

**METODOLOGÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL
ASOCIADO EN LOS LLANOS ORIENTALES**

CARLOS ESTEBAN ZAMORA ZAMORA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

METODOLOGÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL
ASOCIADO EN LOS LLANOS ORIENTALES

CARLOS ESTEBAN ZAMORA ZAMORA

Trabajo de grado para optar por el Título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos

Director
Álvaro Hernán Ramos Vázquez
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Gerencia de Proyectos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016

DEDICATORIA

*Gracias al Señor Jesús por permitirme lograr un paso en mi vida profesional,
A mi familia, Mariela, Ernesto, Valentina, Ana Beatriz, por todo el apoyo incondicional que me han
Brindado en mi paso por esta vida,
A la Universidad de América, mi casa, mi campus que me formó profesionalmente
Y a la Universidad Industrial de Santander entidad que me está apoyando en esta nueva etapa
profesional.*

Sinceramente, Carlos Esteban

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos a todas aquellas personas y entidades que colaboraron e hicieron posible que se llevara a cabo esta monografía, por su colaboración, dedicación, comprensión y apoyo:

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Ingeniero Álvaro Hernán Ramos Vázquez

Ingeniera Edilsa Aguilar

Ingeniera Yasmin Ordoñez

Ingeniero Erik Stiv Tapias

Ingeniera Norma Villagrán

Ingeniero Rafael Barragán

Ingeniera Alison Yanith Perez

Universidad Industrial de Santander

A mi Familia

A mis Amigos

A todas las personas que ayudaron directa e indirectamente en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. OBJETIVOS	22
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	22
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	22
2. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	23
2.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	23
2.2 LOCALIZACIÓN.....	24
2.3 MARCO GEOLÓGICO	25
2.3.1 Columna estratigráfica.	25
2.3.2 Descripción de las formaciones geológicas.....	27
2.3.2.1 Unidad K2.	27
2.3.2.2 Formación Gachetá (K1).	27
2.3.2.3 Formación Guadalupe (T2).	27
2.3.2.4 Formación Barco.....	28
2.3.2.5 Formación Los Cuervos.....	28
2.3.2.6 Formación Mirador.....	28
2.3.2.7 Formación Carbonera.	28
2.3.2.8 Formación León.	29
2.3.2.9 Formación Guayabo.....	29
2.3.2.10 Formación Necesidad.	29
2.3.3 Modelo Estructural.	29
2.3.4 Geología del petróleo.	30
2.3.4.1 Roca generadora.	30
2.3.4.2 Roca almacén.....	30
2.3.4.3 Migración.....	31
2.3.4.4 Roca sello.	31
2.3.4.5 Trampa.	31
2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA	31
3. HISTORIA, ADMINISTRACIÓN Y USOS DEL GAS NATURAL ASOCIADO	32

3.1 GAS NATURAL.....	32
3.2 HISTORIA DEL GAS EN COLOMBIA Y EL MUNDO	32
3.3 ADMINISTRACIÓN DEL GAS NATURAL	35
3.4 USOS DEL GAS NATURAL	35
3.4.1. Sector Industrial.	35
3.4.2. Sector Comercio y Servicios.	36
3.4.3. Sector de Generación Eléctrica y Energía.	37
3.4.4. Sector Residencial o Domestico.....	37
3.4.5. Sector GNV o Transporte de pasajeros.	37
4. INFRAESTRUCTURA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	40
4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	40
4.1.1. Transporte del Gas Natural en Colombia.....	40
4.1.2. Distribución del Gas Natural en Colombia.	42
4.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL.....	45
4.3 COBERTURA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	45
4.4 CALIDAD DEL GAS.....	46
4.5 ANÁLISIS DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	47
5. PLANTAS DE TRATAMIENTO, SISTEMA DE MEDICIÓN Y NORMATIVIDAD APLICABLE.....	53
5.1 SEPARACIÓN DE FASES.....	54
5.2 ADSORCIÓN.....	57
5.3 ABSORCIÓN.....	57
5.4 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	57
5.5 DESHIDRATACIÓN	59
5.6 REMOCIÓN DE LÍQUIDOS	62
5.7 TORRES DE FRACCIONAMIENTO	62
5.8 SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	63
5.8.1 Platina Orificio.....	64
5.8.2 Sistema de medición por turbina	66
5.8.3 Sistema de medición ultrasónico	67

5.8.4 Sistema de medición másico coriolis	68
5.9 NORMATIVIDAD PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN	70
5.9.1 Resolución 071 del 99.....	72
5.9.2 Plan de manejo ambiental	74
5.9.3 Resolución 181495 del 2009.....	75
6. METODOLOGIA APARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	76
6.1 FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO	76
6.2 QUEMAS DEL GAS NATURAL ASOCIADO	77
6.3 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN.....	77
6.4 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA ETAPA DE EXPLORACIÓN.....	77
6.5 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA ETAPA DE PRODUCCIÓN	78
6.6 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LAS PRUEBAS DE POZO	79
6.7 SEGUIMIENTO AL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO DE LA ETAPA EXPLORATORIA	79
6.8 SEGUIMIENTO AL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO DE LA ETAPA DE PRODUCCIÓN.....	79
6.9 PROCEDIMIENTO PARA MODIFICACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO.....	80
6.10 AVISOS DE INCUMPLIMIENTO A LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO	81
6.11 SUPERVISIÓN AL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO.....	81
6.12 CONTENIDO DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO.....	82
6.13 TABLAS PARA LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO.....	82
7. CONCLUSIONES	90
8. RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFIA.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales.	24
Figura 2. Columna generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.....	26
Figura 3. Distribución de estilos estructurales de los Llanos Orientales.	30
Figura 4. Distribución de Gas en Colombia	33
Figura 5. Gas Natural Licuado GNL	38
Figura 6. Gas Natural Comprimido GNC.....	39
Figura 7. Planta de Gas Líquido (GTL).....	39
Figura 8. Cadena de Valor del Gas Natural	45
Figura 9. Mapa del Gas Natural en Colombia	46
Figura 10. Planta de Tratamiento de Gas Natural.	53
Figura 11. Separador.....	54
Figura 12. Separadores Bifásicos y Trifásicos	55
Figura 13. Separadores Cilíndricos y Esféricos.	55
Figura 14. Separadores Horizontales y Verticales.....	56
Figura 15. Clasificación de separadores	57
Figura 16. Endulzamiento del Gas Natural.	58
Figura 17. Planta de deshidratación con Glicol.....	60
Figura 18. Deshidratación con desecantes solidos	60
Figura 19. Esquema del proceso de delicuescencia.	61
Figura 20. Torre de Fraccionamiento.....	63
Figura 21. Medidor Platina Orificio.	65
Figura 22. Medidor tipo turbina.	66
Figura 23. Medidor ultrasónico.....	67
Figura 24. Medidor de medición másico coriolis.	68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distribución por áreas del Gas Natural en Colombia.	40
Tabla 2. Empresas distribuidoras de Gas en Colombia.	41
Tabla 3. Empresas encargadas de Distribución del Gas en Colombia.....	43
Tabla 4. Calidad del Gas Natural.	46
Tabla 5 Características generales de yacimiento de la Cuenca de los Llanos Orientales.	47
Tabla 6. Composición generalizada del Gas Natural del Piedemonte.....	48
Tabla 7. Cromatografía normalizada Gas al sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. .	49
Tabla 8. Características del gas natural en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales.	49
Tabla 9. Características del gas del centro de la Cuenca de los Llanos Orientales.	50
Tabla 10. Normatividad para los diferentes sistemas de medición.	70
Tabla 11. Calidad del gas para transporte.....	73
Tabla 12. Análisis de componentes del gas.....	82
Tabla 13. Programa mensual del gas natural aprovechado.	83
Tabla 14. Programa de quema controlada del gas natural asociado.....	84
Tabla 15. Programa de quema rutinaria, venteo temporal o intermitente del gas natural asociado.	84
Tabla 16. Programa de quema de gas controlada por uso operacional.	84
Tabla 17. Programa de quema controlada por mantenimiento.....	84
Tabla 18. Programa de quema controlada por causas ajenas.....	85
Tabla 19. Protocolos y procedimiento para aprovechamiento del gas natural asociado... ..	85
Tabla 20. Sistemas de medición del gas natural asociado.....	85
Tabla 21. Programas de mantenimiento para el aprovechamiento del gas natural asociado.	86
Tabla 22. Programas de inspección para el gas natural asociado.....	86
Tabla 23. Acciones para aumentar el aprovechamiento del gas natural asociado.....	86
Tabla 24. Comparativo y beneficio para aumentar el aprovechamiento del gas.....	87
Tabla 25. Inversiones para el aprovechamiento del gas natural.....	87
Tabla 26. Avance físico para el aprovechamiento del gas natural asociado.	87

GLOSARIO

ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL: Es la utilización de los Sistemas de Transporte de Gas Natural mediante el pago de los cargos correspondientes, con los derechos y deberes que establece el Reglamento Único de Transporte y las normas complementarias a éste.

APROVECHAMIENTO: Es la conservación o el uso eficiente del Gas Natural Asociado producido en un Área, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo, en condiciones técnicas y económicamente viables.

CALIDAD DEL GAS: Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente Reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

CANTIDAD DE ENERGIA: Cantidad de gas medida en un Punto de Entrada o en un Punto de Salida de un Sistema de Transporte, expresado en BTU (Unidades térmicas británicas).

CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades.

CAPACIDAD MAXIMA DEL GASODUCTO: Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el Transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1.200 psi, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto.

CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL (CPC): Centros pertenecientes a los diferentes gasoductos (Sistemas de Transporte) que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte, encargados de adelantar los procesos operacionales, comerciales y demás definidos en el RUT.

CICLO DE NOMINACIÓN DE TRANSPORTE: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de transporte realizada por un Remitente al CPC respectivo, con respecto a la Cantidad de Energía y el poder calorífico del gas que va a entregar en el Punto de Entrada o a tomar en el Punto de Salida de un Sistema de Transporte en un Día de Gas y que termina con la Confirmación de la solicitud.

CICLO DE NOMINACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de suministro de gas realizada por un Remitente al Productor-Comercializador o Comercializador respectivo y que termina con la Confirmación de la solicitud.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE: Actividad de compra, venta o suministro de gas combustible a título oneroso.

COMERCIALIZADOR: Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible.

COMISIÓN O CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

CONSERVACIÓN: Se refiere a la no extracción del gas natural asociado o a la recuperación del mismo, extraído para reinyección en el yacimiento de origen o a otros yacimientos, o almacenes siendo susceptible de ser sustraído posteriormente para su uso y aprovechamiento.

DERECHOS DE SUMINISTRO DE GAS: Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador o al consumidor titularidad sobre la misma.

EFICIENCIA OPERATIVA: La adopción de prácticas, estándares o acciones para el diseño y operación de las instalaciones o en la realización de las actividades dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos, que mejoren el rendimiento o los resultados de un proceso por encima del incremento en costos o consumo de recursos.

FUGA: El escape de compuestos orgánicos o inorgánicos volátiles, incluyendo el gas natural, de forma fortuita, de un sistema presuntamente cerrado.

GLP: Es el gas licuado del petróleo es una mezcla de propano y butano comprimido hasta tal punto que se vuelve un líquido.

GAS NATURAL ASOCIADO: Para efectos de la presente monografía se ha definido el Gas Natural Asociado como el gas natural disuelto o que se encuentra junto con el petróleo con una relación gas-aceite menor a 7.000 STB/bbl ó una composición molar de heptanos C7+ mayor a 4% en línea con la definición de descubrimiento de Gas Natural No Asociado del Contrato E&P.

GAS NATURAL O GAS: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en

forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en el RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

GAS NATURAL NO APROVECHADO: Gas natural objeto de una quema controlada o no.

GASODUCTO: Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción del gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.

INCINERACIÓN: Proceso de combustión de gas que se destruye químicamente las moléculas de los gases amargos.

MANEJO DE GAS NATURAL ASOCIADO: Son las actividades y procesos relacionados con uso del gas natural en la superficie ya sea para su conservación, transferencia o bien para su autoconsumo.

GASOLINA NATURAL: Líquido derivado del gas natural, cuya presión de vapor es intermedia entre la de condensado y la de gas licuado de petróleo, que se obtiene a través de un proceso de comprensión, destilación y absorción.

NOMINACIÓN DE SERVICIO DE TRANSPORTE: Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente, al CPC respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los Puntos de Entrada y Salida. Esta solicitud es la base para elaborar el Programa de Transporte.

NOMINACION DE SUMINISTRO DE GAS: Es la solicitud diaria de suministro de gas para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente al Productor-Comercializador o al Comercializador respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a entregar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores.

PRODUCTOR DE GAS NATURAL: Es quien extrae o produce Gas Natural conforme a la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un Agente diferente del asociado, es un Comercializador.

PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO: Documento que forma parte de un plan de Exploración o de Explotación en el que se detalla planeación y forma en que se aprovechará el gas natural asociado a la producción.

PROGRAMA DE TRANSPORTE: Es la programación horaria para el transporte de Cantidades de Energía, elaborada diariamente por un CPC, de acuerdo con las Nominaciones de los Remitentes y la factibilidad técnica de transporte de los gasoductos respectivos.

PUNTO DE ENTRADA: Punto en el cual el Remitente entrega físicamente Gas Natural al Sistema Nacional de Transporte y el Transportador asume la custodia del gas. El Punto de Entrada incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

PUNTO DE SALIDA: Punto en el cual el Remitente toma el Gas Natural del Sistema Nacional de Transporte y cesa la custodia del gas por parte del Transportador. El Punto de Salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

QUEMA: Incineración no controlada de gas natural asociado que se realiza fuera del programa de aprovechamiento de gas natural asociado.

QUEMA CONTROLADA: Incineración de gas natural asociado que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas y que se realiza conforme lo establece la normatividad aplicable.

REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT): Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el Servicio de Transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás Agentes.

SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL O SERVICIO: Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, mediante las modalidades de Capacidad Firme o Capacidad Interrumpible, haciendo uso del Sistema de Transporte a cambio del pago de la tarifa correspondiente.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO: Se entiende como la infraestructura dedicada exclusivamente a almacenar Gas Natural por un período de tiempo específico para su posterior uso.

SISTEMA DE TRANSPORTE: Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de

Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales y Sistemas de Almacenamiento.

VENTEO: Acto que permite el escape del gas natural asociado a la atmosfera.

YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO: Estos están constituidos por los fluidos tal que por su expansión isotérmica a la temperatura del reservorio en el mismo que puede o no revalorizarse al continuar el proceso, se puede hablar en este tipo de yacimientos de una condensación retrograda, donde el gas al disminuir la presión se condensa estos líquidos se adhieren a los poros siendo este un líquido inmóvil, esto ocasiona una disminución de la producción de líquidos.

YACIMIENTO D GAS HUMEDO: Son aquellos yacimientos que su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentermica y están formados por hidrocarburos livianos a intermedios estos no se condensan en el reservorio pero si lo hacen en superficie (en el separador Como consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción transformándose parte de este gas en líquido).

ABREVIATURAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Instituto Americano del Petróleo
Bbl	Barriles
BOPD	Barriles de petróleo por día
°C	Grado Celsius
COIN	Coinobras Gas S.A. E.S.P.
EEPPM	Empresas Públicas De Medellín E.S.P.
Fm	Formación
ft	Pies
g	Gramos
GNC	Gas Natural Comprimido
GNI	Gni Gas Natural Industrial De Colombia S.A. E.S.P
GNV	Gas Natural Vehicular
GTL	Plantas de Gas Liquido
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
lb/Bb	Libras por barril
Lpg	Libras por galón
m	Metro
m²	Metros cuadrados
m³	Metros cúbicos
MBIs	Miles de barriles
MC2S	Mc2 Sociedad Por Acciones Simplificada Empresa De Servicios Publicos
Md	Milídarcy
mg	Miligramos
Min	Minuto
Mm	Milímetro
N/A	No aplica
PROG	Promotora De Gases Del Sur S.A. E.S.P.
PROM	Promigas S.A. E.S.P.
SA	Sociedad anónima
SCF	Standart cubic feet
STB	Stock tank barrels
TGIS	Transportadora De Gas Internacional S.A. E.S.P.
TRME	Transportadora De Metano Esp. S.A.
TROC	Transoccidente S.A E.S.P.
TROR	Sociedad Transportadora De Gas Del Oriente S.A. Esp

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LOS LLANOS ORIENTALES^{1*}.

AUTOR: CARLOS ESTEBAN ZAMORA ZAMORA^{2}.**

PALABRAS CLAVE: Metodología, Aprovechamiento del gas natural, Gas Natural Asociado.

DESCRIPCIÓN: Con el fin de encontrar la manera más adecuada de optimizar la producción hidrocarburos en nuestro país la presente monografía tiene como objetivo encontrar el aprovechamiento del Gas Natural asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales generando de este modo un beneficio económico, técnico, ecológico y eficiente para nuestra sociedad colombiana. Se va a tener en cuenta el uso actual del Gas Natural asociado, tecnologías que se están utilizando en la actualidad, características puntuales del gas natural que se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales, descripción de plantas de tratamientos, ubicación geográfica, concordancia con la normatividad legal y ambiental, para así poder cumplir con el objetivo general el cual es generar una metodología para el aprovechamiento óptimo del gas asociado en la Cuenca de los Llanos orientales. En búsqueda de un aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos en Colombia, y basados en el principio de las buenas prácticas de la industria petrolera, se busca mejorar el uso de los recursos naturales de propiedad del Estado, con el fin de generar más recursos para nuestra sociedad, y así contribuir con el mejoramiento de la calidad de vida de cada uno de los ciudadanos de nuestro país.

Lo anterior, y debido a que actualmente no se hace un correcto uso de la tecnología que se tiene al alcance para el tratamiento, medición y uso del gas asociado de producción, y principalmente si el estado no presta atención al uso y aprovechamiento óptimo del gas asociado, inevitablemente se presentarán riesgos por emisiones tóxicas al ambiente lo que podría generar efectos negativos hacia el entorno por causa de la quema o desprecio del hidrocarburo, dejando así a las comunidades cercanas y al medio que rodea la zonas de explotación expuestas generando un probable impacto ambiental al medio y zonas aledañas.

* Monografía de especialización

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Álvaro Hernán Ramos Vázquez.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE USE OF NATURAL GAS ASSOCIATE IN THE LLANOS ORIENTALES^{3*}.

AUTHOR: CARLOS ESTEBAN ZAMORA ZAMORA^{4**}.

KEYWORDS: Methodology, Use of natural gas, Natural Gas Associated

DESCRIPTION: In order to find the best way to optimize oil production in our country, this paper aims to find the use of associated natural gas in the basin of the Eastern Plains thereby generating an efficient ecological economic benefit, technical, and for our Colombian society. It will take into account the current use of associated natural gas technologies being used today, specific characteristics of the natural gas found in the basin of the Eastern Plains, description of treatment plants, geographic location, according to legal and environmental regulations, in order to meet the overall objective of which is to generate a methodology for the optimal utilization of associated gas in the eastern Llanos Basin.

In search of optimum utilization of hydrocarbon resources in Colombia, and based on the principle of good practice in the oil industry, is to improve the use of natural resources owned by the State, in order to generate more resources for our society, and thus contribute to improving the quality of life of each citizen of our country.

