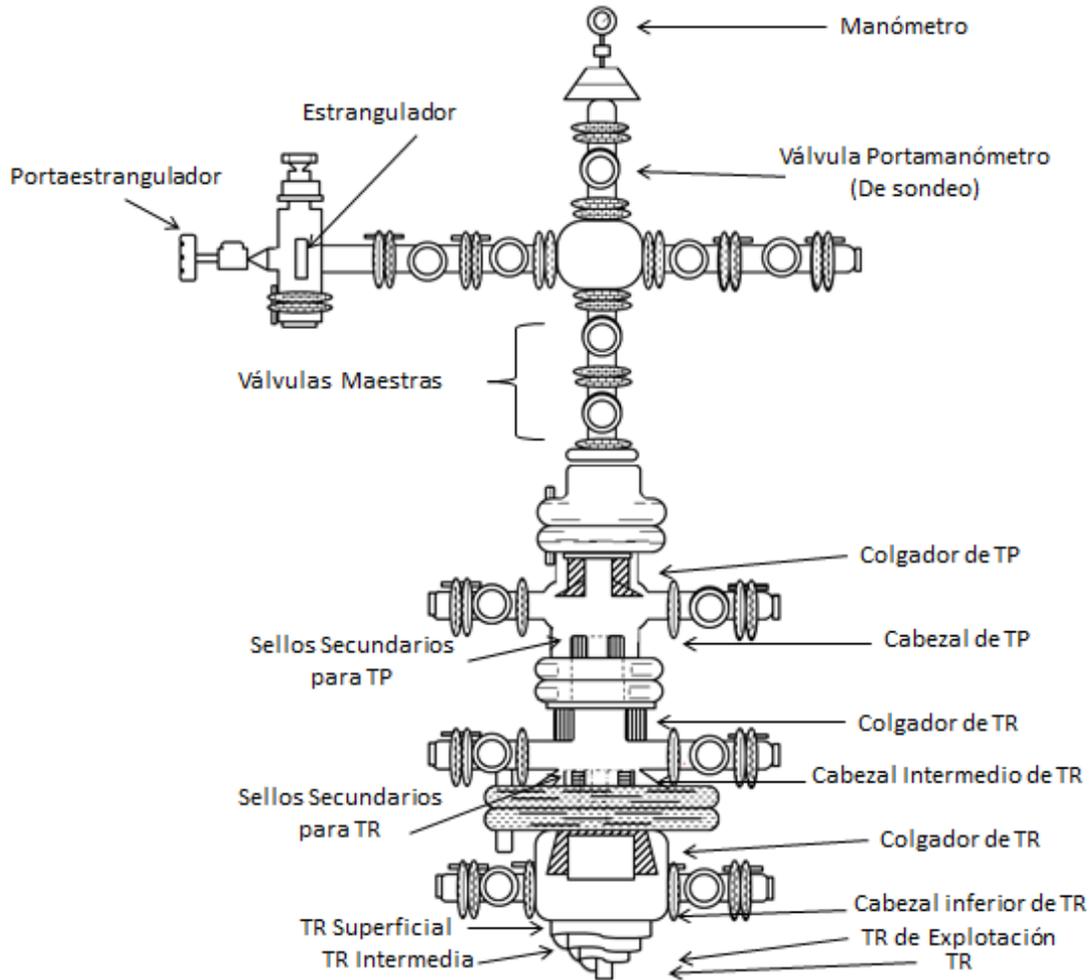


Fig. 2.4 Árbol de Válvulas. (Cabrera, 1984)

2.1.1 Caídas de Presión en el Sistema de Producción.

Para el transporte del gas desde el pozo hasta la superficie, existe un movimiento que provoca pérdidas por fricción y se requiere energía para elevar la producción hacia la superficie y aun en superficie pasa por cambios. El volumen de producción es gracias a un balance de energía en donde la sumatoria de las mermas de esta, es igual a la pérdida total de presión.

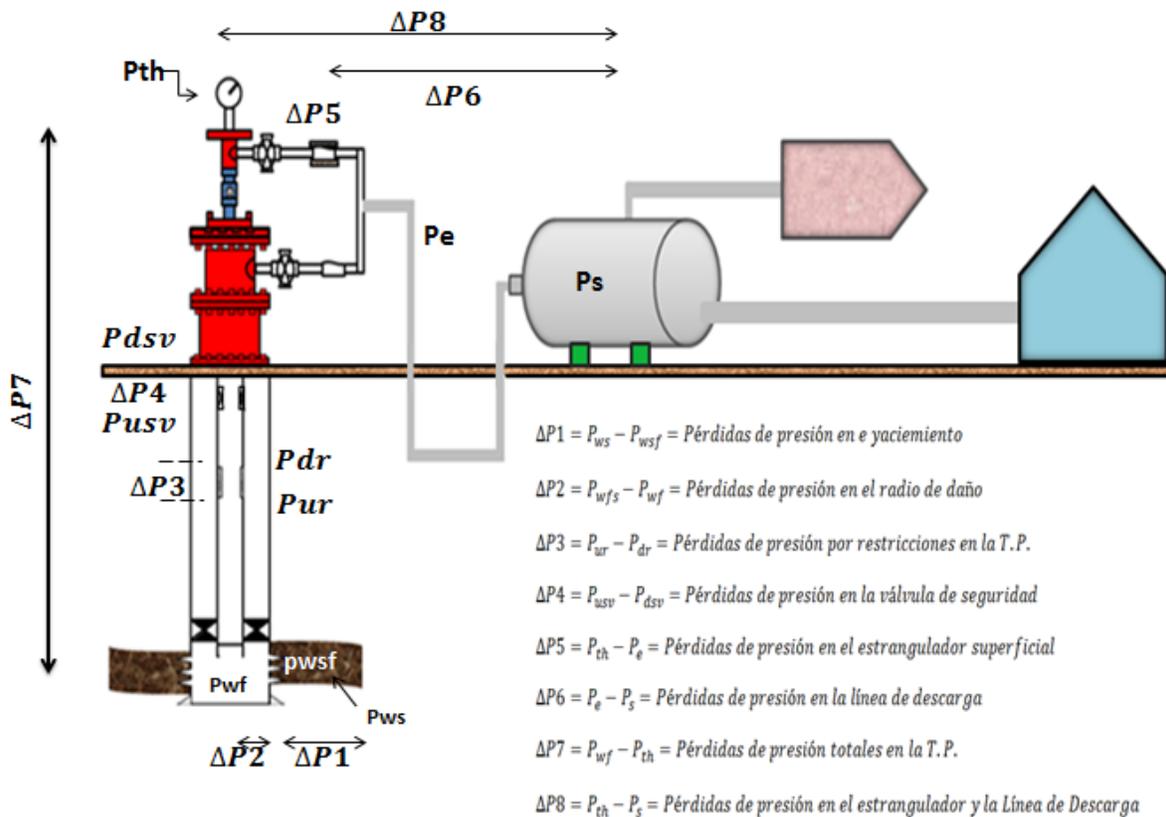


Fig. 2. 5 Pérdidas de Presión por fricción en el Sistema Integral de Producción. (Marcelo Hirshfeldt, 2009)

Debido a los componentes que lo forman, existen diversas pérdidas de presión en el Sistema Integral de Producción, tales como:

- La pérdida de presión en la T.P. representa entre el 25 y el 75 % de las pérdidas aproximadas generales.
- En el Medio poroso existe un 5 a 45% de las pérdidas generales.
- Pérdida de presión en la Línea de Descarga donde aproximadamente representan el 10 al 35% de las pérdidas generales.

La pérdida de presión a través de cada elemento superficial, depende de las características del gas y/o aceite.

Así pues, como se puede observar en la siguiente Fig. Existen cuatro divisiones básicas en las que se encuentra dividido el sistema integral de producción:

- El flujo en el medio poroso de la formación.
- El flujo existente a través de la T.P.
- El flujo presente en la tubería de descarga.
- El flujo existente en la línea de Transferencia.

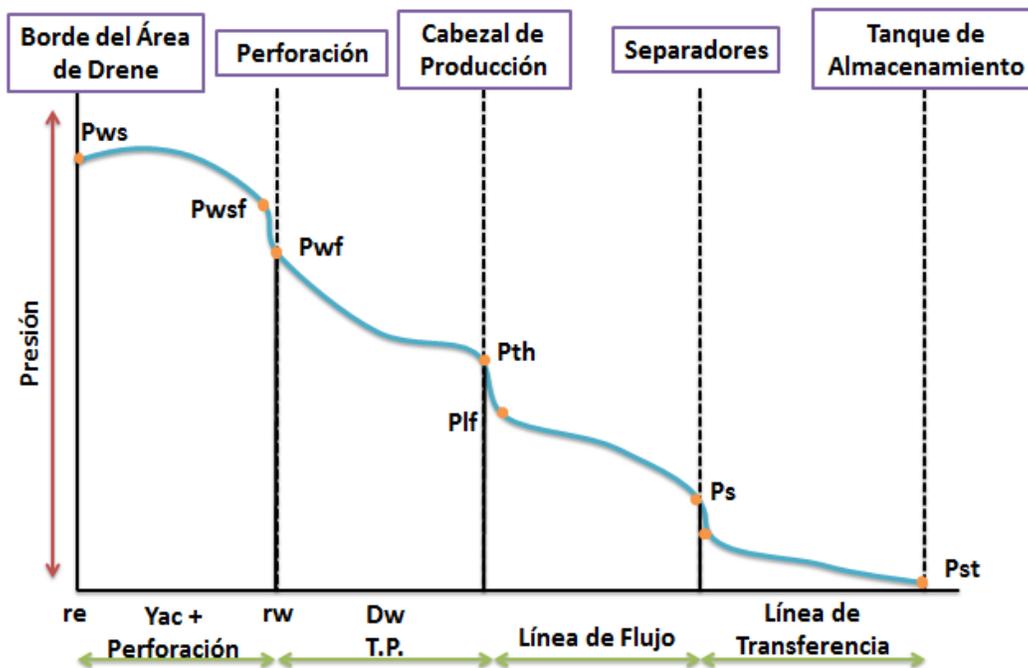


Fig. 2.6 Caída de Presión en el S.I.P.

2.1.2 Análisis Nodal.

El análisis nodal consiste en hacer un estudio para obtener el potencial del pozo, un óptimo diseño de la terminación, tuberías, estranguladores, sistemas artificiales de producción por gas a través del estudio de sus componentes dividiendo el total del sistema en subsistemas. En estos subsistemas se evalúa el cambio de presión con lo que respecta al comportamiento del flujo del fluido producido. Por ello esta herramienta analítica es capaz de identificar las restricciones del sistema o un pronóstico de la eficiencia de producción.

El procedimiento que se realiza para un análisis nodal consiste en elegir un punto en el pozo y dividirlo en dos subsistemas. Posteriormente se continúa determinando la presión de cada nodo de interés y con los resultados obtenidos se grafican los gastos de producción en función de la presión, por la intersección de las curvas se obtiene el potencial del S.I.P que satisface la idea de que el flujo de entrada en el nodo 1 debe ser igual al flujo de salida del nodo 2, buscando una nula o poca pérdida de presión (Marcelo Hirshfeldt, 2009).

La obtención de la gráfica anteriormente descrita, muestra una curva de oferta de energía llamada "Inflow curve" y otra que representa la presión que se requiere en la salida del nodo, conocida como la curva de demanda "Outflow curve" (fig. 2.7). La capacidad de producción obtenida del cruce de ambas curvas puede ser calculada por medio de ensayo y error, o gráficamente.

El flujo que pasa a través del sistema se determina cuando el flujo del nodo de entrada es igual al flujo del nodo de salida o cuando exista una sola presión en el nodo.

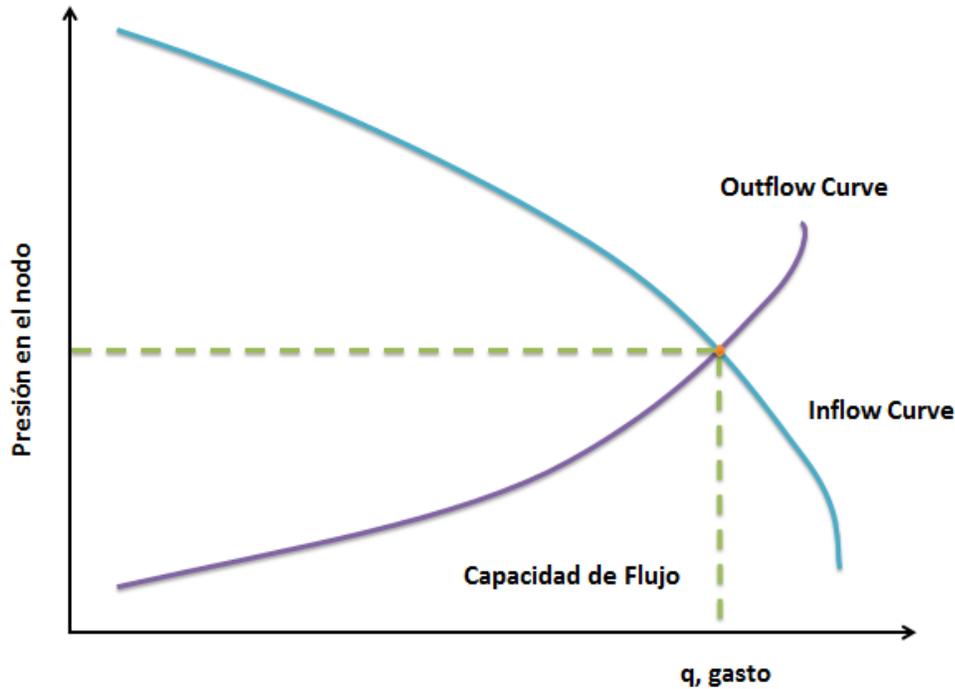


Fig. 2.7 Representación Gráfica de las curvas Inflow y Outflow en el Análisis Nodal.

En otras palabras el Análisis nodal se encarga de detectar las restricciones de flujo, así como, el de cuantificar el impacto que posee sobre su volumen de producción en el sistema.

2.2 Muestreo de fluidos.

Uno de los factores más importantes del manejo del Gas Natural es el muestreo de fluidos para determinar por medio de éste la calidad del fluido producido. Por ello el muestreo de fluidos es descrito como un procedimiento manual, en el cual se pretende obtener una parte representativa de los fluidos del yacimiento, ya que se requiere saber las particularidades de dicho gas, ya sea físicas o químicas, siguiendo una serie de normas estándares tanto para gases como para líquidos, tales como:

- **GPA 2166-86: (Gas Processors Association)** Muestras de gas natural para un análisis cromatógrafo de gas, define dos tipos de muestras de gas natural, el gas húmedo y el gas seco. En esta norma describe procedimientos que sirven para obtener muestras spot.

-
-
- **GPA 2174-93: (Gas Processors Association)** Muestras de hidrocarburo líquido para un análisis cromatógrafo de gas.
 - **API-RP-43** Muestras de los fluidos hidrocarburos.
 - **ASTMD.4057-95** Muestreo manual de aceite y derivados. (Cabrera, 1984)

Durante el procedimiento de la toma de muestra se debe de tomar en consideración que ésta debe de ser homogénea y representativa del fluido que se desea analizar. Del mismo modo se toman en cuenta datos como:

- Tipo de fluido

Gas Agrio: Es aquel que tiene grandes cantidades de sulfuro de hidrogeno.

Gas Dulce: No contiene Ácido Sulfhídrico.

Gas Rico: Conocido como Gas húmedo se caracteriza por tener gran cantidad de hidrocarburos líquidos.

Gas Pobre: También llamado Gas Seco se encuentra formado casi únicamente por metano.

- Tipo de muestreo:

Ya sea en superficial o subsuperficial.

➤ **MUESTRAS DE FONDO:** Consiste en introducir un muestreador al pozo el cual tiene una cámara para almacenar 600 cm^3 , dicha prueba toma como condiciones iniciales la temperatura y la presión que se encuentran en el punto donde se tomó la muestra.

➤ **MUESTRAS DE CABEZAL:** Este tipo de muestra se realiza cuando la presión de saturación del yacimiento es menor a la presión de fondo fluyente y la temperatura.

➤ **MUESTRAS DE SUPERFICIE:** Se realiza en los separadores obteniendo una muestra de gas y/o aceite cuando sea estable.

- Diagrama de flujo.
- Diagrama de tuberías.
- Localización del Pozo.
- Tipo de flujo en tubería.
- Estado mecánico del pozo.

Existen diferentes tipos de métodos de toma de muestreo y depende de la clase de fluido que, en este caso, es el gas natural, donde se pueden tomar in-situ con botellas de toma de muestras de gas o por medio de la tubería de

transporte de gas la cual está conectada a un cromatógrafo. Y una vez obteniendo las muestras deben de ser etiquetadas y se almacenan para un análisis de confirmación o un contraanálisis. Generalmente para yacimientos gasíferos se realiza la toma de muestra en superficies (gasoductos) a condiciones estabilizadas.

El muestreo y la determinación de la composición de los fluidos tienen como finalidad distintos elementos como:

- El realizar simulaciones con los datos obtenidos para proponer modificaciones y/o nuevos procesos en el sistema de producción.
- Analizar y evaluar el funcionamiento de los equipos y de las corrientes.
- Regular la producción.
- Sirve para identificar o prevenir posibles problemáticas en el equipo, para el aseguramiento de la producción.
- Conocer la calidad de los fluidos.
- Mantenimiento de los equipos, así como la regulación de la producción de gas, aceite y/o agua.

Existen diferentes tipos de muestreo dependiendo el fluido y el lugar que se requiera analizar en el sistema, para el análisis del gas natural, tales como:

2.2.1 Tipos de muestreo en tuberías de conducción.

Este tipo de muestreo es necesario, gracias a la acumulación de líquidos y polvo en los gasoductos, por lo que se requiere información acerca del flujo que atraviesa la tubería y la operación del sistema, para que sea posible identificar algún problema en la zona de estudio. El muestreo de las partículas que se encuentran suspendidas, es vital que sea representativa para que los dispositivos sean correctamente diseñados y puedan eliminarlas, éstos dependen de las características de las partículas contenidas en el gas, que son obtenidas de manera cuidadosa.

2.2.2 Análisis de las muestras obtenidas.

Como se mostró en el capítulo anterior es de vital importancia un análisis de los fluidos producidos, para poder realizar una caracterización y posteriormente determinar su calidad. Por ello existen diferentes tipos de análisis en los que se pretende determinar las propiedades físicas y químicas, para las diferentes condiciones de presión y de temperatura a los que es sometido el fluido durante todo el manejo de producción. De entre los que se destacan:

- **Análisis Cromatográfico:**

Uno de los métodos de análisis de fluidos más utilizados y eficientes en la industria, es el análisis Cromatográfico cuya función consiste en la caracterización de una mezcla de fluidos, mediante la separación, cuantificación e identificación de las muestras ya sean líquidas o gaseosas, realizando una interacción entre dos fases (móvil y estacionaria), donde por adsorción y absorción son separados los componentes de la mezcla.

Los solutos son separados a la velocidad de desplazamiento, por lo que la muestra es disuelta en la fase móvil y pasa a través de la fase estacionaria en una superficie plana. Existen diferentes tipos de análisis cromatográficos dependiendo el tipo de fluidos, tomando en cuenta el proceso de separación, la naturaleza de las fases y los tipos de interacciones.

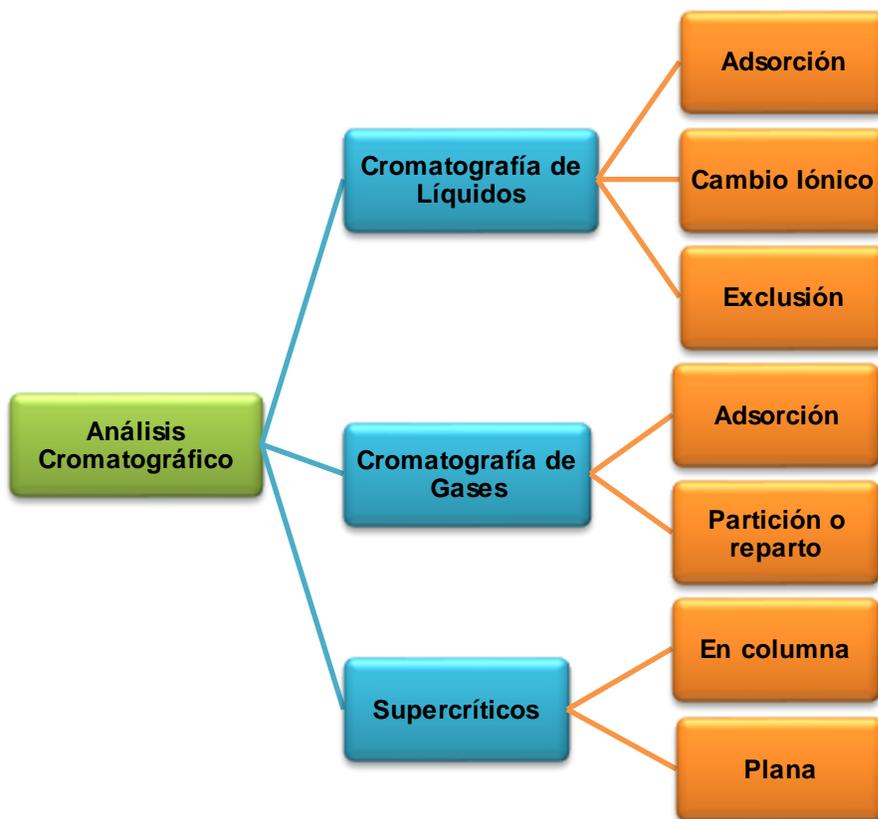


Fig. 2. 8Clasificación de los métodos cromatográficos

Para registrar los resultados obtenidos de la muestra se hace uso de un cronograma el cual es un gráfico que representa la respuesta del detector en función del tiempo.

Como se muestra en el diagrama (**fig. 2.8**) los análisis cromatográficos se clasifican según distintos factores, ya sea, el estado físico del fluido y las fases móviles y estacionarias e incluso los mecanismos de separación.

- CROMATOGRAFÍA DE GASES.

Es una técnica que proporciona datos originados de los compuestos de la mezcla, por medio de estos se construye una tabla la cual necesita de un análisis de componentes principales cuando se tienen muestras complejas para la obtención de patrones típicos por muestra y se clasifican de acuerdo a la similitud que poseen. Dentro de la clasificación tenemos:

- Cromatografía de adsorción:
La fase sólida retiene por adsorción (Moléculas son retenidas) a los solutos
- Cromatografía de partición o reparto: Es un líquido retenido

La cromatografía de gases tiene una restricción en la separación de compuestos en la capacidad térmica. El principio de funcionamiento de esta técnica consiste en inyectar una muestra del fluido a separar en una corriente de gas inerte a una alta temperatura, la cual atraviesa una columna cromatográfica y los separa por medio de un mecanismo de adsorción o partición. Los componentes que son separados pasan a través de un sistema de detección y posteriormente se dirigen a un módulo de recolección de muestras. (**fig. 2.9**)

Las mezclas a analizar pueden estar inicialmente en estado gaseoso, líquido o sólido, pero únicamente en el momento del análisis la mezcla debe encontrarse vaporizada.

El equipo cromatográfico de gas consta de las siguientes partes:

- Sistema para alimentar un gas de transporte o también llamado gas carrier: De manera permanente este sistema se encarga de recorrer el circuito del cromatógrafo.
- Sistema de Inyección: El inyector es el sitio en el que se introduce una pequeña cantidad de muestra (aprox. 1 cm³ de gas) en medio de la corriente de gas Carrier.
- Sistema de Detección: Es utilizado para generar una señal cuando un elemento de la mezcla completa el recorrido del sistema de separación.
- Gas Carrier: Este tipo de gas es elegido de tal manera que no interfiera con las mediciones que se realizan. Los gases usados más frecuentemente son Hidrógeno, Helio y Nitrógeno.

- Inyector: El inyector es una cámara oculta que se coloca antes de las columnas de separación, por medio del cual se puede acceder mediante una jeringa o una válvula de inyección.
- Columnas: son aquellas que se consideran como el corazón de todo el cromatógrafo, cada una de ellas es utilizada para aprovechar alguna propiedad de los diferentes componentes para generar distintas velocidades de avance durante el recorrido de la columna.
- Detectores:
 - Detector de Conductividad Térmica, el cual mide la diferente conductividad entre el Carrier y los diferentes compuestos arrastrados por el Carrier hasta el detector.
 - Detector de Ionización de Llama (FID), posee una alta sensibilidad sólo es apto para hidrocarburos pues permite detectar los iones de Carbono formados durante la combustión a una alta temperatura.

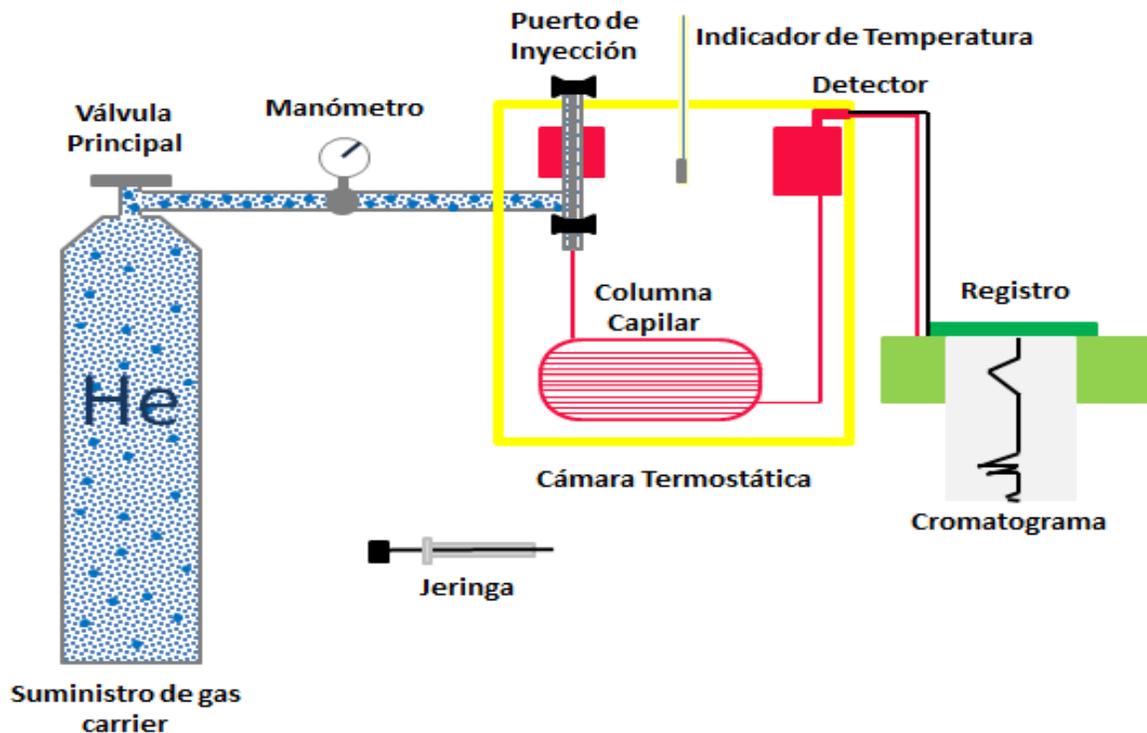


Fig. 2. 9 Cromatógrafo de Gas.

2.3 Recolección de la Producción.

Se le conoce como recolección al acopio de los diferentes tipos de hidrocarburos, que provienen de cada pozo situados en el yacimiento, por medio de tuberías de descarga y accesorios con los que se transporta el fluido producido desde la cabeza del pozo hasta los campos de tratamiento (baterías de separación(aceite-gas-agua)).

2.3.1 Sistemas de recolección.

Un sistema de recolección consiste en tuberías, bombas, tanques, válvulas por medio de los cuales transportan los fluidos producidos a la presión deseada de cierto número de pozos de un área determinada y posee la capacidad de controlar el flujo desde los mismos, esta producción es recibida en un cabezal (múltiple) o cañón de producción.

Así pues, podemos decir que un sistema que compone al sistema de recolección son los ductos (líneas de transporte), con diámetros rangos y series, seleccionados por las características del fluido, presiones del flujo del sistema, potencial de la producción, entre otros, los cuales son usados para el transporte de aceite o gas desde el pozo (fluidos generalmente bifásicos), hasta una instalación donde será procesado o a un ducto principal.

En el caso de los pozos que producen gas, estos se encuentran generalmente a alta presión, pero con el tiempo va disminuyendo. Las tuberías de descarga parten de la cabeza de pozo hasta las centrales de recolección. Ahí, sobre cada línea de descarga de entrada, es instalado un registrador de presión para así conocer la condición de flujo, dependiendo la presión de la corriente del flujo por pozo, se instalan los registradores globales. Sobre los colectores de cada corriente se ubica un sistema de deshidratación y de no ser así también se pueden instalar las torres de estabilización las cuales, operan a presiones controladas formadas por la necesidad de transporte hacia los CPG (Plantas Procesadoras de Gas. (Villalobos, 2011)).

2.3.1.1 Clasificación de Ductos.

En congruencia con el tipo de fluido que acarrearán, se clasifican las líneas de transporte o ductos, que empieza desde el cabezal hasta una estación procesadora. El diámetro corresponde al contenido máximo que se espera producir, además de las características del fluido (viscosidad, densidad, temperatura, presión), normalmente los más usados cuentan con diámetros

nominales de 2 a 4 pg. A continuación, se muestran la siguiente clasificación en función de los fluidos que transporta (Arrieta, 2010):

- **Gasoducto:** Tipo de ducto utilizado para el transporte de gas natural o gases combustibles a gran escala. Se encuentran contruidos con tuberías de acero o polietileno de alta densidad. son utilizados para la distribución urbana de este tipo de hidrocarburo.
- **Oleoducto:** Es la tubería e instalaciones ligadas empleadas en el uso del transporte de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo) a largas distancias. Formadas de tubos de acero, con un gran diámetro. A lo largo del recorrido del fluido es necesaria la utilización de estaciones de bombeo, capaces de proporcionar energía, con el fin de hacer que el hidrocarburo líquido fluya de manera continua. Del mismo modo, son construidas en superficie o por seguridad, se entierran a una profundidad de un metro.
- **Poliducto:** Son redes de tubería que se destinan en el transporte de hidrocarburos, se caracterizan por transportar una gran variedad de combustibles procesados, como gasolinas, turbosina, diésel entre otros, iniciando en las refinerías, complejos petroquímicos o terminales terrestres y marítimas. Es capaz de contener entre cuatro y cinco diferentes productos en su recorrido, los cuales son entregados en las terminales de recepción o en estaciones intermedias a lo largo de toda su ruta.

2.3.2 Flujo en Tuberías.

2.3.3 Arreglos de los sistemas de recolección.

Existen dos tipos de arreglos de sistemas de recolección (radial o axial), los cuales dependen de cómo son instaladas las líneas que proceden de los pozos, para poder centralizar la producción y llegar a las baterías de separación. La selección de algún arreglo depende del número de baterías, así como de la cantidad de éstas que existen en el campo.

Por ello se toman en consideración algunos parámetros para la correcta selección del tipo de arreglo, tales como:

- Características de la formación.
- Condiciones del terreno.
- Características de los fluidos.
- Análisis económico del Proyecto.
- Potencial y extensión del yacimiento.

- Presión y Temperatura del Yacimiento.

2.3.3.1 Arreglo Radial.

Se caracteriza debido a que los ductos coinciden a un sitio inicial central a través de un ducto independiente, el cual comienza desde la cabeza del pozo hasta las baterías de producción del sistema (fig. 2.10).

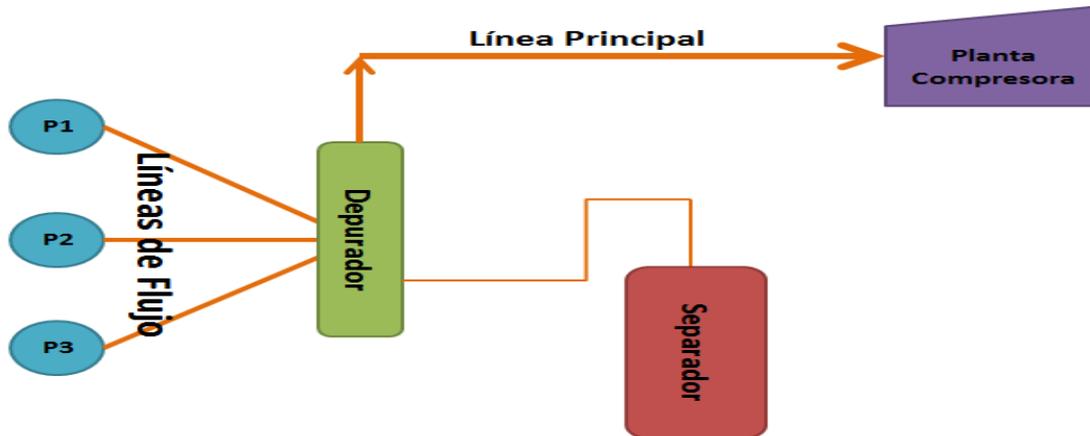


Fig. 2. 10 Diagrama de un Arreglo Radial (Medina Cardenas & Mora Herreta , 2009).

2.3.3.2 Arreglo Axial.

Se caracteriza por ubicar varias subestaciones de recolección, para posteriormente conducirlos a una estación central de líneas troncales. Generalmente este tipo de arreglo es utilizado para grandes campos o son utilizados donde no hay practicidad en edificar una planta de tratamiento en un punto central, tal como se muestra en la imagen (fig. 2.11).

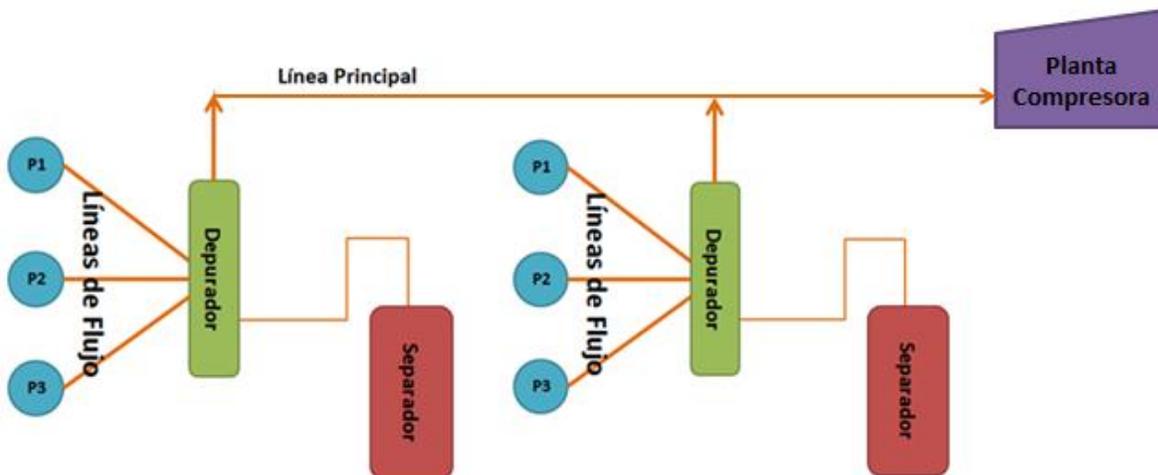


Fig. 2. 11 Arreglo Axial. (Medina Cardenas & Mora Herreta , 2009).

2.3.4 Componentes principales de un Sistema de Recolección de Gas.

El manejo y control del gas producido se lleva a cabo debido a la instalación de válvulas en la cabeza de los pozos productores, para posteriormente ser llevados a través de ductos a todo el sistema de recolección hasta llegar a las primeras baterías de separación. Dentro de los componentes más importantes mencionaremos los siguientes (Cabrera, 1984):

- **Cabezales de pozo:** Como ya leímos al principio de este capítulo los cabezales de producción son aquellos conjuntos de válvulas, conexiones y colgadores encargados de controlar la presión y la tasa de flujo en el pozo, así como dar acceso a la tubería de producción. **(fig. 2.12).**
- **Líneas de Flujo.**
- **Adaptador:** Es aquel que tiene la función de unir diferentes conexiones de diferentes dimensiones
- **Brida:** Es aquel elemento que une dos elementos de un sistema, el cual puede ser desmontado sin operaciones destructivas.
- **Válvulas:** Al igual que los estranguladores, las válvulas, son construidas de diferentes diámetros y rangos de trabajo y tienen como función controlar el paso de los fluidos sin tener alguna restricción o pérdida de presión. Existen diferentes tipos de válvulas que cumplen diferentes objetivos en el sistema de recolección y que se encuentran situadas en el cabezal; tales como:
 - *Válvula maestra:* Es aquella de controlar todo el sistema y posee una capacidad tal que puede soportar las presiones máximas con las que cuenta el pozo. Posterior a la válvula maestra se localiza la conexión en cruz la cual se encarga de separar el flujo a los lados de la conexión.
 - *Válvula superior:* Es aquella que porta un manómetro y situada, como su nombre lo dice, en la parte superior. Su función consiste en controlar el registro de presiones tanto del pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo, las cuales pueden ser leídas en el manómetro cuando sea necesario, en algunas ocasiones en las que no se requiere el cierre de la válvula es colocado un lubricador para trabajar con presión y mantener abierta la válvula introduciendo herramientas para mantenerlo abierto.
 - *Válvula check o de retención:* Es aquella que permite que el fluido vaya en una sola dirección, del mismo modo son utilizadas como dispositivos de control o de seguridad. Este tipo de válvulas son ajustadas dependiendo el tipo de fluido y las condiciones a las que opera el sistema.