The above, and because currently a correct use of the technology is available for the treatment, measurement and use of associated production, gas and especially if the state does not pay attention to the optimum use of gas is not made associated inevitably risks will be presented by toxic to the environment emissions which could cause negative effects to the environment caused by burning or contempt of hydrocarbon, thus leaving nearby communities and the environment around the mining areas exposed generating a likely impact environmental to the environment and surrounding areas.

* Specialization monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Álvaro Hernán Ramos Vázquez.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado tiene como finalidad, dar a conocer una metodología para el aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales, para optimizar de alguna manera los recursos de la nación generando de este modo más beneficios para nuestra sociedad.

Con el fin de encontrar la manera más adecuada de optimizar la producción hidrocarburos en nuestro país, y basados en la investigación de la presente monografía se busca encontrar de una manera eficiente el aprovechamiento del Gas Natural asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales generando de este modo un beneficio económico, técnico, ecológico y eficiente para nuestra sociedad colombiana. Se va a tener en cuenta el uso actual del Gas Natural asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales, tecnologías que se están utilizando en la actualidad, características puntuales del gas natural que se encuentra en la cuenca, descripción de plantas de tratamientos, ubicación geográfica, concordancia con la normatividad legal y ambiental, para determinar de esta manera una metodología para el aprovechamiento óptimo del gas asociado en la Cuenca de los Llanos orientales.

Así las cosas, y evidenciando que hay una injustificada quema de gas asociado a la producción de hidrocarburos, lo cual inevitablemente puede generar riesgos de tipo ambiental, dando por no cumplido el principio de las buenas prácticas de la industria petrolera, problemática que día a día se debe tratar de mejorar en todos los aspectos relacionados con la producción de recursos naturales, y así, de esta manera cambiar la imagen que con el paso del tiempo se ha venido deteriorando, por las malas prácticas asociadas a la exploración y explotación de hidrocarburos, lo anterior y basados en el pensamiento global de conservar el medio ambiente, para que de esta manera evitemos contribuir en una manera pronunciada con el calentamiento global y problemática ambiental.

Finalmente y en búsqueda de evitar un desaprovechamiento de energía y de posibles pérdidas de nuevos ingresos de producción de hidrocarburos para el estado y las empresas operadoras en Colombia, se debe buscar alternativas de mejora tomando como primera medida que todo recurso que se extraiga de nuestra riqueza natural es valioso para la nación y basados en este principio, la industria petrolera debe evitar desperdiciar el recurso natural, por lo tanto se debe

evitar el desperdicio del gas asociado y por el contrario se debe buscar mecanismos de usos para el mismo, teniendo en cuenta en los análisis financieros la pérdida económica por el desaprovechamiento del gas que se puedan presentar.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Definir las alternativas para el aprovechamiento óptimo del gas asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✚ Describir las características generales y uso del Gas Natural Asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
- ✚ Describir la infraestructura, tecnología disponible y el impacto de la ubicación geográfica de los campos dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- ✚ Analizar los sistemas de medición, caracterización e históricos del Gas Natural asociado a la producción en la Cuenca de los Llanos Orientales.
- ✚ Revisar el marco legal y ambiental vigente para el manejo del Gas Natural asociado a la producción.
- ✚ Proponer una metodología para el aprovechamiento del Gas Natural asociado en los Llanos Orientales.

2. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este capítulo se describen las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, en lo que tiene que ver con la historia, localización, marco geológico e historia de producción.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

Las actividades exploratorias de La Cuenca de los Llanos Orientales, datan de los años 40s', cuando se registra la perforación de 13 pozos exploratorios, de los cuales, el pozo San Martin-1(1944-Shell), fue el primero, y sin resultados positivos.

La década de los años 50's, con un registro de 11 perforaciones exploratorias, muestra el primer descubrimiento.

En los años 60's, se perforaron siete pozos que dan lugar a dos descubrimientos. Una de las épocas de mayor actividad exploratoria en el área, corresponde a la década de los 70's, con más de 39 pozos exploratorios, de los cuales, siete lograron resultados positivos.

Los años 80's y 90's, marcan una época de gran avance en la industria, asociada a grandes cambios en política petrolera, los cuales atrajeron capital extranjero, favorecieron la firma de 14 contratos de asociación dentro de los cuales se adquirieron más de 6.000 km de sísmica y perforaron 878 pozos, para obtener 60 descubrimientos.

En la actualidad, en la Cuenca de los Llanos Orientales se encuentran dos de los campos gigantes del país, Caño Limón y Castilla, otros grandes como Rubiales, Apiay y más de cincuenta campos menores.

La cuenca de los llanos orientales ha sido moderadamente perforada⁵ y las trampas estratigráficas no han sido bien estudiadas, áreas potenciales para la acumulación de hidrocarburos se localizan en la región sur y oriental de la cuenca donde hay un potencial de formarse trampas hidrodinámicas.

En los últimos años la actividad exploratoria se ha concentrado en la búsqueda de fallas normales antitéticas, otro tipo de trampas como anticlinales de fallas inversas, anticlinales de bajo relieve y trampas estratigráficas.

⁵ BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary basin. Nomenclature boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos.2007.

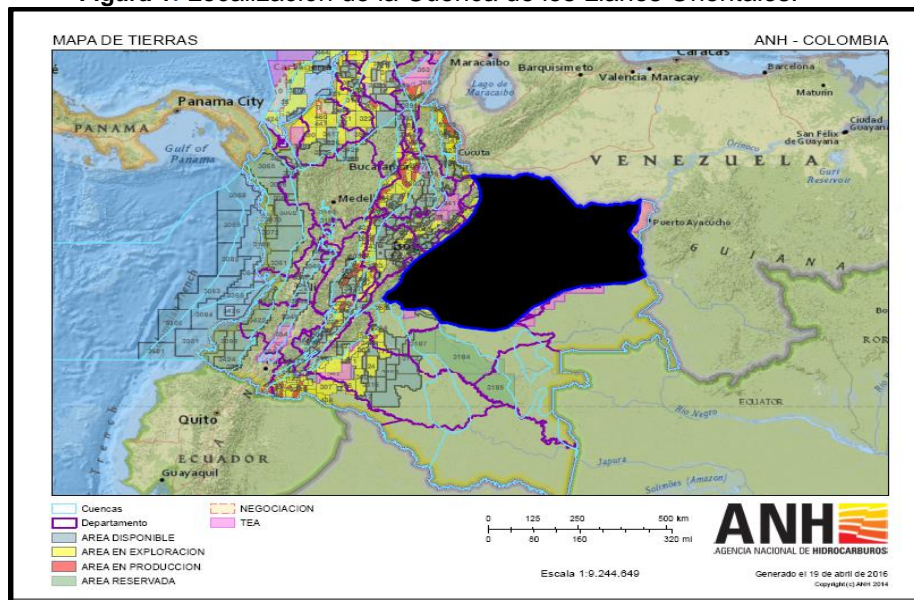
La cuenca de los Llanos Orientales presenta el 16% de las reservas estimadas de petróleo (OOIP), donde esta cuenca representa el 67% de las reservas petrolíferas remanentes de Colombia, permaneciendo como una de las cuencas más petrolíferas del país.⁶

2.2 LOCALIZACIÓN

La Cuenca de los Llanos Orientales. Que se encuentra ubicada al Oriente de la Cordillera de los Andes, presenta la mayor parte en Colombia, cubriendo un área de 220.000 km² y una porción menor extendiéndose hacia el norte de Venezuela, y que es conocida como la Cuenca Barinas; sus límites son: al Norte, la Cordillera de Mérida en Venezuela, al Sur el Arco de Guaviare y el Alto de Vaupés, al Oriente el Escudo Guayanés y al Occidente la Cordillera Oriental y el sistema de fallas Guaicáramo (GFS). (Ver **Figura 1**).

Geográficamente se encuentra ubicada en la región Centro-Oriental del país, aproximadamente a 86 Km por la salida sur de la ciudad de Bogotá e involucra tierras de los departamentos de Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare

Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. Información suministrada por la ANH, 19-abr-2016, 7:30 am.

⁶ ARIAS, Heidy. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la cuenca de los Llanos Orientales. Proyecto de grado para optar por el título de geóloga. Universidad Industrial de Santander .2012. p 34.

2.3 MARCO GEOLÓGICO

En el marco geológico se muestra la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales, se describen las formaciones geológicas presentes, la geología estructural y la geología del petróleo.

La acreción de la Cordillera Occidental al Continente Suramericano, durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio, permitió la creación de un espacio donde se depositó una secuencia de sedimentos de la Cuenca de los Llanos Orientales. Este proceso de depositación, terminó en el Eoceno Medio con un importante evento tectónico de deformación, lo cual permitió el restablecimiento de una etapa de sedimentación específica en las áreas de la Cordillera Oriental y los llanos generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y estuarios de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno.⁷

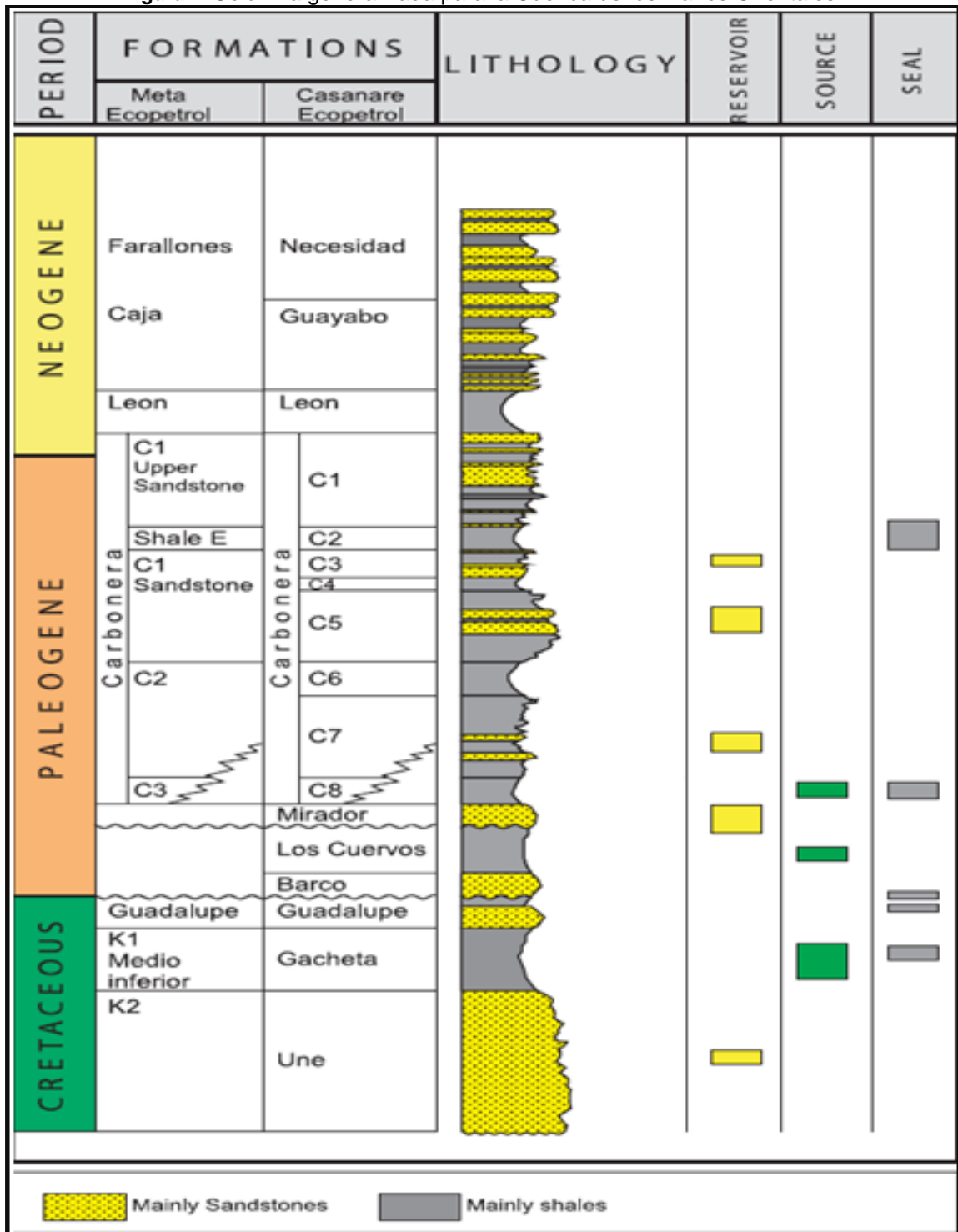
Según Barrero⁸ La evolución de la cuenca comenzó en el Paleozoico, donde se depositaron los sedimentos siliciclásticos encima del basamento cristalino del Precámbrico, desde el Mioceno; los hechos más recientes de la cuenca han sido la redepositación de los depósitos y, los principales reservorios son de unidades siliciclásticas del Cretácico Tardío y el Paleógeno.

2.3.1 Columna estratigráfica. Las formaciones geológicas presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales datan desde el Paleozóico. En la **Figura 2**, se muestran las formaciones que datan desde el Cretáceo (Formación Une) al Neógeno (Formación Necesidad), porción estratigráfica de gran interés exploratorio para hidrocarburos.

⁷ PACIFIC RUBIALES ENERGY. Informe Técnico Anual CPO-1 2010, p1.

⁸ BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary basin. Nomenclature boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos.2007. p 67.

Figura 2. Columna generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. BARRERO, D y PARDO, A. Colombian sedimentary y basins. Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal de ANH, Bogotá DC: ANH; 2007, p.70.

2.3.2 Descripción de las formaciones geológicas. A continuación se describen las formaciones geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales empezando desde la más antigua a la más reciente.

2.3.2.1 Unidad K2. Depositada en un ambiente deltáico, conformada por areniscas cuarzosas con intercalaciones lodosas de color gris claro, con presencia de glauconita, de amplia distribución en la cuenca desde el sector Sur del Campo Apiay hasta el Norte en Arauca. Esta formación de edad Aptiano-Albiano del periodo Cretáceo Inferior tiene un espesor de 280 ft de arenas netas petrolíferas con una porosidad que varía entre 18-20%. La base de esta formación corresponde a una discordancia regional sobre el Paleozóico.

2.3.2.2 Formación Gachetá (K1). Pertenece al Cretáceo Medio Inferior. Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la Unidad K2 e infrayace discordantemente a la Unidad T2. "Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita". Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

El ambiente de depósito de la Unidad K1 medio es estuarino de dominio mareal. Los intervalos arenosos representan en su mayoría rellenos de canal de marea y barras de desembocadura. Las secciones arcillosas corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. La rápida variación lateral y vertical de facies y la abundancia de niveles arcillosos dentro de la Unidad K1, hacen de ésta, una unidad altamente heterogénea al flujo, como lo revelan los valores medidos de porosidad y permeabilidad con datos extremos de 9 a 17 % y 10 - 900 md respectivamente.

2.3.2.3 Formación Guadalupe (T2). Pertenece al Cretáceo Superior, una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo Terciario en la Cuenca Llanos Orientales y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2. La litología de la sección superior de la Formación Guadalupe, es de ambiente de depositación continental, y corresponde a una secuencia de porcelanitas o pedernales, con una buena porosidad secundaria y en la Formación Guadalupe Inferior la litología es de ambiente deposicional marino predominando areniscas cuarzosas de grano fino a grueso.

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope de la formación se encuentran lutitas en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca.

2.3.2.4 Formación Barco. Su espesor varía entre 350 y 650 pies en el área Piedemonte Llanero. Depositada en un ambiente transicional a continental, compuesta predominantemente por cuarzo arenitas con interestratificaciones lenticulares de arcillolitas, limolitas y lodolitas. Las dataciones palinológicas indican una edad Paleoceno Tardío. La base del Barco está en contacto discordante con las arenas de Guadalupe y la parte superior está en contacto concordante con la Formación Los Cuervos.

2.3.2.5 Formación Los Cuervos. Está integrada por intercalaciones de lutitas, areniscas y mantos de carbón, depositadas en un ambiente de llanura deltaica que actuando como sello vertical regional para las formaciones Barco y Guadalupe Superior. Su espesor oscila entre 300 pies en la parte central de la cuenca y 900 pies en el Piedemonte Llanero. Las dataciones palinológicas indican una edad Paleoceno Medio. La parte inferior de la Formación Los Cuervos está en contacto aparentemente conforme con la Formación Barco. El contacto superior con las arenas limpias y cuarzosas de la Formación Mirador es inconforme.

2.3.2.6 Formación Mirador. (Paleógeno) espesor 96 pies aproximadamente. Se diferencian dos niveles principales, el superior con un predominio de arenas de cuarzo, intercaladas con limolitas y arcillolitas, en el nivel inferior predominan arcillolitas de tonos pardos muy claros a claros, con esporádicas intercalaciones de limolita y arena de grano fino. El contacto con la formación suprayacente (Carbonera) es de tipo concordante.

2.3.2.7 Formación Carbonera. Espesor 3300 pies. Esta comprende ocho unidades que corresponden a facies deltáicas y de estuario y comprenden una secuencia alternante de arenas y arcillolitas con algunos niveles muy delgados de carbón lignítico. El contacto con la formación suprayacente (León) es de tipo concordante.

A continuación, se muestra un resumen de las ocho unidades de esta formación:

- Carbonera C-8: espesor: 199'. Esta unidad consiste en un paquete homogéneo de lutitas.
- Carbonera C-7: espesor: 585'. El tope de la unidad se determina por la aparición de areniscas blancas pardas, de grano muy fino, seguidas por una secuencia de arcillolitas, con delgadas intercalaciones de niveles de carbón y limolita.
- Carbonera C-6: espesor: 180'. Secuencia homogénea de lutita de tonalidades grises.
- Carbonera C-5: espesor: 1034'. Secuencia caracterizada por la aparición de arenas cuarzosas de grano fino a grueso hacia el tope, seguida por una secuencia de arcillolitas abigarradas con delgadas intercalaciones de areniscas de grano muy fino.

- Carbonera C-4: espesor: 150'. Unidad constituida por una secuencia de lutitas.
- Carbonera C-3: espesor. 250'. El tope de esta unidad está dado por la aparición de areniscas blancas de grano muy fino, las cuales se intercalan con lutitas y limolitas pardas carbonosas.
- Carbonera C-2: espesor: 350'. Esta unidad es una sección homogénea de lutitas gris verdosas, gris oliva, finamente laminadas.
- Carbonera C-1: parte superior del intervalo, espesor 700'. Arenas cuarzosas de grano muy fino a medio.

2.3.2.8 Formación León. Su espesor es aproximadamente 1800 pies. Está representado por arcillas y caracterizada por un paquete homogéneo de lutitas de color gris y gris verdoso con raras capas delgadas de areniscas. El contacto con la formación suprayacente (Guayabo) es transicional.

2.3.2.9 Formación Guayabo. Se depositó en un ambiente continental como resultado del levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental. Su espesor es 6200 pies aproximadamente. La parte superior del intervalo tiene una composición básica de arenas cuarzosas, y conglomeráticas, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas y carbones, La parte media, es predominantemente arcillosa con intercalaciones de arenas cuarzosas, mientras que hacia la parte inferior se presentan estratos de areniscas y un aumento en la participación de las arcillolitas.

2.3.2.10 Formación Necesidad. Su espesor es de 98 pies aproximadamente. Se considera de una edad Plioceno-Pleistoceno del periodo Neógeno y se depositó en un ambiente continental. Está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción arcillas. El contacto inferior con la Formación Guayabo es discordante.

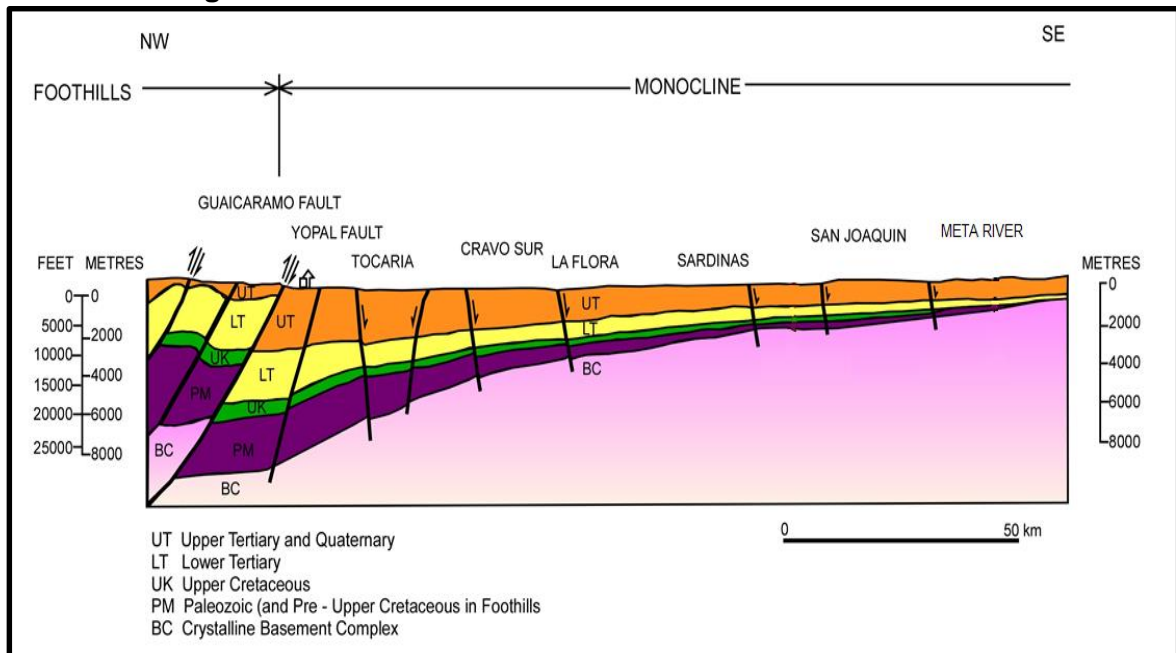
2.3.3 Modelo Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos. Este último se divide en dos sub-dominios: Llanos de Casanare y Arauca y Llanos del Meta, los cuales están ubicados al Oeste entre el primer corrimiento frontal y al Este entre el cratón guyanés.

La estructura general es un monoclinal a todos los niveles que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Tardío con basculamientos progresivos.

La Cuenca de los Llanos Orientales presenta un comportamiento creciente en dirección Oeste – Sureste, afectándose al Oriente por fallas normales e inversas

con saltos variables hasta imperceptibles, estas estructuras tienen una orientación preferencial al NE-SW y N-S, como se observa en la **Figura 3**. “Durante la Orogenia Andina se produjo la estructuración (monoclinales-anticlinales) que sirven para la acumulación de hidrocarburos. Las diferentes estructuras y campos existentes corresponden a monoclinales o anticlinales fallados que se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el Escudo de Guayana”⁹.

Figura 3. Distribución de estilos estructurales de los Llanos Orientales.



Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-1.2010, p8.

2.3.4 Geología del petróleo. En la geología del petróleo se describe el sistema petrolífero para la Cuenca de los Llanos Orientales.

2.3.4.1 Roca generadora. Las rocas generadoras o la roca madre en la Cuenca de los Llanos Orientales está situada debajo del lado este de la Cordillera Oriental. La conforman una mezcla de arcillas continentales y marinas de la Formación Gachetá, con Kerógeno de tipo II y III, TOC (Total Organic Carbon) promedio del 1% al 3% y están compuestas principalmente de 150 a 300 pies de espesor efectivo.

2.3.4.2 Roca almacén. Las Carboneras del Paleógeno (C-3, C-5 y C-7) y areniscas de la Formación Mirador son unidades excelentes para almacenar hidrocarburos. Dentro de la secuencia del Cretácico varios intervalos de arenisca también son excelentes yacimientos. Sin excepción, los sedimentos aumentan de espesor en dirección Oriente a Occidente. La porosidad disminuye en la misma

⁹ PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2010, p14

dirección de 30% a cerca del 10%. El espesor en la zona de interés varía desde unos pocos pies hasta 180 pies, dependiendo de la ubicación del pozo dentro de la cuenca. La densidad API oscila entre 12° y 42°.

2.3.4.3 Migración. Dos rutas de migración han sido documentadas. La primera durante el Eoceno-Oligoceno Superior. La segunda comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

2.3.4.4 Roca sello. La unidad C-8 de la Formación Carbonera se ha considerado tradicionalmente como el sello regional de la cuenca, pero debido a su extensión el mejor sello es la unidad Carbonera C-2. Las unidades de Carbonera pares se reconocen como sellos locales, así como la Formación Gachetá del Cretácico y la Formación Guadalupe que puede ser auto-sellante.

2.3.4.5 Trampa. Las mejores trampas estructurales habrían sido formadas antes del Eoceno y fueron llenadas por hidrocarburos con anterioridad al basculamiento regional de la cuenca que comenzó durante la depositación de la Formación León. En la secuencia Paleozóica. Trampas de tipo estructural formadas por compresión pre- mesozoica son un objetivo exploratorio válido bajo condiciones favorables de calidad de reservorio y de carga de hidrocarburos por sistemas petroleros del Paleozóico, del Jurásico ó del mismo Cretácico dadas condiciones favorables de migración. Las trampas de tipo estratigráfico pueden relacionarse a los rasgos paleo geográficos y paleo geomorfológicos reconocidos para el Paleozóico en la Cuenca de los Llanos Orientales.

2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA

La Cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión de 225.603 Km² aproximadamente, actualmente la cuenca presenta 109.413,84 km de sísmica, los cuales han sido adquiridos desde 1950 con 2747 pozos perforados con un promedio de 150 descubrimientos. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y varias industrias petroleras continúan adquiriendo información geofísica y geológica para ampliar el conocimiento de esta cuenca. Que sigue siendo la más prolífera de Colombia al presentar aproximadamente la mitad de todas las reservas del país. Con cerca de 1.441.481.954 barriles de crudo de reservas probadas y 2.604.138.464 kpc.

La producción actual de petróleo está en un promedio aproximado de 537.311 BOPD¹⁰ el cual equivale a un 67.62% de la producción nacional, distribuidos entre 61 campos de crudo liviano, 44 campos de crudo medio, 39 campos de crudo pesado y un alrededor de 2 campos de crudo extrapesado y un campo de gas con un promedio aproximado de 76,6% del gas comercializado del país.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH, Información general cuencas sedimentarias de Colombia. 2014, p1

3. HISTORIA, ADMINISTRACIÓN Y USOS DEL GAS NATURAL ASOCIADO

En este capítulo se describe la historia del gas en Colombia, administración y usos del gas natural asociado a la producción de hidrocarburos.

3.1 GAS NATURAL

El gas natural es aquel que proviene del subsuelo, su composición varía dependiendo del campo en el cual se puede extraer.

El gas natural se puede definir como una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituido por metano y etano y en menor proporción propano, butanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente esta mezcla contienen impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrogeno, helio, entre otros componentes.

El gas natural se encuentra al igual que el petróleo en yacimientos en uno de los siguientes estados:

- ✓ Asociado: es aquel que se encuentra mezclado con el crudo al ser extraído del yacimiento.
- ✓ Libre: es aquel que se encuentra en el yacimiento y solo contiene gas.

La composición del gas, su gravedad específica, peso molecular, poder calorífico son diferentes de acuerdo a cada yacimiento, como dato de interés el poder calorífico del gas natural puede variar entre 900 y 1.400 BTU/PC.

3.2 HISTORIA DEL GAS EN COLOMBIA Y EL MUNDO

El desarrollo de la industria del gas natural es reciente, aunque según la historia ha pasado por los siglos y tal vez pueda perderse en el tiempo, aunque en los años 50 aproximadamente se realizaron algunos estudios esporádicos y aislados sobre el gas natural en nuestro país, pero como tal fue tenido en cuenta en la industria del petróleo a mediados de los años 70, cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al descubrimiento en la Guajira y que entró en funcionamiento en el año 1977.

Figura 4. Distribución de Gas en Colombia



Fuente. OCENSA, Informe Técnico Anual .2015, p3.

Pero todo esto viene de muchos años atrás, según lo que indica Barragan¹¹ en su libro de administración del gas I; el mito de las civilizaciones antiguas surgían creencias que indicaban que desde el suelo surgían lenguas de fuego, unas de las primeras noticias a nivel mundial que se registró sobre las primeras apariciones del Gas Natural tuvo registro en el año 940 AC, cuando se dijo que en China se entubó Gas Natural a través de un palo de bambú desde un hueco en la tierra hasta el mar donde era usado para calentar el agua del mar y extraerle sal.

Con el pasar del tiempo se han conocido hechos sobre el descubrimiento del gas, algo de esto data desde los años 1800 en América y Europa en donde se construyó bases para el gas natural manufacturado de carbón de calefacción, el cual tuvo en su época uso de iluminación, transformando de alguna manera la historia del uso del gas y la calidad de vida de la sociedad, un poco más adelante alrededor de 1807 se instaló el primer sistema de iluminación de calles en Londres.

¹¹ BARRAGAN, Rafael, Administración del gas, Noviembre de 2009, pg. 31

Pasado el tiempo se encontró que en Francia se realizó un experimento el cual mezcla aserrín, madera, carbón con el fin de fabricar lámparas de gas.

Alrededor de los años 1800 se perforaban pozos para extraer agua y sal para el uso de la comunidad, pero estas perforaciones producían gas natural de manera accidental, desde este punto se empezó a realizar estudios sobre el gas natural asociado a nivel mundial.

En 1815 se inventó el primer medidor de gas el cual luego se adoptó en 1862 con base en la medición de los volúmenes de gas suministrados.

Para 1879 Londres ya tenía alrededor de 500 kilómetros de tuberías de gas.

Para 1816 New Orleans en Estados Unidos se convirtió en la primera ciudad en América en tener un sistema de distribución de gas, luego de esto implementaron una en Montreal Canadá.

En 1821 se perforo el primer pozo de gas en América, con una profundidad de 8.2 metros y en 1840 se construyó la primera cocina de gas en Estados Unidos.

En 1881 se construyó el primer gasoducto desde Indiana a Chicago en los Estados Unidos, el cual utilizo compresión artificial.

El uso del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los Campos en Santander, el gas asociado fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas. Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la regulación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.

Luego de un largo periodo de usos, aplicaciones e investigaciones al respecto, se inició en el año 1986 en nuestro país estudios que permitieron ampliar el conocimiento, usos y consumo de gas natural en las ciudades, realizando interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

Más adelante en el año de 1993 el gobierno nacional tomo la decisión de que la empresa de petróleos nacional liderara la interconexión nacional mediante la construcción de 3.000 kilómetros de gasoducto que pasan por los departamentos de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos Orientales objetivo de la presente monografía.

Entre los años 1997 y 1998 el Gobierno Nacional creó el fondo de solidaridad y redistribución de ingresos, por lo cual se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), la cual se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A).

A finales del año 2007 Ecopetrol, PDVSA y Chevron suscribieron un Contrato, mediante el cual se establecieron condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela por un periodo de 20 años.

Según informe del año 2015 de la Unidad de Planeación minero Energética en la cadena de gas Natural en Colombia se está realizando un intenso programa de exploración de hidrocarburos tendiente a incorporar nuevas reservas de gas natural, así como a ampliar la capacidad de producción, a fin de proporcionar una mayor confiabilidad al sistema y asegurar el abastecimiento interno y las exportaciones de gas natural en Colombia.

3.3 ADMINISTRACIÓN DEL GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación evaluaron programas con el fin de administrar el gas natural de una manera eficaz y eficiente, por esta razón estas dos entidades del gobierno nacional se dieron a la tarea de evaluar estrategias de masificación de gas, como resultados de esta estrategia arrojaron que el país debe sustituir los usos de energía eléctrica, de combustibles entre otros, por el gas natural que relativamente es más económico, dejando como muestra que es más eficiente esta sustitución en sectores residenciales e industriales, esta idea se ha venido desarrollando desde comienzos de los años 90.

A raíz de esto el gobierno definió objetivos en la política energética del país en el documentos CONPES 2571 de 1991 el cual tiene como fin mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir costos de prestación de servicios, promover la conservación y el uso racional de los recursos derivados del petróleo, y con el fin de evitar desperdicio del gas promueve la construcción de plantas en el interior del país para disminuir y sustituir la energía eléctrica en caso de que las hidroeléctricas no lleguen a ser suficiente para la estabilidad del país.

Para poder lograr lo anteriormente comentado el gobierno plantea masificar el consumo del propano en las ciudades para incentivar de alguna manera la participación del sector privado para la producción y comercialización de energía y ajustar los costos de producción y optimizar el uso de las reservas del gas.

3.4 USOS DEL GAS NATURAL

El gas natural en nuestra sociedad tiene diversas aplicaciones de uso tanto en el sector industrial, comercial y servicios, de generación eléctrica y energía, residencial o doméstico y GNV o transporte de pasajeros.

3.4.1. Sector Industrial. Los consumidores industriales están representados por el 40% aproximadamente de la demanda nacional, este sector tal vez es uno de

los más grandes ya que presentan una gran variedad de productos desde el papel hasta los automóviles.

En este sector los procesos o aplicaciones que presenta van desde la generación de vapor, también tiene que ver la industria de alimentos, en el secado, cocción de productos cerámicos, fundición de metales, tratamientos térmicos, generación eléctrica, sistemas de calefacción entre otros.

Según Barragán¹² los clientes del sector industrial están distribuidos en tres grandes grupos, los consumidores masivos, medianos y pequeños. De acuerdo a las anteriores aplicaciones ya descritas donde más se concentra el uso del gas natural es en la producción de vapor aplicando el gas como combustible permanente de centrales eléctricas.

Otro uso común en este sector del gas natural es el de uso como materia prima para productos químicos tales como aditivos para gasolina u otros combustibles derivados del petróleo.

En la industria plástica el uso del gas natural ayuda a fortalecer los niveles de producción y calidad de las operaciones, ayudando a optimizar los costos del sector, riesgos en la fabricación de envases.

Otros usos en este sector se tienen:

- ✓ Aplicaciones térmicas del gas para la industria de vidrios.
- ✓ Desarrollo de secadores industriales para procesar materiales.
- ✓ En la industria del cemento en el cual el gas es utilizado como fuente de calor para mejorar las características de calidad y pegamento.
- ✓ En la industria de la cerámica el gas es usado en el proceso de secado y cocción, en el barnizado y decoración.
- ✓ En la industria del hierro el gas natural es utilizado para llevar acabo fusiones de metales.
- ✓ En la industria automotriz quizás el gas natural tiene mucha aplicación, ya que es utilizado desde el proceso de pintado hasta la eliminación de productos volátiles.

De acuerdo a lo anterior, el gas natural juega un papel importante en este sector, ya que de alguna manera es fácil de manejar y no requiere grandes espacios para su almacenamiento y su aplicación es muy versátil, es amigable con el medio ambiente, incrementa rendimientos energéticos, es limpio y da una gran posibilidad de innovación en los procesos productivos, mejorando las calidades de los productos finales.

3.4.2. Sector Comercio y Servicios. En este sector el consumo corresponde a un 25% de la demanda nacional, el cual es utilizado principalmente en los

¹² BARRAGAN, Rafael, Administración del gas, Noviembre de 2009, pg. 74

procesos de calefacción, aire acondicionado, cocción y preparación de alimentos y agua caliente, estas aplicaciones son colegialmente llamados usos para confort de hoteles, hospitales, escuelas, universidades, centros comerciales, lavanderías, edificios entre otros.

Las ventajas que presenta el gas natural en este sector es que no requiere almacenamiento, su instalación en los casos que aplique van integrados en los equipamientos de los edificios o estructuras, tiene un alto poder calorífico para su uso y aplicaciones y no presenta limitaciones de uso por cantidades demandadas.

3.4.3. Sector de Generación Eléctrica y Energía. En este sector el consumo corresponde a un 10% de la demanda nacional, el cual es utilizado principalmente en los procesos de cogeneración eléctrica y centrales térmicas.

Con el pasar de los años el uso del gas natural en este sector se ha reducido debido a los fuertes inviernos el cual ha mantenido el nivel de los embalses en porcentajes altos permitiendo de este modo un porcentaje considerable de generación hidráulica lo cual se ve reflejado en una disminución inversamente proporcional en la demanda del gas natural para este fin.

3.4.4. Sector Residencial o Domestico. En este sector el consumo corresponde a un 20% de la demanda nacional, el cual es utilizado principalmente en los procesos de cocina, calefacción doméstica, agua caliente sanitaria, chimeneas y aire acondicionado.

Como ventaja se tiene que el consumo de gas natural es controlado y económico, también presenta una diversidad de usos con alto poder energético, hay un aprovechamiento energético óptimo y presenta una continuidad en el servicio.

3.4.5. Sector GNV o Transporte de pasajeros. En este sector el consumo corresponde a un 5% de la demanda nacional, el cual es utilizado principalmente en los procesos de servicio público como son los buses, taxis, automóviles particulares, motos, entre otros.

El gas natural poco a poco se ha convertido en una opción que tienen las empresas para sus procesos de desarrollo y comercialización gracias a su diversidad en uso, y adelantos en la parte tecnológica.

Razón a esto, el sector petrolero ha ido cambiando la concepción de que encontrar gas en los yacimientos representaba pérdidas económicas para las empresas, y es por esta razón que más de la mitad de las reservas de gas descubiertas en el mundo se encuentran sin desarrollar.

Más allá de las aplicaciones de uso en el sector, se ha desarrollado alternativas para el aprovechamiento del gas como lo es el gas natural licuado (GNL), el gas natural comprimido (GNC), las plantas de gas a líquidos (GTL), generación eléctrica, desarrollos petroquímicos y plantas de gas licuado del petróleo (LPG).

El gas natural licuado (GNL), es aquel gas que ha sido sometido a un proceso de licuefacción el cual es una solución que se ha presentado para el transporte de gas no desarrollado, este consiste en llevar el gas a una temperatura aproximada a los -160°C con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces, el gas que se comprime es seco, esencialmente metano con un menor contenido de etano, para este proceso se requieren reservas por lo menos de 5 terapias cúbicas para que sea rentablemente viable este proceso. Lo anterior es transportado por medio de buques. (Ver **figura 5**)

Figura 5. Gas Natural Licuado GNL



Fuente. GAS NATURAL LICUADO GNL. Bogotá (Colombia), Junio del 2016, citado el 29 de junio de 2016 a las 10:37 pm, disponible en internet: < <http://mexicoenergetico.com.mx/gas-natural-licuado-entre-las-compras-de-cfe/>>

El gas natural comprimido (GNC), es un proceso similar al gas natural licuado pero es mucho más eficiente, para el transporte de este gas se debe hacer a presiones aproximadamente de 2000 psi, temperatura entre 0 a 40°C , las cuales son las condiciones necesarias para la licuefacción, esta técnica resulta ser más económica y eficiente, ya que requiere una menor cantidad de energía, su proceso de instalación es más simple y se requiere menores volúmenes, y el proceso es económicamente viable menores reservas que en el GNL. (Ver **figura 6**).