-
-
- *Válvula de Compuerta*: A diferencia de otras, esta válvula no sirve para la regulación del paso del fluido, trabaja o toda abierta o toda cerrada de manera manual (por medio de un volante) y eléctricamente (motor eléctrico). y sirven para el manejo de la producción en superficie.
 - *Válvula de Globo*: Este tipo de válvula tiene una apertura perpendicular al sentido del flujo y por tal razón se usa en un solo sentido, de ese modo es utilizada para estrangular o controlar el flujo de fluidos de los pozos.
 - *Válvula Safety (Alivio)*: También llamadas válvulas de seguridad son aquellas que se utilizan para cerrar el pozo en caso de emergencia, cuentan con dos tipos diferentes:
 - ✓ Auto-controladas: Este tipo de válvula es acciona al tener cambios de presión temperatura o velocidad de flujo.
 - ✓ Controladas en Superficie: Este tipo de válvula recibe el nombre de válvula de tormenta, son usadas normalmente en pozos marinos debido a la complejidad para mantener el control de la presión, se encuentra abierta normalmente cuando el pozo se está operando y cerrada cuando existe algún daño en el equipo superficial de operación, cuando se permite un gasto mayor a lo permitido o cae la presión de TP.
 - **Estranguladores**. Estos dispositivos se colocan posterior a la válvula de brazo, los cuales pueden ser de distintos diámetros, dentro de los principales objetivos de los estranguladores se encuentran...
 - Tener de forma controlada el flujo del crudo y/o gas.
 - Prolongar la vida del pozo.
 - Mantener controlada la producción de arenas y/o gas.

Del mismo modo existen distintos tipos de estranguladores que cubren diferentes características:

- ✓ *Estrangulador Superficial*: Es instalado cerca de la cabeza del pozo a 90 grados y ayuda a controlar la presión de los pozos.
- ✓ *Estrangulador Ajustable*: Este tipo de estrangulador es utilizado en las operaciones de control del pozo, pasando de alta presión que existe en el pozo a la presión atmosférica. Esta puede reducir y controlar la presión de un fluido, el contenido de sólidos, entre otros.
- ✓ *Estrangulador de Fondo*: Es un dispositivo que sirve para manejar el flujo de fluidos en condiciones de fondo de pozo. son removibles se colocan en un niple de asentamiento en la sarta de tubería.

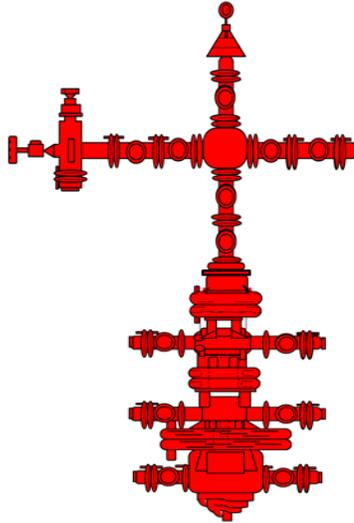


Fig. 2. 12 Cabezal de pozo.

2.3.5 Múltiple de Recolección.

El múltiple de recolección es un sistema que se encarga de recibir la mezcla que llega de los ductos de cada uno de los pozos productores asignados a una estación. Como su nombre lo dice recolecta y controla el manejo de la producción para pasar a los separadores, así como el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Así pues, por medio de las interconexiones con las que cuenta el sistema y la serie de válvulas que contiene e, se vuelve posible la correcta y eficiente distribución, el manejo y el control del flujo de la mezcla de los pozos (Arrieta, 2010).

Un sistema de recolección se compone de:

1. **Línea General:** Recolecta la producción de los pozos.
2. **Línea de prueba:** Aíslan la producción de un pozo y se puede medir cual será la producción individual de cada ducto.

2.4 Separación de los Fluidos.

Como se mencionó anteriormente existen dos tipos de pozos en los que se puede obtener el gas natural, por un lado, el gas asociado, en el que podemos encontrar al aceite y al gas ya sea en forma conjunta o libre y por otro lado el gas no asociado conformado por una mezcla de gas e hidrocarburos líquidos ligeros.

Para considerar la comercialización del gas natural, se debe procesar el gas extraído de los pozos, eliminando los compuestos contaminantes o reduciendo al máximo sus características corrosivas y tóxicas, para el aumento de su calidad, con base a su composición y zona geográfica. Con el objetivo de eliminar impurezas es necesario someter al Gas natural a equipos de procesamiento, por

lo que, a partir de este subtema, se explicaran las etapas que conformar los equipos de procesamiento del gas natural (CIED, 1995).

Siendo la Primera Etapa: "La separación de los fluidos".

La separación de los fluidos producidos es un proceso de vital importancia en el manejo de los hidrocarburos, consiste en fragmentar las distintas fases que integran la mezcla de producción, entre líquida y gaseosa. Uno de sus más importantes objetivos es el de optimizar la conducción para a través de este proceso obtener el mayor beneficio económico al comercializar los fluidos.

Como se muestra en la imagen (**fig. 2.13**) el gas amargo pasa por distintas etapas de procesamiento, encargadas de mejorar la calidad del gas, para su venta final, desde el yacimiento. La primera etapa, es la separación de los fluidos.

Durante esta etapa de procesamiento del gas, es de vital importancia considerar los principales contaminantes que pueden estar presentes en la corriente, tales como:

- Vapor de agua.
- Agua libre.
- Líquidos asociados a la producción (aceite lubricante, hidrocarburos pesados).
- Sólidos como arena, polvo, sal.
- Gases no hidrocarburos (H₂S, CO₂ y N₂).

Para ello los separadores de los fluidos producidos son elementales en la producción del gas o aceite, los cuales se seleccionan cuidadosamente con base a las características del fluido y la capacidad de gas y aceite, utilizando la fuerza gravitacional, la coalescencia, así como la fuerza centrífuga y estos factores son aprovechados para reducir la velocidad de los fluidos que llegan a las estaciones de separación, así mismo la densidad de los componentes es aprovechada, ya sea agua gas y/o aceite, siendo el gas la sustancia menos densa, sale por la parte superior de un separador, el agua (más densa que el aceite y el gas) es expulsada por la parte inferior del separador y el aceite al ser menos densa que el agua y debido a que flota sobre el agua, la salida del crudo se puede dar por la parte media del dispositivo.

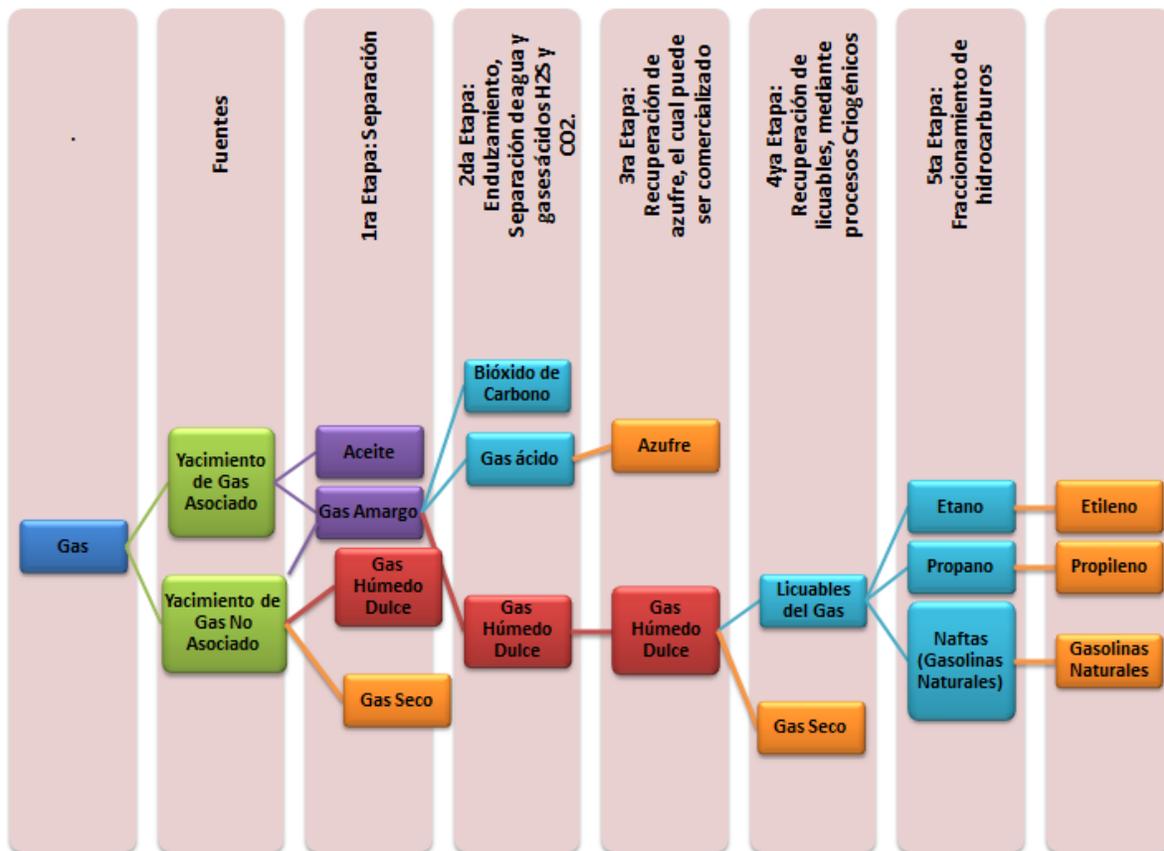


Fig. 2. 13 Etapas de Procesamiento del Gas Natural (Kidnay, 2007).

2.4.1 Condiciones Operativas que influyen en la necesidad de la separación (Villalobos, 2011).

- Pueden existir diferentes problemas operativos debido a las diferentes características de los fluidos, así como el distinto comportamiento en el mismo sistema de recolección y transporte
- Existe dificultad cuando se necesita ser bombeado o comprimido, del mismo modo puede existir la posibilidad de formar los llamados “candados de gas”, a lo largo de las líneas de descarga.
- Para poder almacenarlo se considera mayor dificultad y costo cuando se tienen líquidos y gases mezclados debido a las características especiales de los contenedores, debido a la presión y seguridad.
- El fluido producido puede contener sólidos o agua salada provocando distintos problemas, tales como, corrosión depósitos y/o incrustaciones de carbonatos y sulfatos de calcio, taponeando y reduciendo el área de flujo.

-
-
- Al hacer uso de los separadores la medición por fases podría facilitarse, debido a que en algunas ocasiones no se consideran confiables las tomas de medición en tiempo real
 - Son eficientes y económicos y se pueden aprovechar para facilitar el proceso de gas y aceite para la obtención de productos petrolíferos y petroquímicos finales.
 - Son indispensables debido a que las ventas de los fluidos producidos se llevan a cabo mediante la separación de los hidrocarburos por fases separadas.

2.4.2 Equipos de Separación más utilizados en la Industria.

- Separadores: Los elementos más utilizados para dividir la mezcla (gas-aceite y agua) por componentes los cuales emanan directamente de los pozos. Existe una clasificación dependiendo las características de la corriente y cuentan con características para mantener la presión, temperatura y las propiedades del fluido.
- Separadores a baja temperatura: Este tipo de contenedores son utilizados para poder separar gas y condensados con baja temperatura, por medio de la expansión. Son diseñados para el manejo y fundición de los hidratos que pudieran llegar a formarse debido a la disminución de la temperatura del flujo.
- Eliminadores: Dispositivos que son utilizados para la eliminación de los líquidos de la corriente de gas a una alta presión, tales como hidrocarburos y agua. Normalmente se emplean en los sistemas de separación con baja temperatura y algunos de estos eliminadores sólo son capaces de separar el agua de la corriente de gas.
- Depuradores: Son aquellos dispositivos utilizados para el manejo de las corrientes con unas muy altas relaciones gas-líquido. Del mismo modo, son aplicadas para la separación de gotas muy pequeñas de líquido que se encuentran suspendidas en las corrientes de gas, debido a que éstas no son eliminadas colectivamente por un separador común. Dentro de la clasificación de este tipo específico de separadores se encuentran los depuradores de polvo y los filtros, los cuales son capaces de eliminar además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en las corrientes de gas. Así pues, son muy recomendables de instalar depuradores antes de las compresoras, con el objetivo de protegerlas de los daños que suelen causar las impurezas impulsadas por el gas.
- Slug Catcher:
Para la producción del Gas este sistema, desempeña un gran papel en las tuberías, a menudo estas contienen cantidades importantes de líquido las

cuales pueden provocar a daños al equipo, por ello el Slug Catcher se encuentra diseñado para aprobar la expansión de la corriente de gas, provocando que se reduzca la velocidad y suministrar un área de conformarse con los líquidos.

Los separadores Slug Catcher nos permiten ayudar a proteger la producción de abruptas cantidades de gas o líquido. Este tipo de unidades tienen un controlador de nivel de líquido, así como una válvula que controla la salida de líquido y una conexión de bloqueo.

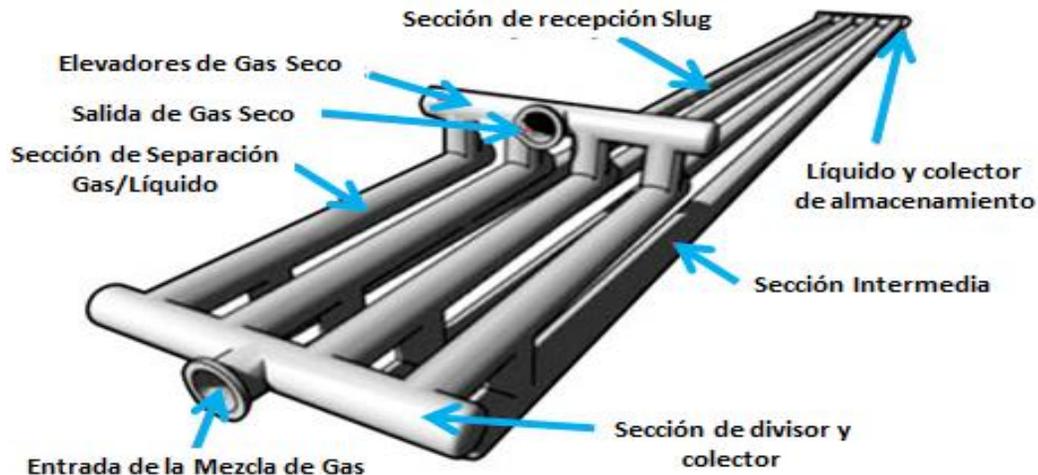


Fig. 2.14 Diagrama de Tubería Múltiple Slug Catcher (Gulf Energy, 2018)

En la imagen (**fig. 2.14**) se muestra un diagrama de Slug-Catcher Tipo Dodos, en donde su principio de funcionamiento consiste en ser un separador primario de las fases líquidas y gaseosas provenientes de los pozos, el cual, se lleva a cabo por densidad y tiempo de residencia.

- Tipos de Slug Catcher:
 - ✓ Tipo de buque: Sistema de separación de dos fases
 - ✓ Tipo de bucle almacenado. LA separación de gas/Líquido ocurre en el recipiente, mientras que el líquido se almacena en las tuberías, posee un posible diseño híbrido
 - ✓ Tubería múltiple. Utiliza tuberías en lugar de recipiente para proporcionar un volumen de tapón.
- Separadores de Succión:
 - Separadores de Aspiración Neumático: Es aquel que se encuentra conformado por un tanque el cual es cilíndrico con válvulas electro neumáticas, éstas son colocadas antes de las bombas de vacío de anillo líquido, así como de los compresores de anillo líquido. Este

separador funciona por medio un PLC el cual puede controlar el cierre y la apertura de unas electroválvulas neumáticas.

- Separador de Aspiración con Bomba de Achique: Se encuentra formado por un tanque cilíndrico y una bomba de achique, el cual posee una capacidad de aspiración en vacío. De tal modo que la presión relativa a la que deba de trabajar trascenderá en el buen funcionamiento de este tipo de separador, provocando una mala separación y que lleguen contaminantes a las bombas de vacío.
- Separador de Aspiración Gravimétrico: Este contenedor se encuentra formado por un tanque cilíndrico al igual que los anteriores, pero este se necesita colocar a una altura mayor a la presión relativa(vacío)

2.4.3 Sistema de Separación.

En una batería de separación se efectúa la separación de las fases de la mezcla de hidrocarburos (aceite gas y/o agua) derivada de los pozos productores y el gas separado es transportado y distribuido de manera eficiente hacia las instalaciones de refinación más cercana para su procesamiento tales como, los Complejos Procesadores de Gas y los Complejos de Refinación. Esta mezcla suele contener muchos y diferentes compuestos que son expulsados en forma de una corriente, debido a ello es imprescindible procesarla lo más tempranamente posible. La corriente es mandada a las baterías de separación, donde por medio de secciones es que se realiza la disociación, las cuales son (Cabrera, 1984):

- **Separadores de Primera Etapa.**
Los o el separador que se encuentran en esta etapa cuentan con instrumentos para el monitoreo de los elementos que podrían afectar a la separación, control automático y protección del equipo y realizan la primera separación de la mezcla de aceite gas y/o agua que entran del yacimiento, de ahí es enviado el gas a compresores de baja presión.
- **Separador de Segunda Etapa o Tanque de balance.**
El equipo que se utiliza en esta segunda etapa recibe el flujo de líquido que ya fue separado en la primera etapa y hace una segunda separación de la mezcla para poder tener una mejor estabilización del fluido y una vez separado el gas es enviado a un rectificador de gas.
- **Rectificador de Primera Etapa y Segunda Etapa.**
En estas etapas es que se encuentra el tanque que recibe el gas proveniente de los separadores de segunda etapa, en esta sección se realiza una separación de los posibles líquidos ligeros que aún siguen en la

corriente de gas, con una eficiencia entre el 90% y 100%, posteriormente son enviados a los filtros de crudo o a las Unidades de Separación de Vapor, para un posterior proceso de compresión a baja presión.

- **Filtro.**

Estos sirven para la protección de medidores, intercambiadores de calor, bombas debido a las impurezas que debe de traer el fluido transportado, además de tener un manómetro diferencial en la entrada y salida del gas para un buen control del flujo. Se determina dependiendo la producción del tipo de gas que se tenga, a presión del sistema, el gasto y el tamaño de las partículas.

- **Unidad de Separación de Vapor.**

Es el equipo encargado de recibir el gas que se obtiene de los separadores de segunda etapa, así como del rectificador de gas, con el fin de separar los condensados encontrados a baja presión para procesar. Entre sus componentes principales se encuentra un separador de gas, una bomba de condensador, un compresor, enfriador de gas y líneas de proceso

2.4.4 Componentes Básicos de un Separador.

Placa Desviadora.

2.4.4.2. Placa anti espuma.

2.4.4.3. Rompedores de Vórtice.

2.4.4.4. Extractor de Niebla.

2.4.4.5. Rompe Olas.

2.4.5 Secciones de un Separador.

Al ser necesaria una eficiente y completa separación de los fluidos, los separadores cuentan con cuatro distintas secciones (Cabrera, 1984):

1. Sección de separación primaria.
2. Sección de separación secundaria.
3. Sección de extracción de niebla.
4. Sección de almacenamiento de líquido.

2.4.6 Fundamentos Esenciales para la Separación de la Mezcla.

La separación de la mezcla entrante del fluido producido se logra de manera eficiente debido a los siguientes factores:

2.4.6.1 Separación por Gravedad.

Debido a la simplicidad del equipo requerido para la separación, se considera que cualquier sección ampliada en una línea de flujo actúa como asentador por gravedad, para las gotas de líquidos que se tienen en la corriente de gas caigan en contra flujo del gas por la fuerza de gravedad y se aceleran hasta que la de arrastre se iguala con la gravitacional. En los separadores durante la etapa secundaria de separación es que se da el asentamiento por gravedad.

2.4.6.2 Separación por Fuerza Centrífuga.

Este mecanismo de separación se lleva a cabo durante las secciones de separación primaria así como en algunos casos en la sección del extractor de niebla. La fuerza centrífuga que es inducida a las partículas que se encuentran suspendidas en la corriente de gas, mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas.

2.4.6.3 Separación por Choque.

Empleadas comúnmente en el extractor de niebla tipo veleta y en la malla de alambre entretejido de un separador, este mecanismo se considera el más utilizado para eliminar las pequeñas partículas de líquido que aún se encuentran en la corriente de gas, esto es porque debido a que chocan con obstrucciones estas quedan adheridas a las mismas.

2.4.7 Clasificación de los Separadores.

La separación física de las diferentes fases de los hidrocarburos que existen, se encuentran a determinada presión y temperatura y se encargan, como su nombre lo dice, de separar los componentes líquidos y de gas, para ser procesados en productos comercializables. Los recipientes encargados de esta etapa del procesamiento son clasificados en: dos fases si separan gas de la corriente total de líquidos y tres fases si separan crudo, agua y gas. Tomando en consideración los requerimientos de un buen diseño de

separación. Los separadores pueden pues clasificarse en fase a su geometría y su forma.

En conformidad con el existe una clasificación de los Separadores (fig. 2.15):



Fig. 2. 15 Clasificación de los Separadores (Rodríguez M, Mauricio F, 2006).

2.4.7.1. Separador Horizontal.

Inicialmente la mezcla entra al separador conectándose a la placa desviadora (Sección de separación Primaria), lo que provoca una separación abrupta inicial entre el líquido y el vapor debido al cambio en el impulso del fluido. El efecto de la gravedad causa que de la mezcla que entra se separen las gotas de líquido de la corriente de gas, cayendo al fondo del contenedor.

El gas se filtra por la placa desviadora y luego recorre una trayectoria horizontal a través de la sección de almacenamiento de líquidos en donde, las gotas pequeñas de líquido que no lograron ser separadas por la placa desviadora son apartadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas – líquido, pero no todas son fácilmente

separadas por gravedad en esta sección, por ello, antes de que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de separación llamada extractor de niebla.

En esta sección se utilizan aletas, para fundir y remover las gotas más pequeñas que aún permanecen en la corriente de gas. Posteriormente el líquido sale del contenedor mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel.

El controlador de nivel o flotador siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga, así mismo este tipo de contenedores poseen controladores para mantener la presión deseada. Y para un mejor manejo de la mezcla una de las características que posee es que se operan siendo llenados únicamente a la mitad para una maximización del área de interfaz gas- líquidos.

Lo anteriormente descrito, se muestra en la **figura 2.16**, así mismo se observa cada uno de los componentes que lo integran, desde la entrada de la mezcla, hasta las distintas salidas de los fluidos.

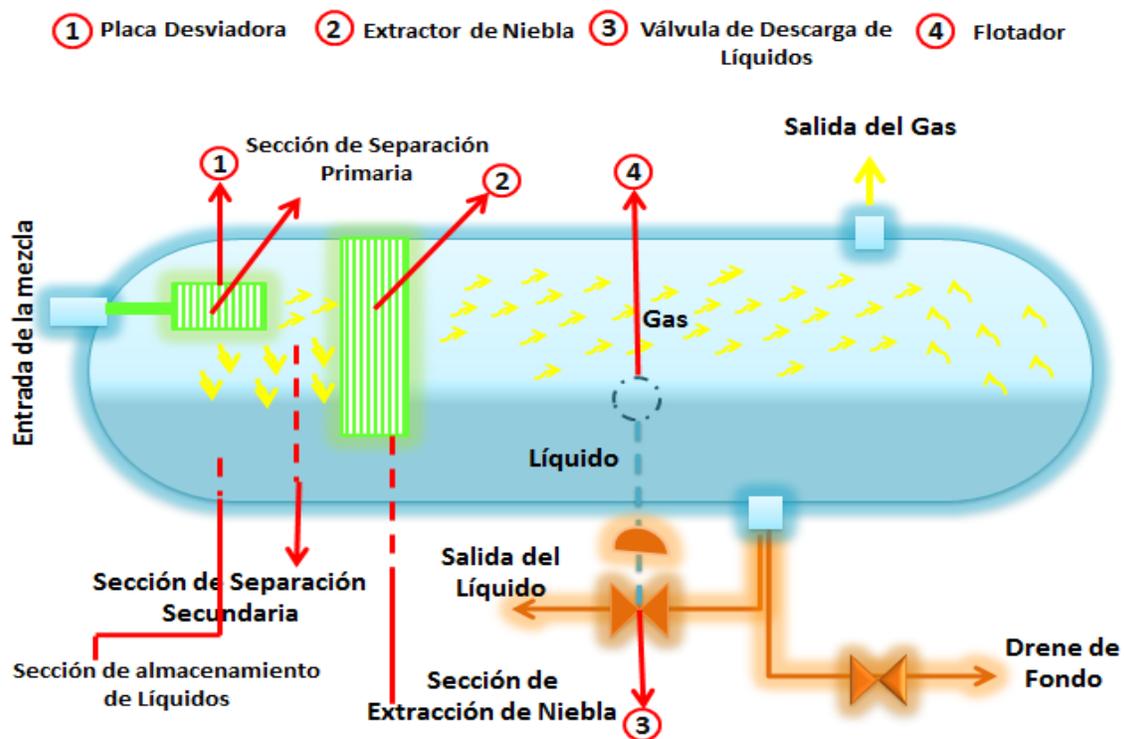


Fig. 2. 16 Esquemización de un Separador Horizontal. (Cabrera, 1984)

2.4.7.2 Separador Vertical.

En el separador vertical (**fig. 2.17**) la mezcla de hidrocarburos entra por un lado y al igual que en el separador horizontal, al entrar la mezcla choca con una placa

desviadora de entrada provocando una separación abrupta debido al choque y por gravedad el líquido fluye al fondo del contenedor a la sección de almacenamiento de líquidos, llegando hasta el drene de fondo para su salida. Mientras tanto las burbujas de gas fluyen en sentido contrario al líquido, llegando a la sección de separación secundaria donde debido a la gravedad las gotas de líquido caen hacia abajo y el gas fluye en sentido opuesto. A antes de salir pasa por la sección de extracción de niebla, el cual, al igual que el separador horizontal cumple la misma función. Dentro de sus características es que la presión y el nivel son monitoreados y controladores como en el separador horizontal.

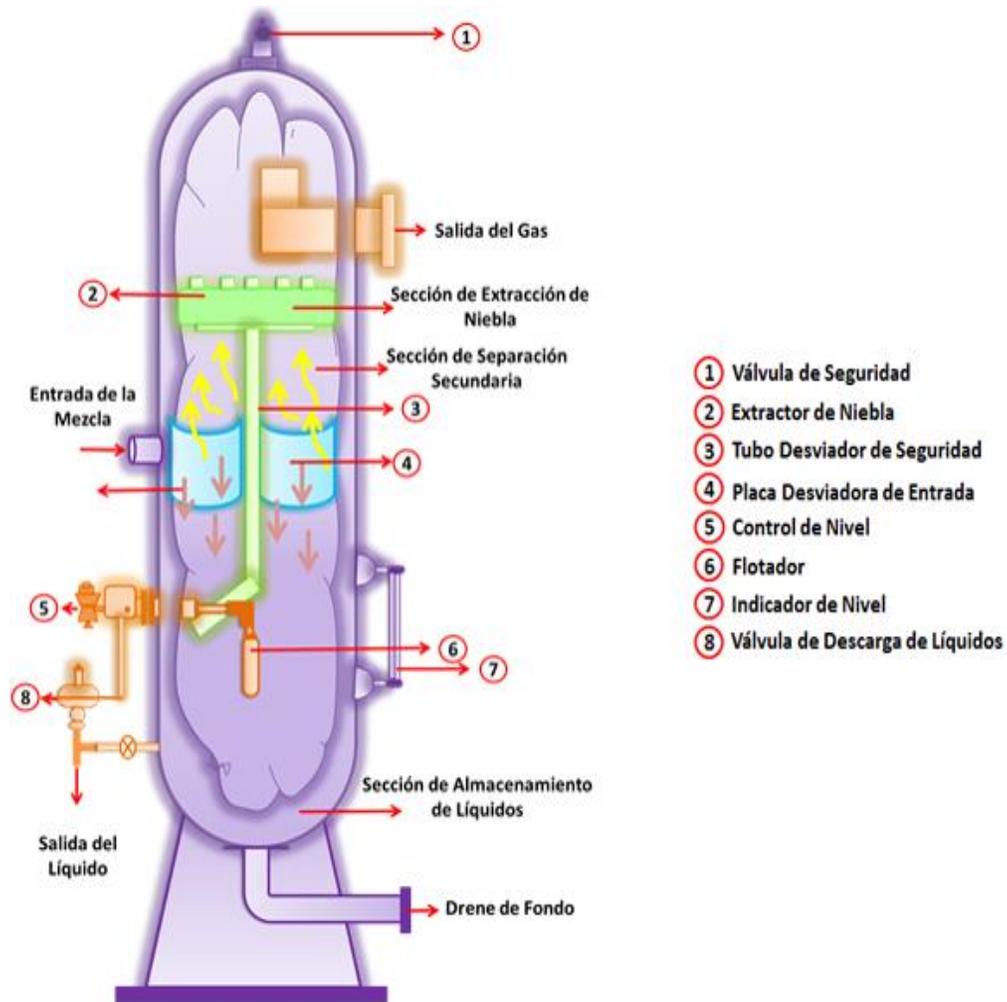


Fig. 2.17 Esquema de un Separador Vertical. (Cabrera, 1984)

2.4.7.3 Separador esférico.

Otro separador diseñado por construcción es el separador esférico (**Fig. 2.18**) el cual posee cualidades similares a los separadores horizontal y vertical, pasando por las mismas secciones de separación (sección de separación primaria, sección de separación secundaria, sección de almacenamiento del líquido y sección de extracción de niebla). Generalmente este tipo de separador suele ser un caso especial de los separadores verticales, es considerado muy eficiente en cuanto al mantener la presión del contenedor, pero cuenta con una capacidad limitada de oleada de líquido y complicaciones con el diseño y fabricación, por lo que no es muy considerada en la separación de fluidos en campos petrolíferos.

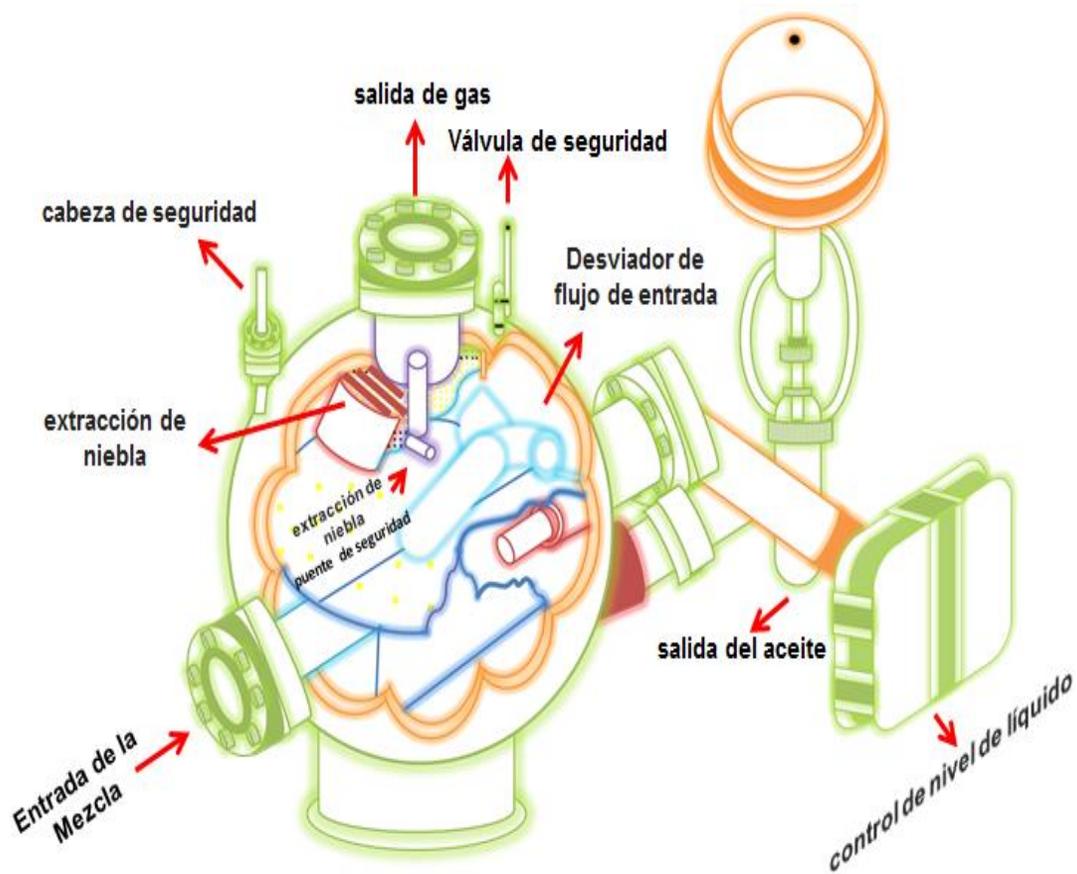


Fig. 2.18 Separador Esférico Típico.

2.4.8 Ventajas y Desventajas de los Tipos de Separadores.

De los separadores más utilizados en la industria hablaremos ahora de los dos principales, mencionando las ventajas y desventajas de los separadores verticales y horizontales.

Ventajas y Desventajas de los Separadores Horizontales y Verticales.

Tabla 2 Ventajas y Desventajas de los Separadores Horizontales.

Ventajas	Desventajas
Poseen mayor capacidad para el manejo de gas que los separadores esféricos o verticales.	Se considera que no son adecuados cuando en el flujo existen sólidos tales como lodo o arenas, debido a la dificultad de limpieza.
Resultan ser más económicos que otros separadores.	El control del nivel de líquido es más crítico que en los otros separadores.
Su instalación es más sencilla que la instalación de los separadores verticales	

Tabla 3 Ventajas y Desventajas de los Separadores Verticales.

Ventajas	Desventajas
Es utilizado cuando se tiene una relación gas-líquido alta o cuando se predican grandes variaciones en el flujo de gas.	Se producen grandes variaciones en la entrada durante el manejo de altas cantidades de líquido, por lo que se obliga a tener grandes dimensiones de tamaño de los separadores.
Facilidad para mantenerlos limpios, facilidad para trabajar con alto contenido de lodo, arenas y sólidos.	Necesitan de un mayor diámetro para una misma cantidad de gas.
Son altamente recomendables para flujos de pozos que producen por el sistema artificial de producción "Bombeo Neumático", para poder manejar baches de líquido que entran a los separadores.	Se consideran de mayor costo que los separadores horizontales.
Ocupan menor espacio que un horizontal	Su instalación es más complicada.

2.4.9 Etapas de Separación de fases en el Separador.

La separación de las fases de la mezcla de hidrocarburos que ocurre en estos dispositivos depende de diferentes factores, tales como (Cabrera, 1984)

- a. Tiempo de Residencia en el equipo.
- b. Densidad y viscosidad de los fluidos.
- c. Temperatura de Operación.
- d. Distribución de los tamaños de gotas de agua y aceite en la entrada del equipo.
- e. Velocidad del gas en el equipo.
- f. Presión de operación.

2.5 Transporte y Tratamiento del Gas.

Para la comercialización del Gas, es necesario cumplir con ciertos criterios que especifican los estándares de calidad, esto debido a que, en contraste con otros combustibles el gas, no es fácilmente licuable, dificultando su transporte y almacenamiento. Por lo que después de la separación de la corriente proveniente de los pozos, es elemental que el gas pase por distintos procesos de tratamiento para llegar a las especificaciones necesarias para su venta, esto se lleva a cabo por medio de la actividad de transporte de primera etapa, el cual se encarga de llevar el gas desde las baterías de separación hasta las plantas petroquímicas, necesitando la infraestructura adecuada, conformada por tuberías, Centros Procesadores de Gas (CPG) con estaciones de compresión, endulzadoras y deshidratadoras, entre otros, así como instalaciones de entrega.

Por ello en este subtema hablaremos a cerca de los procesos a los que se somete el gas, así como las características, las limitantes, la clasificación y los elementos necesarios en cada etapa para cumplir dichas especificaciones de calidad. Dentro de las cuales mencionaremos, a los rectificadores de gas, compresores, plantas de endulzamiento. (Erika Griselda Urbina González, CARlos Uriel Reyna Hernández, 2013)

2.5.1. Rectificadores de Gas.

Como mencionamos con anterioridad, posterior a la separación por etapas de la corriente el gas de la segunda etapa del separador es transportado a los rectificadores de gas, esto con el objetivo de retener los líquidos que pudiera tener

la corriente de gas que va a ser enviada a la etapa de compresión o para la quema de este. Dentro de sus características, se menciona que son horizontales y carecen de accesorios internos, pero existen algunos que poseen extractores de niebla.

Retener y remover los líquidos nos ayuda a:

- Para la prevención del desgaste de compresoras y/o turbinas.
- Evitar la alineación de hidratos.
- Resguardar la infraestructura de quemadores y catalizadores.
- Disminuir la emisión de contaminantes.
- Hacer un menor uso de aminas y glicoles.
- Evitar problemas operacionales en las tuberías.
- Cumplimiento con especificaciones de venta y almacenamiento.

Su funcionamiento se basa en la remoción de pequeñas cantidades de líquido sólidos de la corriente de gas que proviene de los separadores de segunda etapa. Su eficiencia depende de la cantidad de estos líquidos que contenga la corriente. Su funcionamiento se divide en etapas, la primera consiste en la separación de líquidos y vapor que ocurre cuando entra la corriente al rectificador, debido a que entra en contacto con los tubos de filtración lo que provoca que se formen gotas, debido a esto, le conocemos al proceso como coalescencia. Posteriormente la corriente a la segunda etapa del rectificador, que se lleva a cabo en los extractores de niebla, los cuales cumplen la función de remover las gotas de líquido que aún permanecen en la corriente, consecuencia de la coalescencia. Su diseño depende de los elementos de filtración que posea, pudiendo remover casi en su totalidad las partículas de líquido.

2.5.2 Filtrado.

El filtrado es la etapa del transporte en el que por medio de filtros es retirado el material sólido en el gas (ECOPETROL, 2014), para que no llegue a los asientos de las válvulas, en los obturadores de los reguladores o en los aparatos inyectores, tales como, polvo, agua, aceite o impurezas de arrastre, transportadas por el gas en los gasoductos. Los filtros son colocados en la entrada de una estación receptora del sistema antes de los reguladores (Brucart, 1987). Los más utilizados son aquellos elaborados con fieltro, llamados filtros de bolsa, pero en ocasiones debido a la presencia de líquidos se alteran por lo que existen los materiales sintéticos, como es el caso de la fibra de vidrio.

2.5.3 Endulzamiento del Gas.

Originalmente, al gas que es extraído de los yacimientos se lo conoce por el nombre de gas amargo como consecuencia de la presencia principalmente de dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (H₂S) en su composición. Pero resulta ser que, estas sustancias son indeseables, ya que pueden conducir a distintos problemas vinculados con la corrosión de espacios de aislamiento o en las tuberías de transporte (gasoductos) y bajo condiciones de bajas temperaturas pueden producir taponamientos debido a la solidificación.

Durante el proceso de endulzamiento las condiciones que se han de tratar son:

- Agrupación de impurezas.
- Volumen total del gas que se va a tratar.
- Temperatura y presión del sistema.
- Composición de los hidrocarburos.
- Detalles del gas ácido excedente.
- Características de los gases a remover.

Usualmente, el gas producido en los yacimientos contiene cantidades mayores al 0.3% o 3,000 ppm. Pero para la mayoría de los contratos de venta de gas natural requieren menos de 4 partes por millón (ppm), por lo que es necesario retirar el excedente de ácido sulfhídrico y otros contaminantes.

En conformidad con lo antepuesto es necesario la utilización del tratamiento de endulzamiento para que las sustancias indeseables puedan ser removidas y se pueda transportar el gas dulce (ahora sin estas sustancias tóxicas) cumpliendo las especificaciones de calidad del transporte por gasoductos.

Debido a lo anterior existen distintos procesos para el endulzamiento del gas, entre los cuales podemos mencionar, a los más usados:

1. Aquellos donde se utilizan soluciones acuosas de alcanolaminas. Entre las más utilizadas se encuentra la dietanolamina (DEA).
2. Con el objetivo de amplificar la absorción y disminuir el gasto energético se han empleado mezclas de alcanolaminas primarias (monoetanolamina, MEA) con alcanolaminas secundarias (DEA), o con alcanolaminas

-
-
- ácidos se acumula en el fondo de la torre y sale de esta a través del controlador de nivel.
4. La amina rica pasa a un tanque flash donde se separan los hidrocarburos gaseosos y parte de los gases ácidos absorbidos por la DEA.
 5. Una vez caliente, la DEA rica pasa por un filtro tipo cartucho que retiene los sólidos que pudieran formarse por la degradación de la amina;
 6. La DEA rica es alimentada en el plato número tres de la torre agotadora (Stripper) donde se absorben los gases ácidos contenidos en la DEA mediante un agotamiento con vapor de agua generado en un re-hervidor (Reboiler) de la misma torre.
 7. Debido a que la solución de amina pobre del rehervidor, fluye hacia un tanque de balance de DEA por diferencia de presiones, una variación de la presión permitirá un mayor o menor flujo de DEA pobre. Posteriormente la solución entra por la parte superior de la torre y en contracorriente al vapor de gases ácidos que se genera en el hervidor.
 8. El vapor fluye hacia arriba de la torre y pasa por un condensador que separa a la solución vaporizada de los gases ácidos, separándose el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

2.5.3.2 Plantas de Azufre

Las plantas de azufre son instalaciones industriales utilizadas para convertir el ácido sulfhídrico y otros compuestos del azufre del gas ácido a azufre elemental

2.5.3.2.1 Proceso Claus.

El proceso Claus es aquel que consiste en la recuperación de azufre la cual resulta de suma importancia y se lleva a cabo a partir de los gases residuales, los cuales son considerados un problema en el medio ambiente y al encontrarse junto con el gas, disminuyen significativamente la calidad de este y por ende su valor económico en el mercado.

El sulfuro de hidrogeno es considerado una fuente vital en la recuperación azufre, por lo que el proceso Claus es el primer método de tratamiento basado en la oxidación del H_2S . Generalmente las plantas de recuperación de azufre que utilizan este proceso tienen la capacidad de recuperación de hasta el 98% en la operación del proceso del gas natural. Su funcionamiento consiste en la oxidación parcial y catalización del H_2S para la producción de azufre fundido de alta pureza,

por medio de la reacción entre el aire y el ácido sulfhídrico (Praxair Technology, Inc , 2013-2018).

Normalmente el proceso se lleva a cabo con gases que poseen igual o mayor cantidad en volumen de sulfuro de hidrogeno correspondiente al 20% y menor al 5% en los hidrocarburos.

2.5.3.2 Proceso Claus combustión parcial (un solo paso)

La combustión parcial consiste primeramente en introducir al quemador una cantidad considerable de aire para poder quemar una parte del H_2S y convertirlo en azufre elemental, el quemador se encuentra situado en una cámara de reacción y tiene como objetivo de funcionamiento el poder proporcionar el tiempo suficiente para que la reacción sea completada.

2.5.3.2.3 Proceso Claus Modificado.

Como se muestra en la imagen (**fig. 2.20**), este tipo de proceso posee una eficiencia del 98.5% y cumple con el mismo objetivo el de convertir el ácido sulfhídrico en Azufre elemental, para este proceso se utiliza tres catalizadores, 2 primeros catalizadores son de alúmina, Al_2O_3 , y el tercero es un catalizador de oxidación selectiva.

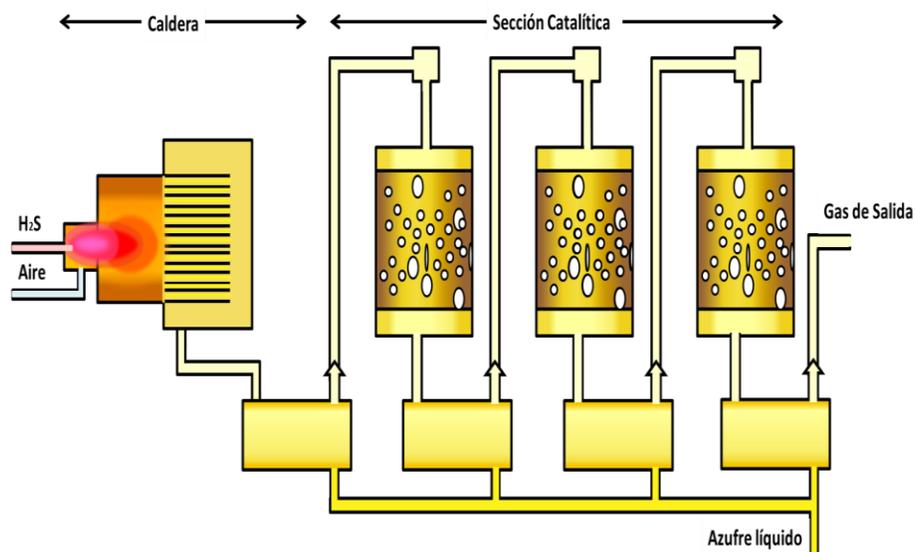


Fig. 2. 20 Diagrama del Proceso Claus (Escalona, 2009)

2.5.3.3 Proceso Criogénico

El proceso criogénico es también uno de los procesos más importantes para la remoción de compuestos ácidos y se basan en el procesamiento a bajas temperaturas para la separación del CO₂. (Barrientos).

En la **figura 2.21** se observa que el proceso criogénico comienza recibiendo el gas dulce húmedo que proviene de las plantas de endulzamiento del gas o en algunos casos, recibe el gas que proviene directamente de los campos productores. Este gas entra a una sección para ser deshidratado, debido a que es ineludible la remoción de agua, casi en su totalidad, subsiguientemente en este lugar es enfriado por un sistema de refrigeración mecánica externo, logrando así, la condensación de los hidrocarburos más pesados como el etano, propano, butano, u otras sustancias similares, debido a lo anterior, a el enfriamiento y la alta presión, estos son separados y enviados a la torre demetanizadora.

Posteriormente el gas que fue obtenido pasa a través de un turboexpansor, en donde es provocada un diferencial de presión repentina, lo que causa que se enfríe todavía más las corriente y a su vez esta es alimentada en la parte superior de la torre demetanizadora (Pemex Gas y Petroquímica Básica, 2006).

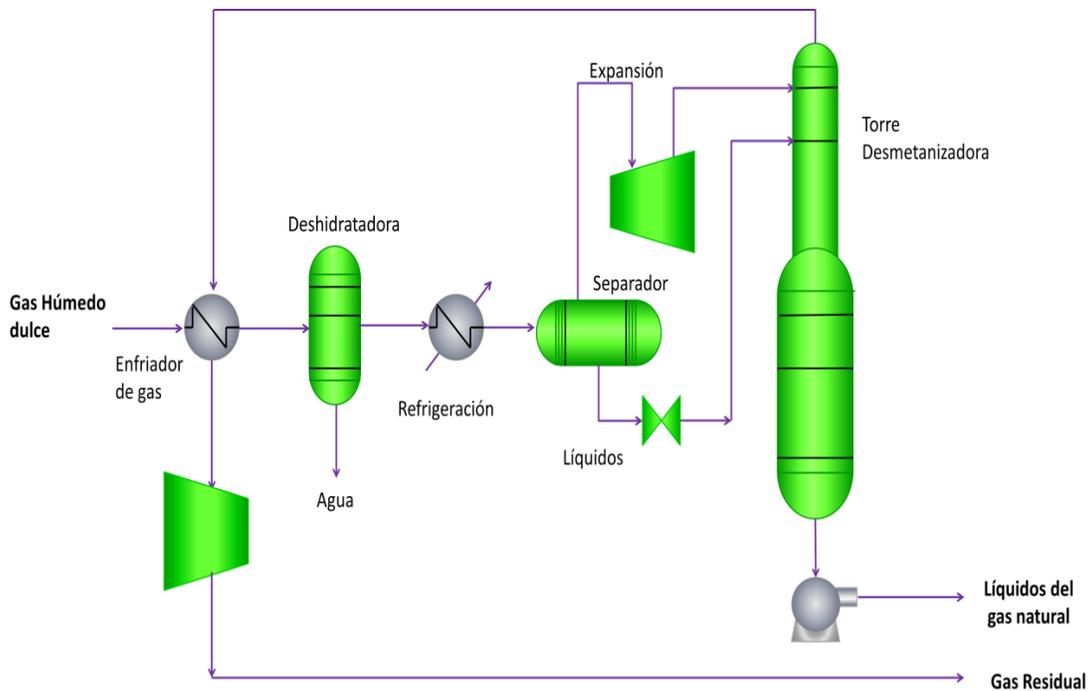


Fig. 2. 21 Diagrama de un Proceso Criogénico. (Pemex Gas y Petroquímica Básica, 2006)

El gas que sale del proceso criogénico es prácticamente metano, el cual tiene dos usos diferentes:

1. Gas listo para su comercialización, debido a su composición (prácticamente metano), que es inyectado al Sistema Nacional de Ductos, para que sea distribuido.
2. Puede ser usado en un Sistema Artificial de producción (Bombeo Neumático) para inyectarse a alta presión de manera continua o intermitente, para el aumento de la producción.
3. Por otro lado, los líquidos obtenidos a partir de este proceso, conocidos como líquido del gas o condensables, son enviados a las plantas fraccionadoras para procesarse.

2.5.4 Deshidratación del Gas.

Uno de los problemas que se presenta en la corriente de gas es la presencia de vapor de agua, debido a ello, es importante conocer el contenido de agua que existe en el gas para evitar problemas como la formación de hidratos (combinación física de agua y otra molécula que origina un sólido semejante a hielo, con otra estructura distinta al hielo), los cuales pueden taponear los equipos y/o tuberías lo que provocaría una reducción o interrupción del flujo, por otro lado, puede existir, la corrosión de la tubería y/o acumulación de agua, debido a que es corrosiva pudiendo contener CO_2 y H_2S , la condensación del vapor de agua, para la optimización del proceso de compresión y para cumplir con los estándares de calidad, para su transporte distribución almacenamiento y comercialización. El valor permitido de vapor de agua en las tuberías oscila entre 4-7 lb $\text{H}_2\text{O}/\text{MMPCS}$, en congruencia con lo anterior es necesario hacer que el gas pase por la etapa de Deshidratación.

En la **figura 2.22** se muestra la esquematización de un proceso de deshidratación con glicol, la cual, se encarga de eliminar el contenido de agua o cualquier otra sustancia indeseable, en el gas natural. El proceso de deshidratación consiste en hacer entrar el gas húmedo por la parte inferior de la columna, posteriormente ingresa al Scrubber, en donde se realiza la separación inicial, de allí entra al coalescedor, encargado de remover el agua y/o hidrocarburos líquidos, aumentando la eficiencia del proceso., en la punta de la columna sale el gas seco y en el fondo el líquido. Consecutivamente, entra al flash tank, en donde por diferencia de presiones son separados los gases de los vapores, el fluido entra al rehervidor, donde se recupera parte del calor del flujo saliente, posteriormente

entra al filtro para atrapar las últimas sustancias solidas que aún puedan encontrarse en el gas.

Así pues, existen diferentes métodos de deshidratación, donde dependiendo las características y condiciones para las que resulta viable implementarlos es que son seleccionados, tomando en consideración, sus ventajas y desventajas (Madariaga, Santos, Ortiz , 2010), a continuación se muestran los siguientes:

- Absorción.
- Adsorción.
- Delicuescencia.
- Expansión-Refrigeración.
- Permeación del gas.
- Tecnología Twister.

2.5.4.1 Deshidratación por Absorción.

La Deshidratación por Absorción es uno de los métodos más económicamente viable y eficiente si y solo si, se alcanzan las especificaciones requeridas de deshidratación.

Consiste en la exclusión del vapor de agua del gas por medio del contacto íntimo con un desecante líquido, debido a las interacciones moleculares, alta reactividad a compuestos orgánicos, por ello cuando el gas húmedo es tratado con una corriente, el desecante líquido, el vapor de agua será absorbido. Los glicoles son los desecantes más efectivos entre los cuales encontramos: el etilenglicol, tetraetilenglicol, dietilenglicol y trietilenglicol siendo estos dos últimos los más usados en la industria.

2.5.4.2 Deshidratación por Adsorción.

En síntesis, la Deshidratación por Adsorción es la operación de extraer los componentes licuables (agua), de una masa gaseosa (corriente de gas), mediante la aplicación de un desecante sólido.

Debido al uso de un desecante sólido, por medio de adsorción superficial, condensación capilar y/o por una reacción química, es que se puede separar el agua de la corriente de gas. Pero la adsorción a diferencia de la deshidratación por absorción posee con ciertas desventajas, de las cuales destacaremos las siguientes:

- Elevada inversión inicial.
- Existencia de desecantes sensibles a contaminación.
- Declinación de la presión mayor que en la deshidratación por absorción, debido a la capacidad de caudales.

Pero a pesar de las desventajas, posee un gran beneficio y es que se obtiene un gas extra-seco (97-99% de metano). Gran parte de las unidades ofrecen un punto de rocío de -34°C , durante la primera parte del ciclo.

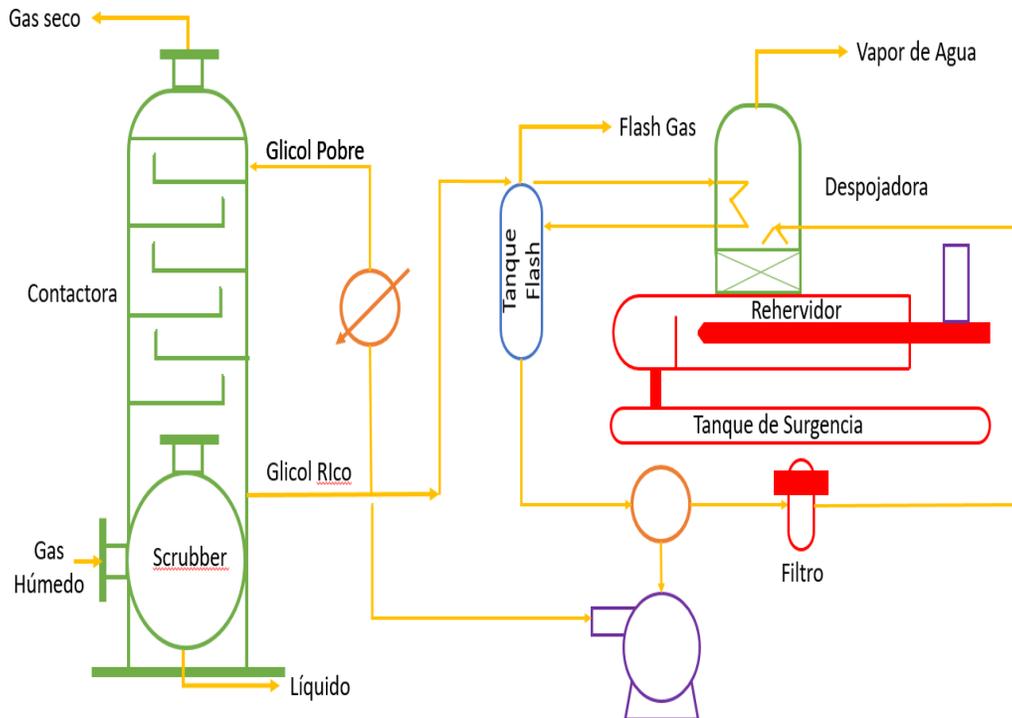


Fig. 2.22 Esquema de una Planta Deshidratadora con Glicol (GPSA engineering Data Book, 2004)

2.5.5 Fraccionamiento.

Posterior a los procesos de criogenización y deshidratación, parte de la corriente de gas compuesta por líquidos del gas y condensados dulces, llegan a la estación de proceso de fraccionamiento, donde por medio de varias etapas de separación de cada uno de los productos, se logra llegar a nuevos productos que se encuentran listos para la comercialización.

La **figura 2.23** ejemplifica el proceso de fraccionamiento, en él, se observa la primera columna de separación, en la que es separado el etano, durante la segunda columna se obtiene el gas licuado con componentes como el propano y el butano y finalmente se llega a la obtención de naftas ya sea pesadas o ligeras

con componentes como pentanos y/o hexanos pesados. Los componentes obtenidos son almacenados y distribuidos ya sea para consumo, para la exportación o para su comercialización.

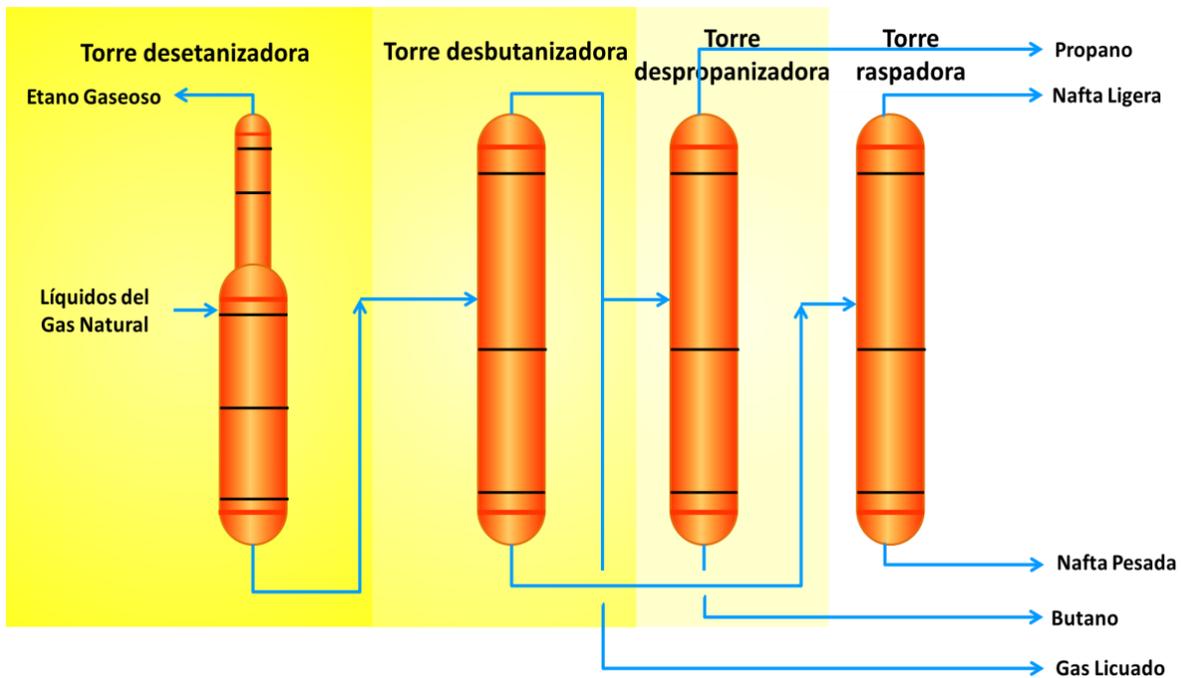


Fig. 2. 23 Diagrama de un Proceso de Fraccionamiento. (Pemex Gas y Petroquímica Básica, 2006)

2.5.6 Compresión.

De manera general, anterior al uso de un gas es de vital importancia someterlo a un proceso de compresión, con el fin de incrementar su nivel energético, a través del incremento de presión y aumento de la temperatura, por medio del trabajo aplicado sobre el gas en el compresor, tomando en consideración dos parámetros, la relación de compresión, así como la potencia requerida.

2.5.6.1 Planta compresora

Una planta compresora de gas, es diseñada para la eliminación de los componentes más pesados y valiosos del metano en la corriente. En este proceso es necesaria la caída de presión, y esta tiene que ser recuperada antes de que sea introducido a los gasoductos, permitiendo el transporte de un lado a otro, para

su tratamiento, consumo, o usos en sistemas artificiales de producción (bombeo Neumático) a través de la reinyección a un yacimiento.

Dentro de sus principales funciones podemos mencionar:

- Son capaces de proveer la energía suficiente para conseguir una etapa posterior, para la distribución por ductos.
- Con fines de transporte por medio de tuberías con un menor diámetro.
- Recibe, comprime y descarga a una mayor presión.
- Puede ser utilizada para los procesos de manejo de gas, operar maquinaria y para todo tipo de herramientas neumáticas.

Estas funciones pueden llevarse acabo a través de alguno de los métodos mecánicos, por los que se rige el proceso de compresión para aumentar la presión del gas.

1. La reducción del volumen del gas
2. El aumento de la velocidad del gas, para así poder transformar la energía de velocidad a presión.

En conformidad con lo anterior, durante la etapa de compresión del gas existen distintas alternativas, las cuales son seleccionadas dependiendo la presión a que se encuentre la corriente o los caudales en los que se procesan.

De los tipos de compresores que se muestran en la imagen **(fig.2.24)** destacan aquellos con desplazamiento positivo y dinámico, siendo el desplazamiento positivo aquel donde el gas aumenta la presión por medio de la reducción de volumen, mientras que, por otro lado, el compresor de tipo dinámico apresura el gas incrementando la energía cinética, de manera general son muy buenos debido a las grandes cantidades de flujo que puede manejar.

El tipo de compresor, es elegido dependiendo distintas variables como la presión, temperatura, la velocidad a la que está el fluido, cuanto es el requerimiento de energía, el mantenimiento, así como los costos que implica para que sea económicamente viable el transporte del producto. Así pues, los tipos de instalación de las plantas compresoras se encuentran en serie y en paralelo

Se le llama en serie cuando los equipos se encuentran en cadena y colocados de manera que la descarga de uno sea la succión del compresor siguiente, intercambiando calor entre descargas.

A diferencia de los compresores de tipo paralelos, en donde se encuentran equipos compresores de manera paralela como su nombre lo dice haciendo que la succión y la descarga de estos sean para todos comunes.

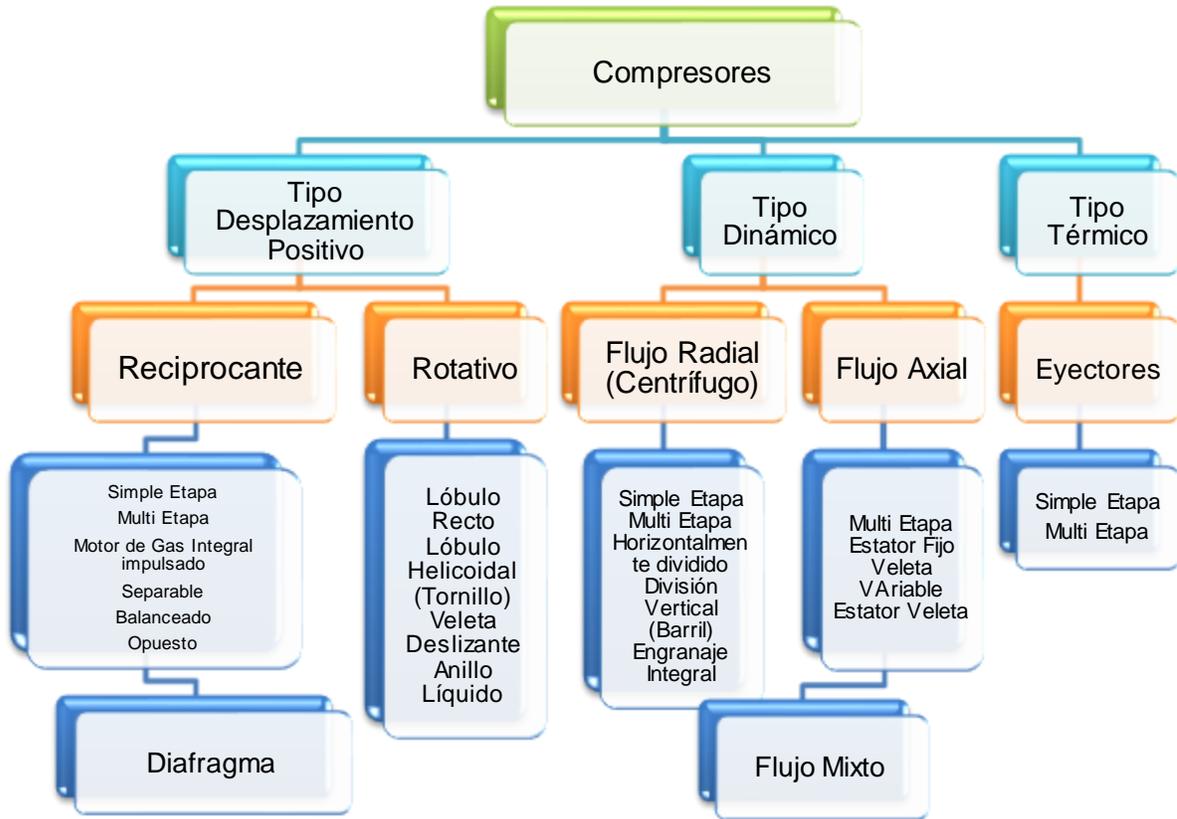


Fig. 2. 24 Tipos de Compresores. (Federico Strada, Alejandro Casale, 2008)

De manera general los compresores que son más utilizados en la industria son:



Fig. 2. 25 Esquema de compresores con mayor relevancia en la Industria

En general, los compresores que más se utilizan en la industria (**fig. 2.25**) son aquellos de tipo desplazamiento positivo (Reciprocantes) y de tipo Dinámico (Centrifugo), esto debido a su alta eficiencia y a las características de compresión que tiene.

Según un artículo de (Society of Petroleum Engineers International, 2015) se menciona que, del mismo modo que existe una clasificación para los tipos de compresores según su modo de trabajo, también existe una clasificación dependiendo el tipo de acción que va a realizar:

1. Flash Gas:
Son aquellos compresores utilizados para la compresión del Flash gas, encontrados en las instalaciones de manejo de aceite para comprimir el gas que es evaporado de los hidrocarburos líquidos, cuando este fluye de una alta presión a un separador de menor presión. Generalmente producen altas relaciones de compresión.
2. Gas Lift:
Este tipo de compresores son empleados con mayor frecuencia en las instalaciones de manejo de aceite, en donde es requerida la compresión de los gases de formación y el gas Lift. Este tipo de compresores resulta ser de bajo rendimiento con altas relaciones de compresión. Se encuentran con mayor frecuencia en las instalaciones mar adentro.
3. Reinyección:
Son aquellos que se utilizan para el aumento de la presión o simplemente para mantener la producción de aceite. Generalmente requieren que entreguen a presiones de descarga mayores a 10,000 psi o pueden ser utilizados para el almacenamiento subterráneo del gas. Cumplen normalmente los requisitos de alta potencia y bajo volumen.
4. Booster o Refuerzo:
Son aquellos encargados de restablecer la caída de presión como consecuencia de las pérdidas de fricción, lo cual involucra evaluar la indemnización económica de las estaciones de impulso de las líneas de flujo y el costo de la vida de los compresores. Del mismo modo son utilizados en yacimientos cuya presión se encuentra en descenso. Estos se encuentran diseñados para altas tasas de rendimiento y baja relación de compresión.
5. Recuperación de Vapor:
Estos son empleados para la recolección del gas en los tanques y demás equipos con baja presión en sus instalaciones. Tienen como características las bajas presiones de succión, las altas relaciones de compresión y pequeñas tasas de rendimiento.

6. Casighead:

Empleados en las combas sumergibles eléctricas y de varillas en donde es indispensable que el gas que es de formación, sea separado del fondo del pozo para que posteriormente sea transportado a través del anillo. Generalmente es enviado a un compresor flash o de refuerzo. Poseen bajas presiones de succión, altas relaciones de compresión.

2.6 Medición de Fluidos Petroleros.

La medición implica un conjunto de elementos los cuales indican y registran el flujo de los fluidos que pasan a través de ellos.

Con el objetivo de obtener la medición de la cantidad de gas producido en un campo o yacimiento y los usos que puede llegar a tener tales como: combustible, transferencia interáreas procesos del GNL, inyección para sistemas de recuperación secundaria, levantamiento artificial ventas a consumidores, venteo del gas, relación gas aceite (RGA) es necesaria la medición exacta del gas natural. Del mismo modo debido a la necesidad de una apropiada determinación de los volúmenes de gas, es de vital importancia, contar con sistemas apropiados de medición para ofrecer una mayor confiabilidad y exactitud para distintos fines.

2.6.1. Propósitos de la implementación de Instrumentos de medición.

La implementación de sistemas e instrumentos para las mediciones del gas (Cuantificación del volumen y determinación de la calidad), es de gran importancia implementarlos a lo largo de toda la cadena del manejo de la producción del gas, desde la producción, pasando por el transporte hasta la comercialización del producto (transferencia de custodia), por ello, se tienen diferentes propósitos, tales como (Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Desarrollando la Industria petrolera en el país, 2015):

- a) Obtención de volúmenes de producción de los pozos, yacimientos o campos.
- b) Obtención de volúmenes extraídos desde que se encuentra en los pozos hasta que llegan a los puntos de entrega.
- c) Tienen el propósito de Contabilizar los volúmenes que han sido extraídos en los puntos de transferencia de custodia y venta.
- d) Obtención de valores.
- e) La mejora de las mediciones fiscales para poder imponer los impuestos al gas extraído y comercializado.

-
-
- f) Obtención de los volúmenes de los distintos tipos de gas, para considerar pérdidas o mermas, así como el volumen de gas que se dirige a los quemadores.

2.6.1.1. Estándares de la Industria del Gas.

La medición del Gas Natural es determinada en conformidad con las Normas Oficiales Mexicanas que sean emitidas para tal propósito, o a falta de éstas, son determinadas de acuerdo con los reportes vigentes de los estándares de la Industria del Gas o sus modificaciones, entre los estándares más destacados encontramos, los siguientes mencionados:

1. American Gas Association (A.G.A.)

Provee datos técnicos respecto a los procedimientos prácticas, guías, principios básicos, aplicaciones y uso para los dispositivos de medición, de caudal volumétrico, másico y de poder calorífico. (Maria Laura Germier, Mauro López Carrizo , 2006)

- AGA 3- Placas de Orificio.
- AGA 5- Cálculos Energéticos.
- AGA 7- Turbina Axial.
- AGA 8- Cálculos de Súper compresibilidad
- AGA 9- Ultrasónicos.
- AGA 10- VOS (Calculada vs Medida).
- AGA 11- Medidores tipo Coriolis.

2. American Petroleum Institute (A.P.I.)

Los estándares A.P.I. facilitan al usuario el empleo de las mejores prácticas y usos en medición y calibración (Maria Laura Germier, Mauro López Carrizo , 2006).

- API 14: Natural Gas Fluid Measurement

3- Regulaciones del Estado.

2.6.2 Instrumentos de Medición.

En congruencia con lo anterior, se utilizan diferentes instrumentos de medición para cumplir con los estándares de Calidad, para evitar problemas de corrosión y/u otros problemas en el transporte y procesamiento del gas, así como, para el empleo de ajustes de costos de transporte. A raíz de lo comentado, se sabe que existen diferentes instrumentos en la industria para la medición de grandes cantidades de gas, los cuales se diferencian por lo que miden y en donde lo miden, ya sea, presión diferencial, velocidad, volumétricos y/o másicos.

2.6.2.1 Tipos de medidores.

Medidores por Presión Diferencial

Existe una variedad de instrumentos utilizados para la creación y medición de la presión diferencial, dentro de los que se pueden destacar el Tubo de Venturi u otro dispositivo con diámetro de paso fijo, las toberas y el más utilizado en la industria como instrumento de medición, la Placa de Orificio, debido a su facilidad de operación e instalación. Se encuentran en disponibles en una gran variedad de modelos y tamaños, además de constituyen un medio económico y fiable de medir caudales de gases, líquidos y vapor. Por lo que en esta sección los describiremos, mostrando sus características, principio de funcionamiento y ventajas y desventajas, haciendo énfasis en el último por ser el más empleado. Este tipo de medidores se dividen en:

1. Elementos primarios que registra la presión diferencial.
2. Elementos Secundarios. Los que miden esa presión diferencial.

❖ Placa de Orificio.

El medidor Placa de Orificio es aquel, que es colocado en la tubería entre bridas o porta placas y empleado para la medición de grandes cantidades de gas, el cual mide la presión diferencial (**fig. 2.26**).



Fig. 2. 26 Tipos de Placas de Orificio (Endress+Hauser, 2011)

❖ Placa de Tubo Venturi.

Otra manera de medir el caudal de un fluido, en una tubería, aunque no es tan popular como la placa de orificio, es el Tubo de Venturi (**fig. 2.27**), el cual es un dispositivo, que origina una pérdida de presión al pasar por este, un fluido y se describe como una tubería que es corta y recta entre dos tramos cónicos.

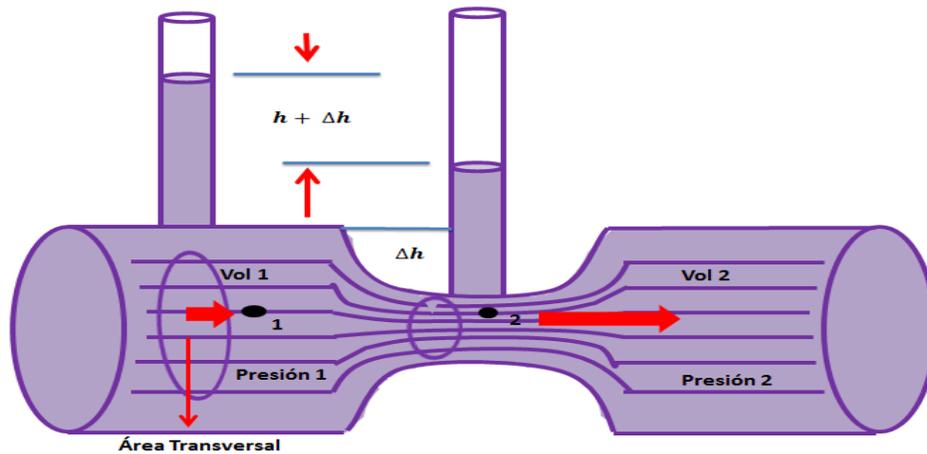


Fig. 2. 27 Diagrama de un medidor, Tubo Venturi

❖ Tubo Pitot

Los Tubos Pitot (**fig. 2.28**) son instalados en las tuberías, transversal a la dirección del flujo del fluido o también son instalados en conductos de sección rectangular.

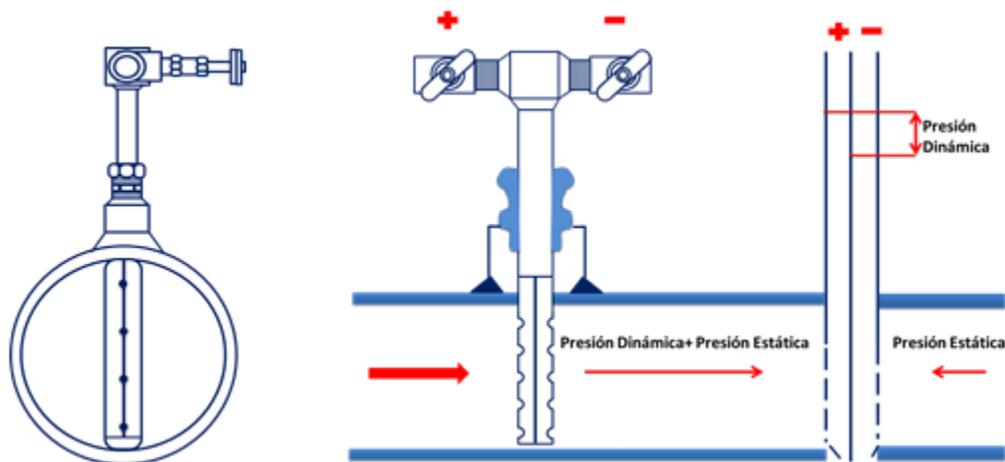


Fig. 2. 28 Esquemización de la medición de flujo Utilizando un Tubo Pitot. (Endress+Hauser, 2011)

❖ Tobera o Boquilla de Flujo.