Figura 6. Gas Natural Comprimido GNC



Fuente. GAS NATURAL COMPRIMIDO GNC. Bogotá (Colombia), Junio del 2016, citado el 29 de junio de 2016 a las 10:37 pm, disponible en internet: < [http://](http://agesp.com/boletin/Noti23ene09.htm/)

Las plantas de gas líquido (GTL) es una reacción química que convierte el gas natural en productos de hidrocarburos líquidos como lo son diésel, queroseno, nafta, entre otros. Este proceso consiste en una primera etapa de procesamiento y síntesis del gas natural, y craqueo de hidrocarburos y generación de combustibles sintéticos con base a la técnica Fischer-Tropsch. Como principal ventaja es que el diésel obtenido es muy limpio, para que esta planta sea económicamente rentable se requiere reservas de gas de por lo menos 1.3 terapias. (Ver **figura 7**)

Figura 7. Planta de Gas Líquido (GTL)



Fuente. SCHLUMBERGER, Informe de Conversión de Gas Natural a Líquidos .2014. p35.

4. INFRAESTRUCTURA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

En este capítulo se describe la infraestructura del Gas Natural en Colombia de acuerdo a la Caracterización física según la cadena de valor, Especificaciones del Gas y Cobertura.

4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

El principal productor de Gas Natural es ECOPETROL S.A., con un poco más 65% de la producción de este hidrocarburo, la producción de gas en Colombia se encuentra distribuida según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 58 Áreas Productoras aproximadamente, las cuales son (ver **Tabla 1**):

Tabla 1. Distribución por áreas del Gas Natural en Colombia.

ÁREA		ÁREA		ÁREA	
1	Apamate	21	Gamarra	41	Oripaya
2	Arianna	22	Granate	42	Palermo
3	Ayombe	23	Guajira	43	Palmer
4	Bonga	24	Guepaje	44	Paramito
5	Brillante	25	Jobo	45	Paujil
6	Bullerengue	26	Katana	46	Pauto Floreña
7	Caimito	27	La Casona	47	Payoa
8	Cantagallo	28	La Cira	48	Pederalito
9	Cañaflacha	29	La Creciente A	49	Piñol
10	Capure	30	La Creciente D	50	Provincia
11	Caramelo	31	La Creciente H	51	Rio Ceibas
12	Cerrito	32	La Loma	52	Rio de Oro
13	Cerro Gordo	33	La Pinta	53	Sucre
14	Chimichagua	34	Llanito	54	Tablon
15	Cicuco	35	Mamey	55	Tello
16	Clarinete	36	Montañuelo	56	Toposi
17	Cotorra	37	Neiva	57	Toqui-Toqui
18	Cusiana	38	Nelson	58	Verdal
19	El Centro	39	Opon		
20	El Dificil	40	Orca		

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por la ANH .4 de julio de 2016, 3:43 p.m.

4.1.1. Transporte del Gas Natural en Colombia. En la actualidad y según el último informe de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) del mes de marzo de 2016, Colombia cuenta con un total de nueve (9) empresas dedicadas al transporte de gas, encontrándose dos de las principales como lo son Promigas y Ecogas, las cuales transportan alrededor del 90% del gas a nivel

nacional. El sistema general de transporte de gas cuenta con aproximadamente 7600 kilómetros (km) de líneas entre troncales y regionales.

Se entiende como Sistema Nacional de Transporte –SNT-, al conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de la ciudad, sistema de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales o sistemas de almacenamiento.

El reglamento único de transporte RUT tuvo sus inicios a mediados de 1995, después fue adoptada la resolución CREG-071 de 1999, las cuales establecen un conjunto de normas a nivel operacional y comercial con el fin de asegurar el sistema nacional de transporte, crear condiciones e instrumentos para lograr una operación óptima, económica y confiable, facilitar el libre desarrollo del mercado de suministro y transporte del gas, estandarizar prácticas y terminología y fijar normas para la calidad del gas.

Las empresas dedicadas al transporte de gas se encuentran en funcionamiento desde el 1 de enero del año 1996, siendo fundadoras Ecopetrol y Promigas en las ciudades de Floridablanca y Barranquilla respectivamente. (ver **Tabla 2.**)

Tabla 2. Empresas distribuidoras de Gas en Colombia.

	Nombre Empresa Transportadora	Sigla	Ciudad	Inicio Operaciones
1	Empresa Colombiana De petróleos S.A.	ECOPETROL S.A.	Bogotá, D.C.	01-ene.-96
2	Promigas S.A. E.S.P.	PROM	Barranquilla (Atlántico)	01-ene.-96
3	Promotora De Gases Del Sur S.A. E.S.P.	PROG	Bogotá, D.C.	01-ene.-96
4	Sociedad Transportadora De Gas Del Oriente S.A.	TROR	Bucaramanga (Santander)	01-ene.-96
5	Transportadora De Metano Esp. S.A.	TRME	Medellín (Antioquia)	27-nov.-97
6	Transoccidente S.A E.S.P.	TROC	Cali (Valle Del Cauca)	12-ene.-99
7	Coinobras Gas S.A. E.S.P.	COIN	Floridablanca (Santander)	04-sep.-06
8	Transportadora De Gas Internacional S.A. E.S.P.	TGIS	Bogotá, D.C.	03-mar.-07
9	Mc2 Sociedad Por Acciones Simplificada Empresa De Servicios Públicos	MC2S	Bogotá, D.C.	01-feb.-12

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por la CREG .4 de julio de 2016, 3:43 p.m < http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_gas?s>

Hoy en día la red nacional de transporte está compuesta por tres sistemas de transporte que permite conectar los campos productores con los centros de consumo, los cuales son:

- ✓ Sistema de la Costa Atlántica: Este está constituido por los gasoductos de Ballena- Barranquilla-Cartagena-Job-Mamonal- El Difícil-Barranquilla, este sistema se inició en el año 1978.
- ✓ Sistema de Transporte el Centro: Está compuesto por el sistema troncal que vincula los campos de Gas con la puerta de la Ciudad de Barrancabermeja, este sistema se inició en 1996.
- ✓ Sistema del Interior: Está Compuesto por los gasoductos Ballena-Barrancabermeja-Bucaramanga Centro Oriente-Subastopol-Medellin-MariquitaCali- Cusiana-Apiay.

4.1.2. Distribución del Gas Natural en Colombia. Se define como distribución de gas natural a la prestación del servicio domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería de conformidad con el numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.

En lo que tiene que ver con la distribución del Gas Natural se encuentran alrededor de cuarenta y uno (41) empresas dedicadas a este servicio, entre las cuales se encuentran Gas Natural E.S.P la cual está a cargo de la distribución para la Ciudad de Bogotá D.C., y distribuye un treinta por ciento (30%) de la red nacional, seguido a esta compañía se encuentran Gases del Caribe S.A E.S.P., Y Surtidora de Gas del Caribe S.A E.S.P que distribuyen un veinte cinco por ciento (25%) de la red nacional.

Adicionales a las anteriores empresas distribuidoras se encuentra el grupo de las pequeñas y medianas distribuidoras, las cuales están en cabeza de Gases del Occidente S.A E.S.P., con un porcentaje del 10% de la red nacional, seguida de Gases del Oriente S.A. E.S.P., con un 6% de la distribución y también se encuentra Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un 5%.

Lo anteriormente comentado equivale a un 76% aproximado de las ventas del gas a nivel nacional.

Las empresas dedicadas a la distribución de gas se encuentran en funcionamiento desde el 13 de diciembre de 1994, siendo fundadoras Gas Natural S.A E.S.P., y Gases de la Guajira S.A E.S.P., en las ciudades de Bogotá D.C., y Riohacha respectivamente. (ver **Tabla 3.**)

Tabla 3. Empresas encargadas de Distribución del Gas en Colombia

	Nombre Empresa Distribuidora	Sigla	Ciudad	Inicio Operaciones
1	Alcanos De Colombia Area Exclusiva Centro Y Tolima	ALCANOS DE COLOMBIA	Ibagué (Tolima)	19-nov.-98
2	Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	ALCANOS DE COLOMBIA	Neiva (Huila)	01-ene.-96
3	Edalgas S.A. E.S.P.		Ibagué (Tolima)	15-may.-06
4	Efigas Gas Natural S.A. E.S.P.	EFIGAS S.A. E.S.P.	Manizales (Caldas)	26-abr.-97
5	Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)	22-nov.-04
6	Empresa Integral De Servicios Op&S Construcciones S.A. E.S.P.	OP&S S.A. E.S.P.	Ibagué (Tolima)	08-jun.-08
7	Empresa Municipal De Servicios Publicos De Orocueta Esp	EMSPOROCUE	Orocueta (Casanare)	14-nov.-08
8	Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	EEPPM	Medellín (Antioquia)	01-ene.-96
9	Espigas S.A. E.S.P.	ESPIGAS S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	20-mar.-04
10	G 8 Proyectos Energeticos S.A.S. E.S.P.	G 8 PROYECTOS ENERGETICOS S.A.	Bogotá, D.C.	21-nov.-13
11	Gas De La Orinoquia S.A. E.S.P.	GASORINOQUIA	Bogotá, D.C.	30-sep.-13
12	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE	Bogotá, D.C.	28-may.-98
13	Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	GASNACER S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	02-ene.-97
14	Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	GASORIENTE S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	29-dic.-94
15	Gas Natural S.A. E.S.P.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	13-dic.-94
16	Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	GASES DE LA GUAJIRA	Riohacha (La Guajira)	01-ene.-96
17	Gases De Occidente Area Exclusiva	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	Cali (Valle)	31-dic.-97
18	Gases De Occidente S.A. E.S.P.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	Cali (Valle Del Cauca)	30-sep.-97
19	Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Barranquilla (Atlántico)	01-ene.-96
20	Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.	CUSIANAGAS S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)	01-ene.-96
21	Gases Del Llano S.A. E.S.P.	LLANOGAS S.A. E.S.P.	Villavicencio (Meta)	01-ene.-96
22	Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	GASES DEL ORIENTE	Cúcuta (Norte De Santander)	01-ene.-96
23	Gases Del Sur De Santander S.A. E.S.P.	GASUR	Barbosa (Santander)	01-ene.-97

24	Gni Gas Natural Industrial De Colombia S.A. E.S.P	GNI	Bogotá, D.C.	02-jun.-09
25	Hega S.A. E.S.P.	HEGA S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	20-abr.-12
26	Ingenieria Y Servicios S.A. E.S.P.	INGENIERIA Y SERVICIOS E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	16-sep.-11
27	Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)	01-jun.-98
28	Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	METROGAS S.A. E.S.P	Floridablanca (Santander)	30-dic.-96
29	Nacional De Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.	NSP S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	01-abr.-04
30	Promesa S.A. E.S.P.	PROMESA S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	30-mar.-04
31	Promigas S.A. E.S.P.	PROM	Barranquilla (Atlántico)	01-ene.-96
32	Promotora De Servicios Públicos De Urabá S.A. E.S.P	LINEAGAS- GAS DOMICILIARIO	Apartado (Antioquia)	02-mar.-12
33	Promotora De Servicios Públicos S.A. E.S.P.	PROVISERVICIOS	Bucaramanga (Santander)	30-mar.-04
34	Servicios Públicos Y Gas S.A E.S.P.	SERVIGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)	17-oct.-06
35	Servicios Pýblicos Ingeniería Y Gas S.A. E.S.P.	SERVINGAS	Ibagué (Tolima)	16-may.-07
36	Sociedad De Unidad Empresarial De Servicios Publicos Publiservicios S.A.	N/A	Garagoa (Boyacá)	01-ene.-07
37	Surcolombiana De Gas S.A. E.S.P.	SURGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)	01-oct.-06
38	Surenergy S.A.S.E.S.P	SURENERGYESP	Bogotá, D.C.	01-ago.-13
39	Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	SURTIGAS S.A. E.S.P.	Cartagena De Indias (Bolívar)	01-ene.-96
40	Vida Gas Por Naturaleza S.A E.S.P.	VIGAS S.A E.S.P.	Bogotá, D.C.	07-oct.-13
41	Yavegas S.A. E.S.P.	YAVEGAS S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	18-feb.-13

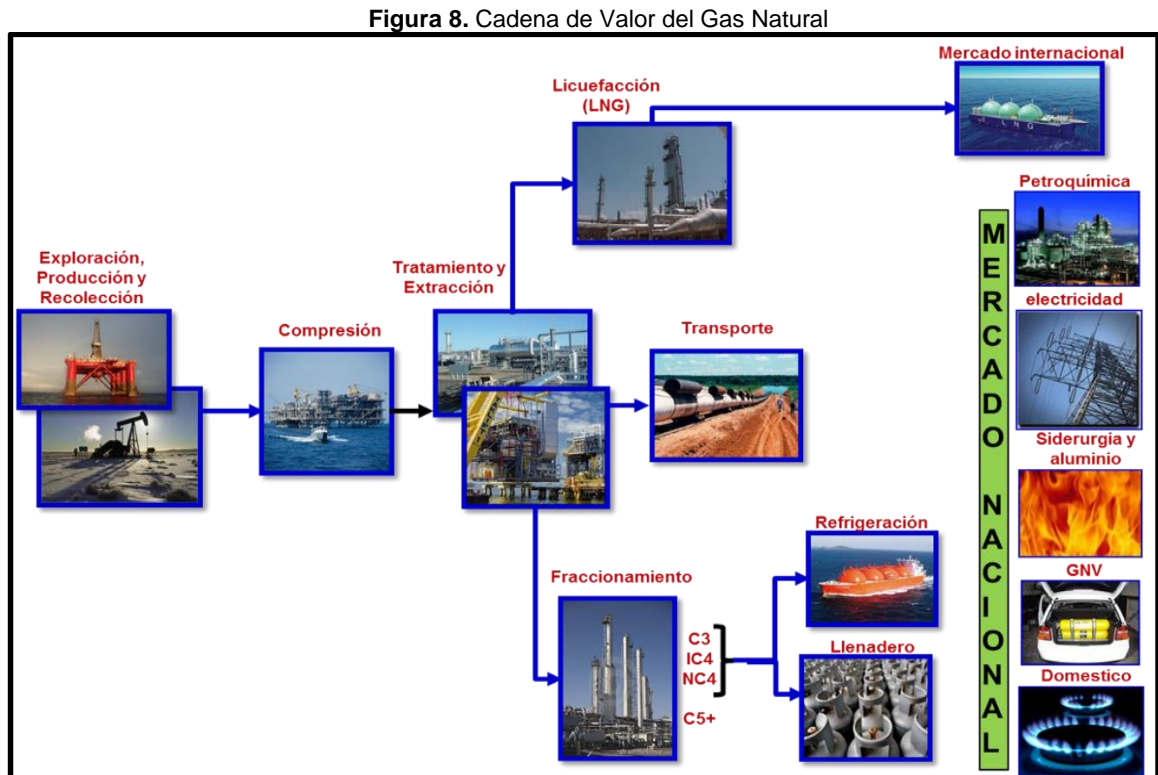
Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por la CREG .4 de julio de 2016, 3:43 p.m < http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_gas?sectact=GD>

Para lograr un adecuado cubrimiento en la distribución del gas natural, las empresas del sector de distribución, establecieron actividades similares en las que se desarrollan en la industria petrolera en lo concerniente al transporte esquematizando las construcciones de las líneas de acero.

Para regular y medir el consumo y la entrega del gas, las empresas distribuidoras cuentan con estaciones de medición y regulación, en donde pueden controlar variables de actividad de la operación como lo son protección catódica y odorización, igualmente para operar y mantener el sistema en condiciones de eficiencia y seguridad.

4.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

El transporte de gas natural al cliente final se logra a través de tuberías y para distancias más largas por los buques, la existencia de una conexión de gasoductos de alta presión de gas en las cercanías de los puntos de procesamiento y distribución es el factor más importante en el establecimiento de la cadena de valor del gas natural.



Fuente. CADENA D VALOR DEL GAS NATURAL. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 04 de julio de 2016 a las 5:34 pm, disponible en internet: <<https://incotegas.milaulas.com/course/index.php?categoryid=2>>

4.3 COBERTURA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Según Ecopetrol¹³ El gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Según el decreto 1493 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, el SNT "es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional,

¹³ ECOPEPETROL S.A. Gasoductos y campos de gas en Colombia. Consultado el 4 de julio de 2016 a las 6:30 p.m. < http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Información%20General/gasoductos-y-campos-de-gas-natural-en-colombia/lut/p/z0/04_Sj9CPykyssy0xPLMnMz0vMAfijo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4K8fM30C71dFQGMAEt_>

excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento". A continuación se muestra el mapa del Gas Natural en Colombia. (ver **Figura 9**)

Figura 9. Mapa del Gas Natural en Colombia



Fuente. Foto tomada por el autor. Grupo comunicar, Bogotá (Colombia).

4.4 CALIDAD DEL GAS

El gas natural entregado al encargado de su transporte debe cumplir con las especificaciones de calidad que se muestran en la Tabla 4, tanto en el punto de entrada y en el punto de salida.

Tabla 4. Calidad del Gas Natural.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo Poder Calorífico Bruto (GHV)	42,8 MJ/m³	1.150 BTU/ft³
Mínimo Poder Calorífico Bruto (GHV)	35,4 MJ/m³	950 BTU/ft³
Contenido Líquido	Libre de Líquidos	Libre de Líquidos
Contenido total H2S Máximo	6 mg/m³	0,25 grano/100PCS

Contenido total azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO2 máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N2 máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,10%	0,10%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6, LB/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7,2°C	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por la CREG, Documento CREG-062. 4 de julio de 2016, 4:30 p.m, informe de especificaciones del gas natural en el punto de entrada al sistema nacional de transporte de gas, Numero de wobbe.

4.5 ANÁLISIS DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Para el análisis del gas que se presenta en la Cuenca de los Llanos Orientales se va a tener en cuenta las características del gas más representativas dependiendo su ubicación, tratando de abarcar de esta manera toda la cuenca.

Iniciando este análisis, se va analizar el gas que se encuentra hacia oeste de la cuenca es decir el sector del Piedemonte de la Cordillera Oriental, encontrando un gas natural con las siguientes características generales:

Tabla 5 Características generales de yacimiento de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Características Generales	
Fracción de Intervalos	Mirador- Barco
Tipo de Roca	Cuarzoarenitas
Porosidad	4-7% en areniscas puras
Permeabilidad	0,7-10 md
Saturación de agua inicial	11%
Presión	7000 psi
Temperatura	250-295 °F
Fluido del Yacimiento	Gas Condensado, 3400 GOR
Principales problemas presentados	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tuberías
Estructura del Yacimiento	Anticlinado Fallado
Formación de mayor inestabilidad	Carbonera, mirador y cuervos
Gradiente de esfuerzo máximo Horizontal	1.5 - 1.9 psi/pie

Gradiente de esfuerzo Vertical	1.0 psi/pie
Gradiente mínimo Horizontal	0.95 - 0.87 psi/pie
Gradiente de presión de poro	0.60 psi/pie

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por el trabajo de grado titulado Metodología para obtener un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas., Arias, Neila, Bucaramanga, 2009, Pg. 179.