Este medidor es constituido principalmente por tubos de pequeña longitud que se encuentran compuestos por piezas tabulares, adaptadas a los orificios y estos, son empleados para dirigir el corro de flujo.

Medidores de Velocidad

❖ Medidores de flujo ultrasónicos (Doppler)

Este tipo de medidores emiten una señal, donde la frecuencia es conocida y hace eco en las partículas que se localizan suspendidas. Esta nueva onda de frecuencia es medida y la diferencia que existe entre las dos frecuencias es directamente proporcional a la velocidad que tiene el flujo del fluido. (Figura 2.29.)

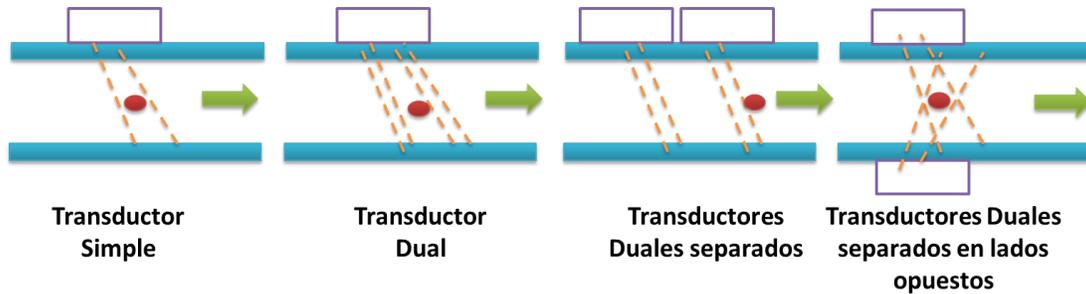


Fig. 2. 29 Diagrama del Efecto Doppler en un Tubería. (Valdés, 2017)

❖ Medidores tipo turbina

El medidor tipo turbina (**fig. 2.30**) consiste en un rotor con paletas el cual, gira libremente en el interior del conducto que lo contiene. Este medidor permite hacer mediciones de flujo ya sea alto o bajo. Tomando en consideración el tipo de fluido, la viscosidad, propiedades corrosivas, el agua y sólidos que pueda tener la corriente.

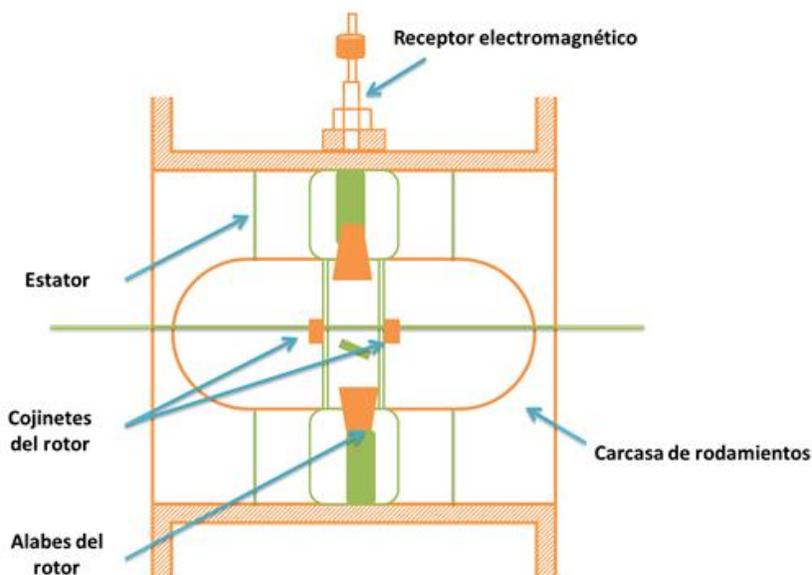


Fig. 2. 30 Diagrama de un Medidor de Flujo Tipo Turbina. (Valdés, 2017)

❖ **Medidor Tipo Coriolis**

Consiste en un tubo de medida, una bocina conductora y dos sensores, los cuales se encuentran colocados a ambos lados de la bocina, su principio se basa en las fuerzas de inercia que son generadas si y solo si una partícula se mueve en relación al cuerpo en una sola dirección hacia o lejano al centro de rotación.

2.6.2.3 Medidores de desplazamiento positivo.

Ese tipo de medidores, mejor conocidos como “contadores PD” (Positive Displacement Flowmeters) es el único que mide el caudal volumétrico, disponen de cámaras desplazables que dividen el fluido en volúmenes fijos conocidos con presión a medida que éste pasa por el medidor de caudal.

2.6.3 Medición de la Humedad del gas.

La medición de la humedad en el gas, es de vital importancia debido a que esta puede provocar corrosión en las tuberías (gasoductos) al ser transportado, así pues, al tomar las medidas necesarias debido a la humedad se pueden obtener beneficios como la disminución de los costos de transporte y asegurar una calidad apropiada del gas.

2.6.4 Medición de quema y venteo

Dentro de la medición de los fluidos, también encontramos la medición de la quema del gas; su importancia radica en lo siguiente:

- La reducción de la quema de gas y emisiones de gases de efecto invernadero.
- Evadir el desperdicio del gas (Incineración del Gas, liberación del gas a la atmosfera y emisiones de gas en eventos no previstos)
- La contribución a la eficiencia de energía

Por ello se realiza un cálculo para el estimado general del volumen total de gas quemado, tomando en consideración la diferencia entre el Gas enviado y el gas exportado.

2.7 Almacenamiento de Gas Producido.

Un volumen de gas que, se encuentra contenido en un recipiente, cuenta con dos principales características las cuales son imprescindibles para la estimación de su volumen en un tanque de almacenamiento:

1. La primera en tomar en considerar, es que, todo gas que ocupe un espacio aumentará su volumen hasta ocupar la totalidad de espacio del recipiente que lo contiene.
2. Otra característica importante es que la presión dentro del recipiente, será la misma en cualquier punto.

Debido a lo anterior los tanques de almacenamiento de gas, poseen una forma esférica

Como ya habíamos mencionado en otros capítulos el gas es transportado a través de gasoductos, del mismo modo, existen los líquidos del gas natural que son transportados en buque tanques metaneros, camiones criogénicos o pueden ser transportados en cilindros de alta presión, como gas natural comprimido.

Una de las nuevas consideraciones para satisfacer las crecientes necesidades energéticas hacia el almacenamiento, es el almacenamiento subterráneo de gas. En congruencia con lo anterior, se sabe que, se puede desarrollar infraestructura, bajo distintas tecnologías.

Como se muestra en la imagen de a continuación, existen distintos tipos de almacenamiento que si bien, no todos, son implementados en México, podrían ser una alternativa para el desarrollo de infraestructura y aprovechamiento del gas. Dentro de los más económicamente viables, podemos mencionar:

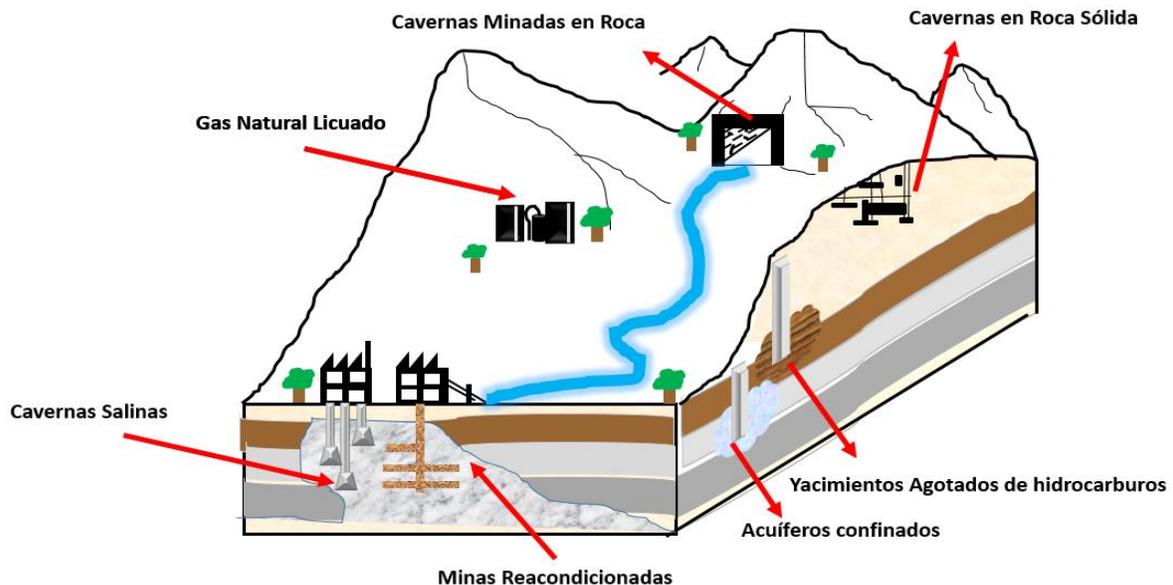


Fig. 2. 31 Tipos de Almacenamiento. (SENER, 2018)

1. Cavernas Salinas.
2. Acuíferos Confinados.

3. Yacimientos Agotados de hidrocarburos

- Tipos de Almacenamiento de gas Natural.

Para el fortalecimiento de la seguridad energética de un país es necesario hacer uso del almacenamiento de hidrocarburos con el fin de resguardar nuestros recursos, así pues, se considera de vital importancia identificar los diferentes tipos de almacenamiento, y los casos en los que pueden ser usados. A continuación, se muestra la clasificación según un documento realizado por SENER, CNH y CENAGAS:

Tabla 4 Tipos de Almacenamiento.

Tipo de Almacenamiento	Característica y/o Aplicación
Almacenamiento Estratégico	Pueden ser utilizados bajo autorización expresa
Almacenamiento Operativo	Utilizados para la solución de problemas diarios de suministro. Y se encuentra administrado por el Gestor Técnico del Sistema.
Almacenamiento Comercial	Son aquellos que son creados como una decisión comercial, con el fin de la minimización de riesgos y/o Volatilidades

2.7.1 Cavernas Salinas.

La sal posee diversas propiedades, que, se consideran ideales para el almacenamiento de gas, debido a que tiene una resistencia alta y actúa como sello de fracturas, evitando fugas, gracias a ello el gas adentro de ellas, puede extraerse de manera eficiente ya que no hay pérdida de presión provocada por el flujo a través de medios porosos. Del mismo modo se sabe que el almacenamiento de gas en cavernas de este tipo permite el acomodo de una fracción sustancial de gas de trabajo con lo que respecta al gas total. Este tipo de almacenamiento es considerado una buena opción de almacenamiento debido a que permite frecuentes alternativas cíclicas y grandes regímenes de inyección y producción. (Schlumberger, 2002)

Por lo anterior, se conocen dos tipos de almacenamientos en cavernas salinas, tales como:

- a. Domos. Se considera a los domos como formaciones de sal muy gruesas con una profundidad limitada aproximada de 1800 metros.
- b. Lechos. Al igual que los domos, son formaciones de sal, pero más delgadas y a menor profundidad. Debido a la delgadez de las capas se encuentran más

propensas al deterioro de estas, resultando, menos rentable en cuanto a costos, desarrollo y operación.

Dentro de sus características se encuentra la capacidad de manejo de tasas elevadas de inyección y extracción, en comparación con el tipo de almacenamiento de acuíferos confinados o los yacimientos se presentan mayores costos, entre un 55% y 78% respectivamente. (SENER, 2018)

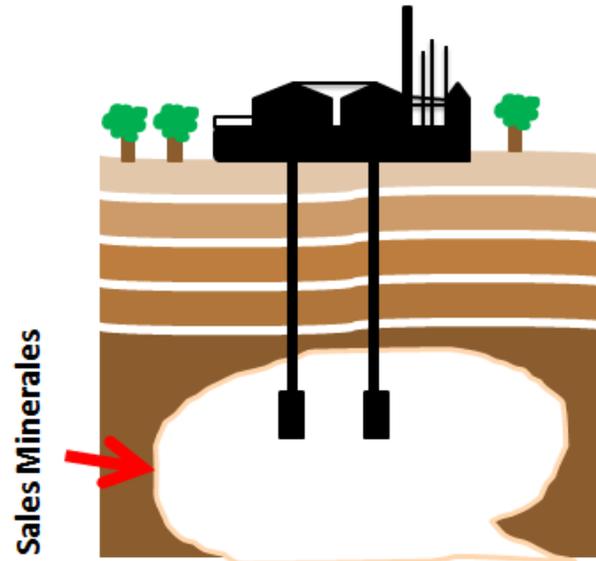


Fig. 2.32 Configuración Típica de una Caverna Salina. (SENER, 2018).

2.7.2 Acuíferos Confinados.

El almacenamiento de gas natural en los acuíferos confinados, consiste en la inyección en depósitos que inicialmente contenían agua, los cuales corresponden a un esquema donde la roca que es permeable, se encuentra encajada por arriba y por abajo en terrenos impermeables, considerando que, el tipo de roca que suele estar presente en este tipo de depósitos es, lutita (shale) debido a sus características petrofísicas. El espesor del depósito se encuentra saturado de agua y la presión de poro es más grande que la presión atmosférica, por lo que, al inyectar el gas, el agua es desplazada hacia afuera del depósito.

Pero, para poder hacer uso de un acuífero, es necesario hacer un estudio, para contemplar las propiedades petrofísicas de la formación y la caracterización de la estructura. Siendo la porosidad y la permeabilidad, de los factores más importantes a considerar en la zona en la que se requiera hacer uso para almacenamiento del gas, teniendo rangos para la porosidad de entre 12% a 25% y considerando una permeabilidad relativamente baja con valores que oscilan entre 10^{-4} a 10^{-6} mD.

Hoy en día, existen aproximadamente 91 acuíferos confinados en el mundo, empleados en el almacenamiento de gas, los cuales requieren de un periodo de inyección con rangos entre 200 a 250 días y un periodo de producción con valores aproximados de 100 a 150 días. Una característica que influye en la rentabilidad de un proyecto como este es la profundidad, debido a que el acuífero debe de tener una capacidad suficiente en los análisis económicos. Puede presentar problemas debido a fugas por el tipo de formación y las presiones que maneja deben de ser altas.

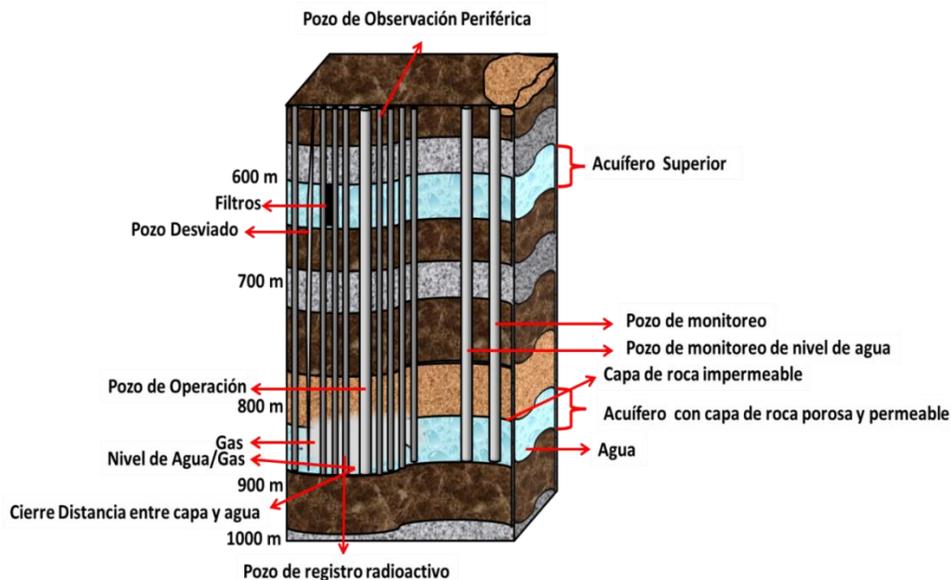


Fig. 2. 33 Diagrama representativo del Almacenamiento de un Acuífero Confinado. (SENER, 2018)

2.7.3 Yacimientos Agotados de Hidrocarburos.

Al igual que en los otros tipos de almacenamiento es necesario evaluar si el deposito cuenta con las características económicas, geográficas y geológicas para contener al gas natural, así como los requerimientos de diseño y operación. Aunque no hay registro en México del la implementación de este deposito, se ha considerado su uso debido a los beneficios económicos que tendría.

Es importate tomar en consideración la ubicación de los yacimientos agotados de hidrocarburo, los cuales, deben esttar situados cerca de un centro de consumo o producción, de otro modo, se tendría que implementar infraestructura de transporte, pero eso implicaría un aumento en el presupuesto de un proyecto, que, tiene el fin de ser economicamente viable. Y del mismo modo que los demás es importante la consideración de la permeabilidad y la porosidad, para que puedan contener y extraer al gas de trabajo, manejar los intervalos de inyección y deben

de tener poca permeabilidad. Generalmente su producción oscila entre los 100 y 150 días, mientras que el periodo de inyección se sitúa entre los 200 a 250 días.

La factibilidad de este depósito se debe a que ya cuenta con las instalaciones para la inyección y extracción de los hidrocarburos. Entre sus desventajas, se contempla la contaminación del gas almacenado con agua, ya que al suceder esto, es necesario eliminarla para evitar problemas de corrosión o bloqueo de las redes de conexión por la formación de hidratos de gas, posteriormente se lleva a la planta procesadora y es enviada al sistema de transporte.

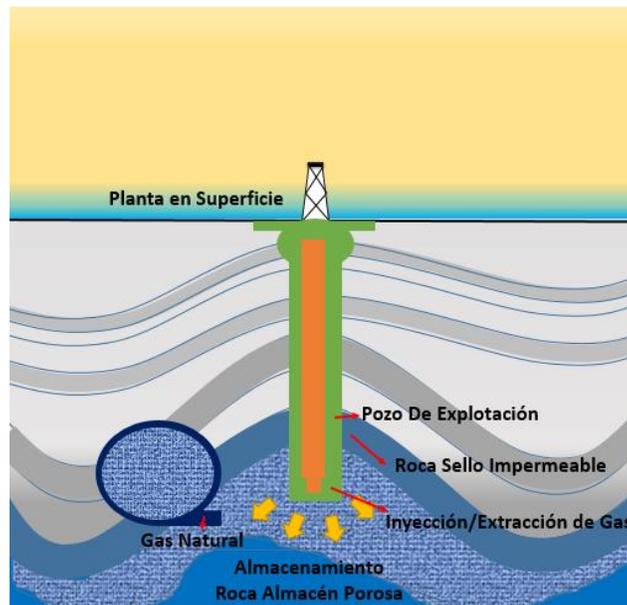


Fig. 2. 34 Diagrama de Almacenamiento en yacimientos Agotados de Hidrocarburos. (CNH, SENER, CENAGAS, 2017)

Capítulo III. UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL.

La importancia de la optimización de las instalaciones superficiales radica en la obtención de las mejores condiciones para el manejo del fluido producido, por lo que se pretende analizar y evaluar cada uno de los componentes que integran las instalaciones, del mismo modo, implica la realización de actividades y trabajos con mayor rapidez y eficacia de manera programada y planificada, en donde, se puedan identificar parámetros, variables y demás problemas, que puedan llegar a afectar el proceso de manejo de la producción, todo lo anterior, con el objetivo de realizar algunas propuestas de intervención o implementar posibles soluciones de manera, eficiente, rápida, sencilla y económicamente rentable, para la maximización de la producción y basados en una disminución de los costos de inversión.

En congruencia con lo anterior, es de vital importancia conocer todos los conceptos básicos del comportamiento de los yacimientos, el comportamiento de los fluidos y el manejo y control necesario en superficie, así mismo, se vuelve necesario para la determinación de problemas de producción, analizando los componentes que lo constituyen. Teniendo como objetivo el manejo eficiente de los materiales de producción, mediante la reducción de costos, a través de la eficiencia del flujo y optimización de la utilización de las instalaciones.

3.1 Importancia de la Calidad del Gas.

La optimización de las instalaciones, depende en gran parte de la calidad del gas, ya que, entre más “buena” sea su calidad será el menor procesamiento por el que este ha de pasar. De ese modo, las instalaciones por las que transita no tendrán problemas tales como abrasión, taponamientos, corrosión entre otros y por ende la venta del gas tendrá mayor remuneración, tomando en cuenta, la cantidad de energía producida debido a la combustión de un volumen de gas natural.

Así pues, como vimos en el primer capítulo, esta energía es medida en Unidades Térmicas Británicas (BTU), a través del cual, es determinado el potencial energético del gas, representando la energía requerida para la elevación a un grado en unidades Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas. Teniendo en consideración que un pie cubico de gas natural (unidad para la medición del volumen del GAS NATURAL) contiene en promedio aproximadamente entre 500 y 1,500 BTU'S.

En consecuencia, el potencial energético, depende casi en su totalidad de los elementos que lo componen, siendo de mejor calidad aquel gas que se forma exclusivamente de metano y etano, removiendo las impurezas para el transporte en gasoductos, debido a las especificaciones de calidad (características físico-químicas).

La calidad del gas se basa en la norma NOM-001-SECRE-2010 la cual establece las especificaciones del Gas Natural o la que la sustituya y para que el gas cumpla con dichas determinaciones es indispensable el uso adecuado del equipo de procesamiento con las instalaciones en óptimas condiciones y con la instrumentación adecuada y económicamente viable dependiendo de la formación en la que se encuentra y los fluidos producidos del yacimiento.

3.2 Quema del Gas Producido.

Uno de los problemas de la producción de gas es la acción de la quema o venteo, debido a la disminución de costos que esto implica, a diferencia de lo costoso y complejo el almacenamiento bajo presión y el riesgo que involucra su mantenimiento.

Por lo anterior, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), a través del Diario Oficial de la Federación publica el 07 de enero del 2016, las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. (Diario Oficial de la Federación , 2016), en donde, se establecen que la CNH deberá ejercer sus funciones, procurando que las empresas tanto privadas como del estado, entre otras actividades, realicen una reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción, por ello la Comisión impone multas en caso de no cumplir con las disposiciones en materia de aprovechamiento del gas.

En congruencia con lo antepuesto, el beneficio del que hablaremos será de la Empresa Productiva del Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex) el cual según un artículo de (Oil & Gas Magazine, 2017) la CNH menciona que éste quemó y venteo durante el mes de agosto del 2017, alrededor de 128.2 mmpcd de gas natural, reduciendo esta actividad aproximadamente 352.4 mmpcd con conformidad con el año 2016.

Lo que significa, que, ésta reducción representa un equivalente del 9% de la producción de GAS NATURAL en México; dicha reducción se llevó a cabo en el activo integral Ku-Maloob-Zaap con 173.1 mmpcd, seguido de Abkatún-Pol Chuc, con una disminución de 103.7 mmpcd, representado entre el 85% y el 95% de cada uno respectivamente.

Generalmente, el gas no aprovechado en la Industria del Petróleo se deriva de tres fuentes

1. La quema: La cual son emisiones que se derivan de la incineración del gas.
2. El Venteo: Al igual que en la quema se libera gas a la atmosfera, pero con la diferencia de la falta de incineración.
3. Emisiones debido a eventos no sospechados (**fugas**).

Por lo anterior, existen alternativas que se han estado implementando para no quemar el gas producido. Con la intención de maximizar la utilización del recurso y cumpliendo con las disposiciones de la CNH en cuanto a aprovechamiento se refiere.

Su importancia radica en tres principales puntos a consideración:

1. Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
2. Impedimento del desperdicio de recursos valiosos.
3. Mitiga el cambio climático, mientras contribuye a la eficiencia energética.

3.3 Inyección de Gas.

En algunos lugares se requiere hacer uso de un proceso de recuperación secundaria (Mantenimiento de presión del yacimiento), mediante el cual, se requiere contrarrestar la pérdida de presión del yacimiento para mantener la producción de crudo, por ello, es necesaria la inyección de gas para empujar al aceite hacia los pozos productores. Aunque en algunos lugares se hace uso del **N₂** del **CO₂** y del **aire**, algunos de estos componentes no se recomiendan debido a la oxidación que puede provocar en los componentes del petróleo, con posibles riesgos de explosión. Por ello una alternativa latente en pozos donde es necesaria la implementación de un sistema artificial de producción, es viable la utilización de esta alternativa, la cual, muestra distintos beneficios (Gabriel & Emigdio Marmolejo , 2014).

Así pues, podemos mencionar los siguientes beneficios, debido a su importancia:

1. Aumento de la Producción. Al hacer uso de la Inyección, el gas forma una capa artificial capaz de sostener la presión e influir en la producción.
2. Cantidades elevadas de disponibilidad. Situadas en el yacimiento mismo u obtenidas de otras fuentes.
3. Factible Inyección. Debido a que no reacciona con las rocas, se considera de fácil inyección.
4. Capacidad de Almacenamiento. Posterior a la inyección se puede seguir disponiendo de él.

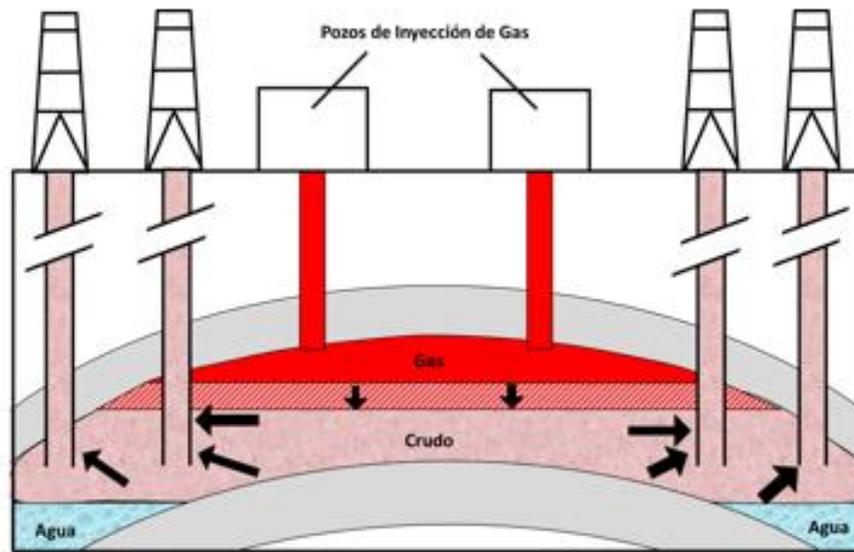


Fig. 3.1 Inyección de Gas.

3.3.1 Sistemas Artificiales de Producción

Podemos definir a los sistemas integrales de producción como el conjunto de aquellas instalaciones, equipos, mecanismos, dispositivos etc., los cuales de manera conjunta y secuencial permiten que se lleve a cabo el manejo de la producción de los fluidos del yacimiento hasta la superficie.

Aunque existen algunos sistemas artificiales de producción donde la presencia de gas es algo que se trata de evitar, una de las medidas de Pemex para el aprovechamiento de gas hidrocarburo en sus instalaciones es la implementación de Sistemas como BEC y BN para la reinyección de gas dulce o residual, por ello es importante la consideración de sus ventajas y desventajas de su uso.

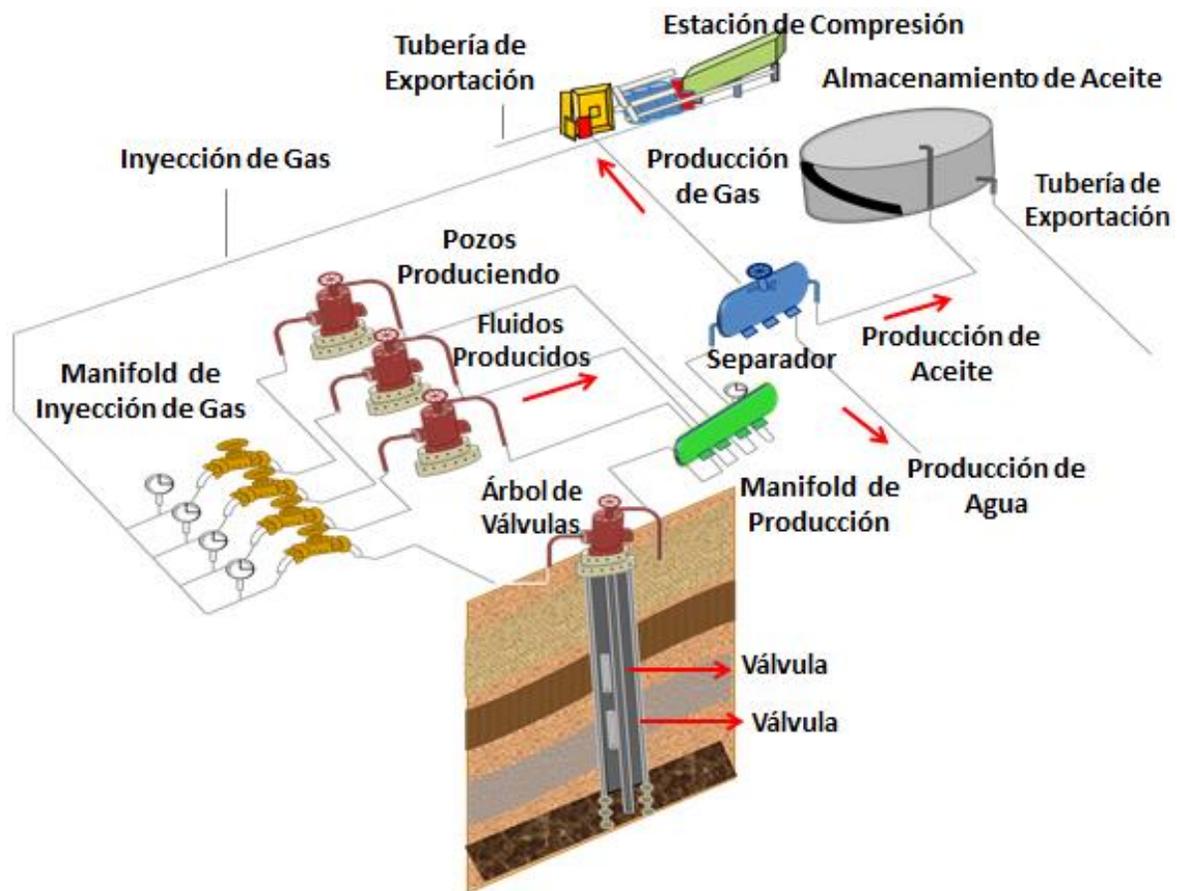


Fig. 3. 2 Partes Fundamentales de un Sistema de Bombeo Neumático.

3.3.1.1 Bombeo Neumático

Definición y Principio de Operación.

El Sistema Artificial de producción llamado Bombeo Neumático se define como el medio de levantamiento de fluidos desde que este, se encuentra en el fondo del pozo para que pueda llegar a superficie a través de la Tubería de Producción, inyectando gas a cierta presión, por el espacio anular, ayudando a producir en caso de que la presión natural de un yacimiento, no sea lo suficientemente fuerte para elevar el fluido por si solo hasta la superficie. Generalmente inyección de gas se utiliza relativamente alta oscilando entre los 250 psi como mínimo. Al inyectarse el gas se presenta una diferencia de densidades entre lo inyectado y lo que se va a producir, lo que provoca una reducción en la densidad de la columna de fluido, produciendo una presión diferencial, que provoca que el pozo vuelva a

fluir. De igual manera, la inyección estimula la expansión del gas debido a las condiciones de la presión que van cambiando, conforme a la profundidad y funciona para el empuje de baches de líquido, cuando las burbujas son lo suficientemente grandes como para llenar el diámetro interno de la T.P.

Normalmente el gas que se utiliza para reinyectarse es el nitrógeno, el cual es controlado a través de válvulas de inyección para permitir el paso de gas por la Tubería de Producción (T.P.) y abren y cierran dependiendo la presión que se maneje, pero no siempre fue así, ya que, a principios del siglo antepasado se utilizaba el aire, pero provocaba corrosión en las tuberías y existía el peligro de que pudiera existir alguna explosión por lo que se optó por la utilización del gas producido. Del mismo modo, estas trabajan por el principio de funcionamiento del levantamiento artificial, la presión diferencial, la cual existe entre el espacio anular y la T.P.

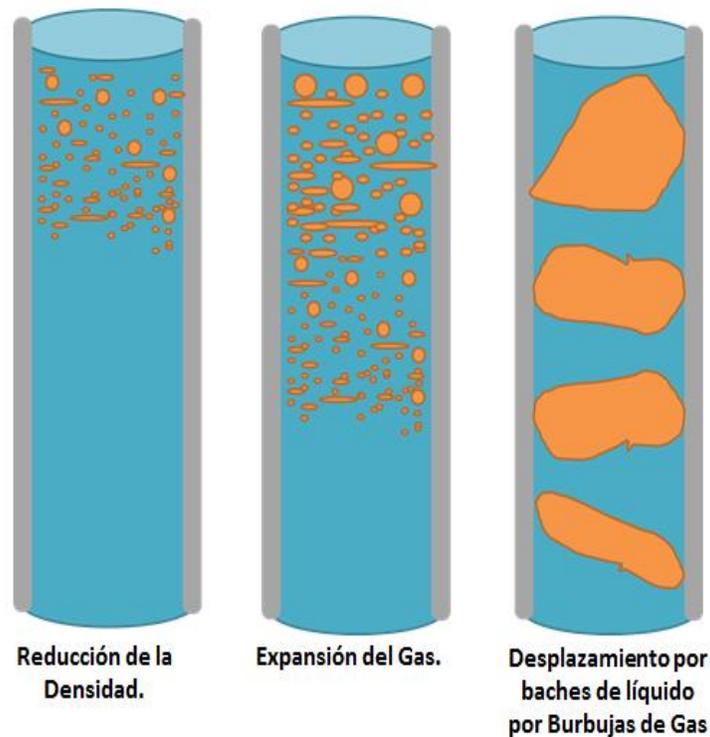


Fig. 3.3 Principio de Operación del Bombeo Neumático.

Del mismo modo en dado caso de que se presenten fugas y la producción del pozo no sea suficiente, es necesaria la utilización de empacadores para mantener el espacio anular fuera de la formación.

Existen dos tipos de métodos utilizados en el Bombeo Neumático, los cuales son empleados dependiendo la información del pozo, como la presión de fondo fluyendo, el índice de productividad el porcentaje de impurezas, la profundidad el

mecanismo de empuje, las presiones y gastos máximos y el equipo con el que se cuenta. A partir de la información anterior podemos clasificar los métodos en Bombeo Neumático Continuo y el Bombeo Neumático Intermitente.

Equipo del Bombeo Neumático.

El equipo utilizado en el sistema de bombeo neumático se puede dividir en tres secciones:

1. Equipo de línea de flujo y Equipo de la línea de Bombeo Neumático:

- **Válvula de acondicionamiento de bola:** Es una válvula de control que tiene la función principal de regular el caudal y de regular la presión del medio del proceso, es utilizada para el proceso de gas y el control neumático. Generalmente trabaja con altas presiones diferenciales.
- **Válvula Check:** Es un tipo de válvula que posee la función de permitir que el fluido fluya en una sola dirección y automáticamente se cierra cuando existe flujo contracorriente (dirección opuesta), generalmente se encuentran a la salida.
- Válvula de aguja o Estrangulador ajustable.
- **Registrador de flujo:** Es aquel encargado de medir dos variables, la presión diferencial y la presión estática
- **Medidor de gas (Placa de Orificio o cono en V):** Como vimos anteriormente la placa de orificio, es una placa metálica delgada y plana con un orificio de menor diámetro que el de la tubería, se basa en el principio de presión diferencial haciendo pasar a través de él, una cantidad de fluido determinada
- **Interruptor de inyección de gas:** Es aquel que permite o restringe el paso del gas inyectado en el sistema de Bombeo Neumático.

2. Equipo Subsuperficial.

- **Válvula de Pie:** Este tipo de instrumento, también conocido como válvula de retención, es instalado en el fondo del pozo, es utilizado para pozos de baja recuperación, lo que impide que el fluido sea desplazado hacia adentro de la formación en vez de dirigirse a la superficie.
- **Válvula de inyección de gas:** Son aquellas diseñadas en conformidad con las condiciones de operación a las que se encuentra el sistema, las cuales permiten la inyección de un volumen de gas, el cual, es regulado con el objetivo de que pase por el espacio anular para disminuir la densidad de los fluidos provenientes del yacimiento.

-
-
- **Accesorios:** Dentro de estos podemos encontrar la **Camisa Deslizable**, la cual es un dispositivo que proporciona un trayecto al flujo entre la T.P. y el Espacio anular, así pues, pueden abrirse o cerrarse con un componente deslizante el cual ser controlado con una sarta de herramientas. Otro importante accesorio, el **Niple de Campana**, que sirve como embudo para regir las herramientas de perforación hacia la parte superior del pozo y permite que los fluidos de perforación se dirijan de regreso hasta el equipo de tratamiento de lodo de superficie por medio de una línea de flujo. Además del Niple de Campana existe otro denominada **Niple de Asiento** los cuales permiten la instalación de dispositivos para el control de flujo y se clasifican en **Niples de Restricción Interior**, selectiva con orificios. Y por último los **localizadores**, que unen un grupo de sellos con la T.P. y sirven para evitar el movimiento tubo hacia abajo permitiendo que los sellos se muevan libremente hacia arriba.
 - **Empacadores:** Son aquellos dispositivos que tienen como función el bloqueo del paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la tubería de producción. Con ello aísla la T.P. de la T.R. lo que provoca un incremento en la eficiencia del flujo.