Para análisis de ingeniería a continuación se muestra una cromatografía sin análisis de H₂S para el gas que se encuentra en el Piedemonte Llanero:

Tabla 6. Composición generalizada del Gas Natural del Piedemonte

Componente	Formula	Porcentaje Molar
Nitrógeno	N ₂	0,45
Dióxido de Carbono	CO ₂	5,35
Metano	CH ₄	73,94
Etano	C ₂ H ₆	11,02
Propano	C ₃ H ₈	5,28
I-Butano	C ₄ H ₁₀	1,1
n-Butano	C ₄ H ₁₀	1,39
I-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,6
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,45
Hexano	C ₆ +	0,43
TOTAL		100

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por el trabajo titulado Mejoramiento de la eficiencia d las plantas de endulzamiento de gas. Pérez Carlos, Bucaramanga, 2013, Pg. 43.

Para efecto de tener un análisis más completo del gas en ingeniería a continuación se muestra una cromatografía normalizada con adición de humedad y H₂S, para el gas que se encuentra en el Piedemonte Llanero:

Tabla 7. Cromatografía normalizada Gas al sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Componente	Formula	Porcentaje Molar	Peso Molecular
Agua	h2o	0,2527	18,0153
Sulfuro de Hidrogeno	h2s	0,0007	34082
Nitrogeno	N2	0,4488	28,135
Dioxido de Carbono	CO2	5,3359	44,1
Metano	CH4	73,745	16,42
Etano	C2H6	10,9909	30,069
Propano	C3H8	5,266	44,096
I-Butano	C4H10	1,0971	58,122
n-Butano	C4H10	1,3863	58,122
I-Pentano	C5H12	0,5984	72,149
n-Pentano	C5H12	0,4488	72,149
Hexano	C6+	0,4288	93.188
TOTAL		100	

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por el trabajo titulado Mejoramiento de la eficiencia d las plantas de endulzamiento de gas. Pérez Carlos, Bucaramanga, 2013, Pg. 44.

Más hacia el sector central de la Cuenca de los Llanos Orientales se encuentran gases con las siguientes características:

Tabla 8. Características del gas natural en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Componente	Formula	Porcentaje Molar
Sulfuro de Hidrogeno	h2s	0
Nitrogeno	N2	0,2
Dioxido de Carbono	CO2	0,7
Metano	CH4	2,9
Etano	C2H6	2,01
Propano	C3H8	3,91
I-Butano	C4H10	2,82
n-Butano	C4H10	4,15
I-Pentano	C5H12	4,55
n-Pentano	C5H12	5,7
Hexano	C6+	12,97

Heptano	C7	20,92
Octano	C8	19,55
Nonano	C9	9,78
Decano	C10	10,06
TOTAL		100

Fuente. Tabla creada por el autor.

Más hacia el centro de la Cuenca se encuentran gases con las siguientes características:

Tabla 9. Características del gas del centro de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Componente	Formula	Porcentaje Molar
Sulfuro de Hidrogeno	h2s	0
Nitrogeno	N2	3,92
Dioxido de Carbono	CO2	4,5
Metano	CH4	11,12
Etano	C2H6	10,76
Propano	C3H8	22,63
I-Butano	C4H10	5,89
n-Butano	C4H10	13,37
I-Pentano	C5H12	6,57
n-Pentano	C5H12	5,83
Hexano	C6+	6,89
Heptano	C7	5,98
Octano	C8	2,5
Nonano	C9	0,3
Decano	C10	0,05
TOTAL		100

Fuente. Tabla creada por el autor.

Por otro lado y con el fin de encontrar un uso óptimo para el gas natural asociado en la Cuenca de los Llanos Orientales, y poder encontrar la metodología correcta para aprovechar al máximo este recurso que es propiedad de la nación se va a realizar un análisis de la cantidad de gas que se produce en la cuenca, determinando cuanto gas es procesado, cuanto se consume, cuanto se quema y que productos se obtienen.

Lo anterior es consultado en las formas 30 del Ministerio de Minas y Energía, Dirección General de Hidrocarburos, Subdirección de Exploración y Explotación.

En algunos campos del sector central de la Cuenca de los Llanos Orientales, correspondientes al Departamento del Meta el gas de formación por campo que se reportó fue alrededor de 446.974 KPC, El gas de formación Procesado fue alrededor de 423.208 KPC, la cantidad de gas quemado al aire fue de 23.766 KPC.

De los 423.208 KPC que corresponde al total de gas procesado en planta se obtuvo 463.478 galones de propano, 250.067 galones de gasolina, 95.109 KPC gas transformado en gasolina natural propanos y butanos, 328.099 KPC gas consumido en el campo.

Para el caso de los Campos al centro de la cuenca el gas de formación que se reportó fue alrededor de 111.529,79 KPC, la cantidad de gas para consumo en campo fue alrededor de 28.897,31 KPC, y la cantidad de gas quemado al aire fue de 82.632,48 KPC.

Al oriente de la cuenca el gas de formación por campo que se reportó fue alrededor de 60.323 KPC, El gas de formación Procesado fue alrededor de 33.281 KPC, la cantidad de gas que es utilizado para consumo en el campo fue alrededor de 2.518 KPC, la cantidad de gas quemado al aire fue de 24.523 KPC.

De los 33.281 KPC que corresponde al total de gas procesado en planta se obtuvo 147.926 galones de GLP, 167.724 galones de gasolina, 7.895 KPC gas transformado en gasolina natural propanos y butanos, 19.654 KPC gas consumido en el campo.

En el sector Piedemonte el gas de formación por campo que se reportó fue alrededor de 4.604.482 KPC, la cantidad de gas que es utilizado para consumo en el campo fue alrededor de 122.560 KPC, la cantidad de gas quemado al aire fue de 13302 KPC, y el gas que se inyecta en los campos de la cuenca esta alrededor de 4.474.620 KPC, encontrando que a este lado de la cuenca se está utilizando la gran mayoría del gas que se produce.

Finalmente, y después de realizar la revisión del gas de la Cuenca de los Llanos Orientales se puede observar que se estaría quemando al aire cantidades considerables de Gas Natural, los cuales podrían ser aprovechados implementando esta metodología sugerida desde etapas tempranas, incluso desde el Periodo Exploratorio.

Por otro lado y según las características generales del gas natural anteriormente explicadas, se puede concluir que el gas que se encuentra hacia el occidente de la cuenca en el piedemonte son gases con relaciones gas-líquido relativamente altas, volúmenes importantes de gas producidos.

Hacia el centro de la cuenca se encuentran gases con altos contenidos de propano, e hidrocarburos más pesados, concluyendo de esta manera que es un gas rico o Gas Húmedo a pesar de tener relaciones gas-aceite menores y por ende menos volumen asociado de gas en esta zona de la cuenca.

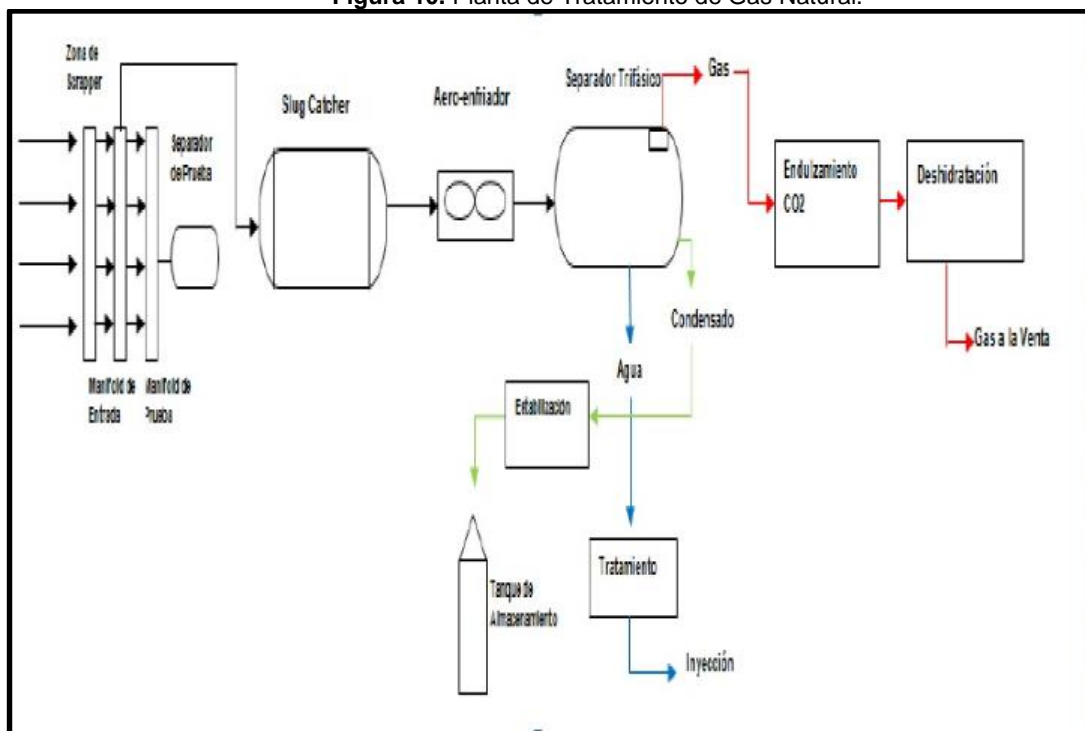
Hacia el oriente de la cuenca se observa una relación gas-aceite menor, con menores volúmenes que en campos con niveles de reservas importantes, podrían permitir la implementación de proyectos para el aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

De manera general se puede llegar a concluir que el gas que se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales es un gas rico, del que se pueden obtener mediante plantas de tratamiento, hidrocarburos líquidos de alto valor económico y a la vez gas seco para autogeneración en los campos. En el piedemonte hay volúmenes importantes que no solo permiten la obtención de volúmenes considerables de hidrocarburos líquidos, sino que además viabilizan la comercialización de gas y donde se puede utilizar la infraestructura de transporte disponible entre Piedemonte – Apíay y la capital del país.

5. PLANTAS DE TRATAMIENTO, SISTEMA DE MEDICIÓN Y NORMATIVIDAD APLICABLE.

Las plantas de tratamiento de gas natural son aquellas instalaciones donde ingresa el gas proviene de instalaciones que se encuentran localizadas en las estaciones de flujo que son alimentadas por los pozos, en estas plantas el gas es comprimido para diversos usos, tales como la extracción de sus derivados (propano, etano, etc) y para enviar nuevamente a los pozos cuando el gas es reutilizado en campo, entre otros usos. (ver **Figura 10**)

Figura 10. Planta de Tratamiento de Gas Natural.



Fuente. Diseño de plantas d gas. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 07 de julio de 2016 a las 5:34 pm, disponible en internet: <http://www.academia.edu/8285616/Plantas_de_gas>

El funcionamiento de las plantas de tratamiento de gas natural inicia cuando el gas proviene del yacimiento, de ahí pasa a un proceso de recolección, seguido a este se somete a un proceso de separación de fases, en este último sale agua, crudo y gas, el gas que sale de este proceso se somete a endulzamiento, cuando se generan gases ácidos se hace un recobro de azufre y lo que sobre se quema; en caso en el que no se genera gases ácidos, el gas es sometido a deshidratación, proceso que en pocas palabras es eliminarle agua al gas, seguido a esto se realiza una remoción de sólidos, es este paso el gas de comprime para su transporte o se reinyecta o se vende, después de la remoción de solidos al

consensado sobrante se genera un proceso de estabilización, el cual genera líquidos para almacenamiento o transporte.

5.1 SEPARACIÓN DE FASES

Este proceso se realiza con la ayuda de un separador, el objeto principal como su nombre lo indica es separar la mayor cantidad de líquido al gas, este proceso se realiza a una temperatura y presión específica, por lo general los separadores son los primeros equipos en recibir el fluido producido desde el yacimiento y su mal diseño podría generar inconvenientes como embotellamiento y reducción en la capacidad de procesamiento en las facilidades de producción, entre otros factores. (ver **Figura 11**).

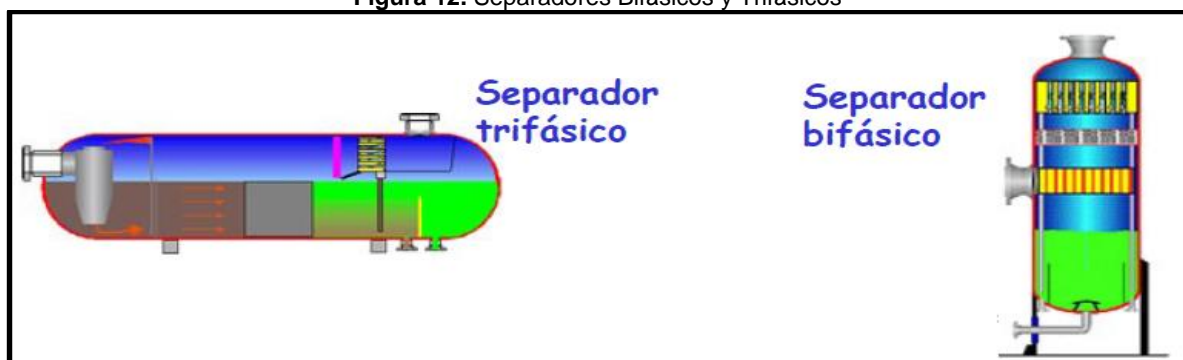
Figura 11. Separador.



Fuente. Separadores industria del petróleo. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 07 de julio de 2016 a las 6:27 pm, disponible en internet: https://www.google.com/search?q=diagrama+de+plantas+de+gas+&client=opera&biw=1366&bih=620&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwifgKjesuLNAhXH7B4KHWMoAU4Q_AUICCgB#tbm=isch&q=separadores+de+petroleo&imgc=n0_HBm_5KhQcpM%3A

Los separadores más utilizados para el proceso con gas natural libre o asociado son los separadores bifásicos, ya que son aquellos que realizan el proceso de separación entre líquidos y gas, los que separan las tres fases (Agua, Crudo y Gas) son los separadores trifásicos. (ver **Figura 12**).

Figura 12. Separadores Bifásicos y Trifásicos



Fuente. Separadores industria del petróleo. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 07 de julio de 2016 a las 6:32 pm, disponible en internet: < [De acuerdo a su forma geométrica, la cual juega un papel importante en la separación, se encuentran los separadores cilíndricos y esféricos; los más utilizados para separación de gas son los cilíndricos, los esféricos son comúnmente utilizados en campos de gas y trabajan a altas presiones. \(ver **Figura 13**\).](https://www.google.com/search?q=diagrama+de+plantas+de+gas&client=opera&biw=1366&bih=620&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjgKjesuLNAhXH7B4KHWMoAU4Q_AUICCgB#tbn=isch&q=separadores+biofasicos+de+petroleo&imgsrc=nxohFRf3N1qfoM%3></p></div><div data-bbox=)

Figura 13. Separadores Cilíndricos y Esféricos.



Fuente. Separadores industria del petróleo. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 07 de julio de 2016 a las 6:35 pm, disponible en internet: < [Según su posición se usan los separadores verticales cuando la relación gas – crudo es baja y cuando hay producción de área; los separadores con posición horizontal se utilizan cuando existen grandes cantidades de gas disuelto en el](https://www.google.com/search?q=diagrama+de+plantas+de+gas&client=opera&biw=1366&bih=620&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjgKjesuLNAhXH7B4KHWMoAU4Q_AUICCgB#tbn=isch&q=separadores+cilindricos+de+petroleo&imgsrc=wfNknm39IS7ovM%3A></p></div><div data-bbox=)

líquido, ocupan una mayor área superficial, tienen mayor tiempo de retención el cual es la residencia de la fase líquida para que se separe el gas, y finalmente estos manejan mejor la formación de espuma. (ver **Figura 14**).

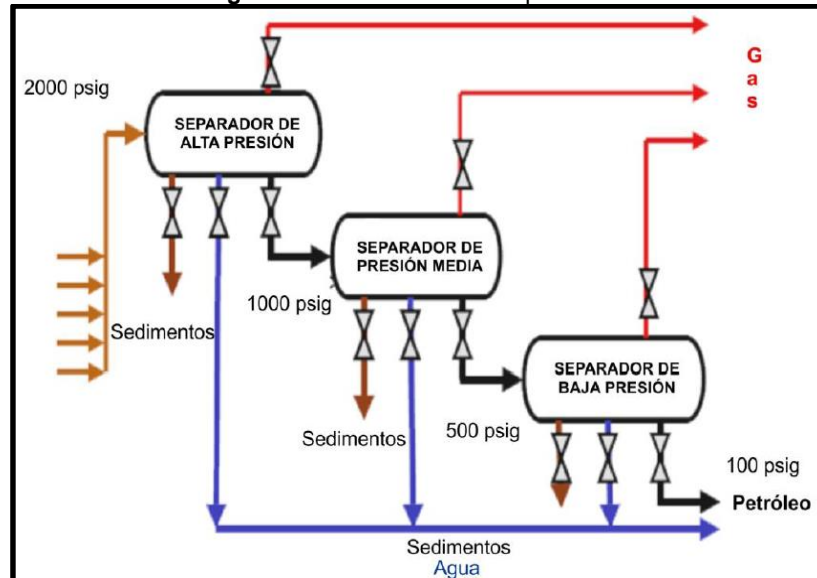
Figura 14. Separadores Horizontales y Verticales



Fuente. Foto tomada por el autor.

Finalmente los separadores manejan tres estándares de presiones, los que manejan presiones mayores a 300 psi son comúnmente llamados separadores de alta presión, los que operan a presiones entre los 100 y 300 psi son los de presión media, y los que manejan presiones menores a 100 psi son los llamados separadores de presiones bajas. (ver **Figura 15**).

Figura 15. Clasificación de separadores



Fuente. SANTOS, Nicolás, sistema de separación Gas Líquido, pg. 14.

5.2 ADSORCIÓN

Proceso por el cual los átomos y moléculas o iones son atrapados y retenidos en la superficie de un material. Por lo tanto la adsorción de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie.

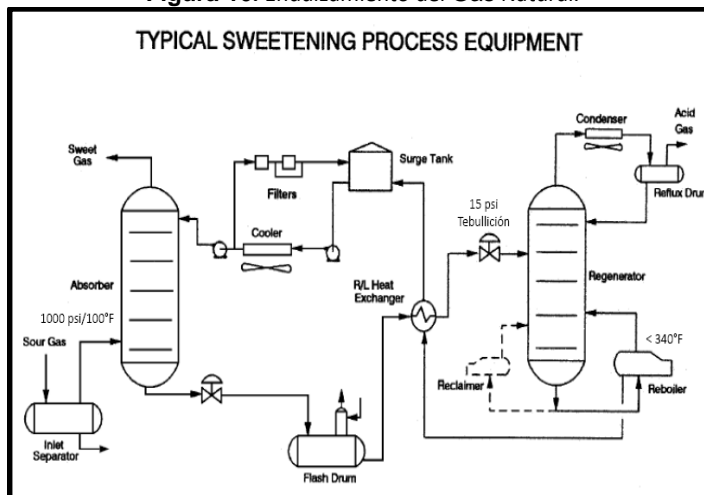
5.3 ABSORCIÓN

Es un método de separación en el cual los átomos y moléculas o iones pasan de una primera fase a otra incorporándose al volumen de la segunda fase. A diferencia de la adsorción, no es un proceso de superficie, sino de volumen.