3. Equipo Superficial.

Dentro del equipo superficial se encuentran los elementos necesarios para la distribución de gas, así como la para la recolección del mismo, con una planta compresora

- **Planta Compresora:** Es utilizado para la compresión de gas, proveniente de los pozos lo comprime de baja presión a una alta presión, para su posterior envío a una red de distribución y partiendo de ahí, será llevado a cada pozo. Su clasificación se divide en Centrífuga a través de una turbina o Reciprocante, por medio de un motocompresor. La planta es necesaria debido a que reduce costos de capacidad y de mantenimiento.
- **Sistema Abierto:** Un sistema abierto es aquel en el que el gas proveniente de un sistema con baja presión es comprimido hasta la presión necesaria para su empleo en los pozos con levantamiento artificial de bombeo neumático y sin esfuerzo alguno recircula el gas, retornado a los pozos con baja presión.
- **Sistema Semi-cerrado:** Aunque en esencia es prácticamente lo mismo que el sistema abierto, a diferencia del anterior, en este sistema el gas que proviene de los pozos es recirculado de tal forma, que es comprimido, del mismo modo dispone de gas que ya está comprimido para que el sistema se mantenga cargado ya que con ello se refiere a que en este sistema semi-cerrado, no se intenta circular todo el gas.

-
-
- **Sistema Cerrado:** En este es recirculado el gas del compresor al pozo, para posteriormente pasarlo a un separador y luego de nuevo al compresor, haciendo que el gas lleve a cabo un ciclo completo. A pesar de que no es necesario tener gas adicional de otra fuente, se utiliza debido a que es necesario para cargar el sistema de al inicio del proceso.

➤ **Bombeo Neumático Continuo.**

El Bombeo Neumático de tipo Continuo es el sistema artificial de producción que más se utiliza en nuestro país, ya que prácticamente el 50% de los pozos productores, hacen uso de este sistema debido a su alto índice de productividad, una RGL del pozo natural óptima, una presión de fondo alta para el mantenimiento del gasto que se desea. Y consiste en la inyección continua de gas al pozo a alta presión para poder gasificar la corriente de líquido y aligerar la columna hidrostática.

De forma general, cuando el fluido de un pozo fluye de manera natural hacia la superficie, existe una reducción de la presión por lo que al inyectarse el gas se libera el gas de la solución y posteriormente el gas liberado se difunde; debido a que el gas posee una menor densidad que el crudo, lo desplaza, provocando una reducción en la densidad del fluido y por ende un diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento, lo que ocasiona el flujo del fluido en el pozo.

Por lo anterior, es de gran importancia la infraestructura del Bombeo Neumático Continuo ya que el uso, instalación, posición y diseño de válvulas seleccionadas y otros elementos (mandriles, estranguladores, empacadores) permiten que el pozo quede gradualmente descargado, lo que permite establecer las profundidades de inyección operativa.

Las válvulas que se utilizan en este sistema artificial, son las balanceadas y las desbalanceadas. Las cuales por un lado las desbalanceadas se encargan de abrir a cierta presión y se cierran a una presión más baja y por otro las balanceadas actúan en el área del fuelle abriendo y cerrando a la misma presión.

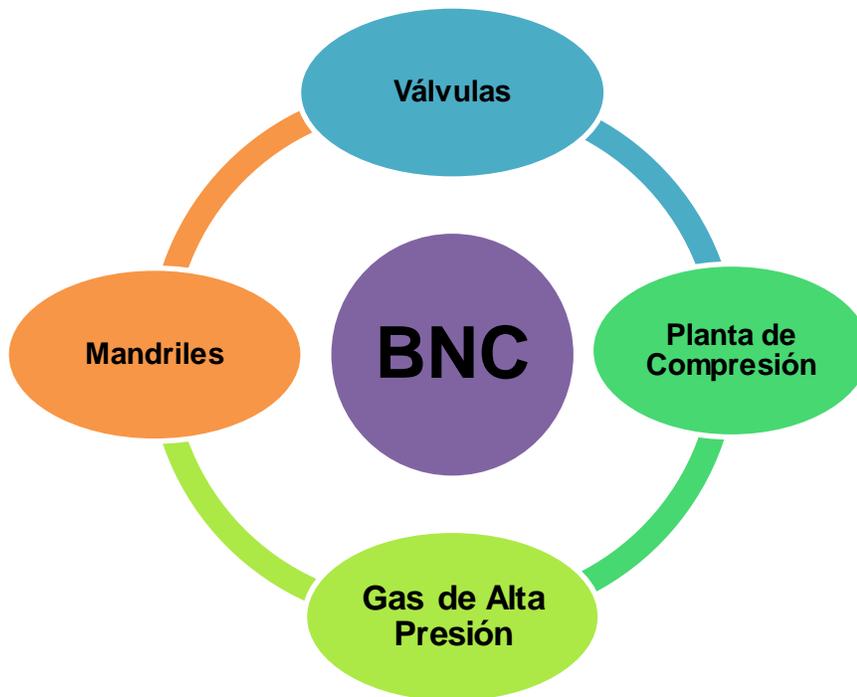


Fig. 3. 4 Infraestructura del Bombeo Neumático Continuo.

➤ **Ventajas, Desventajas y consideraciones del Bombeo Neumático Continuo.**

Algo importante de mencionar son las ventajas y desventajas que puede llegar a tener el sistema artificial de Bombeo Neumático.

➤ **Ventajas:**

- Existen escasos problemas para el manejo de gran volumen de sólidos.
- Puede operar sin dificultad con pozos con alta RGL.
- Resulta ser una inversión baja en pozos profundos.
- Implica bajos costos en presencia de una elevada producción de arenas.
- Es capaz de manejar grandes volúmenes en Pozos con alto IP.
- Su instalación se considera discreta en localizaciones urbanas.
- Es Muy flexible para cambiar de flujo continuo a flujo intermitente.
- Su fuente de poder puede ser ubicable y se encuentra alejada de la civilización.
- Tiene flexibilidad operativa para el cambio de las condiciones de presión.
- El equipo superficial se puede congrega en una estación.

- No hay pérdida de válvulas debido a que pueden ser recuperadas con línea de acero.
 - Adaptable en Costa afuera.
 - Usualmente no cuenta con una corrosión adversa.
 - Puede operar con terminaciones desviadas.
 - Reacondicionamientos con unidad de “Wireline”.
- Desventajas:
- La disponibilidad que puede tener el gas de inyección.
 - Puede existir obstrucciones con las líneas de superficie, ocasionando problemas de flujo.
 - Solicita una fuente continua de gas.
 - Posee unos costos operativos altos si es que el gas como el nitrógeno es comprado
 - Puede existir formación de hidratos y congelamiento del gas.
 - Cuenta con un poco de dificultad para el manejo de emulsiones.
 - Ocupa niveles de líquido alto.
 - Existen condiciones que son consideradas peligrosas al manejar el gas a alta presión, por lo cual la T.R. debe de resistir una alta presión de gas.
 - Experiencia mínima necesaria del personal.

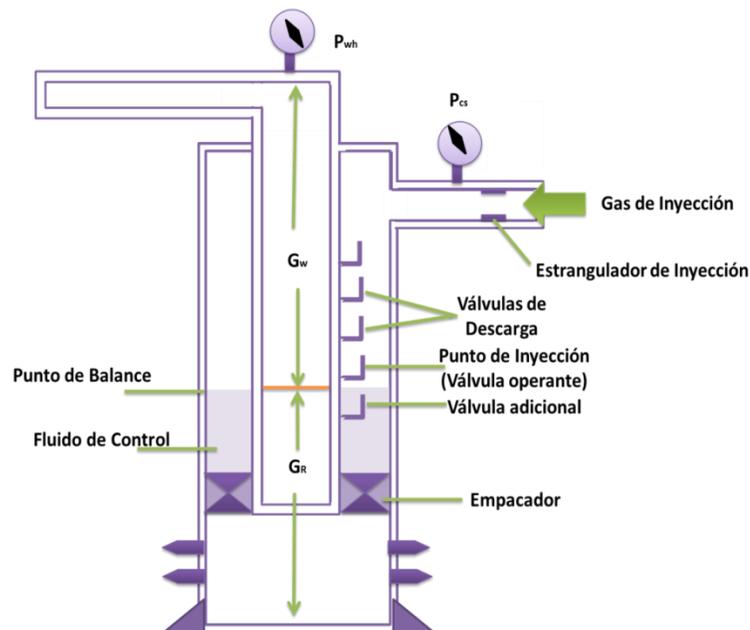


Fig. 3.5 Esquematización del Bombeo Neumático Continuo. (Armijo, 2014)

- Consideraciones:

Las consideraciones se toman en cuenta para el diseño del aparejo debido a que hay factores que podrían afectar al Sistema Artificial de tipo Bombeo Neumático Intermitente, a continuación, mencionamos los principales a tomar en consideración:

- La desviación del Pozo.
- El porcentaje que puede haber de agua.
- El I.P. del pozo.
- La relación de solubilidad y el gas libre en el fluido que es producido.
- La profundidad de Inyección.
- El tamaño de la Tubería de Revestimiento (T.R.), la Tubería de Producción (T.P.) y la Línea de Descarga (L.D.).
- Presión, Temperatura y Profundidad del yacimiento.
- Presión de las tuberías T.R. y L.D.

➤ **Rangos de Aplicación.**

El sistema artificial de Bombeo Neumático Continuo, posee excelente resistencia a la corrosión, cuenta con un buen manejo en la presencia de sólidos y utiliza sistemas de compresión, a continuación, se muestran los siguientes rangos típicos aproximados a considerar en el diseño de un BNC.

Tabla 5 Rangos de Aplicación de un Sistema de Bombeo Neumático Continuo.

	Rangos Típicos	Máximo
Profundidad	1,000 a 3,000 m	5,000 m
Volumen	100-10,000 BPD	30,000 BPD
Temperaturas	100 a 250°F	400 °F
Desviación	0 a 50°	70° radio de bajo a medio

➤ **Bombeo Neumático Intermitente (B.N.I.).**

A diferencia del Bombeo Neumático Continuo, el Intermitente consiste en la inyección de gas a alta presión de manera discontinua desde la superficie al espacio anular, para posteriormente llegar a la T.P. por medio de una válvula insertada en la tubería que, abre para expulsar, a través de un regulador superficial cíclico y/o un interruptor, para la producción periódica de un determinado volumen de crudo, expulsado en forma de baches.

Consecutivamente al cerrarse la válvula, sucede una fase de inactividad aparente, donde, se sigue acumulando fluido al pozo y al alcanzar un volumen determinado se iniciará otro ciclo, el cual es regulado para que coincida con la relación de fluidos que se encuentra produciendo de la formación hacia el pozo.

Durante este proceso hay un efecto de resbalamiento del líquido, el cual, hace que solo una porción del volumen de crudo inicial, sea recuperado en superficie y la parte restante caerá al fondo del pozo incorporándose al bache de crudo de formación.

En este sistema artificial, para que concuerde con la relación de fluidos que produce la formación al pozo, se inyecta gas en intervalos regulares. En congruencia con lo anterior, se sabe que, existen diferentes parámetros encargados de controlar toda la operación, entre los cuales destacan:

- El desempeño del Flujo.
- Presión y temperatura del gas.
- Gasto de Inyección.
- Diámetro y extensión de la Tubería.
- Amplitud, peso y viscosidad del Bache.

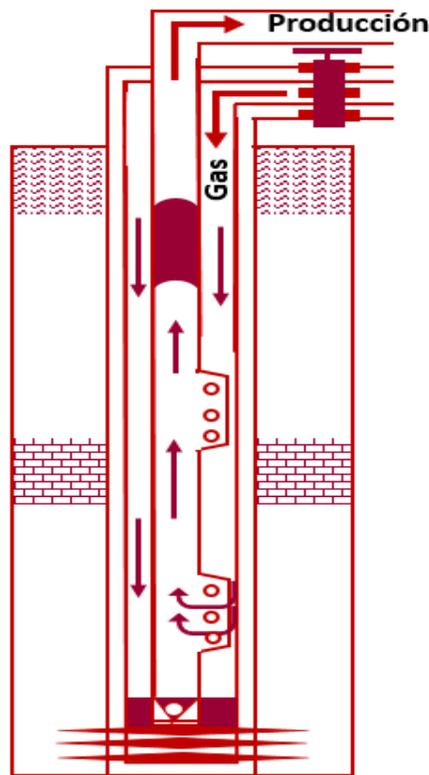


Fig. 3. 6 Bombeo Neumático Intermitente.

➤ Ventajas, Desventajas y Consideraciones del B.N.I.

Dentro de las ventajas y desventajas del empleo de un sistema artificial de tipo Bombeo Neumático Intermitente, se observa que suele ser aplicado en:

- Pozos con Bajo índice de productividad (< 0.5 bbl/día/lb/pg²).
- Pozos con baja Relación Gas-Aceite.
- Pozos sin producción de sólidos.

-
-
- Pozos con baja Pwf. (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
 - Pozos con bajas tasas de producción.
 - Pozos con baja presión en el yacimiento.

Como consecuencia existen dos diferentes tipos de B.N.I. dependiendo el punto de inyección, ya sea un único punto de inyección, donde el gas es inyectado por medio de una válvula operante o un punto múltiple de inyección donde la expansión del gas opera sobre una base de crudo y lo empuja de una válvula a otra situada debajo del bache.

➤ Consideraciones:

1. Para el uso de este sistema artificial, se necesita utilizar válvulas con succión piloto debido a que los diámetros de puerto que se requieren deben de ser amplios.
2. Es vital el uso de un controlador de tiempo de ciclo en la superficie, el cual es electrónico y como su nombre lo indica, este aparato controla la apertura y cierre de las válvulas de control en un tiempo determinado programado. Su clasificación depende de la acción que vaya a realizar y el control del ciclo de una válvula motora de la línea de flujo, ya sea un controlador electrónico, un controlador de tiempo de ciclo y el controlador de presión.
3. Se maneja una válvula motora en superficie.
4. Tipos de Instalaciones: El B.N.I. cuenta con dos tipos de instalaciones:
 - Instalación Semi-cerrada, en donde el aparejo de producción permanece suspendido en el interior del pozo con un empacador, el cual es utilizado como aislante entre las Tuberías de Revestimiento (T.R.) y las Tuberías de Producción (T.P.)
 - Instalación cerrada: El B.N.I. se hace uso de la T.P. la cual se encuentra proporcionada con una válvula de pie, un empacador y un grupo de válvulas, las cuales se encuentran distribuidas por toda la tubería; y es normalmente utilizada a diferencia de la semi-cerrada.

Así mismo, podemos decir que

El sistema artificial Bombeo Neumático consta de 4 principales etapas (González & Yair Arenas, 2013):

- Suministro de gas a alta presión: Estación de compresión, o pozo productor de gas.
- Sistema de control de gas superficial (en la cabeza del pozo).
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
- Unidad para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

3.3.1.2 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

El Bombeo Electrocentrífugo (BEC) es un sistema de artificial de producción utilizado en pozos que presentaron un abatimiento de presión del yacimiento además de que han dejado de fluir, así pues, mediante el sistema se pretende producir grandes volúmenes de líquidos mediante el establecimiento de las condiciones operativas del pozo, este sistema puede ser utilizado para pozos localizados en tierra o para pozos marinos.

En conformidad con lo anterior y de manera general, el principio básico del BEC consiste en levantar el fluido del yacimiento a la superficie a través de la rotación centrífuga de una bomba eléctrica sumergible cuya potencia es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo. Consecutivamente en superficie se genera la energía eléctrica por medio de motogeneradores, así es suministrada la energía por medio de un conductor has el motor de fondo.

Los componentes que integran una instalación típica de un sistema BEC se clasifican en congruencia con su localización física, tal como se muestra a continuación:

- a. Equipo Superficial: El equipo típico superficial, ya sea para plataformas marinas o en tierra se conforma de generadores eléctricos, trasformadores eléctricos, válvulas de retención, variadores de velocidad, interruptores, drenaje, panel de control y caja de venteo.
- b. Equipo Subsuperficial: Su localización se ubica en la cavidad del pozo y se encuentran compuestos por, un separador de gas (rotativo), bomba, sello, cable plano y motor (motobomba) y la tubería de producción.

Como se puede ver en la **figura (3.7)**, el sistema típico BEC funciona al poner en marcha la unidad en la sarta de tubería y es sumergida en los fluidos del pozo. Posteriormente el motor que se encuentra en la parte inferior de toda la unidad es enfriado por los fluidos del pozo, al mismo tiempo que se encuentra conectado con el sello, el cual brinda muchas importantes funciones para que la unidad sea manejada correctamente, las cuales, posteriormente serán descritas. Posteriormente en caso de que exista una Relación Gas-Aceite (RGA) alta es necesaria la utilización de un separador de gas, lo que permite una remoción del gas proveniente de la corriente (el cual puede dañar la instalación de BEC),

mientras permite que los fluidos entren a la bomba centrífuga, con el fin de llevarlos a superficie a través de múltiples etapas. (Flores, 2013).

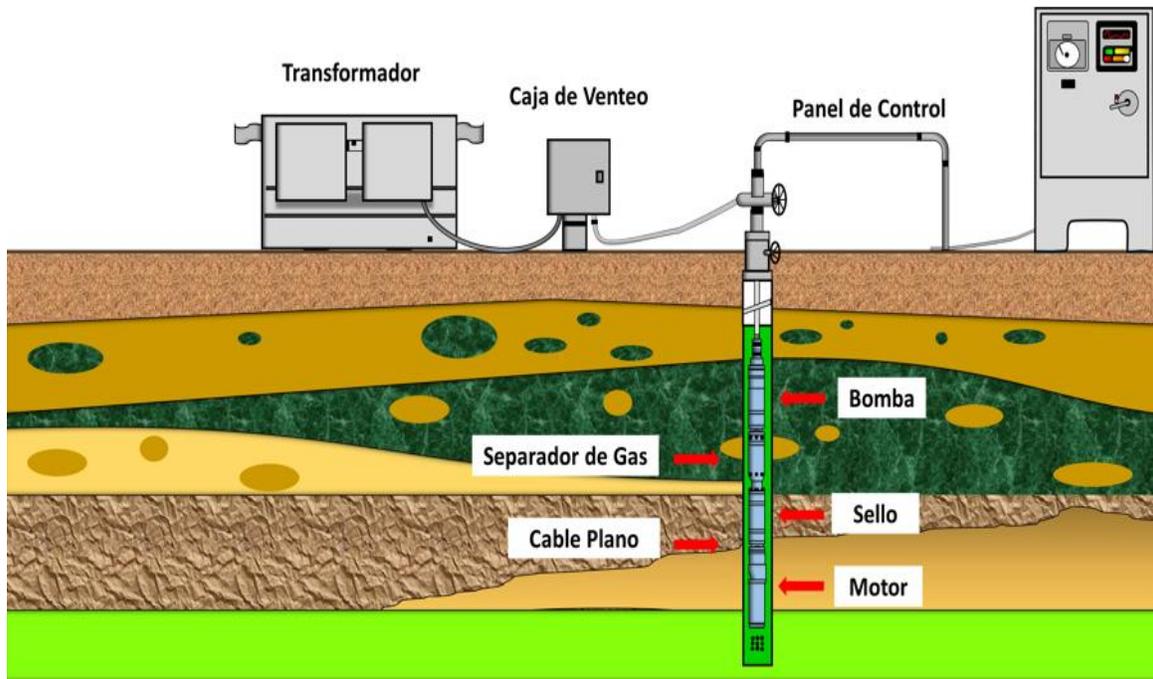


Fig. 3.7 Instalación Típica de un Sistema BEC

De manera general, podemos decir que la aplicación de un sistema BEC es eficiente si y solo si la relación de gas y aceite es baja, por lo que no es recomendable en pozos cuyas cantidades de producción de gas libre, son considerables, esto es debido a que la bomba soporta moderadas cantidades de gas,

Componentes Subsuperficiales en un Sistema BEC.

Cada componente, forma parte esencial en el sistema BEC para su correcto funcionamiento, por lo que describiremos su función y las características más importantes de cada uno, tanto superficiales como subsuperficiales.

- **Sensor de Fondo:**

El sensor de fondo es un dispositivo electrónico que puede resistir a altas presiones y cumple la función de remitir señales a la superficie por medio de un

cable eléctrico, el cual suministra la potencia al equipo BEC. En pocas palabras mide y transmite parámetros del pozo, tales como:

- Presión Intake.
- Temperatura Intake.
- Presión de Descarga de la Bomba.
- Temperatura del Motor.
- Vibración del Equipo.

• **Motor Eléctrico:**

Arriba del Sensor de fondo se encuentra colocado el motor el cual es considerado el componente principal de una bomba electrocentrífuga, se encarga de recibir la energía desde una fuente superficial y transformarla de tres fases que recibe, por medio de un cable en energía mecánica para hacer girar el eje de la bomba. Gracias a su diseño es introducido en la T.R. que existe en el pozo satisfaciendo los requerimientos de potencial, así como soportando una alta torsión hasta alcanzar una velocidad de operación óptima para una sola frecuencia. Las partes que lo componen son:

- Carcasa.
- Pothead.
- Estator: Parte estacionaria del motor, compuesta principalmente por láminas de acero, láminas de cobre, cable magnético conductores y los devanados.
- Rotor: Este componente es el encargado de girar dentro del núcleo del estator, y se encuentra compuesto por laminaciones rotóricas, en donde aquellas de menor diámetro constituyen el núcleo de hierro.
- Eje.
- Devanado del Motor.
- Válvula de llenado.
- Cojinete del rotor.

La selección del motor depende de las características de un pozo, los tipos de motores más importantes utilizados en la industria son:

Tipo S: También conocido como Standard, son de potencia fija y llegan a soportar hasta 250°F

Tipo P: El motor de Alto Performance es un motor de potencia fija, y rating conservativo, el cual, soporta hasta temperaturas de 250 °F.

Tipo M: Llamado también Motor de tipo Intermedio, el cual es un motor de potencia fija, rating conservativo y el manejo de temperatura de hasta 300 °F.

Tipo R: Es un motor también llamado Optimo, cuenta con potencia variable y llega a soportar temperaturas de hasta 400°F.

Tipo H: El tipo de motor Hotline es de potencia fija, pero se caracteriza por soportar una temperatura de hasta 500°F.

- **Protector:**

El protector se encuentra situado entre la bomba y el motor y su principal función, consiste en igualar la presión del fluido del motor, así como la presión externa del fluido del pozo, hacia la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones principales del protector son:

1. El mantenimiento de los fluidos del pozo afuera del motor.
2. La absorción del empuje ascendente o descendente.
3. La transmisión a la bomba del torque del motor.
4. Así como igualar presiones entre el motor y el pozo.

Las cámaras básicas del protector se dividen el Laberinto (L), en donde se maneja la diferencia entre la gravedad específica de los fluidos del pozo y el aceite del motor para que se mantengan apartados. Y el tipo Bolsa (B) que se utiliza cuando tanto el motor y el fluido del pozo tienen gravedades específicas análogas y también se puede utilizar en casos de que el pozo sea altamente desviado.

- **Intake:**

Existen tres tipos de Intake, los cuales son:

- Estándar: Este tipo de Intake es capaz de proporcionar ranuras de entrada, así como una pantalla para secciones de bombas superiores y centrales. Como parte del Intake, existe un eje corto, el cual ajusta el fondo de la boba al protector.
- ARZ: Es un tipo de Intake con mangas o cojinetes compuestos por zirconio que proporciona una mayor protección y confiabilidad en ambientes abrasivos y/o con vibraciones laterales.
- Integral: Es un Intake diseñado como parte de la bomba, utilizada en grandes bombas electrocentrífugas, en bombas de baja temperatura y en bombas de pozos de agua.

- **Separador de Gas:**

Los separadores de gas, tienen la función de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, eliminando la mayor cantidad de gas en solución.

Generalmente es utilizado cuando existe una Relación Gas-Aceite (RGA) alta. Estos separadores se pueden clasificar en dos tipos, convencional y centrífugo.

Por un lado, el **Separador de Gas Convencional** (o Flujo en reversa), trabaja invirtiendo el sentido del flujo del líquido, permitiendo que el gas libre siga su recorrido de manera ascendente hacia el espacio anular, pero solo puede ser utilizado en caso de tener pozos donde en la profundidad del aparejo no hay gran cantidad de gas libre. Por otro lado, el **Separador de Gas Centrífugo** (o Separador de gas rotativo), utiliza la fuerza centrífuga en donde un inductor levanta el fluido, obligándolo al fluido más denso a salir, mientras que el menos denso se mueve hacia la parte interna del eje, así pues, el gas es llevado al exterior por el espacio anular.

Es de gran importancia para un sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, el uso de un separador de gas cuando se tiene gas libre que provoca interferencia con el rendimiento de la bomba.

Evitan que el gas entre a la bomba y lo ventee al espacio anular, pero en algunos casos, el venteo del gas no se puede llevar a cabo por lo que se hace uso de un **Manejador de Gas**, en dado caso, estas unidades se encargan de devolver el gas al caudal que ingresa a la bomba como un flujo pseudolíquido. Estas bombas son capaces de tolerar una cantidad grande de gas a costa de eficiencia debido a su gran tamaño.

Por otro lado, se tiene el separador de gas rotativo el cual posee una cámara de diseño especial y es capaz de actuar como una centrífuga, obligando a los fluidos más pesados a dirigirse a las paredes exteriores y dejando que el gas fluya hacia el centro de la cámara, por lo que, el gas es separado al final del separador de los demás tipos de fluido. Así pues, el fluido líquido se dirige a la toma de la bomba, mientras que el fluido gaseoso se dirige al espacio anular.

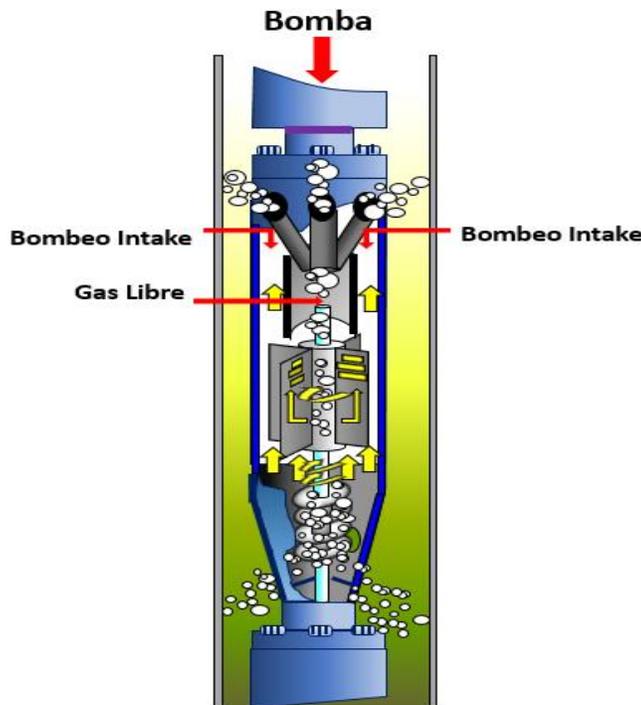


Fig. 3. 8 Separador de Gas de un Sistema BEC

- **Bombas:**

Su funcionamiento consiste en dar a los fluidos del pozo el incremento ineludible de presión para que puedan llegar a superficie. Para ello las bombas se dividen en dos tipos de etapas: **Flujo Radial**, donde se manejan alrededor del 10% del gas libre con muy poco contenido de sólidos. Y el **Flujo Mixto**, el cual maneja aproximadamente un poco más del 20% de gas libre, así como mayor cantidad de sólidos debido a su espesor y grado de inclinación.

Las bombas pueden ser clasificadas no solo por los tipos de etapas, también se clasifican en:

- Flotantes: El impulsor puede moverse libremente a través del eje y cuenta con protección para la abrasión y H_2S .
- Compresoras: En este tipo de bomba el impulso se encuentra fijo en el eje rígidamente.

- **Succión de Bomba:**

Permite la entrada de fluidos, debido a que se encuentra constituido por orificios, lo que provoca que se transmita potencia al motor de la bomba.

- **Cable de Potencia:**

El cable de potencia es el medio por el cual, se suministra la energía al motor, estos se clasificarán y utilizarán dependiendo las especificaciones del motor, el amperaje, el espacio disponible, así como la caída de voltaje en la T.R. y en la

T.P. en ya sea redondo o plano, son instalados en pozos con diferentes rangos de temperatura, en algunas ocasiones, puede tener armadura.

- **Sello o sección sellante:**

El sello se localiza entre el motor y la succión de bombas, su función principal es proteger al motor de ser contaminado, debido a los fluidos producidos del pozo, mediante la absorción del empuje axial que se genera por la bomba, del mismo modo ecualiza la presión interna del motor a la presión del espacio anular evitando así la entrada de fluidos. A sección sellante se divide en: Sellos mecánicos, Sistema de bolsa y Sistema laberinto. Primeramente, los fluidos comprimen la parte exterior de a bosa presurizando la parte interior de ella; el sistema Laberinto es considerada una segunda barrera que protege al motor en dado que los fluidos atraviesen los sellos mecánicos.

- **Componentes Subsuperficiales en un Sistema BEC.**

Como se ha mencionado con anterioridad, es de gran importancia tanto los elementos que conforman el sistema B.E.C. Subsuperficiales como los superficiales, ya que cada uno realiza una acción indispensable para el levantamiento de los fluidos, controlando y operando el equipo de fondo. Dentro de los equipos en superficie que podemos destacar son:

- **Transformador Primario.**

Un transformador, es un dispositivo muy importante en el equipo superficial de un Sistema BEC ya que se encarga de transmitir la potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. De manera general, Un transformador primario es el encargado de reducir el voltaje para que éste pueda ser manejado por el variador de frecuencia.

- **Transformador Secundario.**

En dado caso de requerir un transformador secundario, se requiere de igual manera un variador de Frecuencia (VSD), esto debido a que es necesario aumentar el voltaje para los requerimientos del motor de fondo. Generalmente se pueden utilizar un solo transformador de tipo trifásico o un conjunto de transformadores monofásicos.

- **Tablero de control.**

Los tableros de control son equipos eléctricos empleados para la protección del equipo de fondo, así como para el diagnóstico del equipo, son aprueba de agua y

se componen de fusibles de desconexión, amperímetro, luces, relojes de bombeo intermitente, arrancador del motor y protección de sobrecarga.

- **Variador de Frecuencia (VSD).**

Los variadores de frecuencia son equipos que se instalan y diseñan para poder suministrar la corriente del motor, a través del control de la velocidad de rotación para manejar así el rendimiento óptimo de las instalaciones.

- **Caja de Venteo.**

La caja de venteo, se encuentra localizada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, es una caja para el acople proveniente del pozo y el cable de potencia, que se dirigen hacia el VSD y su importancia radica en que el gas que puede viajar a través del cable superficial y llegar a una instalación eléctrica en el tablero, para evitar ello es necesario su instalación para que los cables queden expuestos a la atmosfera y como su nombre lo dice pueda ventear el gas que proviene del pozo, que pudiera existir en el cable.

- **Cabezal.**

Como se ha visto en capítulos anteriores el cabezal es el instrumento por el cual se proveen los medios necesarios para la instalación del cable con un sello apropiado. Además de los componentes usuales de un cabezal, este puede incluir válvulas de venteo o choques ajustables, mandril eléctrico o un sello de goma para el cable.

➤ **3.2.3 Ventajas y Desventajas del Sistema BEC.**

Aunque no es utilizable en yacimientos con alta producción de gas por las complicaciones con el equipo subsuperficial del sistema, para la producción de hidrocarburos líquidos es muy exitoso debido a la posibilidad para modificar los escenarios de operación de la velocidad de la bomba para un mejor manejo de la producción de hidrocarburos.

Dentro de sus más destacadas ventajas encontramos las siguientes:

- Es un sistema flexible para rangos de producción altos y bajos.
- Su utilización no implica complejidad
- Puede manejar caudales > 100,000 BPD con altos cortes de agua.
- Puede ser utilizado en pozos horizontales o desviados.

-
-
- Es considerado de bajo impacto ambiental por la falta de fugas en superficie
 - Aplicable en zonas urbanas debido a la falta de partes móviles en superficie.
 - Generalmente opera gastos de 200 hasta 60,000 bpd a grandes profundidades.
 - Es capaz de trabajar con altas viscosidades.
 - Es aplicable en pozos con producción de gas libre, gracias a que la bomba puede trabajar con determinadas cantidades de gas.

Por otro lado, las desventajas en el sistema se ven involucradas en relación con el funcionamiento del equipo eléctrico. Por lo que la confiabilidad del sistema sobretodo en el equipo subsuperficial tales como: el cable de potencia, empacadores y conectores. Del mismo modo, podemos destacar entre sus desventajas los siguientes puntos:

- De manera General, cuenta con un costo inicial elevado.
- En dado caso de tener producción de arenas, la vida útil del sistema se ve afectado considerablemente.
- Es necesario la implementación de una fuente de electricidad continua, invariable y confiable.
- Puede llegar a presenciar problemas en la bomba debido a la presencia de gas libre por arriba de lo permitido o por bloqueo de gas por lo que como se mencionó anteriormente no es aplicable en pozos con una RGA alta.
- Es forzoso sacar toda la tubería para reparar el equipo del subsuelo.
- Existentes fallas en el motor por altas temperaturas, corrosión, abrasión y gas.

3.3.2 Tecnología de Inyección de CO₂.

Al someter al gas producido a procesos de absorción química, donde se utiliza un líquido de absorción para que sea capaz de reaccionar con CO₂ se promueve una transferencia de masa. Posteriormente se extrae y se transforma de manera continua y discontinua con el fin de cuidar la presión y temperatura evitando la formación de sólidos, ya sea, de manera continua (por medio de ductos) o discontinua (en buque o barco) en forma líquida, en pocas palabras, el gas es obtenido de la combustión del gas natural y es recuperado por medio de filtros y tamices moleculares.

En congruencia con lo anterior, el CO₂ puede ser utilizado mediante un método de recuperación mejorada con posible miscibilidad, para ello, se toman en consideración las diferentes condiciones de la formación y los fluidos en ella. Así pues, se inyecta el con la suficiente presión para que exista miscibilidad y se extraen los componentes livianos e intermedios (Gabriel & Emigdio Marmolejo , 2014).

El CO₂ es considerado un agente de recuperación mejorada debido a que:

1. Es capaz de reducir la viscosidad, así como de aumentar el volumen del crudo.
2. Disminuye la tensión superficial y evita la precipitación de iones, a través de la formación de ácidos.
3. Es soluble con el agua y el crudo, afectando la interacción con la roca y la tensión interfacial.
4. Imposibilita la adsorción de agentes activos superficiales y eleva el efecto de los agentes en las partículas de la roca.
5. la solubilidad del GAS NATURAL en aceite aumenta y solubiliza más vertiginosamente el crudo.

3.4. Generación de energía Eléctrica.

El componente principal del Gas Natural, es con un porcentaje del 90% o más es el CH₄, el cual, es considerado el combustible perfecto para la generación de energía eléctrica, el cual, es transportado hasta el lugar en el que se consume. Es considerado un combustible, económicamente viable, poseedor de un alto rendimiento y con un bajo impacto ambiental, del mismo modo es considerado adecuado para el uso en máquinas térmicas.

1. La turbina es capaz de aprovechar la energía térmica.

2. El generador, transforma la energía mecánica en electricidad.

En pocas palabras, se espera que en algunos años el gas natural se convierta en uno de los combustibles de mayor importancia para la generación eléctrica, disminuyendo así, el combustóleo y guiándose en los precios y la disponibilidad de tecnología.

Lo anterior debe de cumplir ciertas características para que se pueda utilizar como fuente de energía.

a) Primeramente, la eliminación de impurezas a menos de 0.05% para el H_2S y menor a 1% de CO_2 en moles, para que el combustible se componga de metano, casi en su totalidad.

b) Así mismo, es necesaria la eliminación del agua.

Para poder aprovechar el gas que es producido en pozos de crudo, como generador de energía eléctrica mediante turbinas, situados en los campos petroleros es necesario analizar la factibilidad del gas obtenido como combustible, caracterizarlo, calcular la potencia de compresión y la implementación de un gasoducto que conduzca lo conduzca hasta un centro de generación, para posteriormente realizar un análisis económico estimando factores como, la inversión y el tiempo de recuperación de la misma. (Gabriel & Emigdio Marmolejo , 2014)

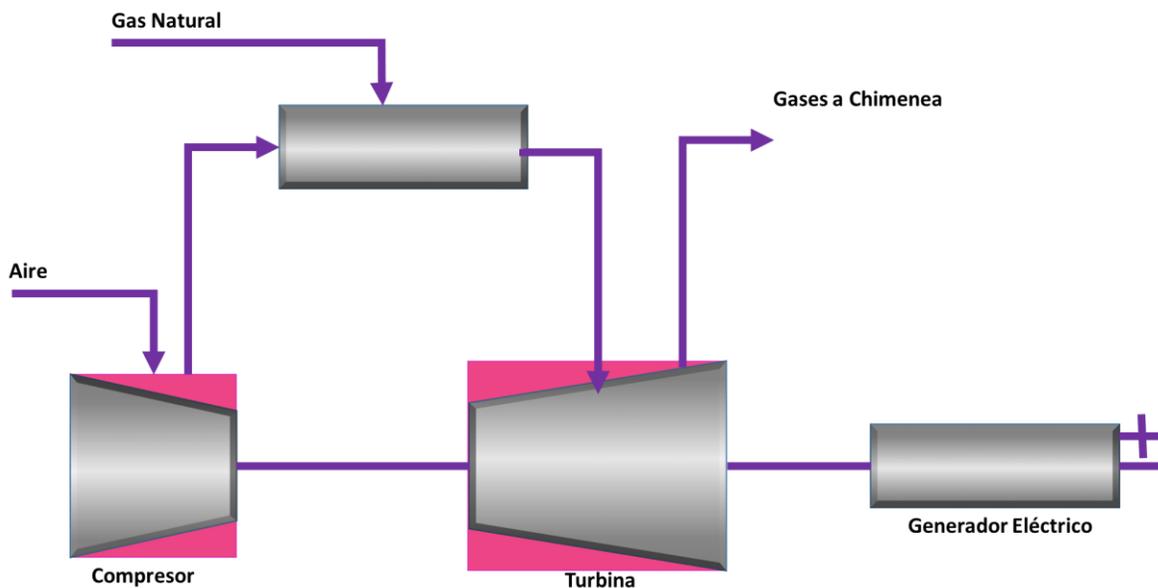


Fig. 3. 9 Sistema de Ciclo Simple para generar energía eléctrica.

Capítulo IV. COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.

Posterior al procesamiento del gas a lo largo de todo el Complejo Procesador del Gas (CPG) el gas tratado es considerado Gas Natural, lo que quiere decir, que la mezcla de hidrocarburos simples en estado gaseoso, es prácticamente metano (CH_4), en algunas ocasiones puede contener pequeñas cantidades de etano, propano, nitrógeno y otros hidrocarburos más pesados, así mismo puede contener contaminantes en pequeñas cantidades tales como bióxido de carbono agua y contenido de azufre, los cuales definirán su calidad y precio ante el mercado

Actualmente, el mercado del Gas Natural cuenta con mucho potencial que no se encuentra en su totalidad desarrollado, en México se han estado implementando nuevas alternativas de regulación de los tipos de gas tanto procesado como no procesado, ampliando el mercado gradualmente hasta que se vuelva un commodity, como el petróleo, con mayores oportunidades de transporte, independencia y lineamientos geopolíticos. Con el poder para modificar la matriz energética en los países dependientes de los hidrocarburos líquidos (petróleo) el gas natural se posiciona rápidamente como un atractivo hidrocarburo poco contaminante y de igual manera eficiente.

Debido a ello, el gas natural, ahora se encuentra en constante reajuste al alza, a pesar de que aún no existe un mercado internacional unificado para este recurso. Por lo anterior, el precio es establecido en base a la calidad del gas, los costos de producción las características de oferta y demanda, localización contratos, tipos de entrega, así como de la el mercado local y regional en un país. (Santillan & Salinas de Santillana, 2015)

El panorama en México ahora cambia a partir de la implementación de la reforma energética, con la apertura gradual del mercado de gasolina, diésel gas LP, gas natural y electricidad. Por lo que en materia de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía implementó para el año del 2017 el Programa de Cesión de Contratos (PCC), los cuales detallaremos más adelante en la utilización de contratos, logrando con ello que Pemex TRI (Pemex Transformación Industrial) deje de ser el único comercializador del producto, a fin de promover la competencia. (CRE, 2017)

El PCC consiste en la implementación de una regulación asimétrica (Regulación que se rige para asentar condiciones especiales para que Petróleos Mexicanos no acapare el mercado de un producto y permita a los demás competidores participar). Con el fin de promover la competencia al incentivar la participación con terceros para la creciente demanda del Gas Natural, promoviendo de algún modo

que Pemex TRI ceda a terceros el 70% de sus contratos de gas natural, dejando atrás el concepto de proveedor único, contribuyendo con la seguridad energética y una continuidad de suministro.

A raíz de la polémica que se ha presentado e incrementando conforme avanza la implementación de la reforma, en este capítulo visualizaremos las acciones que se han efectuado para la regulación del producto, así como los gastos de operación y todo lo que contribuye a la comercialización del Gas tanto procesado como no procesado. Del mismo modo, las normas, leyes y demás elementos contemplados en la cadena de valor, así como de organismos involucrados en la materia y creadas a partir de la reforma, así como las ya existentes, para el desarrollo económico, ambiental y como posible futuro sustituto del crudo.

4.1 Organismos Involucrados, en materia de GAS NATURAL.

- **Comisión Reguladora de Energía**

La CRE es el Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética y se encarga de regular y la promoción del desarrollo eficiente de las actividades de transporte por ductos, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, del Gas Natural y Gas LP. Así mismo, se implementa el estatuto del Servicio Profesional Regulatorio de la Comisión Reguladora de Energía.

- **Comisión Nacional de Hidrocarburos.**

Creada el 25 de noviembre del 2008, la CNH es el Órgano Regulador en materia de energía, que se encuentra integrado por 7 comisionados y se encarga de regular la exploración y extracción de hidrocarburos para poder favorecer la inversión y el crecimiento económico. Y el reglamento que utiliza es el Reglamento Interno de la CNH. De manera específica se encarga de las actividades de reconocimiento y exploración superficial y extracción.

- **Secretaría de Energía.**

Es el ministerio de energía mexicano el cual se encarga de dirigir las políticas energéticas del país con el propósito de avalar un suministro seguro de los servicios de energía a través de los estándares de calidad, económicos, medioambientales y legales requeridos. Ejerciendo así la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como, La Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente. El Reglamento Interior de la Sener, Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

- **Petróleos Mexicanos.**

Pemex es una empresa productora del estado, con filiales especializadas como Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex

etileno, Pemex Logística, Comercialización de bienes entre otros, que se encuentran involucradas en el plano energético, tanto en el mercado internacional y nacional. Así mismo se rige por el reglamento de la Ley de Petroleros Mexicanos.

- **Secretaría de Gobernación.**

La Segob se encarga de sancionar los delitos en materia de hidrocarburos, garantizando transparencia y acceso a la información pública, lo anterior bajo la Ley Federal para prevenir y Sancionar los Delitos cometidos en Materia de Hidrocarburos y la Ley Federal de Transparencia y acceso a la Información Pública.

- **Secretaría de Hacienda y Crédito Público.**

Dentro de sus labores se encarga de establecer los rangos de valores de los términos económicos que se considerarán incluir en las bases de licitación de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Así pues, se rige bajo la Ley y el Reglamento de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como, de la Ley del fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo.

- **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.**

Es la encargada de garantizar la seguridad e integridad de las personas y el medio ambiente con certidumbre jurídica procedimental y de costos en el sector de hidrocarburos, así mismo se rige por la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de ambiente del Sector de Hidrocarburos y el Reglamento Interior de la agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos.

- **Comisión Nacional para el Uso eficiente de la Energía.**

Es un organismo descentralizado del gobierno y tiene la tarea de promover y proporcionar colaboración técnica para el uso eficaz de la energía. Y es regida bajo la Ley de Transición energética.



Fig. 4. 1 Organismos Involucrados en la Regulación del GAS NATURAL.

4.2. Características Técnicas y elementos de la Cadena de Valor del GAS NATURAL.

Para la comercialización del Gas Natural es necesario tomar en cuenta los costos de producción, los cuales se ven involucrados a lo largo de toda la cadena de valor debido a las operaciones de procesamiento que se realizan en superficie desde la cabeza del pozo hasta el punto de transferencia de custodia y finalmente en el transporte a las instalaciones de producción, mejor conocido como el proceso del gas para el manejo, transporte por ducto seguro y económicamente viable.

De manera general y para el aprovechamiento correcto y completo de este recurso, es posible dividirlo en dos categorías operativas:

1. La separación de los fluidos Aceite/Gas/Salmuera de manera Individual.
2. La exclusión de impurezas para poder llegar a cumplir con las especificaciones de calidad para la venta, transporte y reinyección, en base a las regulaciones ambientales.

Por ello es indispensable dichas especificaciones para la venta del producto y generalmente son en base a la composición y propiedades de los hidrocarburos que han sido producidos, así como de los elementos requeridos para el diseño, selección y operación de los procesos de separación de la mezcla, eliminación de

impurezas de los fluidos y el transporte a grandes distancias o hacia buques tanques.

En conformidad con lo anterior, el elemento más importante a considerar es la calidad el cual además de la composición, el valor es explícito por medio de las unidades de BTU lo que quiere decir que es necesario la medida de la cantidad de energía producida por la combustión de un volumen determinado de gas natural en Unidades Térmicas Británicas, representando como lo vimos anteriormente la cantidad de energía requerida para la elevación de la temperatura a un grado Fahrenheit. Así pues, cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles menor será el valor de los BTU. Por ello para el transporte del recurso es necesario seguir una serie de reglas sobre la calidad del gas, incluyendo la composición y características físico-químicas que posee el gas, por medio de las propiedades:

- Poder Calorífico.
- Índice de Webber.
- Densidad Relativa.
- Puntos de Rocío.
- Densidad
- Factor de Compresibilidad.

Un punto importante a destacar en la cadena de valor del GAS NATURAL son las instalaciones de almacenamiento que, como vimos anteriormente nos ayudan a balancear las recepciones y entregas, estas, son construidas desde el sistema de recolección, a lo largo del gasoducto y hasta las áreas de mercado, lo que permite tanto para el transportista como para el almacenista inyectar, enviar o retirar volúmenes de manera periódica balanceando cualquier oposición entre la entrega y la recepción.

4.2.1 Costo de Producción del GAS NATURAL.

Cuando hablamos de costos de producción, nos referimos a los gastos que se necesitan tomar en cuenta al presentarse algún proyecto, ya sea, línea de procesamiento o el equipo de funcionamiento para que se pueda llevar a cabo alguna actividad de producción, es decir, cuanto le cuesta al oferente su producción.

Así pues, la producción, implica una serie de operaciones, tanto en superficie (entre la cabeza del pozo y el punto de transferencia de custodia) como en lo subsuperficial, tomando en consideración el transporte y las instalaciones de producción. Estas actividades de producción, han sido mencionadas y explicadas

a lo largo de estos capítulos, por lo que de manera resumida podemos mencionar, las actividades que implican estos costos.

1. Remoción de líquidos e impurezas, tales como arenas o residuos provenientes de las tuberías, agua libre o lodo de perforación.
2. Endulzamiento o remoción de gases ácidos, tales como el ácido sulfhídrico o el dióxido de carbono.
3. Remoción del vapor de agua.
4. Recuperación de etano, así como de otros hidrocarburos, como el condensado.

Todo lo anterior, tiene el fin de cumplir con las especificaciones necesarias, para la venta, la inyección, el transporte, la reinyección y con algunas regulaciones ambientales. Básicamente, estas actividades se basan en la calidad del gas que se produce y procesa. Tomando así, la selección, diseño y operación de los equipos de procesamiento, requeridos para la separación del gas del líquido y otras impurezas, tomando en cuenta sus propiedades.

En congruencia con lo anteriormente descrito, el costo de producción posee dos características, la primera, la producción de bienes como el gas natural, requiere de gastos para las distintas actividades que conlleva su producción, así mismo, la segunda característica es referente a la reducción de estos costos o la eliminación de los que se contemplen como innecesarios.

Un factor a tomar en consideración e igual de importante que los anteriores, es el precio de venta, esto debido a que tiene impacto inmediato en el beneficio bruto ya que se considera que es un balance entre los ingresos y los costos de producción.

4.2.1.1 Clasificación de los Costos de Producción.

Existe una clasificación para dividir los costos de producción en dos categorías según la (CENACE, 2006), los cuales, toman en consideración, la tecnología, los impuestos, la elasticidad, el precio y los subsidios:

1. Costos Variables.

Se consideran costos variables a aquellos que guardan una relación directa con generación de energía, tienden a aumentar o a disminuir en total, siendo directamente proporcionales con las permutas en los niveles de actividad, dentro de esta clasificación podemos mencionar:

-
-
- Los lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases y sustancias para operar la central y los equipos anticontaminantes).
 - Mano de Obra Directa.
 - Materia prima directa

2. Costos Fijos.

Son considerados aquellos gastos que conciernen a la operación de la central, pero no se transforman significativamente con la generación de energía, entre los cuales, se pueden destacar:

- Salarios y prestaciones del personal.
- Arrendamientos.
- Materiales de Mantenimiento y Consumo.
- Mantenimiento y servicios por contrato.
- Gastos generales

Así mismo, los costos fijos, los anteriormente mencionados, pertenecen invariables a lo largo de un periodo significativo de tiempo, pero en algunas ocasiones, pueden disminuir significativamente, en caso de que los niveles de actividad proceden tajantemente, existiendo así, prácticamente una probabilidad escasa por lo que se consideran constantes y son generados en función del tiempo y algunos otros factores.

Lo anteriores se clasifican en:

- Costos Fijos Obligados.
- Costos Fijos Programados.
- Costos Fijos de Operación.

4.2.2. Comercio Internacional del GAS NATURAL.

Tal como se ha hecho énfasis, la necesidad de los mercados de energía del consumo de los combustibles sustitutos, así como de las fuentes de energía alterna a raíz de la demanda y los precios del crudo natural, colocan en la mira el gas natural, el cual ha jugado un papel muy importante en el mundo.

Como se muestra en la imagen **(fig. 4.2)** el consumo de energía a nivel mundial según datos del informe del 2017 de British Petroleum, ha ido en aumento el uso del gas natural

A nivel mundial, se conoce que las mayores concentraciones de gas se localizan en Oriente Medio con un porcentaje aproximado de 43% del gas natural total mundial, continuos de los países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI) (Conformado por Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán,

Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán) con un 30% de las reservas de Gas Natural Total. Siendo Irán el país con la colocación más alta con 1192 Tcf (Trillón de pies cúbicos), seguido de la Federación Rusa con alrededor de 1103 Tcf, Qatar con un total de 871,5 Tcf Turkmenistán se encuentra en 5to lugar seguido de Estados Unidos y Venezuela. (Osinergmin , 2014).

En relación con el comercio exterior, se conoce que para la clausura del 2016 se registró un volumen de importación de 4,168.1 mmpcd, lo que representa un engrandecimiento significativo de 17.5% en relación con el año 2015. Así pues, del volumen general importado, el 87.2% equivalente a 3,632.6 mmpcd, ingreso al país a través de ductos de internación, siendo de vital importancia destacar, que las importaciones de gas natural licuado adquirieron una participación importante del 12.8% equivalente a un volumen de 535.5 mmpcd promedio mensual.

Con lo que respecta a México, hoy en día, sabemos que nuestra Empresa Productora del Estado (EPE) posee más de 15 años de experiencia en el mercado internacional del Gas Natural, siendo específicos en Estados Unidos de América. Estas operaciones de comercio en el exterior se llevan a cabo, gracias a la participación de la empresa filial **MGI Supply Ltd.**

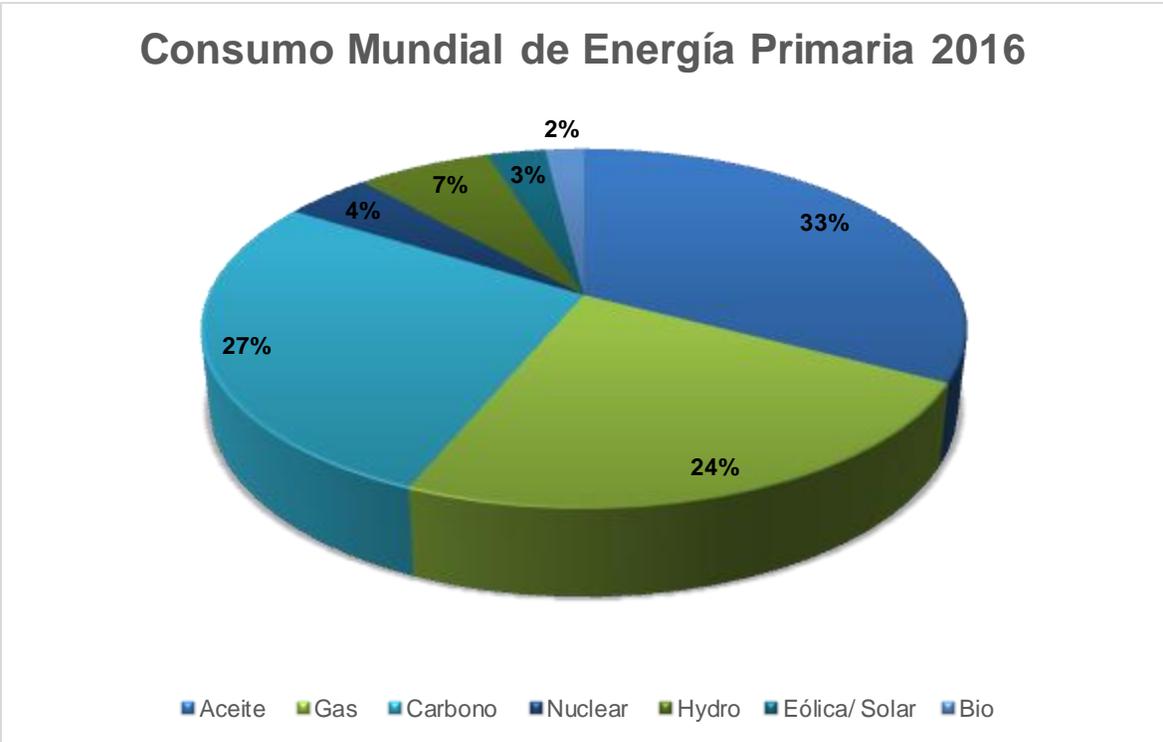


Fig. 4. 2 Gráfico del Consumo de Energía a Nivel Mundial (British Petroleum , 2017)

Esta subsidiaria de Pemex Gas, se incorporó el 8 de Junio de 1993, iniciando sus actividades el 1ro de enero de 1999, donde, inicio las operaciones de comercio exterior, tomando en cuenta los contratos en E.U.A. operando mediante contratos estándar denominados GISB (Gas Industry Standards Board), así como contratos NAESB (North American Energy Standards Board), De manera general podemos decir, que MGI Supply se encarga de la compra, venta, almacenamiento, intercambio, transporte y comercialización del gas en E.U. y Canadá. (Pemex, 2015).

Estas operaciones, de **corto** (Operaciones realizadas para un flujo producido el mismo día y para el día que sigue), **mediano** (Operaciones realizadas para un flujo de manera mensual) y **largo plazo** (Operaciones realizadas en plazo mayores a un mes, las cuales cubren generalmente las temporadas de verano e invierno) tienen el objetivo de la administración del déficit o superávit de gas natural en el Sistema Nacional de Gasoductos, mientras cumple con diferentes características, como la maleabilidad, la seguridad, competencia del mercado, requerimientos regulares, especiales y de emergencia entre otros. Así pues, la red de gasoductos de Pemex Gas se encuentra conectada con numerosos sistemas de transporte de Estados Unidos, por lo que se mantiene con una relación muy cercana entre Pemex y su primordial cliente y consignatario.

Básicamente, él es el encargado de mantener relaciones contractuales con distintas contrapartes, manteniendo diversas operaciones para la optimización de la exportación e importación del gas natural teniendo mayor flexibilidad al comercializar con usuarios finales, productores y comercializadores en el norte de América.

Así pues, México cuenta con 14 puntos de interconexión, con un total de importaciones que se reportan en el Balance de Gas Natural Seco entregado por Pemex Gas Y Petroquímica Básica (PGPB) con cifras preliminares desde el 2011. Asimismo, el Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión (SIE) se puede observar el ducto de origen en Estados Unidos de América (**fig. 4.3**).

- Argüelles Tamps. (Gulf Terra);
- Argüelles Tamps. (Kinder Morgan);
- Reynosa, Tamps. (Tetco);
- Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, PMX); y
- Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, RB).

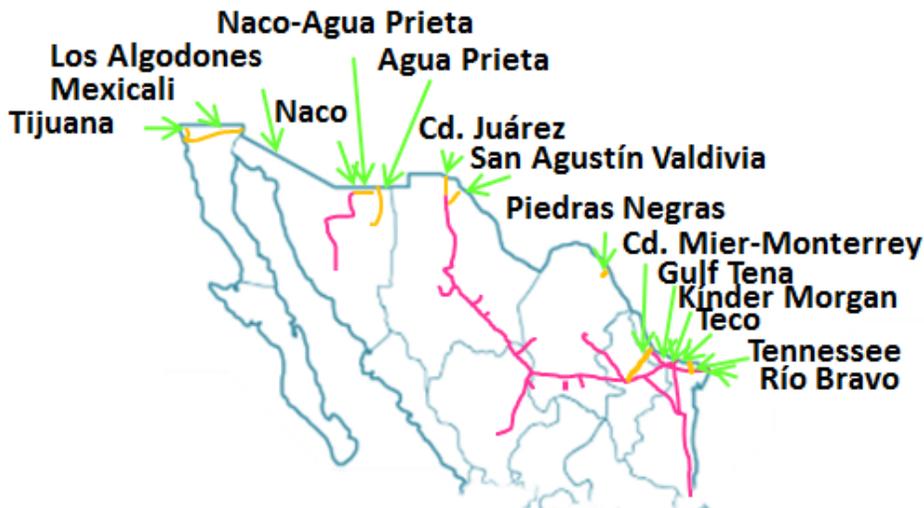


Fig. 4.3 Interconexiones de G.N. Con Estados Unidos. (Comisión Reguladora de Energía , 2016)

4.2.2.1. Importación de Gas Natural por Punto de interconexión 2016.

Según los últimos registros en el Sistema de Información Energética de la (Sener , 2006.2016) son equivalentes al año 2016 y los datos registrados por PGPB del total de importaciones por ducto son de 3,632.612 mmpcd con un aumento del 20% aproximadamente en comparación del año anterior, el año 2015 con 2,910.224 mmpcd de importaciones por ducto. A continuación, se mencionan las importaciones por ducto en millones de pies cúbicos:

- a. **Los Algodones, BC.** En este ducto el volumen de importación es nulo a partir del año 2010.
- b. **Naco, Son.** En 2016 presentó un volumen de importación de 4.533 mmpcd con un decremento significativo cercano al 51.31% con respecto a 2015, cuando se observó un nivel de 6.859 mmpcd.
- c. **Ciudad Juárez, Chih.** El volumen de importación en 2016 fue de 46.733 mmpcd con un decremento de .40% con respecto al año anterior, 46.923 mmpcd.
- d. **Ciudad Mier, Tamps.** Por este punto de interconexión se presentó un volumen de importación en 2016 con 430.500 mmpcd, presentando un decremento anual de 4.54%, cuando se observó un nivel de 4500.056 mmpcd.
- e. **Camargo, Tamps.** Desde el año 2004 no había presentado volúmenes de importación, sin embargo, desde hace unos años se presentó en 2016 1.528.600 mmpcd con un aumento significativo del 47.11% en comparación del año anterior, 2015, con una importación total de 808.400 mmpcd.
- f. **Argüelles, Tamps. (Gulf Terra).** El volumen de importación por este ducto es nulo desde el año 2005.

-
-
- g. Argüelles, Tamps. (Kinder Morgan).** El volumen de importación en 2016 fue de 108.635 mmpcd con un decremento del 51.37%% con respecto al año anterior, 164.444 mmpcd.
- h. Reynosa, Tamps. (Tetco).** No se presentó importación desde el año 2014.
- i. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, PMX).** El volumen de importación en 2016 fue de 195.600 mmpcd, decreciendo 9.2% con respecto a 2015, con un volumen de 213.700 mmpcd.
- j. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, RB).** En 2016 presentó un volumen de importación de 121.281 mmpcd siendo el mayor crecimiento de importación por ducto de interconexión anual con un 84.93 % con respecto a 2015, cuando se observó un nivel de 18.276 mmpcd.

México importa una gran cantidad de gas natural de Estados Unidos de América, uno de los países con mayor producción de gas en el mundo y con la capacidad operativa y geopolítica de transportarnos cantidades grandes de este recurso, a su vez, EUA se encuentra regulado por Federal Energy Regulatory Commission o mejor conocida por sus siglas FERC, la anterior se define como una agencia independiente que se encarga de regular la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y aceite, del mismo modo, se encarga de revisar y analizar propuestas para construir terminales de GNL y gasoductos interestatales de GAS NATURAL (Federal Energy Regulatory Commission, FERC, 2018), como los antes mencionados, dentro de las actividades más importantes que realiza, se mencionan las siguientes:

- Regulación de las ventas minoristas de gas natural a los consumidores.
- Aprobación para la construcción física de instalaciones de generación eléctrica.
- Supervisión para la construcción de gasoductos y oleoductos.
- Realiza fusiones y adquisiciones relacionadas con compañías de gas natural.
- Es responsable por la seguridad de los ductos o por el transporte por tuberías.
- Regulación de las tuberías de distribución local de gas natural.
- Desarrollo y operación del transporte de gas natural.

4.3 Elementos y Comportamiento del mercado físico del GAS NATURAL.

Cuando hablamos de mercado, hacemos referencia a dos ideas referentes a lo que conocemos como transacciones comerciales de bienes o servicios, los cuales se llevan a cabo en función del área geográfica, la oferta, la demanda, los bienes y servicios a ofrecer, dicho en otras palabras, el mercado presenta un conjunto de rasgos, necesarios para la participación en él, siendo un grupo de vendedores y compradores los cuales se encuentran en contacto lo competentemente próximo para las transacciones entre cualquier par de ellos, lo que afectara las condiciones de compra y/o venta de los demás (Fernández).

Para entender lo anteriormente descrito, a continuación, mencionamos la clasificación de Mercado:

1. Mercado Físico.

Cuando se habla de un Mercado Físico, se menciona que es aquel que existe con el único propósito de enviar, en caso de ser vendedor y recepción física, cuando es comprador del crudo o del gas natural. De modo que, de manera sencilla, se considera que un Mercado Físico, es el mercado tradicional en el que se compran bienes y/o servicios sin ninguna clase de intermediarios, como su nombre lo menciona se realiza de manera física (en el lugar en el que distribuye).

2. Mercado Financiero.

Es aquel que trata acerca de los contratos a futuro donde son definidas factores a considerar en la venta o compra de un bien o servicios, tales como, volumen, calidad, lugar, precio y fecha para la entrega física del crudo o en este caso, el gas natural, tomando en consideración el riesgo financiero que puede transferirse de una parte a otra, ya sea, comprador o vendedor.

Del mismo modo, es definido como un mecanismo mediante el cual son realizados intercambios de activos financieros, determinando así, el precio de cada uno de ellos.

4.3.1 Mercados Financieros.

Los mercados financieros (**fig. 4.4**) son aquellos centros en donde se concurre la oferta y la demanda, los cuales corresponden a los activos financieros. Estos, se llevan a cabo por medio de los Boletines electrónicos, por Teléfono, Fax e Internet. En la siguiente imagen se muestran los principales mercados financieros, considerados en la comercialización del gas natural, en México:

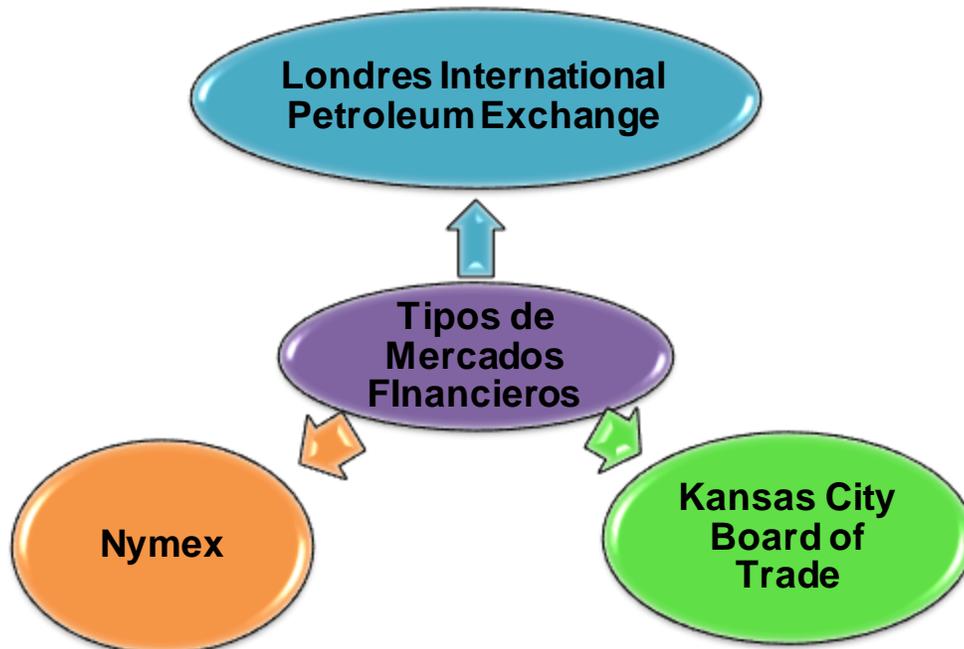


Fig. 4. 4 Tipos de Mercados Financieros

1. New York Mercantile Exchange.

Es la bolsa de derivados norteamericana. También conocida por sus siglas en Ingles NYMEX, se ubica en Nueva York, Estados Unidos, y, es propiedad de Grupo CME, del mismo modo, es considerado el mercado de negociación de futuros más grande y diverso del mundo. Dentro de sus acciones más importantes es la de gestionar el riesgo de compañías mediante el ofrecimiento de productos financieros futuros incertidumbres bursátiles, divisas y energía (GAS NATURAL).

- En abril de 1990 se llevó a cabo el primer contrato de Gas Natural.
- Las transacciones tienen se realizan entre las 9:00 a.m. y las 2:10 p.m.
- Se llegan a realizar intercambios por contratos de 10,000 millones de Btu aproximadamente.
- Utiliza el precio WTI (West Texas Intermediate) como indicador de referencia para crudo.
- De sus contratos a futuros poseen vencimientos de hasta 12 años con un incremento de US\$10.00.

2. Kansas City Board of Trade.

Fundada en 1856 en la ciudad de Kansas, en la frontera de Kansas y Missouri, fue adquirida Al igual que NYMEX por, Grupo CME el cual, la adquirió el 17 de octubre del 2012.

- Debido a la demanda de la Industria del Gas Natural, éste lanza contratos para la zona oeste de los Estados Unidos.
- En 1995 introduce un nuevo contrato de futuros el WAHA Hub.

3. International Petroleum Exchange.

Con sede en Londres, Inglaterra, IPE es un mercado de futuros y opciones de contratos de gas natural, fue fundada en 1980

- A través de un sistema automatizado posee un contrato para negociar el intercambio de energía, se sitúa en las oficinas del cliente.
- Utiliza el Brent como indicador de referencia para la cotización petrolera.

Todos los contratos de futuros antes mencionados, poseen versiones en el mercado privado denominándose “Over the Counter” (OTC), el cual es operado por los bancos, los cuales se encargan del diseño de una cobertura apropiada para el usuario en términos del activo, plazo, depósitos entre otros y manejan contratos llamados forward.

4.3.2. Transporte.

La actividad de transporte, se rige bajo cuatro elementos importantes a considerar, dentro de la comercialización de GAS NATURAL, por lo cual, detallaremos cada elemento con el fin de entender la transferencia de custodia y la actividad de transporte por ducto que se lleva a cabo en la compra-venta del producto (Osete, 2016).

1. Nominaciones.

Se le conoce como nominación de servicio de transporte a la solicitud continua (diaria) del servicio, la cual, especifica la Cantidad de Energía que será transportada diariamente, así mismo, especifica el poder calorífico del gas transportado y los puntos de entrada y salida. Por otro lado, existe la nominación de un gasoducto, la cual se da por la compañía transportista al propietario del gasoducto, donde, a través de este se le demanda que se reconozca, mida y lleve a cabo una implementación física de transacción de transporte para dicha compañía.

En congruencia con lo anterior y, en resumen, cuando alguien (transportista) quiere desplazar cierta cantidad de volumen de gas de un lado (punto A) a otro (punto B), es necesaria la notificación al gasoducto por medio de la nominación.

2. Confirmación, Programación, Asignación y Balance.

2.1 Posterior a la nominación de parte del transportista, el gasoducto confirma, mediante un proceso en el que examina y compagina los detalles de la confirmación con los de la nominación, desde la entrega hasta la salida (entrega). Así pues, para que sea efectiva la confirmación, los datos de entrega deben de ser los mismos a la entrega que a la recepción, recibiendo los mismos detalles y características del gas transportado.

2.2 Después de emitida la confirmación, el gasoducto ahora proyectara el flujo del gas. Por lo que el proceso de programación consiste en notificar al personal operativo que aguarda recibir cierta de gas determinada en la nominación emitida por el transportista.

2.3 Debido a que el periodo de medición tiene una duración de 24 horas. Los operadores no tienen idea de la cantidad de gas que se ha admitido y cedido realmente hasta el día siguiente. Por ello, el gasoducto se verá obligado a asignar la real cantidad de gas que ha fluido, medida por medio de medidores. Lo anterior, entre diferentes transportistas, los cuales tienen nominado gas e ese punto y por ese día.

2.4 Los gasoductos por los cuales se transporta el gas de un punto A, a un punto B, necesitan balancear los volúmenes recibidos programados y asignados en su sistema, contra los volúmenes de entrega programados y asignados hacia afuera de su sistema, lo anterior, debido a la necesidad de poseer una precisión de los sistemas de medición.

3. Contratos.

Existen cuatro clases de contratos dependiendo el tiempo de duración y distintas características al momento de recepción de hidrocarburos:

- **Base Firme.** Son aquellos en donde, una de sus características principales es que los periodos de entrega son mayores a un mes; así mismo, existe el compromiso a una misma cantidad de gas para cada día durante el periodo de entrega, con un incumplimiento al 20% del precio.
- **Base Interrumpible.** Cuando se habla de este tipo de contrato, se refiere a una misma cantidad de gas para cada día durante el periodo de entrega, el cual corresponde a los periodos de entrega a un mes, con cancelación a

través de comunicación por escrito cuando menos con 48 horas de anticipación, con un incumplimiento al 10% del precio.

- **Base Ocasional.** Se considera, son aquellos en donde se compromete una misma cantidad de gas para cada día, con periodos de entrega que corresponden por menos de un mes a precio cotidiano con cotización cotidiana, tomando en consideración un incumplimiento al 20% del precio.
- **Servicio Firme Flexible.** En este caso, se toma en consideración una cantidad máxima para todo el periodo de entrega y con cantidades diferentes para cada día, así mismo, cuenta con un programa mensual exhibido 10 días antes del mes lo cual admite una tolerancia de 5% de volumen, con un incumplimiento al 20% del precio del catálogo.

4. Tarifas de transporte.

Cuando se requiere la utilización de cierto tipo de contrato, los gasoductos proponen descuentos en sus tarifas máximas publicadas, tomando en consideración la oferta y la demanda de un sistema. Así pues, se Ajusta una mezcla de contratos ya sea firmes, interrumpibles, ocasionales e inclusive instalaciones de almacenamiento con propósitos operativos. Donde los gasoductos ofrecen niveles de servicios de transporte, para el manteniendo de la integridad de un sistema ya sea su flexibilidad y su confiabilidad obteniendo una ganancia aceptable.

4.4 Panorama nacional del mercado del Gas Natural.

El uso de GAS NATURAL en México ha ido incrementándose rápidamente desde el año 2000, el cual es utilizado generalmente para el uso de energía eléctrica, provocando que México, recurra con mayor frecuencia a los suministros de gas provenientes de Estados Unidos.

Sin embargo, a partir de la implementación de los cambios constitucionales, llevados a cabo en el 2013, México se encuentra renovando la industria energética, erradicando los monopolios estatales, permitiendo la entrada de compañías extranjeras, luego de la caída de la producción de gas y aceite de Pemex. Por otro lado, la situación de Estados Unidos es muy diferente, ya que la perforación de gas shale que se implementa en ese país ha inundado el mercado con una producción record, ocasionando que los futuros del gas decaigan casi un 77% desde mediados del 2008 y hasta la fecha.

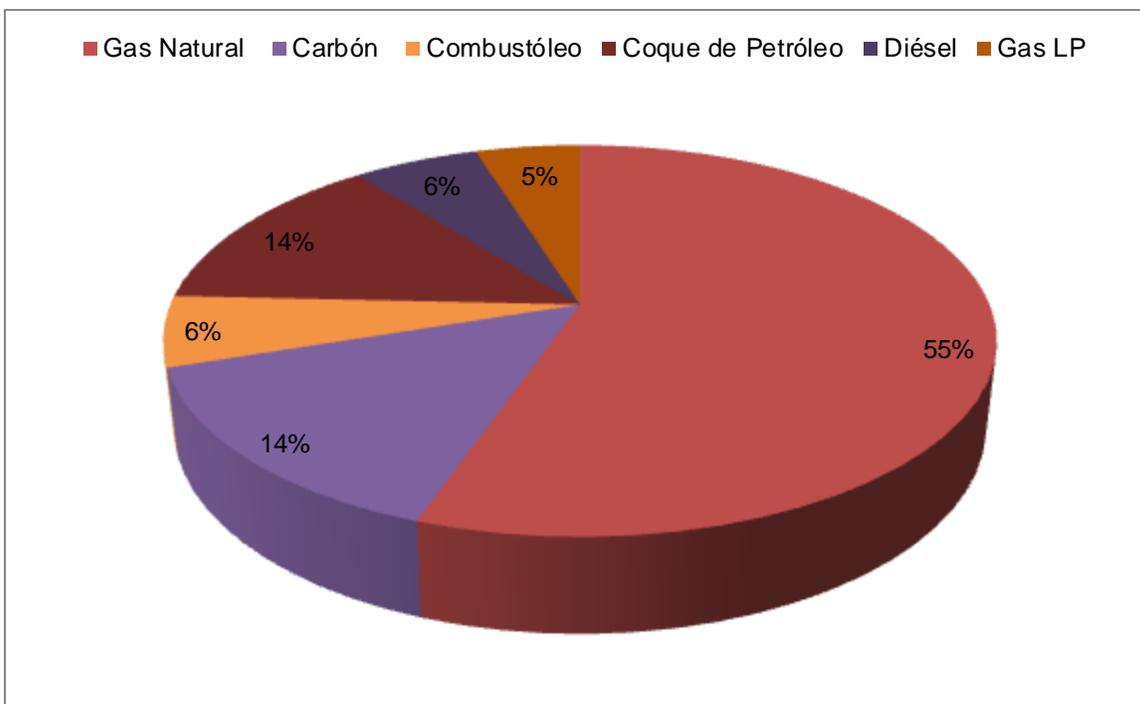


Fig. 4. 5 Demanda de Combustibles en el Sector Industrial, 2016.