5.4 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

En este proceso se realiza la remoción de gases ácidos tales como CO₂ y H₂S y otros compuestos de azufre presentes en el gas, el principio de este proceso consiste en neutralizar de alguna manera los gases ácidos, este proceso requiere una fase de regeneración en donde se recupera el compuesto de endulzamiento, convirtiendo el sistema en un proceso cíclico.

Figura 16. Endulzamiento del Gas Natural.



Fuente. Procesos del gas natural. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 07 de julio de 2016 a las 7:03 pm, disponible en internet: https://www.google.com/search?q=endulzamiento+del+gas+natural&client=opera&biw=1366&bih=658&source=Inms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwig-OucxuLNAhUH9h4KHYZKCxYQ_AUIBigB#imgsrc=9yHojic16wvSkM%3A

Los métodos de endulzamiento que se encuentran disponible en la industria del petróleo y gas son los siguientes:

- ✓ Procesos BATCH: es el tipo más común de procesos para la remoción de gases ácidos, este método utiliza un agente limpiante para que el gas ácido reaccione y su parte ácida sea removida por fenómenos físicos como la adsorción.
- ✓ Soluciones acuosas de aminas: es un proceso de absorción química con soluciones acuosas de aminas; básicamente se utiliza para tratar corrientes de gases que contienen sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono.
- ✓ Soluciones de carbonatos de potasio caliente: Es un proceso de alcalisis suave para controlar las emisiones mediante eliminación de gases ácidos de corrientes gaseosas.
- ✓ Membranas permeable: Es una corriente de gas presurizada que fluye dentro de un separador con membrana, los componentes rápidos tales como el agua y el CO₂ se infiltran a través de la membrana, y de esta manera se realiza la limpieza del gas.

También se encuentran métodos de endulzamiento como:

- ✓ Soluciones mezcladas.
- ✓ Solventes físicos.
- ✓ Oxidación directa.
- ✓ Adsorción.

5.5 DESHIDRATACIÓN

El proceso de deshidratación consiste en remover el vapor de agua que se encuentra asociado con el gas, debido a que dicho vapor se ve representado como impurezas en el gas, el agua es la impureza más común que se puede encontrar en los flujos de gas, el proceso de deshidratación tiene mayor importancia con los campos cuyas presiones son altas.

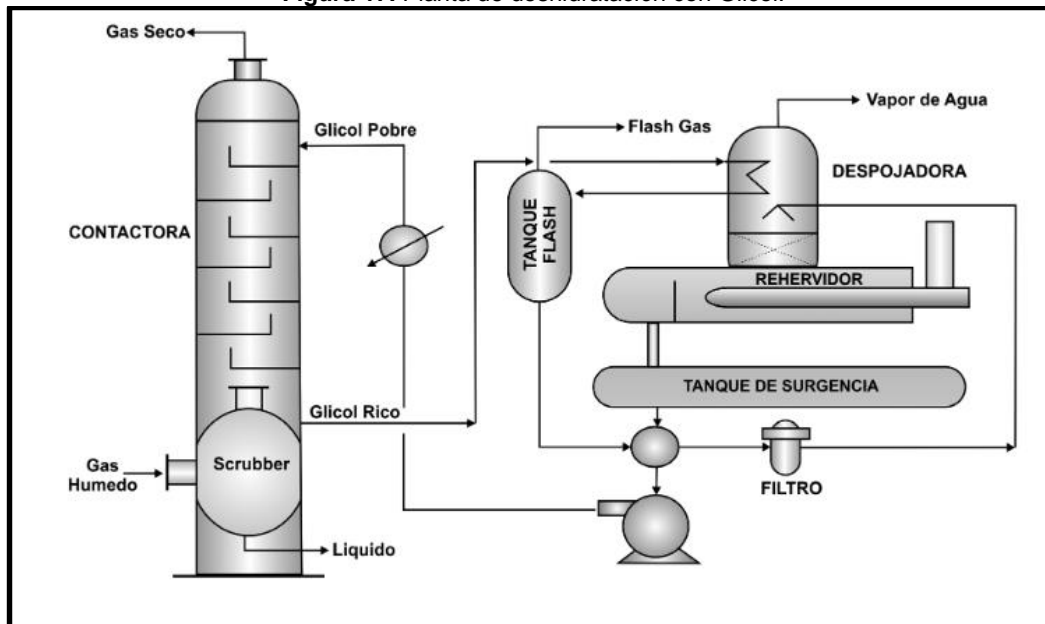
Las razones por las cuales se debe realizar el proceso de deshidratación se debe a que el agua y el gas natural forman hidratos que podrían ocasionar taponamientos en los equipos y tuberías. El agua que se encuentra con el gas natural por su naturaleza es corrosiva y contiene CO₂ y H₂S. El vapor del agua que viene asociado con el gas natural se condensa en las líneas de flujo generando taponamientos. Este proceso se debe realizar para cumplir con la calidad exigida para el transporte y optimizar el funcionamiento de compresores.

Según la revista el reventón energético¹⁴ Los métodos de deshidratación que se encuentran disponible en la industria del petróleo y gas son los siguientes:

- ✓ Absorción: Este método consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto con desecante líquidos, como por ejemplo con glicol, que es uno de los desecantes más efectivos, también se encuentran desecantes como etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol, este último es el más efectivos de los glicoles debido a que presenta bajos costos de operación, es un producto incoloro, inodoro, se regenera con facilidad, presenta menores perdidas por vaporización, finalmente este método se lleva a cabo en torres empacadas o de platos. (ver **Figura 17**)

¹⁴ Revista Fuentes: El reventon energetico Vol 8 N° 2 de 2010 – Jul/Dic – pp55/64

Figura 17. Planta de deshidratación con Glicol.



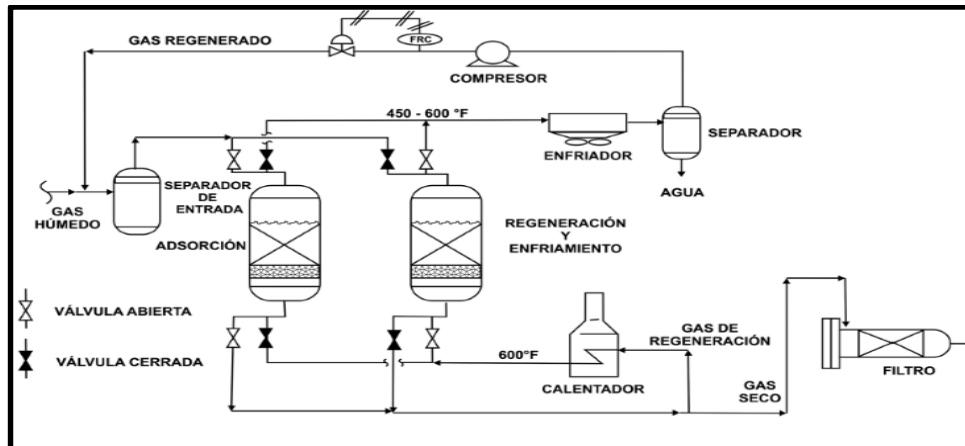
Fuente. Revista Fuentes: El reventón energético Vol 8 N° 2 de 2010 – Jul/Dic – pp55/64, disponible en internet: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/viewFile/1633/2023>

- ✓ Adsorción: Este método se realiza con desecantes sólidos, trabaja mediante adhesión entre las partículas del desecante y el vapor de agua en el gas, esta deshidratación es más eficiente que la del glicol, con esta técnica se alcanzan contenidos de agua de 0.05Lb/MMPCS.

Esta técnica alcanza puntos de rocío de agua menor entre los -40°C a -50°C que son requeridos en la entrada de plantas de LGN, realiza una deshidratación y remoción de manera simultánea de H_2S del gas.

Los desecantes más utilizados para este tipo de deshidratación son sílica gel, alúmina y tamiz molecular, ya que tienen afinidad con el agua, presentan una alta resistencia mecánica y de abrasión, es inerte y es económico.

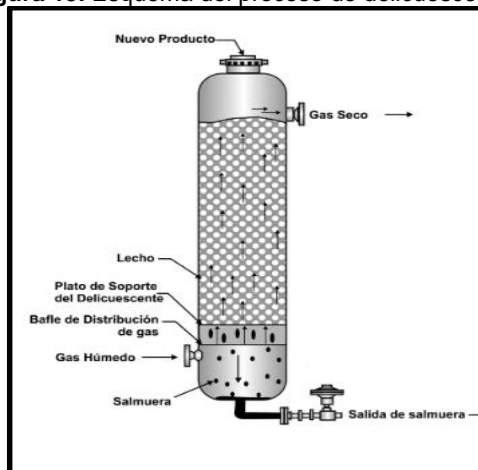
Figura 18. Deshidratación con desecantes solidos



Fuente. Revista Fuentes: El reventón energético Vol 8 N° 2 de 2010 – Jul/Dic – pp55/64, disponible en internet: < <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/viewFile/1633/2023>>

- ✓ **Deliquesencia:** Este método consiste en usar sales de metales alcalinotérreos para secar el gas, el cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio y el hidróxido de sodio son las sustancias más utilizadas para el tratamiento, siendo la más utilizada el cloruro de calcio.

Figura 19. Esquema del proceso de deliquesencia.



Fuente. Revista Fuentes: El reventón energético Vol 8 N° 2 de 2010 – Jul/Dic – pp55/64, disponible en internet: < <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/viewFile/1633/2023>>

- ✓ **Expansión-Refrigeración:** Este método consiste en circular el gas por un reductor de presión, lo que genera un proceso de enfriamiento por el efecto de Joule-Thomson y condensación del agua. El gas se enfría

adiabáticamente y al bajar la temperatura se produce la condensación del líquido, este proceso se puede realizar con la ayuda de un inhibidor, se utiliza metanol o glicol.

- ✓ Permeación del gas: Este método se basa en la transferencia de masa por la difusión del gas a través de una membrana, la membrana es una barrera semipermeable principalmente para remover dióxido de carbono, agua y sulfuro de hidrogeno.

5.6 REMOCIÓN DE LÍQUIDOS

Este es un proceso mediante el cual se remueven los líquidos que vienen acompañado con el gas natural, se realiza mediante refrigeración mecánica, expansión por Joule-Thompson o Turbo-Expandir.

El proceso de refrigeración mecánica es el más simple y directo de todos, ya que la carga de refrigeración es suministrada por un ciclo de evaporación – compresión, el refrigerante más utilizado en esta técnica es el propano, y permite la instalación de intercambiadores de calor para recuperar la carga de refrigeración del gas residual.

El método de Joule-Thompson es un proceso de recobro de LGN, mediante el cual se realiza un enfriamiento por expansión a través de una válvula de expansión eso entalpia, este es un proceso de auto refrigerado, por lo general el gas se expande hasta un 50% de su presión inicial.

Finalmente el proceso de turbo expander es una técnica mediante la cual se realiza enfriamiento a través de una turbina de expansión iso entalpica, por este método se obtienen temperaturas de enfriamiento mucho más bajas que en la regeneración convencional y el proceso de Juole-Thompson, normalmente se obtienen recobros de propano en el rango de 80-95%, con un recobro de etano del 40-80% dependiendo del porcentaje de gases inertes y riqueza del gas.

5.7 TORRES DE FRACCIONAMIENTO

El proceso de fraccionamiento es el que recibe los líquidos que vienen asociados con el gas estos pueden provenir de las plantas de tratamiento o directamente de los campos productores. Las torres de fraccionamiento consisten en varias etapas

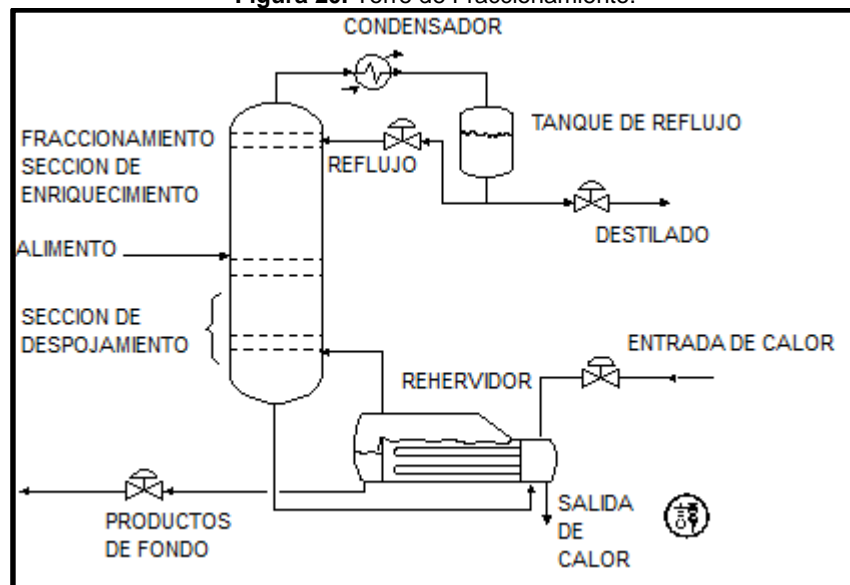
de separación las cuales se logran a través de la destilación para lograr la separación de los productos.

El fraccionamiento es una operación unitaria utilizada para separar los diferentes componentes de valor comercial.

La separación de los componentes se efectúa por la diferencia de sus puntos de ebullición o volatilidades relativas en torres fraccionadoras de platos o empaques

Como primera etapa se separa el etano, seguido a esto se separa el gas licuado (propano y butano), y en algunos casos nafta (pentanos hexanos).

Figura 20. Torre de Fraccionamiento.



Fuente. Torres de fraccionamiento del gas natural. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 08 de julio de 2016 a las 11:50 am, disponible en internet: <

<https://www.google.com/search?q=torres+de+fraccionamiento+del+gas+natural&client=firefox-b&biw=1600&bih=829&noj=1&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwibyqOVm-TNAhWHR4KHRSLDLQQAUICCgB#imgsrc=o61cphxaiHFqIM%3A>>

5.8 SISTEMAS DE MEDICIÓN

La medición es la caja registradora de las empresas petroleras, dado que el flujo de gas natural o de cualquier otro hidrocarburo, se relaciona con flujo de dinero, por esta razón se centra la gran parte la atención de las empresas operadoras con este tema. Para asegurar una correcta medición del gas se debe revisar

características tales como presión, temperatura, cromatografía, densidad, variables estadísticas entre otros.

Los sistemas de medición más utilizados en la industria son:

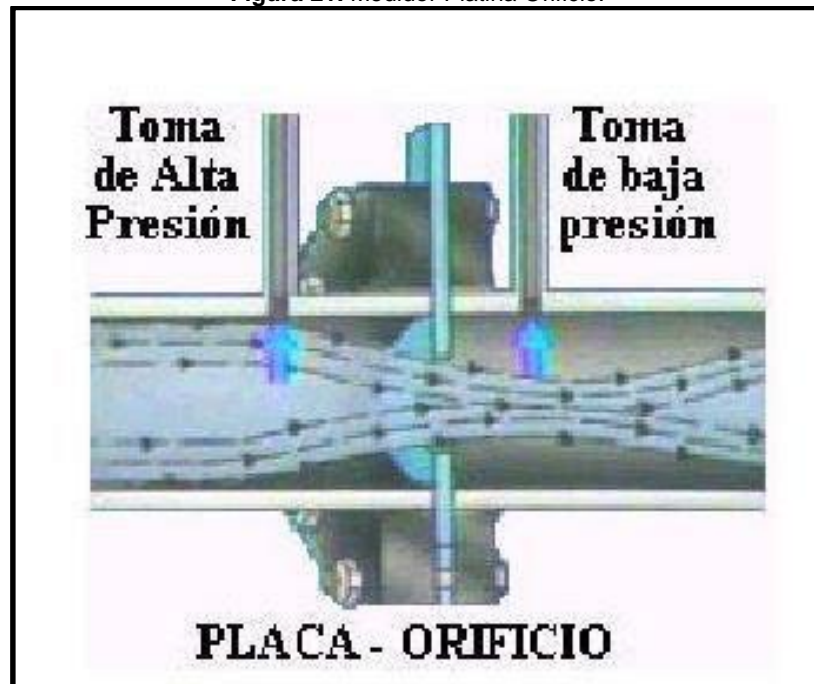
- ✓ Platina de orificio.
- ✓ Turbina.
- ✓ Ultrasonido.
- ✓ Másico Coriolis.

5.8.1 Platina Orificio. Este es uno de los más antiguos dispositivos de medición, consiste básicamente en una placa perforada con un orificio concéntrico de bordes agudos (ver **Figura 21**) que se instalan en tuberías, debido a este orificio, se presenta una menor sección en el flujo de fluidos, razón a esto la velocidad de los fluidos aumentan causando una disminución en la presión, el caudal puede calcularse a partir de la medición de la caída de presión.

El uso de este medidor ofrece ventajas como bajo costo, una operación sencilla, fácil mantenimiento e instalación en los campos. Como desventaja se tiene que este sistema tiene una alta sensibilidad a las variaciones de la composición del gas y el funcionamiento se ve afectado por la presencia de material abrasivo y de condensados.

Los medidores de presión diferencial como las toberas, venturis, orificio integral, V-Cone, cuñas entre otros hacen parte de los medidores de platina orificio más utilizados en la industria del gas.

Figura 21. Medidor Platina Orificio.



Fuente. Medidor placa orificio. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 09 de julio de 2016 a las 3:50 pm, disponible en internet: <
https://www.google.com/search?q=medidor+platina+orificio&client=opera&biw=1366&bih=658&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUK EwiJ5aYj-fNAhXI6x4KHfQODcEQ_AUIBigB#imgsrc=7ecvIQvUzY4FnM%3A>

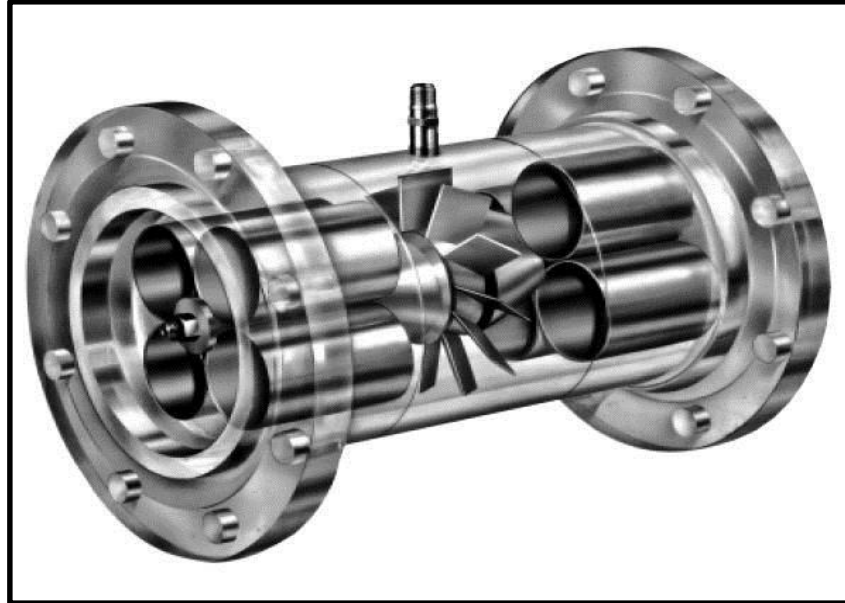
Por sus características los medidores de platina orificio son utilizados para medición de fluidos limpios, monofásicos y homogéneos cuyo número de Reynolds sean mayores o iguales a 4.000.

Como accesorios de estos medidores de platina orificio se tiene:

- ✓ Placa Orificio.
- ✓ Sensor de temperatura.
- ✓ Sensor de presión estática.
- ✓ Sensor de presión diferencial.
- ✓ Computador de caudal.
- ✓ Indicador.

5.8.2 Sistema de medición por turbina. Este sistema de medición se utiliza para medir caudal de fluidos limpios mediante la detección de la rotación de los alabes de una turbina colocada en la corriente de flujo o tubería, este tipo de mediciones son utilizadas desde hace mucho tiempo en la industria del gas.(ver **Figura 22**)

Figura 22. Medidor tipo turbina.



Fuente. Medidor de turbina. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 09 de julio de 2016 a las 3:36 pm, disponible en internet: < [Estos son medidores de tipo diferencial, que son destacados por su exactitud y repetitividad, las partes básicas del medidor son un rotor de turbina y un detector magnético, el fluido que transita a través de los alabes del rotor lo hace girar y la velocidad rotacional es proporcional al caudal.](https://www.google.com/search?q=sistema+de+medici3n+por+turbina&client=opera&hs=xT5&source=Inms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjNg_no2efNAhUJ0h4KHVqJALUQ_AUICCGB&biw=1366&bih=658#imgrc=u8ARgEa1a7mGTM%3A></p></div><div data-bbox=)

El detector magnético está configurado con un imán permanente con devanados de bobinas que capta el paso del fluido mediante la turbina, el paso por los alabes delante del detector hace interrumpir el campo magnético y produce una tensión en la bobina, la frecuencia con la que se genera esta tensión es proporcional a la velocidad del caudal de gas.

Este tipo de medidores operen en una única dirección, si al momento de realizar la medición hay flujo contrario puede ocasionar daños en el sistema registrando errores en los volúmenes, para no generar errores en la medición se debe instalar en el caso que se tenga conocimiento de flujos encontrados protecciones al sistema como cheques o válvulas de control.

En caso de realizar depuración al sistema, esta se debe hacer de manera controlada para evitar de este modo excesos de velocidad en el rotor, para evitar aumento en la velocidad se deben instalar dispositivos limitadores del flujo, estos sistemas son diseñados para permitir un 120% aproximadamente de capacidad máxima del medidor.

5.8.3 Sistema de medición ultrasónico. Este es un instrumento desarrollado para medir de forma continua volúmenes de gas que pasan a través de un puente de medición, su principio de funcionamiento está basado básicamente en la medición del tiempo de transito de pulsos de alta frecuencia transmitidos y recibidos por partes de transductores ubicados sobre el cuerpo del medidor.

Figura 23. Medidor ultrasónico.



Fuente. El autor.

Este sistema de medición es utilizado en el sector de producción y transporte de gas, son dispositivos de costos altos y de acuerdo a su sistema de operación hay

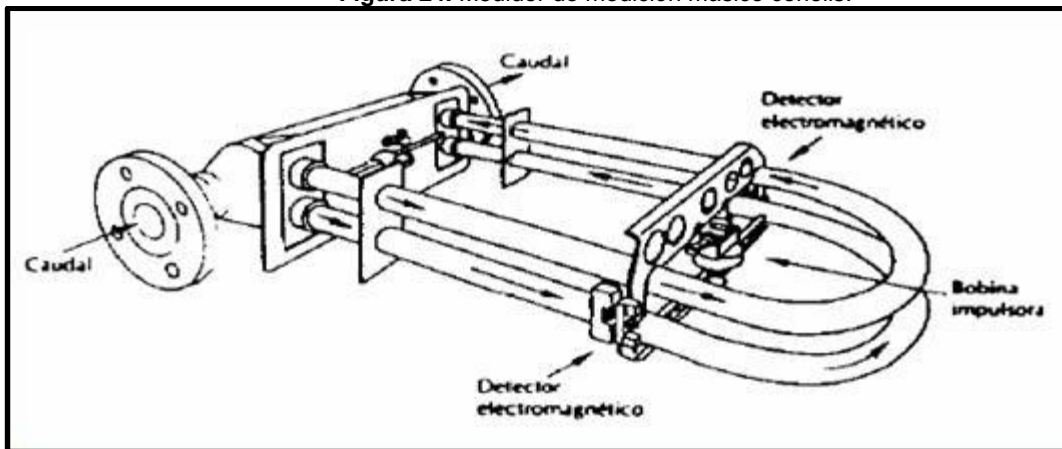
dos tipos de medidores, uno que es por tiempo de tránsito, el cual ha demostrado una mayor aplicación en la industria del gas, y otro que es por efecto doppler.

La exactitud de los medidores ultrasónicos dependen de la forma del perfil de velocidades del flujo, también de los niveles de pulsación de la corriente de gas, las calibraciones del flujo y el tiempo del tránsito.

5.8.4 Sistema de medición másico coriolis. Los medidores de flujo másico no son muy utilizados en la industria del gas porque son equipos de altas especificaciones técnicas debido a que son utilizados en balance de masa, existen dos tipos los de medición directa y los de compensación d la medida volumétrica.

Los medidores másicos más comunes son los de tipo Coriolis y Vortex, este sistema presenta poca estabilidad a bajas ratas de flujo, presenta errores de medición menores al 0,5% y respetabilidad menor al 0,1%. (ver **Figura 24**)

Figura 24. Medidor de medición másico coriolis.



Fuente. Medidor de medición másico coriolis. Bogotá (Colombia), Julio del 2016, citado el 09 de julio de 2016 a las 9:42 pm, disponible en internet: <
https://www.google.com/search?q=sistema+de+medici%C3%B3n+m%C3%A1sico+coriolis&imgsrc=70s4UQTSGK_KZM%3A>

Como criterios de selección se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ Aspectos de normatividad.
- ✓ Precisión del equipo.
- ✓ Capacidad de recalibración.
- ✓ Unidad de medida.

- ✓ Composición del gas natural.
- ✓ Presión y temperatura de operación.
- ✓ Cantidad del flujo.
- ✓ Características del flujo a medir.
- ✓ Tipo de caudal a medir.
- ✓ Condiciones de instalación.
- ✓ Rango de operación.

Como ventajas de este sistema de medición se tiene una mayor tolerancia al gas, no es sensible al perfil de velocidades del flujo, para su funcionamiento no requiere uso de transmisores de presión, temperatura y no presenta daños a altas velocidades de flujo.

En la Cuenca de los Llanos Orientales la medición del gas natural se realiza mediante medición estática manual con cinta y en algunos casos como hacia el centro y occidente de la cuenca se realiza una medición dinámica.

Estas mediciones realizan en su gran mayoría en los tanques de almacenamiento, o en las unidades LACT o facilidades de producción.

Los sistemas de medición más utilizados en la Cuenca de los Llanos Orientales son los medidores tipo placa orificio, en algunos casos hacia el centro de la cuenca utilizan medidores ultrasónicos, estas mediciones se realizan en las facilidades de producción y estaciones, y como dato importante la gran mayoría de las empresas reportan que el Gas Natural Asociado a la producción presente en sus campos es considerado como un gas despreciable, porque en algunos casos por cuestiones de localizaciones, infraestructuras asociadas o bajos volúmenes medidos, no es económicamente manejar este tipo de gas y por tal razón es desperdiciado, para el caso de esos bajos volúmenes se implementaría la presente metodología, para así de esta manera aprovechar al máximo todos los recursos.

Por otro lado y en algunos casos la determinación de clasificar estos bajos volúmenes como gas despreciable son por errores en la medición, dado que no están lo suficiente mente calibrados, o no presentan un correcto mantenimiento, están trabajando a condiciones por fuera de los rangos de operación, o algunos casos por falta de conocimiento de las personas a cargo de la medición, estos factores son de suma importancia al momento de determinar la fiscalización de los recursos.

5.9 NORMATIVIDAD PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

A continuación se mostrara los diferentes sistemas de medición y la noema que le aplica para su funcionamiento, entre estas se encuentra estándares de referencia base, estándares de referencia equivalente o estándar internacional ISO según aplique:

Tabla 10. Normatividad para los diferentes sistemas de medición.

Medidor/ Instrumento	Norma Aplicable
Placa de Orificio	Reporte AGA No. 3, parte 2 "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids – Specification and Installation Requirements".
Turbina	NTC 5927 "Medición de gas natural con medidores tipo turbina".
	Reporte AGA No. 7, " <i>Measurement of Natural Gas by Turbine Meter</i> ".
Ultrasónico	ISO 17089-1: "Measurement of fluid flow in close conduits – Ultrasonic meters for gas Part 1: Meters for custody transfer an allocation measurement".
	Reporte AGA No. 9, "Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters".
Rotativos	NTC 4136 "Medidores de Gas Tipo Rotatorio"
Másicos	Reporte AGA 11 "Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter"
Computador de Flujo	API MPMS Capítulo 21, Sección 1 "Flow Measurement Using Electronic Metering System – Electronic Gas Measurement"
Temperatura	API MPMS Capítulo 21, Sección 1 "Flow Measurement Using Electronic Metering System – Electronic Gas Measurement"
Presión	API MPMS Capítulo 21, Sección 1 "Flow Measurement Using Electronic Metering System – Electronic Gas Measurement"
Cromatógrafo	ASTM D7164 "Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography"
	ASTM D1945 "Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography"
	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"
Analizadores de Ácido Sulfhídrico y Azufre Total	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"

	ASTM D4084 "Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels"
	ASTM D4468 "Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry"
	ASTM D7165 "Standard Practice for Gas Chromatograph Based On-line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels".
	ASTM D7166 "Standard Practice for Total Sulfur Analyzer Based On-line/At-line for Sulfur Content of Gaseous Fuels".
	ASTM D6228 "Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Flame Photometric Detection".
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"
Analizadores de CO2	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"
Analizadores de Oxígeno	ASTM D7607 Standard Test Method for Analysis of Oxygen in Gaseous Fuels (Electrochemical Sensor Method).
	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"
Analizadores de Humedad	ASTM D5454 "Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers"
	ASTM D1142 "Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature"
	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"
Analizadores de Punto de Rocío de Hidrocarburo	ASTM D1142 "Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature"
	API MPMS Capítulo 14, sección 1, "Natural Gas Fluids Measurement – Collection and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer"
	ASTM D5503 "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation"

Rectificadores de flujo de 19 tubos	ISO 5167-1 "Measurement of Fluid flow by fluids of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduis running full – General Principles and Requirements"
	ISO 5167-2 "Measurement of Fluid flow by fluids of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduis running full – Orifice Plate".
	Reporte AGA No. 3, parte 2 "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids – Specification and Installation Requirements".
Acondicionadores de flujo tipo placa Zanker	ISO 5167-1 "Measurement of Fluid flow by fluids of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduis running full – General Principles and Requirements"
	ISO 5167-2 "Measurement of Fluid flow by fluids of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduis running full – Orifice Plate".
Acondicionadores de flujo tipo placa NEL	ISO 5167-1 "Measurement of Fluid flow by fluids of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduis running full – General Principles and Requirements"

Fuente. El Autor.

5.9.1 Resolución 071 del 99. Esta es una resolución de la CREG mediante la cual se adopta el reglamento único de transporte del gas natural – RUT, la Resolución 054 del 21 de junio del 2007 modifica y complementa al RUT, seguido a esto la Resolución 041 del 23 de abril del 2008 modifica y complementa el RUT, tal como lo indica la resolución original.

Tal como lo indica el considerando de la resolución, indica que en el Artículo 14 de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas natural;

Que según el Artículo 3º de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural;

Que la CREG estableció en la Resolución CREG-057 de 1996, las bases para desarrollar un Código de Transporte;

Que según lo dispuesto en el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994 la construcción y operación de redes para el transporte y distribución de gas se registrará

exclusivamente por esta Ley y por las normas sanitarias y municipales a las que se alude en los Artículos 25 y 26 de la misma Ley;

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia;

Que mediante el Decreto 1175 de 1999, por el cual se reestructuró la Empresa Colombiana de Gas -ECOGAS-, se suprimió el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural -CTG-, creado por la Ley 401 de 1997, se derogaron las normas pertinentes a dicho Centro, y se dispuso que el Consejo Nacional de Operación cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Único de Transporte;

Que el Consejo Nacional de Operación en su reunión No. 86 acordó solicitarle a la CREG revisar las causales de redespacho, en especial las relacionadas con accidentes en Sistemas de Transporte de gas. Dicho acuerdo se formalizó mediante comunicación del Secretario Técnico del CNO, dirigida a la CREG el 16 de Febrero de 1999;

La Resolución 071 del 99 como se es el acceso al sistema nacional del transporte del gas natural y sus servicios, lo indica en el Capítulo 2 Numerales del 2.1.1 al 2.1.3, en el tercer Capítulo de esta regulación indica cómo deben ser las conexiones para el transporte del gas, en el cuarto Capítulo indica cómo se deben ser las condiciones de operación del sistema de transporte del gas natural, el quinto Capítulo trata sobre la medición y facturación del gas natural y finalmente en el sexto Capítulo nos indica estándares del gas natural.

Para el caso de la presente monografía se toma como dato importante las características de calidad que indica esta resolución para tenerlas en cuenta en caso de necesitarlas para la metodología, el cual es el fin del presente trabajo de grado.

El numeral 6.3 del RUT establece las especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador por parte del remitente en el punto de entrada al sistema de transporte de la siguiente manera:

Tabla 11. Calidad del gas para transporte.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
-------------------------	------------------------------	-----------------------

Máximo Poder Calorífico Bruto (GHV)	42,8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo Poder Calorífico Bruto (GHV)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido Líquido	Libre de Líquidos	Libre de Líquidos
Contenido total H ₂ S Máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N ₂ máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,10%	0,10%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6, LB/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7,2°C	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por la CREG, Resolución 071 del 99. 10 de julio de 2016, 7:39 p.m.,.

5.9.2 Plan de manejo ambiental. Para tener un entorno ambiental agradable el estado representado por la interventora del Ministerio de Minas y Energía, considera la importancia de ejecutar un plan de manejo ambiental, dado que en los últimos años la industria petrolera ha sido fuertemente juzgada y criticada.

Para ello se requiere de acciones como prevenir, mitigar, controlar, compensar y corregir los posibles impactos negativos hacia el medio ambiente, incluyendo también planes de seguimiento, evaluación, monitoreo y de contingencia.

Los planes de manejo ambiental establecido por el Estado y llevados a cabo por las compañías petroleras, se complementa con programas de gestión social, educación ambiental y capacitación, manejo de residuos, manejo de insumos, manejo de pruebas de producción y desmantelamiento y recuperación.

El Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, es el encargado de la gestión del medio ambiente, de los recursos naturales renovables, de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.

Este Ministerio formulará, junto con el Presidente de la República la política nacional ambiental y de recursos naturales renovables, de manera que se garantice el derecho de todas las personas a gozar de un medio ambiente sano y se proteja el patrimonio natural y la soberanía de la Nación.

Para la evaluación de las normas ambientales se tendrá en cuenta los parámetros establecidos en la Norma 29b del Estado de Louisiana.

5.9.3 Resolución 181495 del 2009. Esta resolución tiene como objetivo regular y controlar las actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos maximizando su recuperación final y evitar su desperdicio.

En el Artículo 52 esta resolución habla sobre la prohibición de quema de gas y desperdicio, indica que se debe garantizar las facilidades para su uso, sea para reinyección al yacimiento, reciclamiento, almacenamiento o comercialización.

También indica que en el caso que sea estrictamente necesario quemar el gas natural por razones de seguridad del campo o es antieconómico recuperarlo, esta autorización deber ser aprobada por el Ministerio de Minas y Energía con una debida justificación técnica, y es esta Entidad que define los volúmenes autorizados de quema, así como el tiempo máximo durante el cual se puede realizar la quema.

Finalmente el Artículo 53 indica las consideraciones que se deben tener en cuenta para determinar cuándo se está desperdiciando el gas.

6. METODOLOGIA APARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este capítulo se va a dar conocer una metodología para el aprovechamiento óptimo del Gas Natural para la Cuenca de los Llanos orientales, se va a tener en cuenta las características básicas del gas natural asociado.

Con el fin de optimizar el gas natural asociado a la producción de hidrocarburos se deben establecer elementos de carácter técnico, operativos; procedimientos, requisitos y criterios para la supervisión del cumplimiento de los programas de aprovechamiento del gas natural asociado dentro del desarrollo de actividades de exploración y producción.

Es obligación de las empresas petroleras conservar y aprovechar el gas natural asociado ya que este es de propiedad del Estado Colombiano y está sujeto a los términos establecidos en la Ley Colombiana, para esto las empresas dedicadas a este servicio deben realizar un plan de acción necesario para contar con la capacidad técnica y operativa que permita obtener el máximo aprovechamiento y conservación de volúmenes del gas natural asociado derivados de las actividades propias del sector de hidrocarburos.

La siguiente metodología se basa en el modelo que está implementando México para el uso del gas natural asociado bajo el diario oficial del 7 de enero de 2016 en su cuarta sección.

6.1 FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

Las formas más comunes en las que se puede utilizar el gas natural asociado son para:

- ✓ Autoconsumo para la operación dentro de la misma Área.
- ✓ Como combustible en turbinas, compresores, motores.
- ✓ Para uso con dispositivos neumáticos.
- ✓ Para sistemas de levantamiento artificial que requiera uso de gas.
- ✓ Reinyección a los yacimientos.

6.2 QUEMAS DEL GAS NATURAL ASOCIADO

Las empresas operadoras podrán realizar quemas controladas del gas natural asociado a la producción como consecuencia de sus actividades pero rigiéndose bajo lo estipulado en el Artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009.

El gas natural asociado a la producción se debe quemar en casos de fuerza mayor o fortuita que impliquen un riesgo para la operación, instalaciones, personal o comunidad aledaña.

La quema del gas natural asociado por fuera de los planes de aprovechamiento podría generar un efecto de pérdida al patrimonio de la nación, al ser un recurso no renovable y que tiene un valor económico.

6.3 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN

Para evaluar alternativas de aprovechamiento del gas natural asociado a la producción se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Composición del gas natural asociado.
- ✓ Volúmenes del gas natural asociado a producir.
- ✓ Cercanías de los pozos a las plantas o instalaciones de tratamiento.
- ✓ Ubicación de las infraestructuras de transporte y almacenamiento del gas natural asociado a la producción.
- ✓ Valor económico del gas natural asociado al momento de evaluar las alternativas de aprovechamiento
- ✓ Montos de inversiones asociados a transporte, medición, desarrollo, procesamiento y continuidad operativa.

6.4 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA ETAPA DE EXPLORACIÓN

Para un correcto aprovechamiento del gas natural asociado a la producción de hidrocarburo se debe reglamentar en los programas de exploración disposiciones técnicas con lo siguiente:

- ✓ Un análisis técnico-económico para el programa de aprovechamiento.
- ✓ Determinar el volumen del gas natural asociado producido.
- ✓ Determinar el volumen del gas natural asociado para aprovechamiento.

- ✓ Plan de acción en inversión para el aprovechamiento del gas natural asociado.
- ✓ Descripción detallada del inventario general de las instalaciones y equipos para la operación.
- ✓ Determinación de localización geográfica incluyendo plantas y sistemas de medición.
- ✓ Programa de mantenimiento de las instalaciones.
- ✓ Cronograma detallado de actividades.

6.5 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LA ETAPA DE PRODUCCIÓN

Para un correcto aprovechamiento del gas natural asociado a la producción de hidrocarburo se debe reglamentar en los planes de explotación disposiciones técnicas con lo siguiente:

- ✓ Un análisis técnico-económico para el programa de aprovechamiento.
- ✓ Composición del gas natural asociado a producir.
- ✓ Propuesta anual para el aprovechamiento del gas natural asociado.
- ✓ Pronostico mensual del gas natural asociado y la firma d aprovechamiento.
- ✓ Pronostico anual por el resto de la vigencia del Contrato con su forme de aprovechamiento.
- ✓ Plan de acción e inversiones contempladas conforme al programa de aprovechamiento.
- ✓ Calculo de capacidad de manejo del gas natural asociado por año, conforme a las proyecciones de gas natural a producir y en función de las acciones, proyectos e inversiones en infraestructura a desarrollar.
- ✓ Cronograma para el inicio de operaciones de las instalaciones y programa de mantenimientos anuales.
- ✓ Plan de contingencia operativa para casos de emergencia.
- ✓ Inventario actualizado en las instalaciones para aprovechamiento y quema incluyendo sistemas de medición.

6.6 PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO EN LAS PRUEBAS DE POZO

Para un correcto aprovechamiento del gas natural asociado a la producción de hidrocarburo se debe reglamentar en los planes de pruebas de pozo las disposiciones técnicas con lo siguiente:

- ✓ Identificación del pozo y área comercial.
- ✓ Intervalos probados o a probar.
- ✓ Fecha de inicio y fin de la prueba.
- ✓ Duración de la quema controlada.
- ✓ Estimación del volumen del gas natural producido y el volumen del gas no aprovechado.

6.7 SEGUIMIENTO AL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO DE LA ETAPA EXPLORATORIA

El seguimiento al aprovechamiento se debe realizar mediante un informe que la empresa operadoras deberán entregar cada seis meses, este podría estar incluido o adicional a los informes ejecutivos semestrales, los cuales son los informes que la empresas operadoras presentan al finalizar cada semestre en el cual indican las actividades que han realizado en cada semestre, y debe contener como mínimo los siguientes aspectos:

- ✓ Resultados del aprovechamiento de gas natural asociado señalando volúmenes de gas natural asociado aprovechado.
- ✓ Seguimiento al programa de mantenimiento de las instalaciones.
- ✓ Seguimiento al inicio de operaciones de los equipos dedicados al aprovechamiento.
- ✓ Seguimiento a los eventos de fuerza mayor debidamente informados para garantizar continuidad de actividades.
- ✓ Reporte de volúmenes de gas natural no aprovechado.

6.8 SEGUIMIENTO AL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO DE LA ETAPA DE PRODUCCIÓN

El caso del seguimiento al aprovechamiento en la etapa de producción las empresas operadoras deben realizar un informe, y debe contener como mínimo los siguientes aspectos, las fechas de entrega serian al finalizar cada año con los Programas de Trabajos de Explotación, en estos informes deben indicar que

actividades tiene planeadas ejecutar para el siguiente año en curso, adicional a esto al finalizar cada semestre en los Informes Ejecutivos Semestrales deben informar que actividades de las planeadas han ejecutado, lo que debe contener estos informes como mínimo es:

- ✓ Los volúmenes aprovechados de gas natural asociado.
- ✓ Seguimiento a las acciones de inversiones para el aprovechamiento del gas natural asociado.
- ✓ Porcentaje de aprovechamiento de gas natural asociado mensual.
- ✓ Las propiedades del gas natural asociado y el análisis composicional de las corrientes involucradas en el balance de gas natural asociado real.
- ✓ Cumplimiento al programa de mantenimiento de equipos para el aprovechamiento de gas natural asociado.
- ✓ Justificación de las variaciones respecto al programa de aprovechamiento de gas natural asociado.
- ✓ Resumen de eventos no programados que generaron quema de gas natural no asociado.

Por lo anterior y con el fin de dar al máximo un aprovechamiento del gas natural asociado, las empresas petroleras deben informar mensualmente por medio de un reporte un balance del gas natural asociado extraído o manejado en la actividad de campo.

6.9 PROCEDIMIENTO PARA MODIFICACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

Cuando se presente dificultades a nivel operativo en campo y se evidencien retrasos en la ejecución de los programas de aprovechamiento del gas natural asociado, se deben iniciar procedimientos para adecuar el programa bajo las siguientes consideraciones:

- ✓ Las empresas operadoras deben presentar un análisis comparativo entre el programa de aprovechamiento que se ha venido utilizando y las modificaciones que se tienen pensado realizar.
- ✓ Análisis técnico-económico que estime de una manera cualitativa y cuantitativa los efectos causados por la modificación del programa en términos técnicos, económicos y operativos, que sirva de sustento a un programa correctivo.
- ✓ Análisis por parte del operador del porqué de modificar el programa.
- ✓ Propuesta de modificación con cronograma de actividades detallado.

- ✓ Explicación de las causas por las cuales se evidenciaron los retrasos en el programa.

En caso de presentar una solicitud de modificación al programa de aprovechamiento del gas natural asociado a la entidad encargada de su revisión y aprobación y la información no esté completa, la empresa operadora del Contrato tendrá un plazo no mayor a diez (10) días hábiles para presentar la información faltante, en caso contrario no se dará por aceptada la modificación solicitada.

6.10 AVISOS DE INCUMPLIMIENTO A LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

En el caso en el que se evidencien circunstancias que dejen el riesgo la correcta ejecución de los programas de aprovechamiento del gas natural asociado, las empresas operadoras del Contrato deben informar con un plazo no mayor a diez (10) días calendarios de ocurrido el hecho, con el fin llevar a cabo planes de acción para evitar inconvenientes futuros y si es el caso modificar el programa de aprovechamiento actual.

6.11 SUPERVISIÓN AL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ejerciera como ente regulador y administrador del recurso hidrocarburífero en Colombia la supervisión del manejo del gas natural asociado y realizara las acciones necesarias para verificar el cumplimiento de la siguiente manera:

- ✓ Seguimiento continuo a las actividades de los programas de aprovechamiento del gas natural asociado en cuanto a el aprovechamiento, manejo y quema.
- ✓ Inspección, supervisión y verificación de los cumplimientos a los programas en las áreas de actividad.
- ✓ Solicitar acceso a las bases de datos, documentos o sistemas que almacenen la información referente al aprovechamiento, quema y manejo del gas natural asociado.

Las empresas operadoras deben mantener en todo momento informado a la ANH con documentación relacionada con el aprovechamiento del gas natural asociado en cuanto a usos, quemas, manejo, equipos, instalaciones, sistemas de medición utilizados para tal fin.

6.12 CONTENIDO DE LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

A continuación se presentara que debe contener un programa de aprovechamiento:

- ✓ Características y componentes del gas natural asociado.
- ✓ Objetivo de recuperación, conservación y aprovechamiento de gas.
- ✓ Programa mensual de gas aprovechado.
- ✓ Programa de quema controlada del gas natural asociado.
- ✓ Protocolos y procedimientos para aprovechamiento del gas natural asociado.
- ✓ Sistemas de medición.
- ✓ Programa de mantenimiento.
- ✓ Programa de inspección
- ✓ Acciones de aprovechamiento del gas natural asociado.
- ✓ Inversiones y actividades físicas en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y quema controlada.

6.13 TABLAS PARA LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

A continuación se presentaran las tablas necesarias para entregar los programas de aprovechamiento:

- ✓ Características y componentes del gas natural asociado.

Tabla 12. Análisis de componentes del gas

	Instalación 1	Instalación 2	Instalación 3	Instalación 4
Fecha de muestra	dd/mm/aaaa	dd/mm/aaaa	dd/mm/aaaa	dd/mm/aaaa
Componentes del gas natural asociado				
Ácido Clorhídrico				
Ácido Sulfúrico				
Agua				
Aire				
Cloro				
Contenido de Condensados				
Decanos +				
Dióxido de Azufre				
Dióxido de Carbono				
Etano				
Etileno				
Helio				

Heptanos				
Hexanos				
Hidrógenos				
i-Butano				
l-Pentano				
Metano				
Monóxido de Carbono				
n-Butano				
Nitrógeno				
Nonanos				
n-Pentano				
Octanos				
Oxígeno				
Propano	1	1	1	1
TOTAL				
Propiedades del Gas Natural Asociado				
Peso Específico (Kg/m3)				
Peso Molecular (g/mol)				
Poder Calorífico (BTU/FT3)				
Presión (PSI)				
Temperatura °f				
Densidad (Kg/m3)				

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

- ✓ Objetivo de recuperación, conservación y aprovechamiento de gas.

Consiste en establecer los objetivos de aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades exploratorias y de producción, con una breve descripción de la estrategia para alcanzar el objetivo, principales acciones, obras o iniciativas que permitan cumplir la meta de aprovechamiento que se desea alcanzar en un determinado periodo.

- ✓ Programa mensual de gas aprovechado.

Tabla 13. Programa mensual del gas natural aprovechado.

Año	aaaa												Promedio Año
Programa del gas (MMPCD)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	
Producción de gas													
Autoconsumo													
Bombeo Neumático													
Conservación													
Transferencia													
Gas natural aprovechado													
% gas aprovechado													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

✓ Programa de quema controlada del gas natural asociado.

Tabla 14. Programa de quema controlada del gas natural asociado.

Año	aaaa												
Descripción de la Actividad	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Promedio Año
Quema Controlada													
Venteo temporal													
Mantenimiento													
Uso operacional													
Causas no controladas													
TOTAL													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

Tabla 15. Programa de quema rutinaria, venteo temporal o intermitente del gas natural asociado.

Año	aaaa												
Instalación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Promedio Año
Instalación 1													
Instalación 2													
Instalación 3													
Instalación 4													
TOTAL													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

Tabla 16. Programa de quema de gas controlada por uso operacional.

Año	aaaa												
Instalación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Promedio Año
Instalación 1													
Instalación 2													
Instalación 3													
Instalación 4													
TOTAL													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

Tabla 17. Programa de quema controlada por mantenimiento

Año	aaaa												
Instalación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Promedio Año
Instalación 1													
Instalación 2													
Instalación 3													
Instalación 4													
TOTAL													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

Tabla 18. Programa de quema controlada por causas ajenas.

Año	aaaa												Promedio Año
Instalación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	
Instalación 1													
Instalación 2													
TOTAL													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

- ✓ Protocolos y procedimientos para aprovechamiento del gas natural asociado.

Las empresas operadoras deben nombrar los protocolos o procedimientos operativos a adoptar en materia de aprovechamiento de gas y anexar la documentación soporte.

Tabla 19. Protocolos y procedimiento para aprovechamiento del gas natural asociado.

Fecha	Nombre del Procedimiento
aaaa	
aaaa	
aaaa	
aaaa	

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

- ✓ Sistemas de medición.

El operador debe anexar con la siguiente tabla las fichas técnicas de los sistemas de medición.

Tabla 20. Sistemas de medición del gas natural asociado.

Tipo de medición	Tipo de medidor	Cantidad a medir	Sistema de medición (Telemétrico/manual)	Incertidumbre	Fluido	Instalación	Características técnicas adicionales

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

✓ Programa de mantenimiento.

Tabla 21. Programas de mantenimiento para el aprovechamiento del gas natural asociado.

Año	aaaa													
Instalación	Equipo	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Total
Instalación 1														
Instalación 2														
Instalación 3														
Instalación 4														

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

✓ Programa de inspección.

Tabla 22. Programas de inspección para el gas natural asociado.

Año	aaaa													
Instalación	Equipo	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Total
Instalación 1														
Instalación 2														
Instalación 3														
Instalación 4														

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

✓ Acciones de aprovechamiento del gas natural asociado.

Las empresas operadoras deben describir brevemente las estrategias y acciones a realizar, deben generar un análisis comparativo de línea base contra acciones de aprovechamiento de gas y generar un gráfico comparativo de volúmenes de aprovechamiento de gas.

Tabla 23. Acciones para aumentar el aprovechamiento del gas natural asociado.

No.	Plan de Acción	Fecha Inicio	Hora de Inicio	Fecha fin	Hora Fin	Beneficio de gas (MMPCD)
1						
2						
3						
4						
5						

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección.

Tabla 24. Comparativo y beneficio para aumentar el aprovechamiento del gas.

Programa de gas (MMPCD)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Promedio
Gas a la atmosfera sin acciones													
Gas a la atmosfera con acciones													
Beneficio de las acciones implementadas													

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

- ✓ Inversiones y actividades físicas en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y quema controlada.

Tabla 25. Inversiones para el aprovechamiento del gas natural.

Instalación	Concepto	Costo Total	Monto de la inversión (USD)												Programa 1	Programa 2	Programa 3
			ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic			
Instalación 1																	
Instalación 2																	
Instalación 3																	
Instalación 4																	

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

Tabla 26. Avance físico para el aprovechamiento del gas natural asociado.

Instalación	Concepto	Beneficio del gas (MMPCD)	% de avance del proyecto	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	Fecha de inicio	Fecha de entrada en operación
Instalación 1																	
Instalación 2																	
Instalación 3																	
Instalación 4																	

Fuente. Tabla creada por el autor, Información suministrada por Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial 7 de enero de 2016, Cuarta sección

Finalmente, las empresas operadoras al momento de enviar el programa de aprovechamiento del gas natural asociado debe ser remitido firmado por quien lo elaboro, quien lo reviso y quien lo aprobó, con sus respectivos cargos y número de tarjeta profesional.

7. CONCLUSIONES

- ✓ Teniendo en cuenta el análisis que se realizó al gas en la Cuenca de los Llanos Orientales, se concluye que no se reporta todo el gas que se está produciendo, por factores como la calibración, seguimiento, control, mantenimiento de los sistemas de medición y fiscalización del gas natural asociado a la producción de hidrocarburos.
- ✓ Los sistemas actuales de medición en algunos casos no son los óptimos, ya que no se ajustan a las necesidades físicas del campo, se seleccionan por costo mas no por requerimientos, ocasionando de esta manera una mala lectura, un mal manejo, hasta un mal seguimiento, lo cual se vería reflejado en los reportes de medición del gas natural asociado a la producción de hidrocarburos.
- ✓ La información que se reporta en los diferentes sistemas de seguimiento y control de la producción del gas natural y gas natural asociado a la producción de hidrocarburos, se demoran en los tramites de aprobación, verificación, cargue de información y lo necesario que ha dispuesto el estado para este seguimiento.
- ✓ En algunos casos no se reporta las cantidades de gas natural asociado a la producción debido a que son cifras relativamente pequeñas, las cuales no son representativas para la empresa en lo relacionado con manejo y uso, por esta razón lo queman y desprecian este recurso, esto es un desaprovechamiento de este hidrocarburo de propiedad del estado, al hacer la sumatoria de esas pequeñas cantidades de gas quemado sin reportarlo se vería reflejado en un factor económico y a su vez en pérdidas económicas para la misma empresa, la nación y la comunidad.
- ✓ Un factor de suma importancia para la toma de decisión de quema de gas es la ubicación geográfica de algunos campos en el país, debido que son de difícil acceso por geografía, por comunidades, por aspectos ambientales, o por sistemas de transporte.
- ✓ Finalmente de se puede concluir que el gas que se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a un Gas Condensado y Gas Húmedo del que se pueden obtener hidrocarburos líquidos de alto valor económico y en el sector del Piedemonte gas para para comercialización.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda utilizar la presente metodología para hacer un uso óptimo del gas natural asociado a la producción de hidrocarburo no solo para la Cuenca de los Llanos Orientales, sino para todo el país, para prevenir o mitigar el desperdicio actual de los recursos naturales no renovables.
- ✓ Se recomienda incluir esta metodología o la que el Estado Colombiano considere la más apropiada en las minutas de los Contratos de Exploración y Producción (E&P), en los Contratos de Exploración y Explotación (E&E), los Convenios de Exploración y Explotación, Convenios de Explotación, o tipo de minuta que administre el recurso hidrocarburífero en Colombia.
- ✓ Se recomienda realizar por los entes reguladores un seguimiento más profundo a este tema por las bajas cantidades que se producen para evitar desperdicios no controlados de recursos.
- ✓ Se recomienda validar, verificar y realizar controles de seguimiento a los sistemas que se estén utilizando, o que se vayan a utilizar para la medición de gas natural y gas natural asociado a la producción, para tener de esta manera datos correctos de medición de gas.
- ✓ Finalmente se recomienda incluir estos reportes en los informes contractuales de los diferentes Contratos de administración de hidrocarburos, con el fin de realizar seguimiento eficiente, eficaz y oportuno a la producción de gas natural.

BIBLIOGRAFIA

AGUDELO, Helí y Hernández Oscar. Estudio técnico para optimizar la producción de condensados de las plantas de gas de ventas en el CPF CUSIANA. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2014. P 170.

AGUILERA, Roberto et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Bogotá: ANH, Vol. 14, Segunda Edición, 2010. 150 p.

BALAGUERA, Carlos. Mejoramiento de la eficiencia de las plantas de endulzamiento de gas en Cusiana. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2013. P 43.

BARRAGAN, Rafael. Administración del gas I. Bogotá. 2009.

BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary basin. Nomenclature boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007. p 67.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema nacional de transporte de gas- Numero de Wobbe. 2008.

ESCOBAR, Diana Y BRIJALDO, Sandra. Evaluación técnica y económica para la sustitución de la cal viva por ceniza de cascarilla de arroz en la estabilización y fijación de cortes de perforación. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos, 2011. p. 60.

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. 2016.

GARCIA, Heguel. Evaluación de viabilidad técnica económica para optimización operativa de las plantas de gas en el Campo Cusiana. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2013. P 68.

GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, Aplicación de BRAM como modelo para análisis de una red de Gas Natural mediante reconciliación de datos. N° 3, año 2010.

HOYOS, Neyla. Metodología para obtener un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas: Caso de estudio Campo Cupiagua. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2009. P 170.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Octava actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008, 36 p.

LOZANO, Jorge, y SOTO, Daniel, Evaluación técnico-económica del uso del gas asociado de producción del Campo La Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas Domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y la Plata. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2013. P 173.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Republica de Colombia, Plan de abastecimiento para suministro y transporte de gas natural- Versión 2010.

MULLET, Juan. Adecuación d la planta de gas en el Campo Abanico. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2011. P 173.

PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2010, p14.

PEREZ, Julio Cesar, propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas natural, 2011.

REPUBLICA DE COLOMBIA, resolución N° 071, de diciembre de 3 de 1999, por lo cual se establece el reglamento único de transporte de gas natural (RUT), Bogotá D.C, 199, 38 páginas.

RODRIGUEZ, German, Metodología para la medición de gas en cabeza de pozo utilizando el Well Analyzer. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2012. P 67.

SANTOS, Nicolás. Operaciones básicas de procesos condensadores y rehervidores – destilación – absorción – plantas JT – Criogenia. 2011

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENEGETICA, La cadena del Gas Natural en Colombia. 2015. P 10.

VALENCIA, Iván, Informe más de 60 años de historia de la Cuenca de los Llanos Orientales. ECOPETROL S.A, Bogotá 2012

VERA, Ángela, Análisis de los sistemas, métodos y equipos para medición y fiscalización de gas. Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2011. P 56.

VILLEGAS, Andrés. Evaluación técnico económica para el aprovechamiento de gas del CPR Espinal (estación Matachín Norte y Matachín Sur). Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial del Santander, 2015.