Por lo anterior, México ha planeado para finales del 2018 el aumento de su capacidad de importación por medio de gasoductos con un volumen aproximado de 11 mmpcd. Así como la importación de hasta mil millones de pies cúbicos diarios en un camión cisterna de GNL. (Malik, 2018).

La incorporación de la infraestructura que llegará tras la apertura del mercado en nuestro país, dará pauta, para que sectores como el de servicios y el residual aumente su consumo de gas natural en un mediano plazo, provocando un cambio en la demanda de energía del país.

4.4.1. Importación de Gas Natural en México.

Hoy en día, México se desarrolla económicamente en gran parte gracias al gas natural, con un 4.8% de la matriz de consumo de combustibles primarios según BP Statical Review of World Energy, pero la relación reservas a producción (R/P) es de 6.1 años siendo de las más bajas a nivel mundial. A diferencia de la tendencia internacional de un aumento de las reservas, en México ha disminuido de 1.9 billones de metros cúbicos en 1995 a 0.3 billones para el 2015. En otras palabras, mientras la producción de GAS NATURAL va en descenso, las

importaciones se han ido incrementando del 14.3% del consumo nacional en 2005 a 36.2% en 2015.

Analizando esta situación y las tendencias aproximadamente en un tiempo de dos décadas, la mitad del consumo de GAS NATURAL en México, deberá ser producida por otro país, siendo Estados Unidos el próximo más cercano y abastecedor elemental en modelo dependiente. (Micheli, 2017)

Con respecto a la demanda de gas natural en el país, ésta, se divide en cinco años regiones de consumo, Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. Siendo la región del Noreste aquella que tiene mayor participación de consumo en la demanda nacional de este recurso con aproximadamente el 33%, por otro lado, aquella con menor participación de consumo es la región del Noroeste con un porcentaje de demanda del 8%.

Así mismo, en lo que respecta al valor de importación del GAS NATURAL, según se reportó en el Banco de México, en este año se rompió record, debido a la importación alcanzando un valor de incremento anual de 52%, así mismo se reportó un crecimiento anual en lo que respecta a gas licuado de petróleo (Gas LP) con un 41%. Pero, este aumento de GAS NATURAL se debe a la apertura del mercado, estando en operación 3,392 kilómetros de gasoductos, existiendo 24 compañías distintas a Pemex reservaron un 36% de la capacidad del SISTRANGAS para el transporte de su propio gas bajo la gestión de CENAGAS.

En otras palabras, 4 de cada 10 barriles equivalentes del GAS NATURAL comercializado en el país pertenecen a agentes distintos a Pemex según la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Sener. (García, 2018).

Los registros más recientes que publicó la Cre en su "Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, menciona que la producción Nacional ha ido en decremento. Argumentando que en lo que se refiere a la producción de gas asociado para el 2016 promedio un total de 4,545.5mmpcd, siendo un volumen inferior, en comparación con el año anterior, como consecuencia de una reducción en la producción en los activos de las regiones Marina Suroeste y Sur.

El volumen total importado de GAS NATURAL se realiza mediante ductos de internación, así mismo se obtuvo un registro de GAS NATURAL licuado con una participación de 12.8% lo que significó una reducción con lo que respecta al año anterior. Según datos obtenidos del Departamento de Energía se espera que durante el transcurso del 2018 debido a las crecientes exportaciones que Estados Unidos ha realizado a México

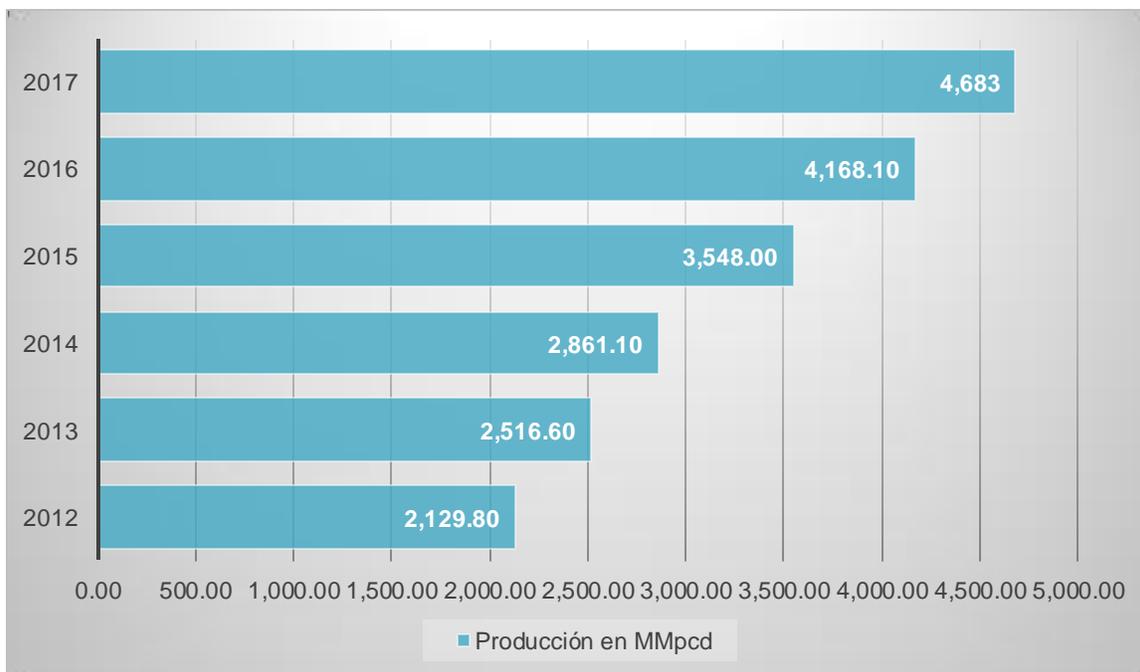


Fig. 4.6 Importación Histórica del Gas Natural. (SENER, 2017)

4.5 Regulación del GAS NATURAL.

Hasta antes de la Reforma Energética el gas natural era un recurso calificado como un monopolio natural, debido a que la EPE (Empresas Productivas del Estado) manejaba la Industria. Posterior a los cambios que se efectuaron como consecuencia de las modificaciones a la constitución en materia energética el sector, está pasando por reformas estructurales que tienen el objetivo de abrir el mercado a la competencia, obteniendo como resultado la reducción de costos y el mejoramiento de los rendimientos económicos, así como la eficiencia.

De manera general, las Disposiciones, Términos y Condiciones, Políticas de liberación, serán implementadas y desarrolladas con distintos objetivos y se desarrollan de diferentes maneras y a distintas velocidades, dependiendo cada país donde se han llevado a cabo estas modificaciones, incluyendo la privatización, la introducción de la competencia a través del acceso abierto a terceros a la infraestructura de oferta de gas, nuevas reformas legislativas, la regulación asimétrica a la EPD (Pemex). Lo anterior, con el objetivo de reducir la intervención del gobierno sobre los mercados, así como el suministro de GAS NATURAL a precios relativamente pequeños, claros y competitivos.

En lo que concierna al plan desregulación, se cuenta con el Centro Nacional de Control del Gas Natural, también conocido como CENAGAS, este organismo es controlado por el gobierno y opera casi 6,300 millas de los gasoductos del país,

así como de los sistemas de almacenamiento relacionados a estos. A partir de los cambios a para el fortalecimiento de la industria energética, activos que con anterioridad eran manejados por PGPB ahora pertenecen a CENAGAS el cual en julio de 2018, vendió acceso a un tercio de su capacidad por un año a compradores, tanto externos como nacionales, tales como el propio Pemex, Shell ArcelorMitta entre otros. (Malik, 2018).

Al crearse el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENEGAS), se le asignaron diferentes funciones, tales como la gestión, administración y operación del SISTRANGAS (Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas natural), desvinculando a PGPB de actividades correspondientes al transporte de gas natural.

Objetivos:

Además de permitir la participación de operadores privados en las actividades de transporte, distribución almacenamiento y comercialización. , tambien se tiene en consideración el asegurar la eficiencia y la competitividad de las actividades antes monopólicas, regular a Pemex de manera asimetrtrica, lo que implica mayor severidad que a los operadores privados, que, al igual que pemex son regulados por la CRE, propicial la expansión del sector energético y contribuyen en la competitividad.



Fig. 4. 7 Confirmación del SISTRANGAS, 2016 (CENAGAS, 2016).

Lo anterior se realiza mediante distintos elementos que, en conjunto llevan a cabo una regulación (Estrada, 2001):

1. **Ley de la CRE:** Es la ley que, proporciona atribuciones con el fin de regular las Ventas de Primera Mano y a los participantes en las actividades de transporte, distribución, así como almacenamiento.
2. **Reglamento de GAS NATURAL:** Este reglamento instituye lineamientos generales de regulación, tales como, la separación de los servicios, exclusión de subsidios, acceso abierto, entre otros.
3. **Directivas:** En ellos se establecen los lineamientos términos y condiciones específicos de una regulación, tales como precios, tarifas, zonas geográficas, así como VPM's
4. **NOM's:** Por medio de estas, se establecen las especificaciones técnicas de calidad y seguridad de los elementos y/o componentes a regular.

De tal modo que, estos elementos brindan a la CRE, el otorgamiento de permiso, la autorización de tarifas y precios, el aporte de Términos y condiciones para la prestación de servicios, la expedición de Disposiciones Administrativas de Carácter General para Actividades Comerciales en materia de Gas Natural (directivas), la adquisición de información, aplicación de sanciones y correcciones, por mencionar algunas. Todo lo anterior, son decisiones que se toman en forma colegiada por seis comisionados, un presidente y una secretaria ejecutiva que la conforman.

Así mismo, mediante la apertura del Mercado de Gas Natural, se pretende que el gobierno implemente una estrategia contemplando distintos elementos, tales como:

- El ajuste de precios, debido a la regulación asimétrica para las empresas productoras del estado y las nuevas compañías, tomando en consideración las diferencias regionales.
- La flexibilización de precios al público y las ventas de primera mano, implementando acciones legales y sancionarias de autoridad ante abusos de cualquier tipo.
- Acceso a la nueva infraestructura, para las actividades de transporte y almacenamiento de Petróleos Mexicanos (Pemex) en situaciones como la temporada abierta.
- Reportes de las obligaciones de conformidad con las nuevas disposiciones establecida en la Ley de Hidrocarburos, así como en la Ley de Ingresos de la Federación

Regulación de los Servicios de Transporte y almacenamiento.

Dentro de la regulación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento, se poseen algunas características dentro de las cuales, podemos mencionar:

- Criterios los cuales sirven para garantizar el acceso abierto.
- Términos y Condiciones para las temporadas abiertas, así como la implementación de un Boletín electrónico para el manejo de la información.
- Modalidades de servicio.
- Términos y condiciones para el transporte o almacenamiento de usos propios.
- Medición y Calidad.
- Lineamientos para la obtención de Términos y Condiciones.
- Mercado Secundario: Disposiciones y cesión de la capacidad.
- Regular los servicios de conducción, transformación y entrega de energías entre entidades, tanto de servicio público y particulares.
- Ventas de Primera Mano (VPM), para gas natural y licuados del petróleo.
- Distribución de gas natural.

Tabla 6 Tabla de Especificaciones para comercialización del gas natural.NOM-001-SECRE-2010 (Secretaría de Energía , 2010).

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Min.	% vol.	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% vol.	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% vol.	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Max.	% vol.	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol.	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max.	%vol.	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol.	14,00	12,00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2) ⁽¹⁾	271,15 (-2)	271,15 (-2) ⁽¹⁾
Humedad (H ₂ O)-Max.	mg/m ³	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m ³	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m ³	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m ³	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m ³	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m ³	150,00	150,00	150,00	150,00

En nuestro país, así como en todos los países comercializadores del gas, deben de cumplir con ciertas especificaciones, que, en el caso de México son establecidas de acuerdo con la norma NOM-001-SECRE-2010, en donde se constituyen los requerimientos, que debe de cumplir el gas natural que se maneje en el Sistrangas (Sistema de Transporte del Gas Natural), así como para el almacenamiento y distribución del producto, con el fin de preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios, lo anterior, de acuerdo a las exigencias de la Sener, que, junto con otros organismos como la Comisión Reguladora de Energía (CRE), Petróleos Mexicanos y la CFE.

4.5.1 Precios del Gas Natural.

Los precios del Gas Natural, son también regulados por la Comisión Reguladora de Energía, siendo el precio vendido en el país ligado al prevaleciente sur de Texas. Y como se ha visto a lo largo del capítulo, la mayor parte de la producción de este recurso se realiza en Cd. Pemex, Tabasco y en cuanto a lo que se refiere a las importaciones de gas, proveniente de Estados Unidos la producción emana de cinco diferentes puntos: Naco, Sonora; Cg. Juárez, Chihuahua; Piedras Negras, Coahuila; y Reynosa, Tamaulipas.

Para analizar la regulación de los precios del gas natural, es necesario a explicación y el entendimiento de algunos elementos necesarios que lo componen El costo de oportunidad es aquel que designa el coste de la inversión de los recursos disponibles a costa de la mejor inversión, del mismo modo, podemos definirlo como el valor máximo sacrificado alternativo de tomar una decisión económica. Por lo anterior, es importante basar el esquema de precios del gas natural, en este costo de oportunidad.

Debido a que el mercado del sur de Texas es aquel que constituye la fuente de suministro a la red troncal, en México, nuestro país toma la referencia de una canasta en este lugar, basándose así en el establecimiento del precio de su producto. Por lo que, a partir del descubrimiento y exploración de shale gas en Estados Unidos, han sido incrementadas las reservas y producción, permitiendo que desde el año 2009 haya una tendencia a la baja de los precios de as a nivel regional, con un precio promedio de aproximadamente 4 o 5 dólares por millón de BTU. Por ello, en México se ha impulsado su consumo, primeramente en el sector de generación de energía eléctrica, evitando la generación a partir de combustóleo con un efecto bueno debido a las bajas emisiones de contaminantes a la atmósfera. (Comisión Reguladora de Energía , 2013).

La política de precios, como lo mencionamos con anterioridad, reconoce el costo de oportunidad del producto en Estados Unidos de América, por lo que los precios en México se encuentran alineados con la estructura de precios que carece de poder discrecional. Este, se encuentra conformado por: el precio de referencia de la molécula, la tarifa de transporte, el gas combustible, gastos de importación, costo de servicio e impuestos.

$$\text{Precio GN en sector } i = \text{Precio en ref. en Reynosa} + \left\{ \begin{array}{l} \text{Tarifa Reynosa} \\ \text{a pto arbitraje} \\ \text{Tarifa Cd. Pemex} \\ \text{a pto arbitraje} \end{array} \right\} + \text{Tarifa transporte al destino } i + \left\{ \begin{array}{l} \text{Costo combustible} \\ + \\ \text{Costo de servicio} \\ \text{(según base contractual)} \end{array} \right\} + \text{iva}$$

Uno de sus principales componentes, como se puede apreciar en la ecuación anterior es el precio de referencia de la molécula, el cual se establece de acuerdo al punto de interconexión (Reynosa, Tamps., Cd. Juárez Chih., y Naco, Son.) de conformidad con los índices de precios de los principales gasoductos o cuencas productoras. (Pemex, PGPB, 2018)

Dentro de los principales productos, derivados del gas, se encuentran, los siguientes:

1. Gas seco.

- Tintas.
- Ropa (acabados Textiles).
- Aditivos.
- Fertilizantes.
- Fumigantes.
- Anticongelantes.

2. Etano.

- Fibras textiles y resinas.
- Tuberías.
- Envases de Plástico.
- Partes Automotrices.
- Líquidos para frenos.
- Detergentes.
- Cremas y Perfumes.
- Pinturas y esmaltes.
- Juguetes.

3. Naftas.

- Fibras Textiles.
- Bolsas.
- Resinas.
- Poliuretanos.
- Insecticidas.
- Llantas.
- Farmacéuticos y cosméticos.

4. Propano

- Fibras sintéticas.
- Partes automotrices.
- Empaques.
- Acrílicos.
- Artículos Domésticos.
- Sacos para envasado de productos.

4.5.1.1. Proveedores de Información de precios de GAS NATURAL.

- **S & P Global Platts:**

Esta plataforma con sede en Londres, es considerada de los principales proveedores independientes de información, de precios de referencia y análisis de mercados de energía, así como de las materias primas. Su participación en el mercado como plataforma de información, es de vital importancia para que las empresas, los gobiernos y las personas, puedan tomar decisiones (con una participación aproximada de 190 países). Del mismo modo, los expertos que trabajan para Platts ofrecen una ayuda a sus clientes interpretando las fluctuaciones, descubriendo nuevas oportunidades comerciales y obteniendo ventaja operativa.

Comenzaron abarcando el petróleo pero ahora abarcan el petróleo, el gas natural, el GNL, la energía eléctrica, el carbón, el transporte marítimo, los productos petroquímicos, los metales y la agricultura. Publicando diariamente noticias, comentarios, datos fundamentales del mercado y análisis, así como, evaluaciones diarias de precios, utilizados como puntos de referencia en los mercados físicos y de futuros. (Platts, 2018)

- **ICIS:**

ICIS (Independent Chemical Information Service) es una unidad de negocios de Reed Business Information, que provee información acerca del mundo petroquímico, ofrecen a las empresas de los mercados mundiales de productos básicos una ventaja competitiva entregando herramientas de información y de análisis, suministro de inteligencia de precios, noticias, datos de prevención y consultoría independiente, para que por medio de ello, sus clientes puedan identificar y reaccionar de manera efectiva ante las oportunidades en mercados físicos y e futuros. Lo anterior, le permite hacer un seguimiento de los precios de operación comprender factores de fluctuación y establecer un punto de referencia para las liquidaciones de precios contractuales

Poseen una red de reporteros en Europa, China Singapur y EE. UU. Los cuales se encargan de proveer información para publicar una amplia gama de informes de gas Como puntos de referencia cuentan el NBP Heren y el índice TTF Heren, puntos clave para los mercados europeos del GAS NATURAL. (ICIS, 2018)

- **Argus:**

Argus una empresa registrada en Reino Unido es un proveedor líder de indicadores de precios de energía y commodities, el cual ofrece datos fundamentales, análisis de precios, noticias y análisis de precios acerca de los mercados internacionales de gas natural y GNL, entre otros, a más de 140 países, del mismo modo provee conferencias y servicios de consultoría. Para 2018, Argus abre una oficina en la Ciudad de México para incrementar el desarrollo de su cobertura del mercado local. (ARGUS, 2018)

Capítulo V. MANEJO Y OPTIMIZACIÓN DE GAS HIDROCARBURO EN UNA INSTALACIÓN COSTA AFUERA.

5.1 Localización y Características.

En este capítulo nos enfocaremos al centro de proceso “Zaap-C”, donde se describirán sus componentes y actividades relacionadas con el manejo y producción del gas, así como de las problemáticas en las que se ha visto involucrado, respecto a las actividades que realiza.

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap se encuentra ubicado en la Sonda de Campeche, localizado en el Golfo de México, a 105 km al Noroeste de Ciudad del Carmen. Este Activo Integral se encarga de la producción de los campos petroleros de Ku, Maloob y Zaap, de tal modo que cuenta con 5 Centros de Proceso (Ku-A, Ku-M, Ku-H, Ku-S y Zaap-C), así como de un Centro Operativo FPSO (Floating Production Storage and Offloading) donde se lleva a cabo la separación de los fluidos producidos, bombeando el aceite crudo y comprimiendo el gas que fue separado. (M. en I. Fredy López Samado Ing. Nelly Villegas García, Pemex, 2014)

Debido al tipo de crudo que se explota en el campo Zaap, un crudo con 13° API (extra-pesado) se diseñó la plataforma de producción PP-Zaap-C y la Plataforma de producción PB-Zaap-C.

La Plataforma PP-Zaap-C, instalada en 1992, es una estructura tipo octápodo y se encuentra conectada en con la Plataforma PP-Zaap-C por medio de un puente de enlace. Esta última tiene la función de la producción, manejo y control de la mezcla de crudo y gas de 8 pozos (4 que operan con gas residual para Bombeo Neumático, 1 con sistema BEC y 3 pozos fluyentes, 2 con inyección de gas nitrógeno (para mantener la presión del yacimiento), 5 pozos cerrados (3 de ellos cerrados debido a las grandes relaciones gas-aceite)), con una posibilidad de extracción aproximada de 28 MBD.

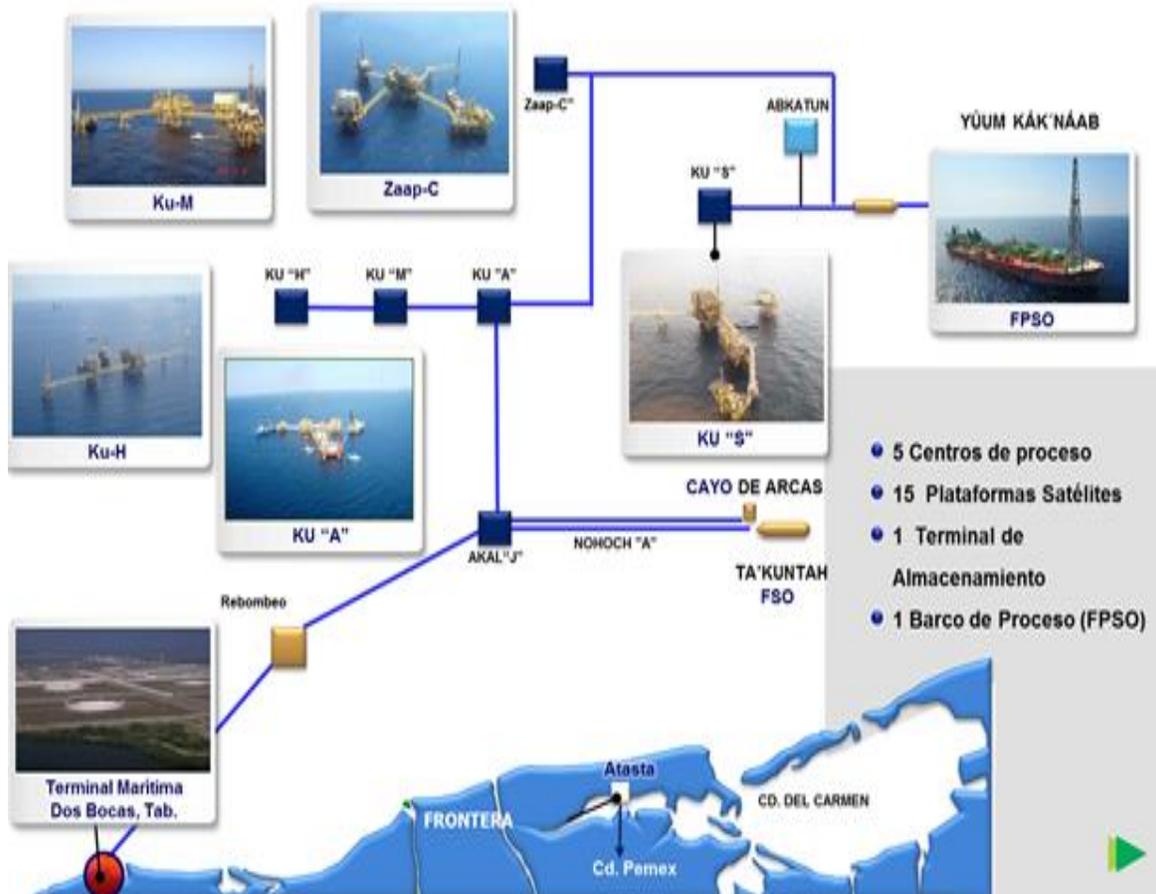


Fig. 5.1 Instalaciones de Distribución de Crudo y Gas.

5.2 Equipo.

PP-Zaap-C tiene como función principal el de realizar la Primera Etapa de Separación de la mezcla de aceite y gas que proviene de los pozos a su cargo y de la plataforma PB-Zaap-C, como consecuencia, esta plataforma se encarga de la separación de la mezcla de aproximadamente de 105 MBD, de este modo, la infraestructura de la plataforma PP-Zaap-C, cuenta con distintos equipos instalados para el control del gas y aceite, tales como:

- Separador bifásico de primera etapa con una capacidad de 150MBD y 110 MMPCD.
- Separador de prueba con una capacidad de 15 MBPD de aceite y 10MMPCD de gas.
- Tablero Hidroneumático de control de pozos de la plataforma.

Tabla 7 Listado de equipo de la plataforma PB-Zaap-C. (M. en I. Fredy López Samado Ing. Nelly Villegas García, Pemex, 2014)

Bombeo	7 Turbo-bombas de crudo con capacidad de 50 MBPD c/u
Compresión	4 Turbocompresores con cap. 72 MMPCD c/u. 1 Separador Slug Catcher con cap. 270 MMPCD. 2 Unidades recuperadoras de vapor con cap. 5.2 MMPCD c/u.
Separación	1 Separador de primera etapa con capacidad de 150 MBPD. 1 Separador de segunda etapa con cap. 270 MBPD.
Generación	3 Turbogeneradores con capacidad de 3,200 Kw. 1 MTG de emergencia con cap. 1000 Kw.
Grúas	1 Grúa con capacidad de 45 Ton.
Sistemas automatizadas	Sistema digital de monitoreo y control, sistema de paro por emergencia y sistema de gas y fuego.

En conformidad con lo anterior, la imagen **Tabla 7** muestra, los equipos que se emplean en la plataforma PB-Zaap-C, así como, su capacidad.



Fig. 5. 2 Centro de Proceso Zaap-C

Así pues, esta plataforma inicio a operar a partir del 23 de julio del 2007 en donde alcanzó una producción aproximada de 180 MBPD para mayo del 2008, actualmente cuenta con 320,000 barriles por día y de gas 440,000 millones de pies cúbicos por día.

5.2.1 Separación de los Fluidos Producidos.

La producción obtenida del centro de proceso ZaaP-C proviene de las plataformas ZaaP-A, ZaaP-B, ZaaP-D, Maloob-A y Maloob-B y arriba mediante dos oleogasoductos de 24 pulgadas uniéndose con la producción de la plataforma PP-ZaaP-C en un oleogasoducto de 36 pulgadas, donde se separa la mezcla, el petróleo crudo del gas en un paquete de separación de fases (Separador bifásico FA-1100, de primera etapa). El crudo ya separado del gas, se pasa por un patín de medición conformado por dos trenes de medidores ultrasónicos de 6 haces y un medidor ultrasónico maestro de 8 haces.

- **Salida de aceite.**

Un flujo de 113 MBD de aceite separado del separador FA-1100 a una presión de 6.8 kg/cm² y una temperatura de 70.0 °C sale por una línea de 16" Ø, hacia el sistema BEC para ser bombeada de 6 kg/cm² a 9 kg/cm², del mismo modo, puede ser enviado al separador de 2da. Etapa en la PB-ZaaP-C por la línea L-271 de 24" Ø.

- **Salida de gas.**

Proveniente de PP-Maloob-A, el gas amargo separado en el separador FA-1101, 95 MMPCD sale por la línea de 24" Ø hacia el gasoducto de 30" Ø, a través de la línea L-290 se envía a la entrada del Slug Catcher de la PB-ZaaP-C.

El separador remoto FA-1100 de primera etapa, tiene dos válvulas de seguridad (PSV-1101 A/B) para protección en caso de ocurrir un evento que cause sobrepresión en el recipiente, una PSV de desfogue a quemador y otra de relevo a proceso. El punto de disparo de estas válvulas es de 14 kg/cm². En caso de que se active el sistema de paro por emergencia nivel 1 de la instalación, se cierran todas las válvulas de cierre rápido SDV's y se abre la válvula BDV-1100 instalada en el separador remoto para el desfogue de gas.

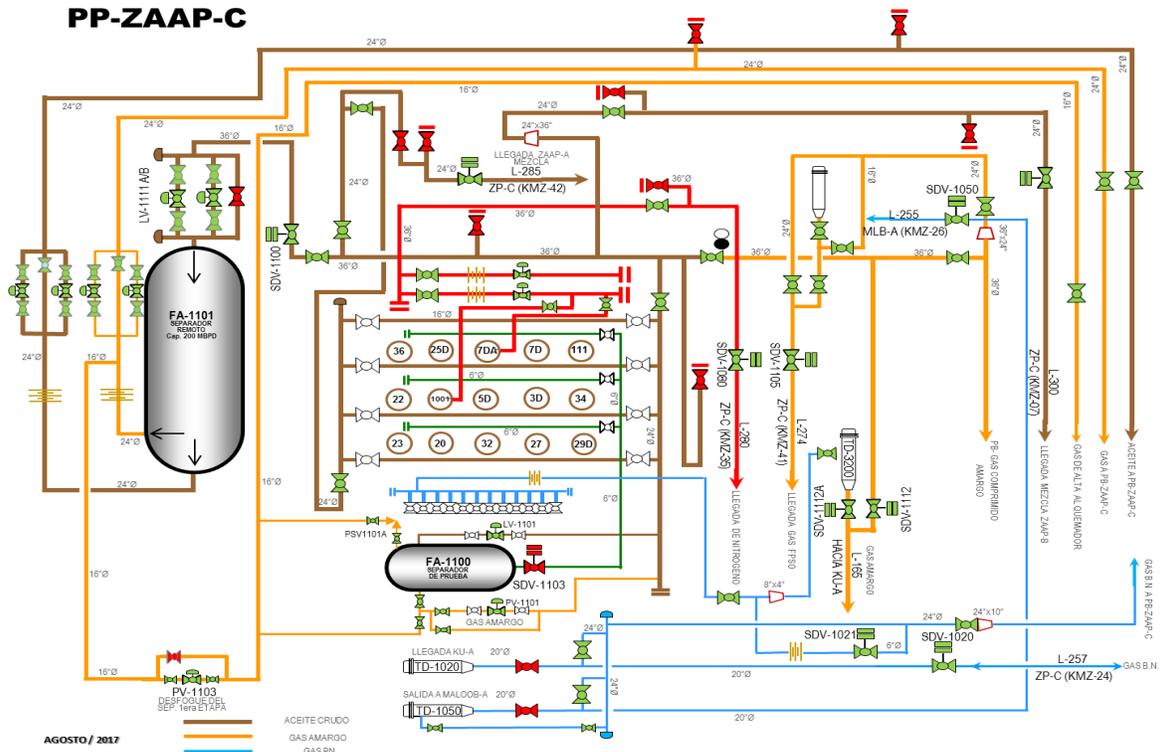


Fig. 5. 3 Diagrama esquemático del Flujo de Proceso de la Plataforma PP-ZAAP-C (PEMEX, 2018)

5.2.2 Implementación de un Sistema Artificial de Bombeo Neumático.

Otra parte importante a considerar en la Plataforma Zaap-C es el Bombeo Neumático, el cual es, el sistema artificial de producción empleado en la plataforma de producción PP-ZAAP-C, el cual emplea para la inyección a pozos aproximadamente un gas residual de 18 MMPCD, proveniente de un gasoducto de 20" Ø de E-Ku-A2.

La descarga de la producción se lleva a cabo en cuatro cabezales de grupo a una presión de 7.0 kg/cm² y a una temperatura de 70 °C; los cabezales se unen a un cabezal general de producción y se encuentra interconectado a la corriente de PP-ZAAP-B, posteriormente ambos fluyen hacia el separador de Primera Etapa donde el aceite que es separado ahora fluye al separador de 2da etapa de la plataforma PB-ZAAP-C y el gas amargo obtenido es enviado a un Slug Catcher también en PB-ZAAP-C, lo anterior por medio de un puente de enlace.

La energía eléctrica que es suministrada a los sistemas de levantamiento proviene directamente de la plataforma de generación PG-ZAAP-C con una capacidad de 50MW y cuenta con una transmisión mediante un cable submarino de 34.5 KV con fibra Óptica.

Actualmente su separador opera con el principio de operación de Primera Etapa y por medio de lazos de control es manejado. Tanto a la salida del aceite y/o gas como en la entrada de la mezcla se tienen controladores con un mismo transmisor, describiéndose de la misma manera:

- Entrada de la Mezcla (gas-aceite), es manejada por medio del control de nivel y las válvulas.
- Salida del aceite por medio del control de nivel y las válvulas.
- Salida de gas, es maniobrado por medio del control de presión y las válvulas.

Tomando en consideración que cuando el nivel exceda el 60% será enviada una señal a las válvulas que se encuentran situadas en la entrada del tanque y se modulará a cierre y en caso de llegar a 80% enviarán una señal de cierre a la válvula, la cual cerrara completamente la entrada.

El sistema cuenta con medidores de placa de orificio los cuales se encuentran instalados en la salida de gas y en la de aceite, así mismo cuenta con computadores de flujo y escáner, los cuales se utilizan para la medición del gas y aceite.

Para la inyección a pozos, del Bombeo Neumático, el centro procesador Zaap-C utiliza gas residual y llega a la plataforma PP-Zaap-C por medio de gasoductos, los cuales proceden de la descarga de los Turbocompresores de E-Ku-A2 a una presión de 80.5 kg/cm². De esta línea se procede un disparo de una línea, en la cual, salen las tomas para inyección de gas del sistema artificial para cada uno de los pozos que son productores.



Fig. 5. 4 Cabezales de Inyección de N₂, pozos 1001 y 7DA (PEMEX, 2018)

5.2.3 Sistema de Fuerza.

El suministro de energía eléctrica es realizado desde el tablero de distribución TD-05 en la plataforma de generación PG-Zaap-C a través de un cable submarino, con un nivel de tensión de 4160 V a 60 Hz.

La acometida eléctrica hacia el cuarto de control del SIBMF se encuentra en el interruptor 52-1 del tablero de distribución TD-ZB-01 en 4160 V, posteriormente se reduce a 480 V a través del transformador reductor TR-S-ZB de 1 MVA el cual alimenta los CCM's A, B y C, donde se encuentran cargados los servicios auxiliares de la plataforma, incluyendo las UPS de los sistemas DMC, PPE, G&F, alumbrado de emergencia y telecoms

5.3 Centro Operativo F.P.S.O.

El Centro Operativo FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Es utilizado para recibir la producción del centro de proceso Zaap-C, para su procesamiento y almacenamiento, donde consecutivamente los productos (gas y aceite) son llevados a los buque-tanques para las actividades de exportación y distribución. De este modo, es considerado eficiente y conveniente en tiempo y costo para el proceso y descarga del gas.

El buque se encuentra operando para Petróleos Mexicanos (Pemex) en la Costa de Campeche, aproximadamente a 65 millas al noreste de Ciudad del Carmen. Cubriendo un área total aproximada de 121 Km² recibiendo producción, además del centro de proceso Zaap-C, de Ku, Maloob, Bacab, Lum y Zazil-Ha.

Cuenta con una capacidad de manejo de 200,000 Bpd y 20 MMpcd de manejo de gas (Blue Marine Oil & Gas, 2016).

Dentro de sus principales y más destacadas características del Señor del Mar, primeramente, es, su longitud ya que es equivalente a 4 campos de futbol (equivalente a una longitud 16 veces más grande que la Torre Eiffel), teniendo un casco de 8 metros más alto que Kukulcan en Chichén Itzá, del mismo modo posee un generador que produce 48 megavatios de potencia.

Entre las actividades más importantes que realiza se mencionan las siguientes:

1. Separación de Aceite y Gas extraídos de Zaap-D y Maloob-B.
2. Almacenamiento de grandes cantidades de volumen de crudo.
3. Elaboración de Mezcla para proporcionar calidades de exportación.
4. Descarga de crudo tipo Maya para el mercado internacional.



Fig. 5. 5 Fotografía del Buque Yuum K'ak 'Naab "El señor del Mar", Imagen obtenida (PEMEX, 2017).

5.4 Acciones Implementadas para el Aprovechamiento de GAS NATURAL.

Como se ha mencionado a lo largo de estos capítulos, antes de la implementación del aprovechamiento máximo del gas, PEP había tenido un impacto negativo en lo que concierne al desperdicio de gas natural por medio del venteo, por lo que la CNH se vio en la necesidad de publicar disposiciones técnicas para evitar o reducir este problema, con más énfasis ahora, que habrá apertura en el mercado, con el fin de que Pemex y terceros eviten el desperdicio de este recurso así como la disminución del daño al medio ambiente.

Según lo reportado en el Diario Oficial de la Federación, las acciones correctivas implementadas con el propósito de cumplir con las metas en materia de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, producido en el activo Integral Ku-Maloob-Zaap y presentadas por Pemex Exploración y Producción (PEP), comprende una inversión con un total de US 3,028,000,000 dólares.

Estas actividades, tienen el objetivo principal de asegurar un buen manejo del gas hidrocarburo así como confiabilidad del equipo de procesamiento y distribución, en condiciones óptimas tanto económicas como amigables con el medio ambiente.

En congruencia con ello, se describen las actividades realizadas por la empresa productora del estado (Pemex), para llevar a cabo el máximo aprovechamiento.

- Actividad número uno:

Puesta en operación del gasoducto KMZ-76

Debido a la falta de capacidad de ductos de transporte se llevó a cabo la construcción y puesta en operación del gasoducto KMZ-76 en Campeche, el cual, tuvo una inversión de 155.7 millones de dólares, comenzando su construcción en a finales de enero del 2017 y empezó a ser operada en marzo del mismo año. Dicho gasoducto es de 36 pulgadas por 11.18 millas de tubería de gas amargo y parte de la plataforma E-KU-A2 a la plataforma CA-AJ-1 (J4).

La puesta en operación, tuvo como objetivos estratégicos, los siguientes:

- Garantizar una operación segura de la producción del gas proveniente de las plataformas.
- La maximización de costos de oportunidad del gas.
- Alta confiabilidad y disponibilidad de operación.
- La garantía de una salida confiable del gas contemplando inversiones a menor costo.

Así mismo obtuvo como resultados un aprovechamiento del gas amargo de 70 mmpcd.

- Actividad número dos:

Implementación del BEC a 4 pozos de Maloob-D.

Maloob D es una plataforma ubicada en Activo integral Ku-Maloob-Zaap ubicada al noreste de Ciudad del Carmen.

Dicha plataforma implementó el uso de cuatro sistemas artificiales de extracción (BEC), el 27 de marzo del 2017, con el fin de utilizar la tecnología apropiada para perforación de pozos horizontales, la tecnología cuenta con bombas manejadoras de gas, las cuales ayudan a maximizar el factor de recuperación de los pozos.

Del mismo modo se pretende evaluar la conversión de pozos al sistema BEC para así disminuir el volumen de gas usado como BN, dando capacidad de manejo a todos los pozos programados. Lo anterior con el fin de disminuir el volumen de gas enviado a la atmósfera.

Con dicha implementación y el estudio de pozos para ser considerados en una pronta instalación del sistema de bombeo electrocentrífugo ha mostrado un aprovechamiento del GAS NATURAL con 40 mmpcd de gas.

- Actividad número tres:

Reconfiguración de un turbo compresor en Ku-S para inyección de gas a yacimiento

Ku-Sierra es una plataforma perteneciente al activo integral Ku-Maloob Zaap, se realizó una inversión de aproximadamente 50 mmusd y comenzó la operación de reconfiguración para mediados de abril del 2018.

Debido a antecedentes desastrosos en el centro de proceso se contempló la utilización de una reconfiguración de un turbo compresor para llevar a cabo la inyección de gas a un yacimiento.

Se contempla tener beneficios a largo plazo del uso óptimo del turbocompresor.

- Actividad número cuatro:

Manejo de gas por puesta en operación Ca-Ku-A1.

Ca-Ku-A1 es una plataforma de compresión, la cual, es un proyecto propuesto por Pemex como acción correctiva para el periodo 2016-2019, en donde se invertirá la cantidad de 1,384 mmusd y tiene una fecha de compromiso de implementación para principios de noviembre del 2019.

El proyecto pretende la puesta en marcha y operación de una instalación de compresión de gas amargo, del mismo modo manejará gas ácido húmedo con alta y baja cantidad de nitrógeno. Ca-Ku-A1 será capaz de procesar y recibir el gas de tres distintos gasoductos (Pemex, Exploración y Producción, 2015).

Se espera que con dicha inversión, se logre que la plataforma aproveche cerca de 70 mmpcd de gas amargo, y tenga un alcance para las siguientes actividades:

- Compresión.
- Deshidratación.
- Endulzamiento.
- Estabilización de condensados

La capacidad del sistema de compresión es de 450 MMPCD (+/- 1%) con una presión de succión de 8 a 14 kg / cm² y una presión de descarga de 60 a 82 kg / cm². Con una fiabilidad operativa del 98%.

-
-
- Actividad número cinco:

Puesta en operación de la plataforma Ca-Zaap-C y ductos asociados.

Se contempla una inversión de 1,424 mmusd para aprovechamiento del gas natural mediante la puesta en operación de una plataforma de compresión y los ductos asociados en esta, la cual será ubicada en el activo integral Ku-Maloob-Zaap, Campeche y se espera que para mediados del 2020 se lleve a cabo el proyecto.

Se espera dicha plataforma tenga una flexibilidad operativa de 450 mmpcd, lo que traerá consigo altos beneficios económicos y operacionales para el activo Ku-Maloob-Zaap. Y contara con una alta capacidad para el aprovechamiento del Gas producido en los pozos cercanos.

A pesar de la alta inversión que implica su puesta en marcha, traerá consigo altos beneficios de aprovechamiento.

Del mismo modo, tendrá un alcance de Servicio de Compresión, Deshidratación, endulzamiento y estabilización de condensados.

Así mismo, con el fin de que se lleven a cabo las metas propuestas en materia de aprovechamiento de gas natural asociado producido. PEP, deberá enviar reportes mensualmente haciendo mención de los avances de la implementación de las acciones correctivas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2017). Dichas acciones han sido presentadas por Pemex Exploración y Producción como cumplimiento a lo dispuesto por la CNH respecto al procedimiento de Evaluación del cumplimiento de las Depositiones Técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap. (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2017).

A través de las acciones implementadas, en datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Petróleos Mexicanos (Pemex), en 2016 logra reducir en el activo Ku-Maloob-Zaap 173.1 millones de pies cúbicos diarios equivalentes, dicha reducción representó el equivalente al 9% de la producción de GAS NATURAL en nuestro País, quedando claro que, de no cumplirse con los objetivos propuestos para la reducción de quema y aprovechamiento de gas, serán aplicadas sanciones y penalizaciones por la CNH. Del mismo modo, se demostró que el aprovechamiento del GAS NATURAL trae consigo beneficios, tanto en la implementación de la energía para el funcionamiento propio del centro como para uso en SAP's. (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2017)

Tabla 8 Actividades de Aprovechamiento de GAS NATURAL, 2017. (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2017)

No.	Actividades	Inversión (mmusd)	Gas Aprovechado (mmpcd)	Flexibilidad Operativa	Fecha Compromiso
1	Aprovechamiento de gas por puesta en operación de gasoducto KMZ-76	155.7	70	-	01-01-17
2	Implementación del BEC a 4 pozos de Maloob-D	14.3	40	-	27-03-17
3	Reconfiguración de un turbo compresor en Ku-S para inyección de gas a yacimiento.	50	40	-	30-04-18
4	Manejo de gas por puesta en operación Ca-Ku-A1	1,384	70	-	01-10-19
5	Puesta en operación de la plataforma Ca-Zaap-C y ductos asociados	1,424	-	450	05-05-20
Total		3,028	180		

La imagen que se muestra a continuación (**fig. 5.6**) muestra los resultados planeados y previstos a corto plazo desde la primera actividad en 2016, Pemex justifica sus proyectos de infraestructura para el aprovechamiento del gas en el periodo 2016-2019, dichas actividades son monitoreadas y vigiladas por la CNH para que cumplan con los objetivos previstos, del mismo modo prevé, que para finales del 2018, PEP, logre un aprovechamiento aproximado del 98% , obteniendo niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas.

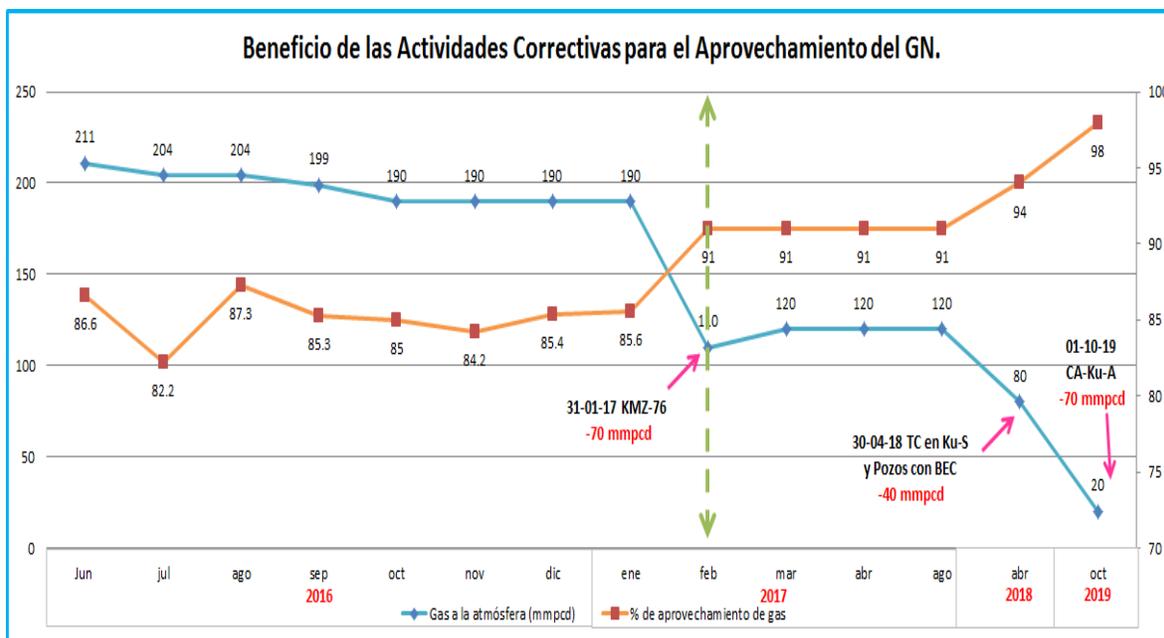


Fig. 5. 6 Beneficio de las Actividades Correctivas para el Aprovechamiento del GAS NATURAL (Pemex Exploración y Producción, 2017).

5.4.1 Optimización de Pozos y Manejo de Gas de proceso.

Con el objetivo de promover una mejora eficaz del sector energético el 07 de enero de 2016 se publica en el Diario Oficial de la Federación las “Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del Gas Natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, mediante el cual, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) regula los estándares operativos y técnicos para maximizar el componente de recuperación y el coste de los hidrocarburos a largo plazo, en el cual, establece operaciones, requerimientos y criterios para el cumplimiento de la meta de los programas de aprovechamiento del GAS NATURAL. Promoviendo opciones para su aprovechamiento, tales como (DOF, Diario Oficial de la Federación, 2016):

- Autoconsumo:
 1. Combustible para algunas instalaciones.
 2. Dispositivos neumáticos.
 3. Para la Generación o cogeneración de energía eléctrica.
- Sistemas Artificiales de Producción (Inyección de Gas).
- Conservación.
- Transferencia.

En congruencia con lo anterior, se establece la evaluación de distintas alternativas para el Aprovechamiento del gas, en donde, es necesario considerar distintos factores tales, como:

- Composición del Gas.
- Volumen de gas a producir.
- La cercanía entre el punto de extracción y las instalaciones para el proceso del Gas.
- Ubicación de la infraestructura que permita el transporte y almacenamiento del GAS NATURAL.
- Valor económico del Gas (Calidad).
- Monto de las inversiones para procesar, transportar o almacenar el GAS NATURAL, así como, para desarrollar y mantener la continuidad operativa de la infraestructura que llevará acabo el aprovechamiento del Gas Natural.

Consecuentemente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es la encargada de vigilar que la empresa productora de gas cumpla con una meta del 98% Anual de aprovechamiento, para evitar sanciones, la cual es calculada de la siguiente manera:

$$MGA_t = \left[\frac{A+B+C+T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Dónde:

MGA= Meta de Aprovechamiento Anual.

T= Año de cálculo

A= Autoconsumo (volumen/año).

B= Uso en Bombeo Neumático (volumen/año).

C= Conservación (volumen/año).

T= Transferencia (volumen/año).

G_p=Gas producido (Volumen/Año).

G_A=Gas adicional no producido en el Área de asignación (Volumen/año).

Como se muestra en la siguiente imagen (**fig.5.7**) Pemex Exploración y Producción lleva un control del gas procesado en sus instalaciones, en este caso, hablamos de la plataforma Zaap-C.

En conformidad, podemos observar en el diagrama los equipos que emplea el centro de proceso desde válvulas, compresores, gasoductos y, del mismo modo se observa de donde proviene el gas que debe de ser procesado en las instalaciones del centro de proceso, así como la cantidad que es enviada a los buque-tanques y la cantidad de gas venteado a la atmósfera.

5.5 Recomendaciones.

- I. Se recomienda que Petróleos Mexicanos continúe invirtiendo como hasta ahora, en instalaciones superficiales para el manejo y conducción del gas hidrocarburo, con el fin de utilizarlo como gas combustible en turbo maquinaria y en la inyección de gas dulce a pozos con Bombeo Neumático Continuo como sistema artificial de producción, atendiendo la calidad, debido a alto contenido de N_2 y que continúe trabajando en el análisis de capacidad de transporte e instalaciones de almacenamiento, evitando así, problemas de capacidad y de venteo del recurso, a través del cumplimiento de los requerimientos de CNH.
- II. Para obtener altos niveles de eficiencia en aprovechamiento del gas y costos de producción es elemental desarrollar infraestructura para la optimización del recurso, así como de los costos asociados al descubrimiento, el desarrollo de la producción y el transporte de gas hidrocarburo.
- III. Según datos proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos es elemental considerar distintos elementos, tales como, la adquisición e inversión de instalaciones para el procesamiento y resguardo del gas hidrocarburo ya sea, endulzadoras, cromatógrafos, separadores, regasificadoras, compresoras y lugares de almacenamiento para preservar el recurso y disminuir la dependencia de importación del gas natural.
- IV. Tomar en consideración el uso de Unidades de Recuperación de Nitrógeno para que en caso de ser necesario la utilización del nitrógeno en lugar del gas producido, puedan ser aprovechadas las corrientes con alto contenido de Nitrógeno.
- V. La inversión en infraestructura para almacenar y procesar mayor cantidad de gas, en ductos y plataformas marinas, es un beneficio que a mediano plazo traerá consigo altos beneficios económicos tanto energéticos como operacionales.
- VI. Es de vital importancia la búsqueda de alternativas para la importación, evitando ser dependientes de un solo país y reducir el porcentaje de gas importado hacia México.

VII. Optimizar costos de exploración, extracción, producción procesamiento y transporte de gas hidrocarburo.

VIII. Implementar con frecuencia y a consideración las actividades propuestas para la optimización del recurso,

- Autoconsumo:
 1. Combustible para algunas instalaciones.
 2. Dispositivos neumáticos.
 3. Para la Generación o cogeneración de energía eléctrica.
- Sistemas Artificiales de Producción (Inyección de Gas).
- Conservación.
- Transferencia.

Con el fin de obtener el mayor beneficio económico y ambiental.

IX. La calidad del gas hidrocarburo a lo largo de todo el procesamiento es de vital importancia para evitar problemas en los gasoductos como corrosiones, por lo que es de vital importancia las mejores prácticas en las instalaciones superficiales, colocando el equipo adecuado y necesario para su procesamiento, obteniendo como resultado un gas de mejor calidad, que fácilmente tendrá beneficios comerciales y para uso propio

X. Para satisfacer el mercado interno es fundamental la exploración de los campos para localizar aquellos que sean productores de gas, disminuyendo la importación, satisfaciendo la demanda interna.

En congruencia con lo anterior, es necesario la evaluaciones de las necesidades del campo, la concordancia con los equipos que se utilizan en cada pozo, así como, la verificación de su funcionamiento, evitando con ello ineficiencias en las instalaciones, ya sea diseño, coordinación o normas.

Por otro lado y debido a que es un tema que ha tomado importancia en los últimos años, es vital que se capacite a los trabajadores, teniendo mejoras en prácticas operativas, a través de instructivos, manuales, reportes bitácoras, e instruyendo a responsables, con supervisiones de metas y auditorias, imponiendo límites al manejo de quema y venteo.

Capítulo VI. CONCLUSIONES.

1. Hasta hace poco la problemática del venteo de gas no era de gran importancia para los campos productores en nuestro país, debido a los altos costos de transporte y almacenamiento que implica su producción, pero el crecimiento de la demanda energética y la importancia de la dependencia de importación ha hecho que México, comience a tomar medidas necesarias.
2. A pesar de las medidas que se han tomado, debido a que la industria es aún nueva en el campo y las inversiones darán resultado a largo plazo, es necesario diversificar la importación del GAS NATURAL, para dejar de un lado la vulnerabilidad operativa que implica la dependencia que tenemos hacia EUA y por ello, es necesaria la implementación de componentes como regasificadoras, compresoras y demás equipo para el procesamiento del gas importado y la inversión de lugares de almacenamiento.
3. Con el fin de disminuir o mitigar en su totalidad los impactos ambientales, minimizar las pérdidas económicas, incrementar el % de IAG, evitar sanciones y alargar la vida productiva de los campos, es fundamental el conocimiento de la optimización de instalaciones de manejo de gas y es necesario la implementaciones de acciones que eviten sanciones y logren un beneficio económico.
4. Es importante, seguir considerando el uso de gas residual o gas dulce para operar algunos pozos, a través de la implementación de Sistemas Artificiales de Producción tipo Bombeo Neumático, reutilizando el gas inyectado y verificando su rentabilidad. Por lo que es sustancial el incremento de disponibilidad de gas residual.
5. A lo largo de la investigación realizada, se ha mencionado la importancia del manejo óptimo del gas hidrocarburo en las instalaciones de recolección producción y distribución), tomando en consideración las alternativas que tienen los activos para reducir la quema y/o venteo. En conformidad con lo anterior, se ha podido observar resultados favorables a partir del 2016 en los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap con una reducción representativa del 9% de la producción de GAS NATURAL en México.

-
-
6. Debido a la creciente demanda del Gas Natural en los últimos años, es de vital importancia optimizar y eficientar los procesos de extracción, recolección, procesamiento y distribución del GAS NATURAL, con el objetivo de obtener beneficios económicos a la Industria Eléctrica-Energética y beneficios ambientales al reducir las emisiones de (CO₂) a la atmósfera.

 7. Para que las instalaciones superficiales tengan un funcionamiento y aprovechamiento óptimo, la consideración de la calidad de los fluidos, es fundamental, por lo que es indispensable, la apropiada tecnología de medidores, cromatógrafos, separadores, compresoras, endulzadoras y de más infraestructura, que cumplan con los estándares de calidad de los diferentes tipos de gas producidos a lo largo del centro de proceso, así como, el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana la NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del Gas Natural”, para la generación de energía, el transporte por ductos y comercialización, con el fin de obtener mayores beneficios económicos y energéticos.

 8. Desde el primer semestre del 2017, se ha conseguido que Petróleos Mexicanos, a través de la optimización y manejo adecuado de las instalaciones superficiales para gas, reduzca la quema y aproveche este recurso aproximadamente a más del 50% en sus activos más importantes, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, en comparación a años anteriores, siendo Zaap-C uno de los centros de que han tenido mayor impacto en la reducción de la quema.

 9. En Ku Maloob Zaap se optimizan los sistemas Artificiales de Producción a los Pozos Productores con la visión de que el manejo de gas sea aprovechado al máximo en recuperación de aceite y gas que se va volver aprovechar como gas dulce.

BIBLIOGRAFÍAS

- Ley de Hidrocarburos. (2014). *Ley de Hidrocarburos, publicada por el Diario Oficial de la Federación*. Ciudad de México, México:
www.dof.gob.mx/nota_to_doc.php%3Fcodnota%3D5355988.
- Anónimo. (2014). *La desacidificación del Gas Natural*. Ingeniería Química.Net: Artículo 359, <http://www.ingenieriaquimica.net/articulos/359-la-desacidificacion-del-gas-natural>.
- Anonimo. (s.f.). *Optimización del Proceso de Endulzamiento del Gas Natural en las Plataformas Marinas de la Zonda de Campeche*. Ciudad de Mexico :
<http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/proyecto/publicacioneselectro/monografias/OPTIMIZACION%20DEL%20%20PROCESO%20DE%20ENDULZAMIENTO%20DEL%20GAS%20NATURAL.pdf>.
- ARGUS. (2018). *About us, Gas Natural/GNL*. Reino Unido:
<https://www.argusmedia.com/es/natural-gas-Ing>.
- Armijo, E. J. (2014). *Bombeo Neumático Dual*. Ciudad de México, México: Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Arrieta, I. M. (2010). *Estaciones de Flujo*. Venezuela: Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana,
<https://profesormario.files.wordpress.com/2010/06/estaciones-de-flujo.pdf>.
- Avitúa Varela, P. Á., & Vargas Bermúdez, R. (2014). *Validación de uestreos de fluidos petroleros para su representatividad al análisis y simulación PVT*. Ciudad de México, México : Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero .
- Azevedo Netto, J., & Acosta Alvarez, G. (1976). *Ley de Pascal*. Serie de Textos de Ingeniería : 6ta Edición, Editor, Harla Manual de Hidráulica.
- Barrientos, I. J. (s.f.). *Capítulo 20 endulzamiento del Gas Natural*. Cursos Virtuales CAREC
<http://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/45/1.%20Cap.20%20Endulzamiento%2001.pdf>.
- Blue Marine Oil & Gas. (2016). *Yumm K'ak Naab*. Ciudad de Mexico:
<http://bluemarket.com.mx/wp/wp-content/uploads/2016/08/yuum-kak-naab-2.pdf>.

-
-
- Botto, B. O. (2004). *de los Campos Petroleros "Ing. Gustavo Galiando Velasco" Optimización de la Operación del Sistema de Bombeo Mecánico de la Sección*. Bucaramanga, Escuela de Ingeniería de Petrómeros, Facultad de Ingeniería Físico-Químicas, Universidad Industrial de Santander:
<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2004/113536.pdf>.
- British Petroleum . (2017). *Datos Informe, BP Statistical Review of World Energy 2017*. Londres, Reino Unido : https://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/spain/documents/downloads/PDF/ULTIMA_INFOGRAFIA_INFORME_BP_SR17.pdf.
- Brucart, E. B. (1987). *Gas Natural, Características, distribución y aplicaciones industriales*. Barcelona : Editorial Reverte, Editores Tecnicos Asociados.
- Cabrera, J. Á. (1984). *Manejo de la Producción en la Superficie*. Ciudad de México : Universidad Nacional Autónoma de México, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo.
- Cadena, W. J., & Triana Santamaria, J. A. (2011). *Impacto de la producción de Gas asociado a la Producción de Petróleo en los Campos Galan, Gala y Llanito en Pozos con Sistema de Levantamiento de Bombeo Mecánico*. Bucaramanga, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander :
<http://oilproduction.net/files/manejo%20de%20gas%20BME-UIS.pdf>.
- Castillo, M. R. (2016). *Apuntes de la materia: Ingeniería de Yacimientos de Gas*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- CENACE. (2006). *Informe de Tecnología de Generación de Referencia* . Ciudad de México, México:
<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2016%2012%2006.pdf>.
- CENAGAS. (2016). *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*. Ciudad de México, México: Obtenido de un Documento publicado por la SENER, del 2017 elaborado por CENAGAS,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325639/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017-2031.pdf .

-
-
- CIA World Factbook. (2017). *Mapa Cooperativo de Países-Gas Natural-Reservas probadas-Mundo*. EUA: <https://www.indexmundi.com/map/?v=98&l=es>.
- CIA World Factbook. (2017). *Mapa comparativo de Países-Gas Natural-Reservas comprobadas-Mundo*. EUA: <https://www.indexmundi.com/map/?v=98&l=es>.
- CIED. (1995). *Centro Internacional de Educación y Desarrollo; Ingeniería de Producción, separadores gas-líquido. Ingeniería de producción, separadores gas-líquido*. Venezuela : Módulo IV-Sección 33.
- CNH, SENER, CENAGAS. (2017). *Política de uso y aprovechamiento de yacimientos de hidrocarburos para Extracción para el Almacenamiento de Hidrocarburos*. Ciudad de México, México: Primera Reunión Extranjera del Subcomité de Normatividad, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/257130/Presentacion_Almacenamiento_GN_Subcomite_Normatividad_INDAABIN_10082017__002_.pdf.
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Desarrollando la Industria petrolera en el país. (2015). *Memoria Petrolera. Organismo Informativo del Colegio de Ingenieros Petroleros*, https://cipm.org.mx/wp-content/themes/cipm-dev/_files/RevistaTecnicaSeptiembre2015/RevistaTecnicaSeptiembre2015.pdf.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (2017). *Resolución CNH.E.07.001/17*. Ciudad de México, México : Resolución publicada en el diario Oficial de la Federación, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/254780/Resolucion_CNH.E._07.001-17.pdf .
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (2017). *Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el pronunciamiento respecto de las acciones correctivas presentadas por Pemex Exploración y Producción, a fin de cumplir con las metas en materia de aprovechamiento de gas natural asociado* . Ciudad de México, México: www.gob.mx/cnh, www.rondasmexico.gob.mx.
- Comisión Reguladora de Energía . (2013). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028, Secretaría de Energía* . Ciudad de Mexico Mexico : https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf.
- Comisión Reguladora de Energía . (2016). *Nota de Investigación, Mercado de Gas Natural*. Ciudad de México, México: Unidad de Regulación, CRE .

-
-
- CRE. (2017). *Competencia en Comercialización de Gas Natural* . Ciudad de México, México: Gaceta Informativa No.11
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/305685/Gaceta_No_11__Julio-Sept__.pdf.
- Diario Oficial de la Federación . (2016). *Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural, Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*. Ciudad de México, México:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016.
- DOF, Diario Oficial de la Federación. (2016). *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*. Ciudad de México, México :
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016.
- Drenzek, N. (2011). *La geotérmica básica del petróleo para la evaluación de las rocas geeradoras* . Cambridge, Massachusetts, EUA : Traducción del artículo publicado en Oilfield Review, Verano de 2011: 23, no. 2.
- ECOPETROL. (2014). *Procesamiento*. Colombia :
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/cadena-de-valor-del-gas-natural/procesamiento>.
- Endress+Hauser. (2011). *Medición de Caudal, Guía práctica: Tecnologías de medición- Aplicaciones-Soluciones* . España : 2da Edición Endress+Hauser Flowtec Ag, CH-4153 Reinach/BL.
- Erika Griselda Urbina González, Carlos Uriel Reyna Hernández. (2013). *Diseño y Construcción del Gasoducto "Ciudad Pemex- Nuevo Teapa- Poza Rica- Ciudad de México"*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Ciencias de la Tierra Ticomán,
[http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15364/Transporte%20de%20hidrocarburos%20por%20ductos.%20dise%C3%B1o%20y%20construcci%C3%B3n%20del%](http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15364/Transporte%20de%20hidrocarburos%20por%20ductos.%20dise%C3%B1o%20y%20construcci%C3%B3n%20del%20)
- Escalante, S. (2016). *Módulo III*. Venezuela: Subproyecto de Hidrocarburos II, Ingeniería de Petróleo.

-
-
- Escalona, I. V. (2009). *Gas Natural* . Ciudad de Mexico:
<https://es.slideshare.net/exarkunmx/gas-natural-2142777>.
- Estrada, J. (2001). *Presente y Futuro de la Regulación del Gas Natural en México*. Ciudad de México México : Comisión Reguladora de Energía, Foro: El Gas Natural en el Futuro de la Energía en México, <http://www.cre.gob.mx/documento/733.pdf>.
- Federal Energy Regulatory Commission, FERC. (2018). *What FERC Does*. EE.UU.:
<https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp?csrt=15861420109847269105>.
- Federico Strada, Alejandro Casale. (2008). *Optimización del procesamiento del gas natural a través de un sistema de control centralizado*. Buenos Aire Argentina, Instituto Tecnológico de Buenos Aires :
<https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/688/12-TFI-Casale%20Strada-23-10-09.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- Fernández, Y. R. (s.f.). *Apunte Docente, Clasificación de Costos* . Universidad en Valparaíso, Chile : Ingeniería Comercial,
<http://www.ingcomercial.ucv.cl/sitio/assets/publicaciones/Apuntes-Docentes/ApunteDocenteClasificaciondeCostosYR.pdf>.
- Ferrera, E. G. (2015). *Propiedades de los Fluidos Petroleros* . Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Fleshman R., Obren L.H. . (1999). *Aificial lift for high.volume production* . Oklahoma, USA:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3605/A4.pdf?sequence=4>.
- Flores, G. M. (2013). *Casos Especiales de Aplicación del sistema de Bombeo Electro Centrifugo* . Ciudad de México, México: Tesis, Universidad Nacional Autónoma de Mexico, Facultad de Ingeniería .
- Gabriel, R. G., & Emigdio Marmolejo , Á. (2014). *La quema de Gas asociado a la Extracción de Crudo y su Impacto ambiental* . Ciudad Universitaria, Ciudad de México, México : Tesis, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, .
- García, K. (2018). *Importación de Gas Natural rompe récord en el 2017* . Ciudad de Méxcio, México : El Economista,

-
-
- <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Importacion-de-gas-natural-rompe-record-en-el-2017-20180213-0020.html>.
- Gershenson, A. (2011). *Quema y venteo de gas natural: ¿Negocio o Necesidad?* Ciudad de México, México: La Jornada, <http://www.jornada.com.mx/2011/07/17/politica/018a2pol> .
- Girón, D. S. (2010). *Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo. Diseño para pozos con baja RGL*. Ciudad de México, México: Tesis, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Arquitectura, Unidad-Ticomán "Ciencias de la Tierra".
- González, A. B., & Yair Arenas, I. (2013). *Análisis de una Variante de Bombeo Neumático utilizando tecnología Venturi en campos de crudo pesado*. Ciudad de México, México: Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- GPSA engineering Data Book. (2004). *Gas Processors Suppliers Association*. Tulsa, Oklahoma: 12th Edition .
- Gulf Energy . (2018). *Gas Processing, A New approach for sizing finger-type (multiple-pipe) Slug catchers* . Estados Unidos: [http://www.gasprocessingnews.com/features/201506/a-new-approach-for-sizing-finger-type-\(multiple-pipe\)-slug-catchers.aspx](http://www.gasprocessingnews.com/features/201506/a-new-approach-for-sizing-finger-type-(multiple-pipe)-slug-catchers.aspx).
- Gutiérrez, V. J. (2014). *Reducción de Daño en Pozo en Yacimientos de Gas y Condensado por Inyección de Químicos*. Ciudad de México: Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México .
- Hernández Ramos, M. d., & Mejía González, R. F. (2014). *Estimación de Reservas y Recursos prospectivos de Coalbed Methane (CBM) en México*. Ciudad de México, México: Tesis, Facultad de Ingeniería, <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5875/Tesis.pdf?sequence=1>.
- Hernández, M. E. (2005). *Propiedades de los Fluidos Petroleros y Aplicaciones* . Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Versión- 2008V1 : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>, PCPump.net, The Processing Cavity Pump Site.

-
-
- ICIS. (2018). *About ICIS, Precios del GAs Natural, Mercados y Análisis*. Europa:
<https://www.icis.com/energy/gas/>.
- J.P. Gutierrez, T.S. Sosa, L. Ale Ruiz, A. Riveros Zapata, E. Erdmann. (2013). *Diseño del Proceso de Endulzamiento de Gas Natural, Simulación y Comparación*. Buenos Aires Argentina: Instituto de Investigaciones para la Industria Química (INIQUI-UNSa-CONICET
http://www.aaiq.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/05f/05f_1423_589.pdf.
- Kidnay. (2007). *Fundamentals of Natural Gas Processing*.
- Lesly, G. S. (2016). *Consistencia y Validación de Pruebas PVT, Apuntes de Curso Intersemestral "Eclipse PVT"*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Lincango, C. O., & Romero Figueroa, M. A. (2011). *Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Lago Agrío para incrementar su producción*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.
- M. en I. Fredy López Samado Ing. Nelly Villegas García, Pemex. (2014). *Problemáticas y soluciones para la separación y Bombeo de crudo pesado 13° API en el Activo de producción Ku-Maloob-Zaap*. Ciudad de México: Vol. 54 No. 7 ISSN 0185-3899
<http://132.248.9.34/hevila/Ingenieriapetrolera/2014/vol54/no7/3.pdf>.
- Macedo, J. J. (2006). *Economía*. Zapopan, Jalisco: Edición Actualizada Umbral.
- Madariaga, Santos, Ortiz. (2010). *Métodos de Deshidratación de Gas Natural*. El reventon Energético : Revista UIS
revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/download/1633/2022/.
- Malik, N. S. (2018). *La creciente dependencia del gas natural en México estimula el proceso comercial*. New York, Estados Unidos.: Plataforma de información Bloomberg, Artículo de CFENERGÍA.
- Marcelo Hirshfeldt. (2009). *Análisis de un sistema de producción y análisis NODAL*. Argentina: OilProduction.net Todo sobre el Upstream
http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf.
- Maria Laura Germier, Mauro López Carrizo. (2006). *Nuevas Tecnologías y Aplicaciones, Tenologías para la Medición en Transferencia de Custodia*. Caracas, Venezuela : TECNA XVII CONvención de Gas.

-
-
- Medina Cardenas, J. L., & Mora Herreta, M. F. (2009). *Evaluación del sistema de recolección de gas en el sector isla VI del Campo Cantagallo aplicando una software como herramienta para el análisis*. Bucaramanga, Colombia: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129395.pdf>.
- Micheli, J. (2017). *Gas Natural en México: Situación estratégica y dependiente*. Ciudad de México, México : Artículo publicado en la edición Noviembre-Diciembre 2017 de la revista "Energía a Debate", <https://www.energiaadebate.com/blog/2730/>.
- Oil & Gas Magazine. (2017). *Pemex Reduce en 73% Quema y Venteo de Gas*. Cuernavaca, Morelos, México: <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/10/pemex-reduce-en-73-quema-venteo-gas/>.
- Orden Jurídico Nacional. (2015). *Artículo 25, 27 de la Constitución*. Ciudad de México, México: <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/articulos/27.pdf>, <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/articulos/25.pdf>.
- Oropeza, J. A. (2015). *Proceso y Manejo de Gas*. Ciudad de México: Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería .
- Osete, J. A. (2016). *Comercialización de Gas Natural*. Ciudad de México, México : Apuntes de la materia Comercialización de Crudo y Gas Natural, Materia impartida en la Facultad de Ingeniería, en la Universidad Nacional Autónoma de México.
- Osinermin . (2014). *Mercado Internacional del Gas Natural*. Lima, Perú: Gerencia de Fiscalización de Gas Natural- OSINERGMIN .
- Pemex. (2015). *MGI Supply*. Ciudad de México, México. Subdirección de Gas Natural, Pemex Gas y Petroquímica Básica. : <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/Comercio+exterior/MGI+Supply/>.
- PEMEX. (2017). *Inicia mantenimiento programado al buque de producción flotante "El Señor del Mar"*. Ciudad de Mexico : Pemex, http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-069-nacional.aspx.
- PEMEX. (2018). *Contexto Operacional Enero 2018 Modificado, Centro de Proceso Zaap-C*. Ciudad de Mexico, Mexico.

-
-
- Pemex Exploración y Producción. (2017). *Acciones correctivas de aprovechamiento de gas natural*. Ciudad de México, México : fragmento tomado de presentación de CNH en la página www.gob.mx/cnh.
- Pemex Gas y Petroquímica Básica. (Noviembre de 2006). *Procesos Industriales* . Obtenido de Procesos Industriales en los Complejos Procesadores de Gas: <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>
- Pemex, Exploración y Producción. (2015). *Proyecto de Compresión y Deshidratación de Gas* . Ciudad de México, México: <https://docplayer.es/63162587-Septiembre-proyecto-de-compresion-y-deshidratacion-de-gas.html>.
- Pemex, PGPB. (2018). *Preguntas frecuentes, ¿Cómo se determina el precio del Gas Natural?* Ciudad de México México.: <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/C%C3%B3mo+contratar+el+suministro/Preguntas+frecuentes/>.
- Platts, S. G. (2018). *About S&P Global Platts*. Londres: <https://www.spglobal.com/platts/en/about>.
- Praxair Technology, Inc . (2013-2018). *Proceso de recuperación de la Planta de Azufre y Tecnología para la Industria de la Refinación*. Ciudad de Mexico : <http://www.praxair.com.mx/industrias/refining/sulfur-recovery>.
- Rivera, I. D. (2012). *Aplicaciones del Análisis Nodal para incrementar la producción de un Pozo* . Villavicencio, Colombia : Corporación Internacional del Petróleo LDTA, Escuela de Producción https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/aplicacion_del_analisis_nodal_para_.
- Rojas, G. (2009). *Ingeniería de yacimientos de gas condensado 2da Edición. Análisis PVT: Liberación diferencial e Instantánea o Flash*. Ciudad de México: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/analisis-pvt-liberacion-diferencial-e.html>.
- Santillan, J., & Salinas de Santillana, J. (2015). *Comercialización de gas natural EN EL MUNDO*. Wisconsin-Madison U-Illinois Urbana Chmpaigne: <http://www.ssecoconsulting.com/comercializacioacuten-de-gas-natural-en-el-mundo.html>.

-
-
- Scenna, D. I. (2003). *Simulación de un Proceso de Refinación de Petróleo*. Santa Fe, Argentina: Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Departamento de Ingeniería Química
https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/quimica/4_anio/integracion4/trabajos_practicos_problemas_resueltos/trabajos_prcticos_2004_2005_2003/aplicaci_m.
- Schlumberger. (2002). *Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural*. Houston, Texas :
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf.
- Secretaría de Energía . (2010). *NOM-001-SECRE-2010*. Ciudad de México, México :
Publicado en el Diario Oficial de la Federación,
<http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm>.
- Sener . (2006.2016). *Comercio Exterior de Gas Natural por Punto de Inyección*. Ciudad de México, México: Dirección General de Planeación e Información Energéticas,
<http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>.
- SENER. (2017). *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*. Ciudad de México, México:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf.
- SENER. (2018). *Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural*. Ciudad de México, México:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf.
- Servicio Geológico Mexicano . (2017). *Origen y Formación*. Ciudad de México, México :
https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html.
- Servicio Geológico Mexicano. (2017). *Origen y Formación*. Ciudad de México Mexico :
https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html.
- Society of Petroleum Engineers International. (2015). *Compressors*. Estados Unidos:
http://petrowiki.org/Compressors#Flash_gas_compressors.
- Tipler, A. P., & Mosca, G. (2005). *Física para la ciencia y la tecnología* . España: Revérte S.A.,

https://books.google.com.mx/books?id=pZH5wm0v0JoC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false.

Urquiza, M. e. (2010). *Sistemas Arificiales de Producción, Sistema de Producción*.

Tabasco, México: Universidad Olmeca,

http://www.academia.edu/11194653/1._El_Sistema_de_Producci%C3%B3n.

Valdés, A. B. (2017). *Consideraciones en la Medición del Gas Natural* . Ciudad de México:

Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería .