

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA ELIMINACIÓN DE LAS
“QUEMAS” DE GAS NATURAL, MEDIANTE LA RECOLECCIÓN,
TRATAMIENTO Y MANEJO DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CASABE Y CASABE SUR DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO-SOR-GRM-
ECOPETROL S.A**

LUIS ANTONIO CASTILLO GÓMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA ELIMINACIÓN DE LAS
“QUEMAS” DE GAS NATURAL, MEDIANTE LA RECOLECCIÓN,
TRATAMIENTO Y MANEJO DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CASABE Y CASABE SUR DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO-SOR-GRM-
ECOPETROL S.A**

LUIS ANTONIO CASTILLO GÓMEZ

**Proyecto presentado como requisito para optar por
el título de especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director

Ing. ALVARO LEONARDO JÁCOME PÉREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

"DEDICATORIA".....a mi niña

Este trabajo de monografía es el requisito académico con el que concluye mi paso por la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, octava promoción, quiero dedicarlo a doña Ligia por su amor y por llevarme en sus oraciones, a mi esposa e hijas, por su amor, cariño y comprensión y porque sé que disfrutaban cada triunfo mío como propio y aquí, una dedicación muy especial a mi niña mayor, Andrea Paola....., *Andeita*, quiero compartir este triunfo con ella en particular, dedicárselo y con ello, quiero mostrarle que todos los sueños que queramos alcanzar, por mas difíciles que parezcan, los podemos lograr, ya que sólo **"depende de mí"**, así de sencillo **"depende de mí"**....., depende de mi esfuerzo personal, depende de mis motivaciones personales, familiares motivaciones de vida y quizás lo más importante, dependen del amor y la pasión con que las hagamos, eso facilita enormemente alcanzar el logro, alcanzar la meta, realizar los sueños; Cuando finalmente terminamos la tarea nos damos cuenta que todo tiempo pasa, crecemos y nos hacemos cada día más y más **"Mayores"** y nos parece que el tiempo, que cada día pasa mucho más rápido y cuando menos lo esperamos, llegamos a la meta, llegamos a donde siempre habíamos querido llegar y entonces, empezamos a recoger la cosecha, la cosecha del esfuerzo personal realizado, esta es una **"cosecha inagotable"** que dura toda nuestra vida, entonces nos reímos y nos decimos internamente, **"valió la pena"**, disfrutamos la vida hasta que mi Dios quiera, miramos a nuestro alrededor y todos los días lo reafirmamos, realmente **"valió la pena"**.

Mi niña, **"vale la pena"** el esfuerzo de ahora, su triunfo **"sólo depende de ti"**.

Finalmente un muchas gracias y "Dios le pague" al Ing. Carlos Fernando Rueda Silva, Superintendente de Operaciones del Río (pensionado), por haberme postulado en su momento, ante ECOPETROL S.A., para recibir el patrocinio de mis estudios de especialización, este y otros actos del Ing. Carlos Fernando, para con migo, realmente marcaron mi vida laboral en ECOPETROL S.A., un "Dios le pague" a la Ing(a) Silvia Margarita Palacios Vásquez, a los Ings Carlos Alberto López Melo, Robinson Jiménez Díaz, Alonso Jafet Gámez Toloza, a los compañeros del grupo multidisciplinario en la especialización, Monica, Diana, Enrique, y a todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron y me ayudaron en las diferentes etapas de esta especialización.

Misión cumplida!!!!.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1. ANTECEDENTES PROBLEMÁTICA QUEMAS DE GAS.....	15
1.1 CAMPO CASABE.....	15
1.2 CAMPO CASABE SUR.	15
2. FUENTES DE GAS NATURAL.	18
2.1 CAMPO CASABE	18
2.1.1 ARENA “A0” – Pozo Casabe-651	18
2.1.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN & TRATAMIENTO - ERT&C.....	23
2.1.3 PRODUCCIÓN DE GAS DE ANULARES DE POZOS.....	27
2.2 CAMPO CASABE SUR	30
2.3 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN POR CAMPO.....	34
3. ALTERNATIVAS PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL	36
3.1 ALTERNATIVA 1: MANEJO DE GAS CAMPO CASABE	36
3.1.1 VARIANTE OPERATIVA ALTERNATIVA No. 1	41
3.2 ALTERNATIVA 2: MANEJO CONJUNTO DE GAS CASABE Y CASABE SUR	43
4. EVALUACIONES ECONÓMICAS	46
5. CONCLUSIONES	61
6. RECOMENDACIONES.....	63
7. GLOSARIO	64
8. BIBLIOGRAFÍA	66
9. ANEXOS.....	67

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1. CAPACIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	20
TABLA 2. VOLUMEN DE GAS SUMINISTRADO A TGI.	22
TABLA 3. CROMATOGRAFÍA GAS ERT&C.....	24
TABLA 4. VOLUMEN TOTAL DE GAS.....	25
TABLA 5. VOLUMEN TOTAL DE GAS ERT&C-2.....	26
TABLA 6. VOLUMEN TOTAL DE GAS ERT&C-3.	27
TABLA 7. BALANCE GAS REMANENTE ERT&C.	27
TABLA 8. VOLUMEN MÁXIMO DE QUEMAS DE GAS CAMPOS GRM.....	29
TABLA 9. MEDICIÓN DE GAS DE ANULARES.	29
TABLA 10. PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO CASABE SUR.....	30
TABLA 11. . ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO GAS CAMPO CASABE SUR.....	31
TABLA 12. CONSUMO ACTUAL DE GPL (8 POZOS).	32
TABLA 13. CONSUMO ESPERADO DE GPL (14 POZOS).....	33
TABLA 14. BALANCE DE GAS REMANENTE (ACTUAL).....	33
TABLA 15. BALANCE DE GAS REMANENTE (ESPERADO).....	34
TABLA 16. BALANCE VOLUMÉTRICO CAMPOS CASABE Y CASABE SUR.	44
TABLA 17. PRESUPUESTO ANILLO DE GAS DE ESTACIONES (AGC).	46
TABLA 18. LÍNEAS DE GAS DE ANULARES Y ESTACIONES – COLECTOR DE GAS DE ANULARES Y ESTACIONES.....	47
TABLA 19. GASODUCTO CASABE SUR - CASABE.....	48
TABLA 20. PRESUPUESTO COMPRA DE EQUIPOS GPL.....	48
TABLA 21-1. ALTERNATIVA "0" - SITUACIÓN ACTUAL – ESCENARIO ACTUAL....	50
TABLA 21-2. ALTERNATIVA "0" - SITUACIÓN ACTUAL – CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN.....	50

TABLA 21-3. ALTERNATIVA "0" - SITUACIÓN ACTUAL – QUEMA DE GAS	51
TABLA 21-4. ALTERNATIVA "0" - PAGO DE REGALÍAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	51
TABLA 22-1. ALTERNATIVA 1A – GAS DE PRODUCCIÓN	52
TABLA 22-2. ALTERNATIVA 1A – CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN.....	53
TABLA 22-3. ALTERNATIVA 1A – QUEMA DE GAS.....	53
TABLA 22-4. ALTERNATIVA 1A – PAGO DE REGALÍAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	54
TABLA 23-1. ALTERNATIVA 1B – GAS DE PRODUCCIÓN	55
TABLA 23-2. ALTERNATIVA 1B – CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN.....	56
TABLA 23-3. ALTERNATIVA 1B – QUEMA DE GAS.....	56
TABLA 23-3. ALTERNATIVA 1B - PAGO DE REGALÍAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	57
TABLA 24-1. ALTERNATIVA 2 - PAGO DE REGALÍAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	58
TABLA 24-2. ALTERNATIVA 2 - CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN.....	59
TABLA 24-3. ALTERNATIVA 2 - QUEMA DE GAS.....	60

LISTADO DE FIGURAS

<i>FIGURA 1. MAPA ESTRUCTURAL CASABE SUR.</i>	16
<i>FIGURA 2. MG-1</i>	20
<i>FIGURA 3. MG-2 (EN MANTENIMIENTO).</i>	20
<i>FIGURA 4. MG-3.</i>	21
<i>FIGURA 5. PUNTO DE ENTREGA PK 2+900.</i>	22
<i>FIGURA 6. VOLUMEN DE GAS SUMINISTRADO A TGI.</i>	23
<i>FIGURA 7. MEDIDOR TIPO “VORTEX” SOBRE LA SALIDA DEL SCRUBBER.</i>	25
<i>FIGURA 8. MONTAJE DE MEDIDOR TEMPORAL EN ERT&C-2/3</i>	26
<i>FIGURA 9. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS, CAMPO CASABE.</i>	35
<i>FIGURA 10. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS, ARENA “A0”, CAMPO CASABE.</i>	35
<i>FIGURA 11. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS, CAMPO CASABE SUR.</i> ..	36
<i>FIGURA 12. DIAGRAMA DE PROCESO PROPUESTO EN LAS ERT&C.</i>	37
<i>FIGURA 13. DIAGRAMA DEL “AGAP”.</i>	37
<i>FIGURA 14. DIAGRAMA DE PROCESO PROPUESTO PARA EL MANEJO DE GAS DE PRODUCCIÓN DE LAS ERT&C, GAP Y GAS DEL POZO CBE-651.</i>	39
<i>FIGURA 15. DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DEL SISTEMA PROPUESTO.</i>	40
<i>FIGURA 16. DIAGRAMA DE PROCESO EN ERT&C, CONECTANDO LOS ANULARES A LAS LÍNEAS DE FLUJO.</i>	41
<i>FIGURA 17. DIAGRAMA DE PROCESO PROPUESTO PARA EL MANEJO DE GAS DE LAS ERT&C Y GAP.</i>	42
<i>FIGURA 18. ESQUEMA DE PROCESO CAMPO CASABE SUR.</i>	44
<i>FIGURA 19. ESQUEMA DEL PROCESO GENERAL – CONEXIÓN DE CASABE SUR CON EL AGC.</i>	45
<i>FIGURA 20. FUENTES DE GAS NATURAL, CONSUMO Y QUEMAS - SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA.</i>	49

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 CROMATOGRAFÍA GAS ARENA “A0” POZO CASABE-651.....	68
ANEXO 2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MOTO & GENERADORES WAUKESHA – POWER GREEN.....	69
ANEXO 3 OTROSÍ #2 - CONTRATO GAS-003-2010.....	71
ANEXO 4 RESOLUCIÓN 181495 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 2009.....	77
ANEXO 5 COMUNICACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - RADICADO 2010008705 23022010 DEL 23 DE FEBRERO DE 2010, AUTORIZACIÓN QUEMAS DE GAS CAMPOS DE GRM.....	99

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA ELIMINACIÓN DE LAS “QUEMAS” DE GAS NATURAL, MEDIANTE LA RECOLECCIÓN, TRATAMIENTO Y MANEJO DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CASABE Y CASABE SUR DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO-SOR-GRM-ECOPETROL S.A¹

AUTOR: LUIS ANTONIO CASTILLO GOMEZ².

PALABRAS CLAVES: Resolución 181495, emisiones, quemas, gas natural, continuidad operativa.

Este trabajo de monografía presenta alternativas técnico-económicas que permitan reducir y/o eliminar los venteos y quemas de gas natural al medio ambiente en los Campos Casabe y Casabe Sur, operados por la Superintendencia de Operaciones del Río de la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) de ECOPETROL S.A., viabilizando su continuidad operativa, mediante la identificación y cuantificación de las fuentes de producción de gas natural del Campo y el diseño de facilidades en etapa conceptual, para la recolección, medición y exportación para autogeneración de energía eléctrica en Casabe del gas natural remanente del tratamiento en las Estaciones de Recolección & Tratamiento de Casabe (ERT&C), gas de anulares de pozos (GAP), gas del pozo Casabe-651 (productor de la arena “A0”) y gas asociado a la producción del Campo Casabe Sur, y dar cumplimiento de esta forma a la normatividad legal ambiental que prohíbe las emisiones de gas natural al medio ambiente, en los Campos de GRM, a partir de enero de 2012 y que se encuentra expresada en la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, emanada del Ministerio de Minas y Energía.

En el libro de monografía se identifican las fuentes y usos de las corrientes de gas natural en los Campos Casabe y Casabe Sur y se diseña desde el punto de vista conceptual una estrategia operativa que permite la cuantificación y recolección del gas natural excedente, que en la actualidad se vende y quema, de tal forma que pueda dársele uso en el proyecto de autogeneración de energía eléctrica del Campo y de esta forma dar cumplimiento a la resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009.

¹ Trabajo de Monografía

² Ingeniero de Petróleos, Candidato al título de Especialista Gerencia de Hidrocarburos.

Director: Ing. Alvaro Leonardo Jácome Perez.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR TECHNICAL AND ECONOMIC DISPOSAL OF "BURNING" OF NATURAL GAS THROUGH THE COLLECTION, TREATMENT AND MANAGEMENT OF NATURAL GAS ASSOCIATED PRODUCTION FIELDS AND CASABE, CASABE SOUTH RIVER OPERATIONS SUPERINTENDENT-SOR-GRM - ECOPETROL S.A¹

AUTHOR: LUIS ANTONIO CASTILLO GOMEZ².

KEYWORDS:

This monograph proposes a technical-economical alternative to either reduce or eliminate natural gas flaring and venting to the atmosphere in the Casabe and Casabe Sur fields, operated by Ecopetrol, as part of the Superintendencia de Operaciones Del Rio under the Gerencia Regional Magdalena. The scope of work involves the identification and quantification of natural gas sources in the field, design of surface facilities in a conceptual phase, for the gathering, measurement and exporting of the remaining natural gas in the Surface production facilities, gas from the producing wells casing annulus, gas from the well Casabe-651 (completed on the upper sands A0) and associated gas from the production of Casabe Sur field, for the auto-generation of power sources in Casabe, complying with the environmental regulations clearly expressed in the resolution 181495 from September 2nd of 2009, issued by the Ministerio de Minas & Energía that states the ban the natural gas emissions to the environment.

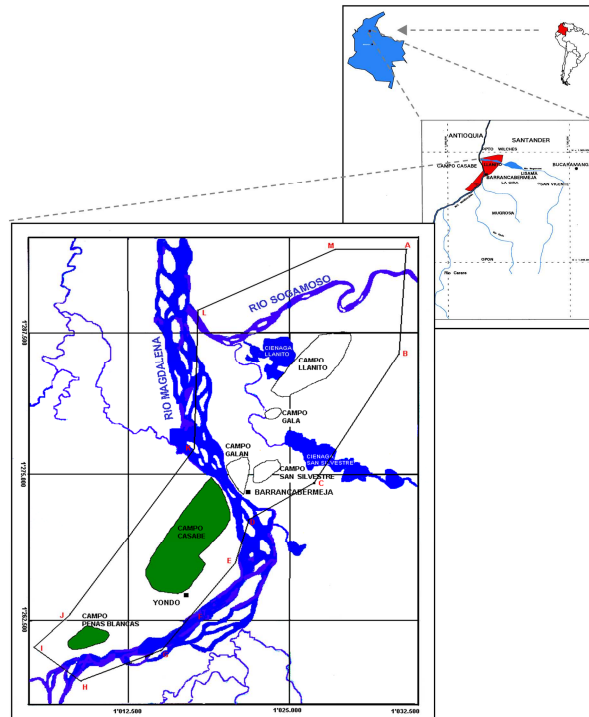
In the monograph, the sources of natural gas are identified as well as the usage given to these sources in the Casabe and Casabe Sur fields. It is also designed from a conceptual point of view, an operational strategy that allows the quantification and gathering of the excess of natural gas than up to day is vented or is flared, to be used for the project of auto-generation of power sources in the field in compliance with the resolution 181495 from September 2nd of 2009.

¹Monograph Working

²Petroleum Engineer, Candidate for the title Management Specialist Hydrocarbons.
Director: Alvaro Leonardo Perez Jácome.

INTRODUCCIÓN

El Campo Casabe operado por la Superintendencia de Operaciones del Río de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A., fue descubierto en 1941 con el pozo Casabe-1 y se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, en el municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), en la margen izquierda del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja. Inició producción oficialmente en 1945 y alcanzó el máximo pico de producción en 1953 con 46.000 barriles de petróleo por día (BPPD).



El campo produce por recuperación secundaria desde 1985 y en la actualidad acumula una producción de petróleo (N_p) de 304.849.506 barriles normales (Factor de Recobro, $FR = 17.4\%$), con un volumen acumulado de gas (G_p), de 183.359.013 miles de pies cúbicos normales (PCN), una relación gas/petróleo (GOR) de 600 PCN/barril normal, y un volumen acumulado de inyección de agua (W_i) de 530.832.097 barriles.

En la actualidad la producción promedio del campo es de 17.822 BPPD, producto de la producción individual de 266 pozos productores, 148 en bombeo mecánico y 118 pozos en bombeo por cavidades progresivas (PCP), con caudales de inyección promedio de 96.360 barriles de agua por día (BAPD), inyectados al yacimiento a través de 227 pozos inyectores abiertos, 75 inyectores convencionales y 152 inyectores de sartas selectivas.

Los Campos petroleros operados por la Superintendencia de Operaciones del Río, en el área del Magdalena Medio Antioqueño, incluyen además del Campo Casabe, los Campos Bajo Río (inactivo), Peñas Blancas (4 pozos, con un potencial de producción

de 286 BPPD) y Casabe Sur (8 pozos con un potencial de producción de 2.452 BPPD); El Campo es operado por ECOPETROL S.A. y desde el 26 de abril de 2004, se “asoció” con la Compañía Schlumberger Surencó S.A., mediante “Contrato de Servicios y Colaboración Técnica Área Casabe”.

Históricamente y debido a los bajos volúmenes de producción de gas del Campo, los pozos operan con “venteo” al medio ambiente del gas natural de los anulares para evitar “bloqueos por gas” de las bombas en pozos de BM y PCP que constituyen los sistemas de levantamiento artificial del Campo; De igual forma el gas asociado a la producción que se separa en las Estaciones de Recolección & Tratamiento (ERT&C) y que no se consume en el proceso de calentamiento y deshidratación del crudo en el Tratador Termo & Electrostático (TTE), esta direccionada a un “sistema de tea” y se quema dentro de las ERT&C; Esta corriente no se encuentra direccionada al “Anillo de Gas del Campo” (AGC), el cual se encuentra conectado al Centro de Generación de Energía Eléctrica (CGE&C), ubicado en la Estación Cóndor de Casabe (EC&C).

Debido a las regulaciones ambientales actuales en materia de “quemados y emisiones de gas natural” (Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009), las cuales, prohíben las quemados y emisiones del gas asociado a la producción, la presente monografía provee alternativas técnico-económicas que permitan reducir y/o eliminar los venteos y quemados de gas natural al medio ambiente en los Campos Casabe y Casabe Sur operados por la Superintendencia de Operaciones del Río de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A., mediante la identificación y cuantificación de las fuentes de producción de gas natural del Campo y el diseño de facilidades en fase conceptual, para la recolección, medición y exportación del gas natural remanente del tratamiento en las Estaciones de Recolección & Tratamiento de Casabe (ERT&C), gas de anulares de pozos (GAP), gas del pozo Casabe-651 (productor de la arena “A0”) y gas asociado a la producción del Campo Casabe Sur para autogeneración de energía eléctrica en Casabe, y de esta forma dar cumplimiento a la normatividad legal ambiental, sobre la prohibición de emisiones de gas natural al medio ambiente y que se encuentra expresada en la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, emanada por el Ministerio de Minas & Energía.

1. ANTECEDENTES PROBLEMÁTICA QUEMAS DE GAS

1.1 CAMPO CASABE.

El Campo Casabe operado por la Superintendencia de Operaciones del Río de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A., históricamente había operado con “venteo” al medio ambiente del gas natural de los anulares de los pozos productores, para evitar “bloqueos por gas” de las bombas de subsuelo (BM y PCP); De igual forma el gas asociado a la producción que se separa en las Estaciones de Recolección & Tratamiento (ERT&C) y que no se consume en el proceso de calentamiento del crudo en el Tratador Termo & Electroestático (TTE), esta direccionada a un “sistema de tea” y se quema dentro de las ERT&C; Esta corriente no se encuentra direccionada al “Anillo de Gas del Campo” (AGC), el cual se encuentra conectado al Centro de Generación de Energía Eléctrica (CGE&C), ubicado en la Estación Cóndor (EC&C).

Así mismo, el AGC en la actualidad, presenta mala condición mecánica por deterioro y vejez, no cumple especificaciones técnicas mínimas y además presenta altas velocidades de corrosión, porcentajes de pérdida de pared metálica entre el 40 y el 50%, presencia de múltiples asentamientos humanos a lo largo de su trayectoria, y presencia de hidrocarburos líquidos depositados a lo largo de la línea ya que carece de facilidades para realizar el mantenimiento y drenaje.

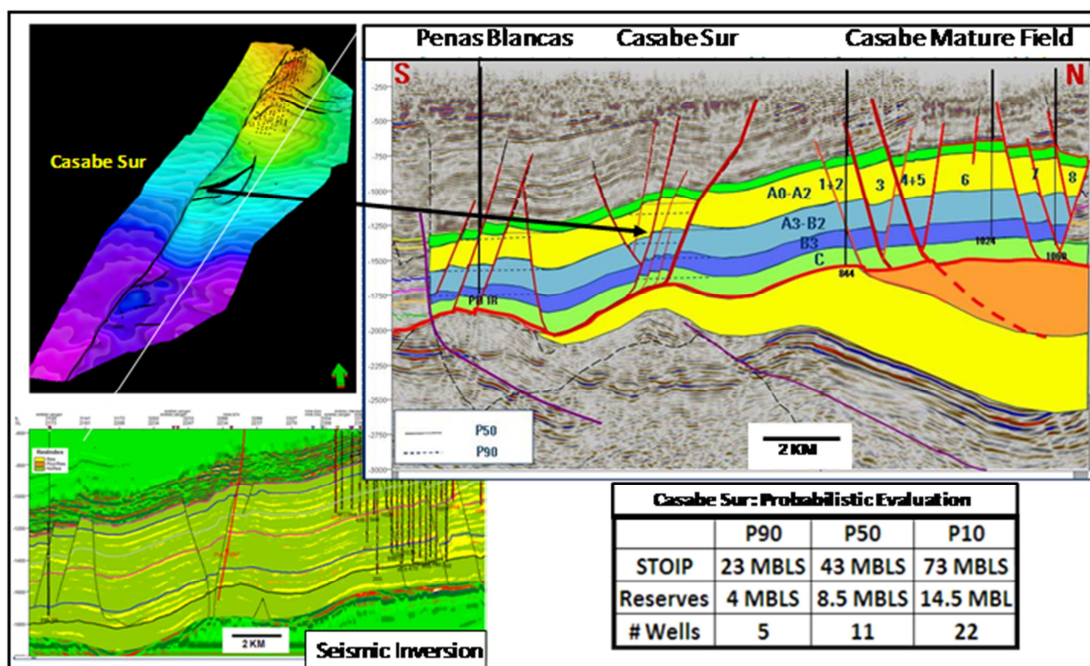
Adicionalmente el gas de los anulares de pozos productores (GAP), no se mide en forma directa ya que en el Campo Casabe no se ha tenido la “cultura de la medición del gas”, el cual siempre se había “estimado” en forma indirecta y se considera que se produce en volúmenes prácticamente despreciables por tratarse de un Campo “maduro” y de recuperación secundaria; Los volúmenes de gas de los anulares de pozos productores se infieren de las mediciones de niveles realizadas con el ECHOMETER (medición inducida).

En la actualidad las mediciones y estimados del total de las fuentes de gas natural del Campo Casabe es de aprox 1.0 MMscf/day, producto del balance del gas de ERT&C, mas el volumen de gas de anulares de pozos, el cual, se ventea al medio ambiente y se quema en teas artesanales instaladas en las locaciones de los pozos que producen volúmenes mayores a 10.0 Kscf/day ó en las teas de las ERT&C.

1.2 CAMPO CASABE SUR.

A comienzos del año 2008, buscando los límites en la parte sur del Campo Casabe y teniendo como base la información sísmica 3D adquirida en el año 2007, fue posible identificar y mapear una nueva estructura con cierre estructural por el sur, norte y oriente; y cierre por falla al occidente (Figura 1). Dicha estructura fue nombrada como Casabe Sur.

Figura 1. Mapa estructural Casabe Sur.



Fuente: Autor

Después de llevar a cabo el cálculo de reservas y de estimarse el riesgo geológico, se definió un prospecto exploratorio que resultó atractivo considerando que el P50 del OOIP y de las reservas eran de 45 MMBls y 8 MMBls, respectivamente y que su probabilidad de éxito geológico era del 70%

Con la ayuda del cubo de porosidad obtenido de la inversión sísmica se confirmó la presencia de reservorios y finalmente se aprobó la perforación del pozo Casabe Sur - 01 (CBES-001) a finales de 2008.

Para finales del año 2009, después de varios desafíos logísticos para construir la locación en un terreno de topografía accidentada y alejada de cualquier infraestructura existente, el pozo se comenzó a perforar en noviembre del 2009.

En diciembre del año 2009, el pozo CBES-001 confirmó la presencia de hidrocarburos en cantidad comercial en la nueva trampa, al encontrar petróleo en las arenas de las tres formaciones atravesadas: A, B y C; con 330 pies de espesor impregnado y una prueba de producción inicial de 1000 Barriles de crudo por día. De este modo, el pozo superó aún más, las expectativas más optimistas e inmediatamente, se dio comienzo a un proyecto de producción acelerada. Elementos de prueba y producción temprana fueron instalados en la locación y fue construida una línea de producción de 6 pulgadas que llevaría la producción hasta las instalaciones de superficie principales del Campo Casabe. En la locación fueron implementados diseños innovadores para acomodar nueve pozos en lugar de los cuatro originalmente previstos.

En diciembre del año 2009 se propuso un plan de delimitación rápida con tres pozos. Estos pozos serían perforados en paralelo con otras actividades tales como la definición del plan de desarrollo del Campo, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, para pruebas extensas, permisos de desarrollo, diseño de facilidades, etc.

Los pozos de delimitación fueron seleccionados de tal manera que aportaran la mayor información posible del campo con los siguientes objetivos específicos:

CBES-002: Incorporación de reservas del Bloque Norte (Bloque I). El cierre norte del bloque norte tenía alta incertidumbre ya que el sinclinal que lo separa del Campo Casabe propiamente dicho es muy sutil con lo que existe la posibilidad de comunicación de fluidos.

CBES-003: Delimitación lateral del reservorio. Como el pozo CBES-001 está ubicado en el tope de la estructura, la mayoría de las arenas no tenían los contactos definidos, con este objetivo entonces, se propuso la perforación del CBES-003.

CBES-004: Investigar el bloque sur del campo. El pozo CBES-004 tenía como objetivo incorporar reservas de la zona de mayor riesgo del Bloque 4 (reservas posibles); con opción de una reentrada al bloque 3 en caso que el bloque 4 resultase seco.

Con la perforación de los primeros 4 pozos del Campo Casabe Sur, se observó presencia significativa de gas de producción asociado a la producción (2.2 MMscf/day), en comparación con el pronóstico que se tenía para este Campo (1.2 MMscf/day), haciendo que las facilidades instaladas no contarán con la capacidad suficiente para manejar los altos volúmenes de gas natural, adicionalmente la línea de transferencia construida para el transporte del fluido multifásico desde Casabe Sur hasta Casabe, reflejó altas presiones en cabeza de pozo, debido al comportamiento tipo tapón que presentó el fluido como consecuencia de la topografía ondulada y la trayectoria de la línea de flujo. Debido a lo anterior el gas de producción del Campo Casabe Sur, se separa en sitio, en facilidades portátiles, parte se consume como gas combustible en los generadores-variadores, GLP, los cuales, generan la energía eléctrica para la operación de los pozos actuales y la otra parte es quemado, incumpliendo la reglamentación legal vigente.

2. FUENTES DE GAS NATURAL.

2.1 CAMPO CASABE

2.1.1 ARENA "A0" – Pozo Casabe-651

El pozo Casabe-651, perforado entre el 17 y el 24 de abril de 1984, fue completado como inyector en las arenas "A1" en septiembre de 1984; posteriormente entre el 7 y el 14 de noviembre de 2009, se cementaron las arenas "A1" (tope de cemento @ 2546 ft), y se reacondicionó como productor de gas, cañoneando las arenas "A0" (intervalos: 2397-2378 y 2362-2338); Buscando nuevas fuentes confiables de gas, con el fin de dar inicio al Proyecto de Autogeneración de Energía Eléctrica del Campo Casabe, en el cual, ECOPETROL S.A. contrata con un tercero la generación de energía eléctrica con equipos propios, le suministra el gas combustible y paga por KWatt generado, lo cual se traduce en el suministro y respaldo de energía requerida por los circuitos de potencia que alimentan los sistemas de producción e inyección, interconectado con el sistema externo de potencia que viene de la Refinería de Barrancabermeja, para dar confiabilidad en la alimentación de la carga de los circuitos del Campo Casabe; En la actualidad este esquema de generación se realiza con el Consorcio Power Green, a través del Contrato No. 5203098, suscrito el 23 de enero de 2008, el cual finaliza el 31 de diciembre de 2012.

Las reservas de gas de la arena "A0" se calcularon el 20 de octubre de 2009, mediante Prueba de Presión Estática "Isócronas" (OGIP, 21.8 GPC); Debido a la inestabilidad en el suministro eléctrico proveniente de la Refinería de Barrancabermeja, en la actualidad parte de este gas es usado para la generación de energía eléctrica para autoconsumo en los Sistemas de Producción del Campo Casabe. Así mismo desde octubre 27 de 2010, la producción de gas remanente se entrega a la empresa Transportadora de Gas Internacional, E.S.P. (TGI), para uso domiciliario en el municipio de Yondo, área de influencia del Campo Casabe y en el Corregimiento San Miguel del Tigre.

- **AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA**

Para poder asegurar la entrega del gas combustible al CGE&C, se construyó en el año 2010, un sistema de transporte en línea de acero de 4", API5L, grado X65 de 6.2 km de longitud que inicia en la cabeza del pozo, Casabe-651 y finaliza en el scrubber de llegada a la caseta del sistema de generación (este sistema se encuentra interconectado al AGC, que recoge las corrientes de gas de las ERT&C.

Adicionalmente el pozo cuenta con una válvula reguladora instalada sobre la línea de flujo, con el fin de regular la presión de salida ya que en la actualidad el pozo opera con 530 psig de presión de cabeza (THP) y se regula "aguas abajo" de la válvula de control a 90 psig, mientras que la presión final en el punto de entrada al scrubber de la caseta de generación de Power Green es de 70 psig.

En el Anexo No. 1, se presenta cromatografía del gas natural del pozo Casabe-651, productor de gas en la arena "A0".

El Consorcio Power Green, contratista de ECOPETROL S.A. en el proyecto de autogeneración de energía eléctrica en Casabe, cuenta con tres (3) motogeneradores marca Waukesha, dos (2) modelo P48GL/P48GLD (Identificados como MG-1 y MG-2) y uno (1) modelo L7044GSI (identificado como MG-3). En la configuración operativa actual los tres (3) generadores podrían operar a su máxima capacidad nominal (plena carga), el MG-3 opera con 45 psig de gas de suministro y consume aprox 440 Kscf/day, mientras que los generadores MG-1 ó MG-2, operan con 4 psig de presión de suministro y consumen aprox 260 Kscf/day cada uno.

A continuación se presenta la capacidad y especificaciones técnicas de los generadores, operando a plena carga.

En el Anexo No. 2a se presenta el detalle de las especificaciones técnicas del generador MG-3 y en el Anexo 2b el detalle de las especificaciones técnicas de los generadores MG-1 y MG-2.

Tabla 1. Capacidad del Sistema de Generación.

EQUIPOS	GENERACION MW	CONSUMO MMSCFD
MG-1	0.8	0.26
MG-2	0.8	0.26
MG-3	1.2	0.44
TOTAL	2.8	0.96

Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Figura 2. MG-1



Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Figura 3. MG-2 (en mantenimiento).



Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Figura 4. MG-3.



Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

- **USO DOMICILIARIO**

Desde el 27 de octubre de 2010 y como consecuencia del desabastecimiento de gas natural domiciliario que se presentó en el municipio de Yondo, por la rotura del cruce subfluvial del gasoducto Galán-Yondo y previa firma del Otrosí numero 2, al Contrato GAS-003-2010 existente entre la Gerencia de Comercialización de Gas de ECOPETROL S.A. y GASORIENTE S.A. E.S.P., parte de la producción de gas del pozo Casabe-651, se entrega a la empresa Transportadora de Gas Internacional, E.S.P. (TGI). Esta empresa es la encargada del transporte del gas, para uso domiciliario, en el municipio de Yondo (Antioquia) y el Corregimiento San Miguel del Tigre y que comercializan las empresas GASORIENTE S.A. E.S.P. e IMPROGAS, respectivamente. El municipio de Yondo cuenta en la actualidad con 2004 puntos de conexión de gas domiciliario¹, los cuales benefician a 7705 personas, mientras que el Corregimiento San Miguel del Tigre, cuenta con 299 puntos de conexión de gas domiciliario², los cuales benefician a 1495 pobladores.

El Otrosí numero 2 al Contrato GAS-003-2010, permitió adicionar el Campo Casabe como nueva fuente de “suministro temporal” a la población de Yondo, fijando como punto de

¹ (Fuente: GASORIENTE S.A. E.S.P)

² (Fuente: IMPROGAS)

transferencia y custodia el “hot tap” realizado en el Pk 2+900 del gasoducto Galán - Yondo, propiedad de la empresa TGI.

En el **Anexo No. 3**, se presenta copia del Otrosí 2 al Contrato GAS-003-2010.

En la Figura No.5 se presenta el punto de entrega PK 2+900, la Figura No.7 y la Tabla No.2 presentan el volumen promedio mensual de gas entregado por ECOPETROL S.A. a TGI.

Figura 5. Punto de Entrega PK 2+900.



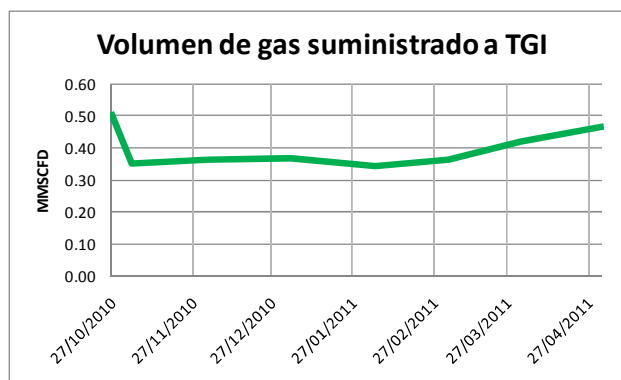
Fuente: Registro Fotográfico Trabajo TGI

Tabla 2. Volumen de Gas Suministrado a TGI.

FECHA	MMSCFD
27/10/2010	0.50
03/11/2010	0.35
02/12/2010	0.36
03/01/2011	0.37
04/02/2011	0.34
04/03/2011	0.36
01/04/2011	0.42
01/05/2011	0.46
PROMEDIO	0.40

Fuente: Acta de liquidación entrega de gas - Yondo

Figura 6. Volumen de Gas suministrado A TGI.



Fuente: Acta de liquidación entrega de gas - Yondo

2.1.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN & TRATAMIENTO - ERT&C

El Campo Casabe cuenta con tres (3) ERT&C, la ERT&C-2 y ERT&C-3, localizadas en el Sector Sur y Centro del Campo, respectivamente y la ERT&C-4, ubicada en el Sector Norte del Campo. Las ERT&C son las facilidades de producción donde se reciben las corrientes de fluidos de los pozos, se realiza la separación trifásica del fluido (crudo, agua, gas) y se realiza el tratamiento del crudo por calentamiento y coalescencia, hasta su deshidratación y transferencia a la EC&C; Actualmente el gas separado se quema en la tea que existe en cada estación, mientras que el agua libre separada se vierte al Río Magdalena, previo tratamiento, aireación y enfriamiento.

Las ERT&C se encuentran interconectadas al “Anillo de Gas de Casabe” (AGC), el cual, es una facilidad para la recolección y transporte del gas de estaciones, construido en tubería de acero de 6”, API5L, grado B, que recolecta el gas residual de los procesos de separación en las tres ERT&C, a una presión promedio entre 15 y 20 psig, previa salida del gas de consumo interno para tratamiento del crudo por calentamiento en el tratador Termo Electrostático (TTE).

La Tabla No.3 presenta la cromatografía del gas en las ERT&C.

Tabla 3. Cromatografía Gas ERT&C.

PUNTO DE MUESTREO		SEPARADOR GENERAL EST 3	SEPARADOR GENERAL EST 2	SEPARADOR GENERAL EST 4
TEMPERATURA MUESTRA		90	95	100
COMPONENTE	UNIDAD	200526749	200526751	200526752
Oxígeno	% Molar	0.0888	0.0368	0.0118
Nitrogeno	% Molar	5.1164	5.2459	2.655
Dioxido de Carbono	% Molar	0.7243	0.7292	0.7201
Metano	% Molar	89.0616	78.8105	90.1912
Etano	% Molar	1.9281	4.9504	2.5869
Propano	% Molar	1.5953	4.6126	2.0169
i-Butano	% Molar	0.3233	1.0781	0.3822
n-Butano	% Molar	0.5594	2.0638	0.7191
Neo-Pentano	% Molar	0.0139	0.0283	0.0152
i-Pentano	% Molar	0.1463	0.665	0.1808
n-Pentano	% Molar	0.1208	0.6398	0.1573
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0.0078	0.0161	0.0078
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0.0322	0.0695	0.0347
Isohexano	% Molar	0.0277	0.1588	0.0335
3-Metilpentano	% Molar	0.0168	0.0912	0.0208
n-Hexano	% Molar	0.0263	0.1847	0.0321
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0.0016	0.0044	0.0018
Metilciclopentano	% Molar	0.0343	0.0833	0.0394
Isoheptano	% Molar	0.0048	0.0298	0.0052
Benceno	% Molar	0.0124	0.0058	0.0013
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0016	0.0027	0.0012
Ciclohexano	% Molar	0.0195	0.0494	0.0207
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0.006	0.015	0.0066
3-Metilhexano	% Molar	0.0113	0.0484	0.0125
1t,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0.006	0.0136	0.0067
1c,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0.0064	0.0148	0.0072
IsoOctano	% Molar	0.0092	0.0191	0.0099
n-Heptano	% Molar	0.0066	0.0573	0.0079
Metilciclohexano	% Molar	0.0204	0.0587	0.0229
1,1,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0.0009	0.0034	0.0011
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	% Molar	0.0043	0.0103	0.0051
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0.0042	0.0072	0.0047
Tolueno	% Molar	0.003	0.0175	0.0042
2-Metilheptano	% Molar	0.0068	0.0334	0.0079
1t,etil3 metilciclopentano	% Molar	0.0057	0.0157	0.0067
1t,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0032	0.0068	0.0036
n-Octane	% Molar	0.0018	0.0158	0.0023
1c,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0028	0.0064	0.0032
Parafinas C9	% Molar	0.0079	0.0215	0.0093
2,3Dimetilheptano	% Molar	0.0012	0.0045	0.0016
o-Xileno	% Molar	0.0025	0.0079	0.0044
Etilciclohexano	% Molar	0.0019	0.0054	0.0023
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.005	0.0097	0.006
Etilbenceno	% Molar	0.0024	0.0064	0.0033
m,p-Xileno	% Molar	0.0041	0.0193	0.0059
n-Nonano	% Molar	0.0021	0.0076	0.0029
Decanos	% Molar	0.0075	0.014	0.0099
Undecanos	% Molar	0.0019	0.0031	0.0042
Dodecano+	% Molar	0.0016	0.0008	0.0027

Fuente: Deyby Vergara- Líder laboratorio de Petróleos - SOR

Actualmente la corriente de gas de producción de las ERT&C esta direccionada a la tea instalada en cada estación, esto debido a que el AGC, que permite la transferencia de gas al CGE&C, se encuentra en mala condición por vejez y deterioro mecánico de la tubería, por ende presenta baja confiabilidad. De igual forma, no cumple especificaciones técnicas, presenta altas velocidades de corrosión, altos porcentajes de pérdida de pared metálica, entre el 40 y el 50%, presencia de múltiples asentamientos humanos a lo largo de su trayectoria, presencia de

líquidos depositados a lo largo de la línea y carece de facilidades de drenaje de líquidos y trampas de envío y recibo de “marranos”, para su mantenimiento.

La ERT&C-4 cuenta con 2 sistemas de medición de gas (consumo y producción), tipo “vortex”, uno para medir el gas de consumo de los TTE, instalado sobre la línea de gas que alimenta los quemadores (60 Kscf/day), y otro sobre la línea de salida del scrubber, el cual mide el volumen de gas total separado en la estación (Figura No. 7). En este punto la corriente de gas puede ser direccionada al sistema de tea o al AGC.

Figura 7. Medidor tipo “vortex” sobre la salida del scrubber



Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Los datos volumétricos de medición de gas manejado en la ERT&C-4, se presentan en la Tabla No.4.

Tabla 4. Volumen Total de Gas

MES /2010	Qg (KSCFD)
JUNIO	570
JULIO	600
AGOSTO	630
SEPTIEMBRE	630
OCTUBRE	630
NOVIEMBRE	800
PROMEDIO	643

Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

De igual manera durante los meses de octubre y noviembre de 2010, se realizaron mediciones del gas producido y manejado en las ERT&C-2 y 3, utilizando un medidor tradicional de carta y platina de orificio (Figura No.8).

Figura 8. Montaje de medidor temporal en ERT&C-2/3



Fuente. Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Los datos liquidados de producción de gas en las ERT&C-2 y 3, se presentan en las Tabla No. 5 y 6, respectivamente.

Tabla 5. Volumen Total de Gas ERT&C-2.

ERT&C 2							
Fecha	25/10/2010	29/10/2010	30/10/2010	31/10/2010	01/10/2010	02/10/2010	PROMEDIO
PRODUCCION DE GAS KSCFD	61	55	55	52	48	45	53
PRODUCCION DE CRUDO, BOPD	1753	1595	1624	1633	1805	2276	1781
GOR	35	34	34	32	27	20	30

Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Tabla 6. Volumen Total de Gas ERT&C-3.

ERT&C 3					
FECHA	25/10/2010	29/10/2010	30/10/2010	31/10/2010	PROMEDIO
PRODUCCION DE GAS KSCFD	118	132	104	148	126
PRODUCCION DE CRUDO, BOPD	2749	2997	3102	2773	2905
GOR	43	44	34	53	43

Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

Actualmente se encuentran en proceso de compra los medidores tipo vortex, para la medición de los volúmenes de gas de consumo en el TTE y gas total manejado en las ERT&C-2 y 3. El rango de medición para estos medidores varía entre 50 y 1000 Kscf/day.

La Tabla No.7, presenta el balance de gas remanente en las ERT&C

Tabla 7. Balance Gas Remanente ERT&C.

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN (KSCFD)	CONSUMO (KSCFD)	DISPONIBLE (KSCFD)
Estación 2	53	53	-
Estación 3	126	60	66
Estación 4	760	120	640
Total	939	233	706

Fuente: Ingeniera Silvia Margarita Palacios – Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río

2.1.3 PRODUCCIÓN DE GAS DE ANULARES DE POZOS

En el Campo Casabe y específicamente en el sector norte, se identificaron veinte (20) pozos con relativa “alta producción de gas” ($Q_g > 10.0$ Kscf/day), comparados con los otros pozos del Campo; Estos pozos operan con los anulares abiertos a la atmosfera y cuentan con teas artesanales, instaladas en su misma locación para la quema del gas insitu, con el fin de evitar la formación de “atmósferas explosivas” por venteos al medio ambiente.

Esta práctica operacional fue aceptada por el Ministerio de Minas y Energía hasta el 2 de septiembre de 2009, fecha de emisión de la Resolución 181495, la cual reglamenta

y prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmosfera; el artículo 52 de dicha resolución establece las siguientes normas:

Parágrafo 1º: Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”. La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyektividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.

Parágrafo 2º: Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se deberá presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

Parágrafo 3º: Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

Parágrafo 4º: Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.

De igual forma la misma resolución establece las circunstancias o condiciones en las cuales se exceptúa la aplicación de esta resolución, transcribo textualmente.....”Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía”.

De acuerdo con el parágrafo 3º y según comunicación radicado 2010008705 23022010 del 23 de febrero de 2010, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, notificó el volumen máximo de quemas de gas para los Campos de producción de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A, los cuales se resumen en la Tabla No.8.

En el Anexo No. 4, se presenta copia de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.

En el Anexo No. 5, se presenta copia de la comunicación radicado 2010008705 23022010 del 23 de febrero de 2010, dirigida a la Gerencia Regional Magdalena Medio por el Ministerio de Minas y Energía

Tabla 8. Volumen máximo de quemas de gas Campos GRM.

CAMPOS	1er Semestre 2010	2do Semestre 2010	2011
LLANITO	2.00%	1.00%	0.60%
LISAMA	2.00%	1.00%	0.60%
LA CIRA-INFANTAS	2.00%	2.00%	2.00%
PROVINCIA	2.00%	1.40%	1.00%
YARIGUI-CANTAGALLO	2.00%	2.00%	1.00%

Fuente: Comunicado Plan de reducción de Quemas GRM – ECOPETROL, Ministerio de Minas y Energía

Como primera acción para dar cumplimiento a la Resolución 181495, la Superintendencia de Operaciones del Río-SOR-GRM, realizó las mediciones volumétricas de gas de anulares en los 20 pozos del Campo Casabe, en los cuales se tienen teas artesanales instaladas y que producen volúmenes mayores a 10 Kscf/day, para posteriormente plantear el esquema operativo que permita eliminar estas emisiones al medio ambiente.

La Tabla No. 9 resume los pozos que cuentan con teas y que producen volúmenes de gas mayores a 10 Kscf/day.

Tabla 9. Medición de gas de anulares.

MEDIDAS PROMEDIO DE GAS ANULAR TOMADAS DEL ECHOMETER	
POZO	KPCD Promedio
236	25.00
1051	20.00
1088D	20.00
1086	19.00
1055D	18.00
1123D	18.00
1099D	17.00
1052D	16.00
1049D	15.00
374	14.00
1153D	13.00
1053D	13.00
1101D	13.00
1147D	12.00
1048	12.00
415	12.00
168	11.00
1122	11.00
1103D	11.00
1120D	10.00
TOTAL	300.00

Fuente: Ingeniero Michel Bohorquez, Dpto. de Producción Casabe

2.2 CAMPO CASABE SUR

Actualmente en el Campo Casabe Sur se han perforado y se encuentran en producción ocho (8) pozos (CBES-1/2/3/4/7/9/17 y 25D). El pozo CBES-3 presentó alta producción de gas, por lo cual se le realizaron trabajos de cementación forzada (squeeze), para aislar las arenas gasíferas y reducir de esta forma el caudal de producción de gas, logrando reducir de 950 a 500 Kscf/day su producción diaria actual.

La Tabla No. 10 resume la producción actual de los pozos activos del Campo Casabe Sur.

Tabla 10. Producción de gas Campo Casabe Sur

POZO	OIL BOPD	GAS SCFD	LIQUIDO BFPD	AGUA BWPD	BSW %
CASABE SUR 01	307	400	311.66	4.66	1.5%
CASABE SUR 02	115	12	115.46	0.46	0.4%
CASABE SUR 03	453	500	457.11	4.11	0.9%
CASABE SUR 04	136	22	139.63	4	2.6%
CASABE SUR 07	156	13	157.25	1.25	0.8%
CASABE SUR 09	696	117	703.73	7.73	1.1%
CASABE SUR 17	328	18	328.98	0.98	0.3%
CASABE SUR 25D	174	18	174.34	0.34	0.2%
TOTAL	2,365	1100	2,388	23	

Fuente: Reportes de Producción Campo Casabe Sur, Dpto. Producción Casabe.

La Tabla No. 11, presenta el análisis cromatografico del gas natural de los pozos del Campo Casabe Sur.

Tabla 11. . Análisis cromatografico gas Campo Casabe Sur

COMPONENTES	CASABE SUR 1	CASABE SUR 2	CASABE SUR 4	CASABE SUR 3
FECHA	05/01/2010	26/07/2010	10/09/2010	24/09/2010
HORA	00:40 AM	2:40 AM	1:10 PM	12:00 PM
C ₁	80.560	87.705	87.573	88.653
C ₂	1.045	1.534	1.255	1.179
C ₃	0.492	1.079	0.505	0.632
IC ₄	0.116	0.286	0.171	0.177
NC ₄	0.141	0.480	0.163	0.272
IC ₅	0.064	0.212	0.097	0.134
NC ₅	0.049	0.203	0.075	0.128
C ₆ ⁺	0.256	0.067	0.027	0.047
O ₂	6.136	0.014	0.011	0.000
N ₂	11.119	8.336	10.083	8.710
H ₂	0.000	0.000	0.000	0.000
CO	0.000	0.000	0.000	0.000
CO ₂	0.021	0.085	0.041	0.069
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	100.000	100.000	100.000	100.000
Gravedad Especifica	0.65703	0.62925	0.61701	0.61635
Densidad (Lbs/Gln)	0.05014	0.04802	0.04709	0.04704
Peso Molecular	18.99487	18.18654	17.83640	17.81605
Riqueza Gas (GPM)	0.35296	0.35296	0.34162	0.76296
Poder Calorífico Neto Ideal (BTU)	784.1215	784.1215	845.9624	888.7182
Poder Calorífico Neto Real (BTU)	785.5393	785.7684	847.5664	890.4695
Poder Calorífico Gross Ideal (BTU)	854.7938	866.9117	935.4979	981.7782
Poder Calorífico Gross Real (BTU)	856.339	868.733	937.272	983.713
Factor de Compresibilidad	0.99820	0.99790	0.99811	0.99803
Densidad del Aire	0.0763184			

Fuente: Deyby Maria Vergara- Líder Laboratorio de Petróleos - SOR

Como estrategia operativa para el manejo del gas natural que permita reducir las emisiones al medio ambiente y la quema de gas en tea, los pozos del Campo Casabe Sur operan con energía eléctrica suministrada por Generadores & Variadores de 100 HP (GPL, marca UNICO), equipos alimentados por gas natural producido por los pozos, el cual, se separa y regula para suministro como gas combustible; Aunque existe un proyecto para la construcción de una subestación eléctrica (SE) y el tendido de redes de energía que permitan energizar el Campo Casabe Sur a través de la red pública interna del Campo, la cual, estaría terminada a finales del año 2012; los pozos del Campo Casabe Sur continuarían siendo alimentados por los GPL en forma principal y en forma de “respaldo” de la red pública, cuando se encuentre en servicio la SE (mediano plazo).

El consumo actual de gas para la operación de los GPL es de aproximadamente 480 Kscf/day (ver Tabla No.12, consumo nominal por pozo de 60 Kscf/day).

El proyecto Casabe Sur contempla la perforación de seis (6) pozos productores adicionales en la vigencia 2011 (CBES-5/6/8/10/11 y 13), para completar un total de 14 pozos, los cuales estarían operando con GPL, con un consumo total estimado de 840 Kscf/day (ver Tablas No. 12/13/14 y 15).

Tabla 12. Consumo actual de GPL (8 pozos).

POZO	GENERACIÓN HP	CONSUMO KSCFD
CBES-1	100	60
CBES-2	100	60
CBES-3	100	60
CBES-4	100	60
CBES-7	100	60
CBES-9	100	60
CBES-17	100	60
CBES-25D	100	60
TOTAL		480

Fuente: Departamento de Producción Casabe

Tabla 13. Consumo Esperado de GPL (14 pozos)

POZO	GENERACIÓN HP	CONSUMO KSCFD
CBES-1	100	60
CBES-2	100	60
CBES-3	100	60
CBES-4	100	60
CBES-5	100	60
CBES-6	100	60
CBES-7	100	60
CBES-8	100	60
CBES-9	100	60
CBES-13	100	60
CBES-14	100	60
CBES-17	100	60
CBES-18	100	60
CBES-25D	100	60
TOTAL		840

Fuente: Departamento de Producción Casabe

Tabla 14. Balance de gas remanente (actual)

POZO	PRODUCCIÓN KSCFD	CONSUMO KSCFD	DISPONIBLE KSCFD
CBES-1	400	60	340
CBES-2	12	60	-
CBES-3	500	60	440
CBES-4	22	60	-
CBES-7	13	60	-
CBES-9	117	60	-
CBES-17	18	60	-
CBES-25D	18	60	-
TOTAL	1100	480	620

Fuente: Departamento de Producción Casabe

Tabla 15. Balance de gas remanente (esperado)

POZO	PRODUCCIÓN KSCFD	CONSUMO KSCFD	DISPONIBLE KSCFD
CBES-1	378	60	318
CBES-2	11	60	-
CBES-3	473	60	413
CBES-4	21	60	-
CBES-7	12	60	-
CBES-9	111	60	51
CBES-17	17	60	-
CBES-25D	17	60	-
CBES-5	18	60	-
CBES-6	18	60	-
CBES-8	18	60	-
CBES-13	18	60	-
CBES-14	18	60	-
CBES-18	18	60	-
TOTAL	1149	840	309

Fuente: Departamento de Producción Casabe

Tabla No. 16 Resumen Gas Remanente Casabe Sur

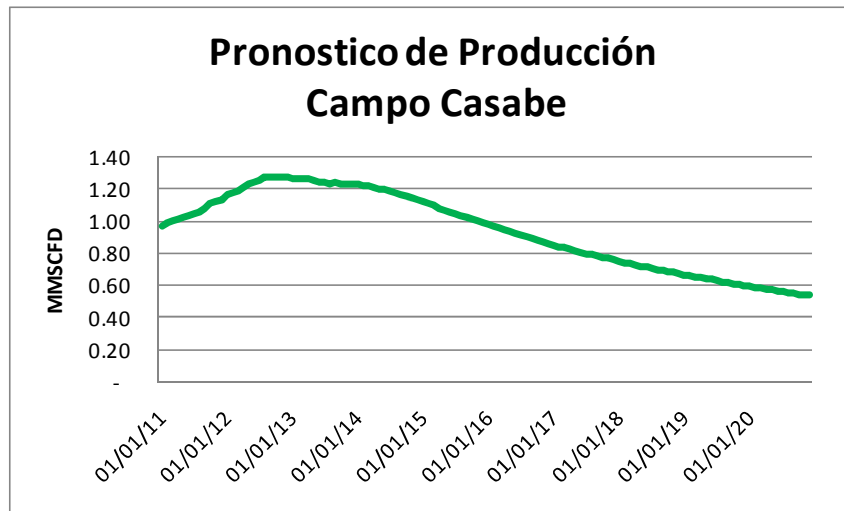
CAMPO CASABE SUR	PRODUCCIÓN KSCFD	CONSUMO KSCFD	DISPONIBLE KSCFD
Junio de 2011	1100	480	620
Diciembre de 2011	1149	840	309

Fuente: Dpto. Producción Casabe

2.3 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN POR CAMPO.

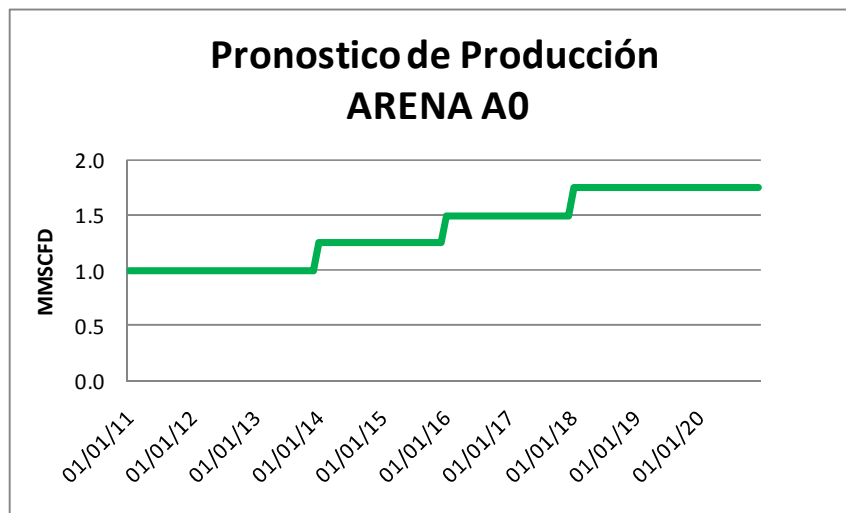
Los pronósticos de producción de los Campos Casabe y Casabe Sur, los cuales servirán como base para el desarrollo del Proyecto para reducir las emisiones de gas al ambiente y dar cumplimiento a la Resolución 181495, se presentan a continuación (Figura No. 9, 10 y 11).

Figura 9. Pronóstico de Producción de Gas, Campo Casabe.



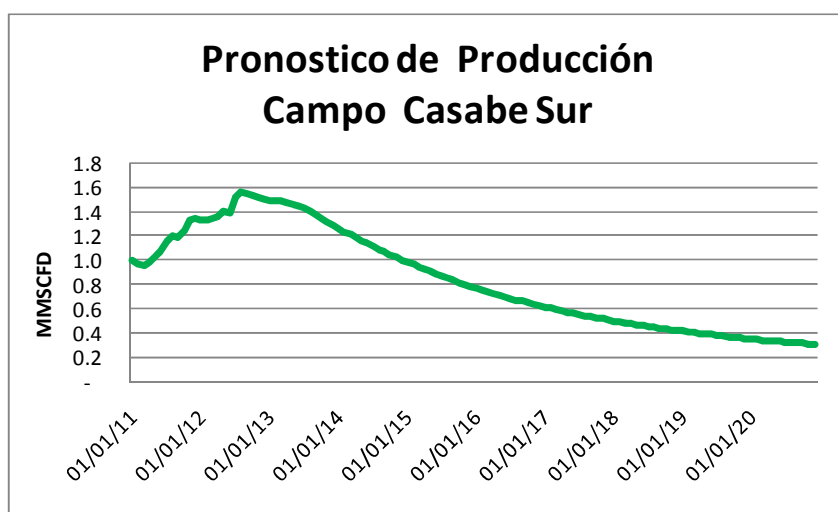
Fuente: Ingeniero Cesar Leal, Líder de Yacimientos Gerencia Técnica de Desarrollo, Alianza ECOPELROL-SCHLUMBERGER

Figura 10. Pronóstico de Producción de Gas, Arena "A0", Campo Casabe.



Fuente: Ingeniero Cesar Leal, Líder de Yacimientos Gerencia Técnica de Desarrollo, Alianza ECOPELROL-SCHLUMBERGER

Figura 11. Pronóstico de Producción de Gas, Campo Casabe Sur



Fuente: Ingeniero Cesar Leal, Líder de Yacimientos Gerencia Técnica de Desarrollo, Alianza ECOPEL-SCHLUMBERGER

3. ALTERNATIVAS PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL

3.1 ALTERNATIVA 1: MANEJO DE GAS CAMPO CASABE

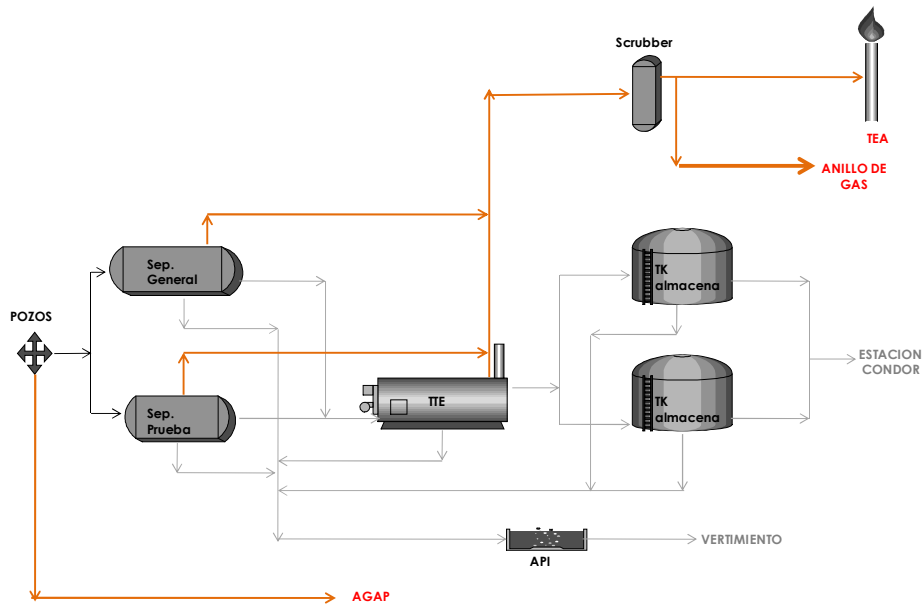
Como alternativa operativa para dar cumplimiento a la Resolución del Ministerio de Minas & Energía, la cual nos obliga a eliminar emisiones y quemas del gas natural asociado a la producción del Campo Casabe, se plantea la exportación del gas al CGE&C instalado en la EC&C, con lo cual esperaríamos generar hasta 2.8 MWatt de energía eléctrica, los cuales reducirían en esta cantidad la dependencia actual de la refinería de Barrancabermeja, la cual, provee al Campo 11 MWatt, para los circuitos de producción (4 a 3 MWatt) e inyección (7 a 8 MWatt).

De acuerdo con los balances volumétricos realizados entre el gas separado en las ERT&C y el gas de los anulares de pozos (volumen de gas que actualmente es venteado y quemado), podemos disponer de un volumen total de gas remanente para consumo como gas combustible en generación de aprox 1.0 MMscf/day.

El CGE&C funciona en forma continua con 3 plantas de generación en servicio, las cuales requieren un consumo de gas combustible operando a plena carga de aprox 960 Kscf/day, el gas excedente, es decir, aprox 40 Kscf/day se enviaría a la tea de la EC&C.

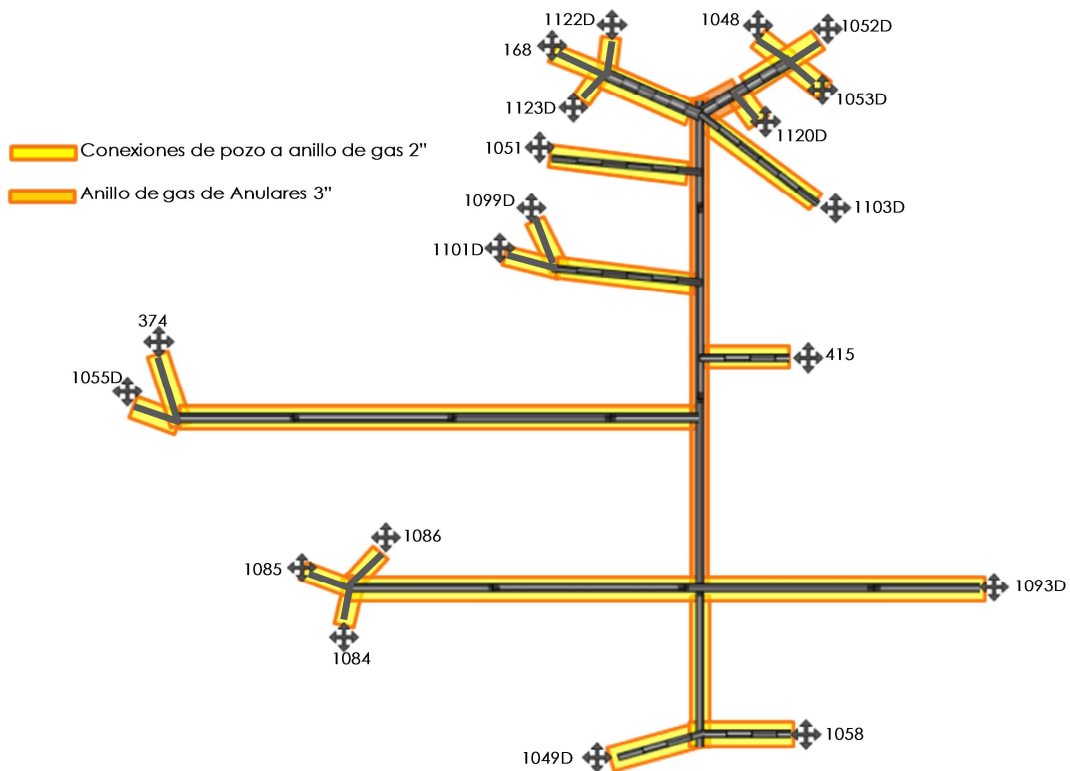
De esta manera en las ERT&C, el gas residual del proceso de tratamiento del crudo, se exportará desde el scrubber que recibe la corriente de gas del separador general y opera entre 15 y 20 psig, hasta el nuevo "AGC", el cual se construiría en tubería de línea de 6" de diámetro nominal, API5L, grado B (Figura No. 12), mientras que el GAP, se recolectará en el "AGAP", el cual se construiría en tubería de línea de 3" de diámetro nominal, API5L, grado B (Figura No. 13).

Figura 12. Diagrama de proceso propuesto en las ERT&C.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

Figura 13. Diagrama del "AGAP".



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

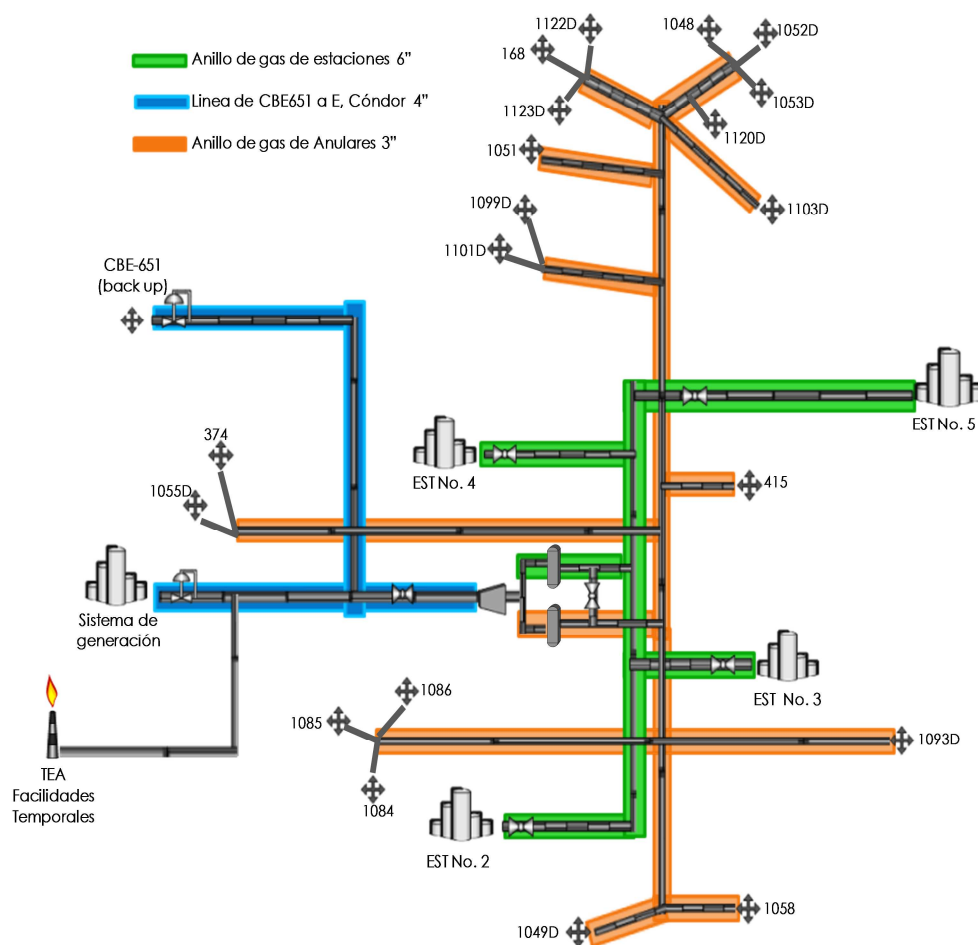
En el punto donde convergen la corriente de gas provenientes de los dos anillos (área aledaña a la ERT&C-3), ubicada a 1.2 km de la Estación Cóndor, la corriente de gas llegaría a dos (2) scrubbers, uno para cada anillo de gas, los cuales estarían operando con una presión de aprox 10 psig, para posteriormente entregarlos libre de partículas liquidas al sistema de compresión, el cual garantiza que se tenga una presión de llegada a la Estación Cóndor de 80 psig aproximadamente. La línea de descarga del compresor se conectará con la línea de 4" proveniente del pozo Casabe-651, la cual también confluye en la EC&C y llega al CGEC.

Los scrubbers que reciben las corrientes de gas de las ERT&C y de los anulares de manera independiente, deben contar con elementos filtrantes (demister), con el fin de retener los condensados generados o líquidos arrastrados por la corriente de gas, así mismo, aguas arriba de los scrubbers, las líneas se interconectan con juego de válvulas que permitan by-pasear cualquiera de los dos scrubbers y facilitar el mantenimiento de los mismos.

Los líquidos retenidos en los scrubber así como los alivios generados por sobrepresión de los equipos, se enviarán a un sumidero, el cual deberá estar cubierto para evitar el rebose por aguas lluvias.

Teniendo en cuenta la inestabilidad del volumen de gas de las ERT&C, ya que depende de la normalidad y continuidad operativa del Campo y de la producción individual de cada pozo, el pozo Casabe-651, se mantendría cerrado y asegurado en cabeza y actuaría como una fuente de respaldo, en caso de presentarse cualquier perturbación en el suministro de gas desde las ERT&C y anulares, el pozo Casabe-651 se abriría para aportar el volumen de gas requerido para suplir la demanda de gas combustible de las plantas generadoras, asegurando un suministro de gas constante a los generadores, mientras que en caso de tener un volumen de gas en exceso o mayor al requerido para la operación normal de las plantas generadoras, el volumen de gas excedente será enviado a la tea de la EC&C; La línea de interconexión de 3" entre el sistema de generación y la tea, ya existe (Figura No. 14).

Figura 14. Diagrama de proceso propuesto para el manejo de gas de producción de las ERT&C, GAP y gas del pozo CBE-651.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

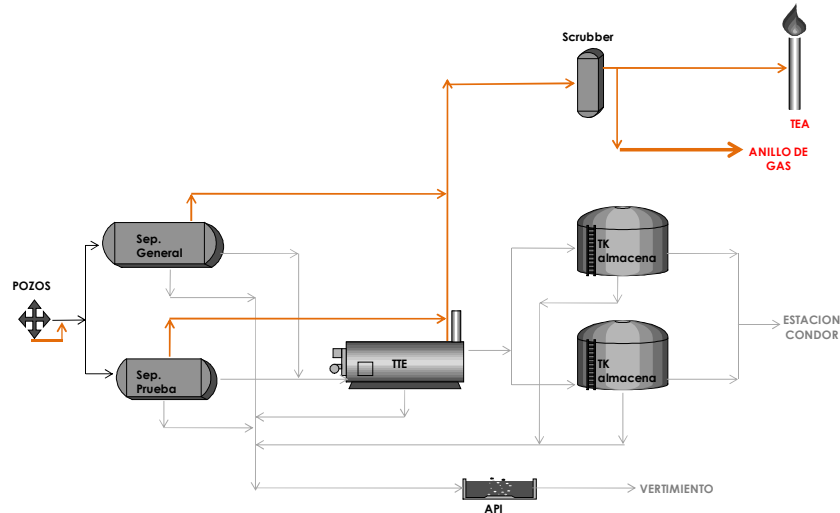
- **SIMULACIÓN EN PIPEPHASE**

El sistema de operación propuesto fue modelado en el software “PIPEPHASE” con el fin de determinar el comportamiento de presión, tanto en las ERT&C como en los pozos, de esta manera se logró seleccionar el diámetro óptimo de la tubería para la construcción del “AGAP”. En la Figura No. 15, se presenta la distribución de presiones del sistema propuesto:

3.1.1 VARIANTE OPERATIVA ALTERNATIVA No. 1

Este esquema operativo también tiene la opción de cerrar los anulares al medio ambiente y conectarlos mecánicamente a su línea de flujo, evitando de esta forma construir el “AGAP”; recibiendo el gas de anulares directamente en las ERT&C, a través de las líneas de flujo de los pozos (Figura No. 16 y 17). De esta manera el CGE&C, estará alimentado directamente desde las ERT&C.

Figura 16. Diagrama de proceso en ERT&C, conectando los anulares a las líneas de flujo.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

Las facilidades requeridas en el Campo Casabe para el envío del gas natural remanente hasta el CGE&C son:

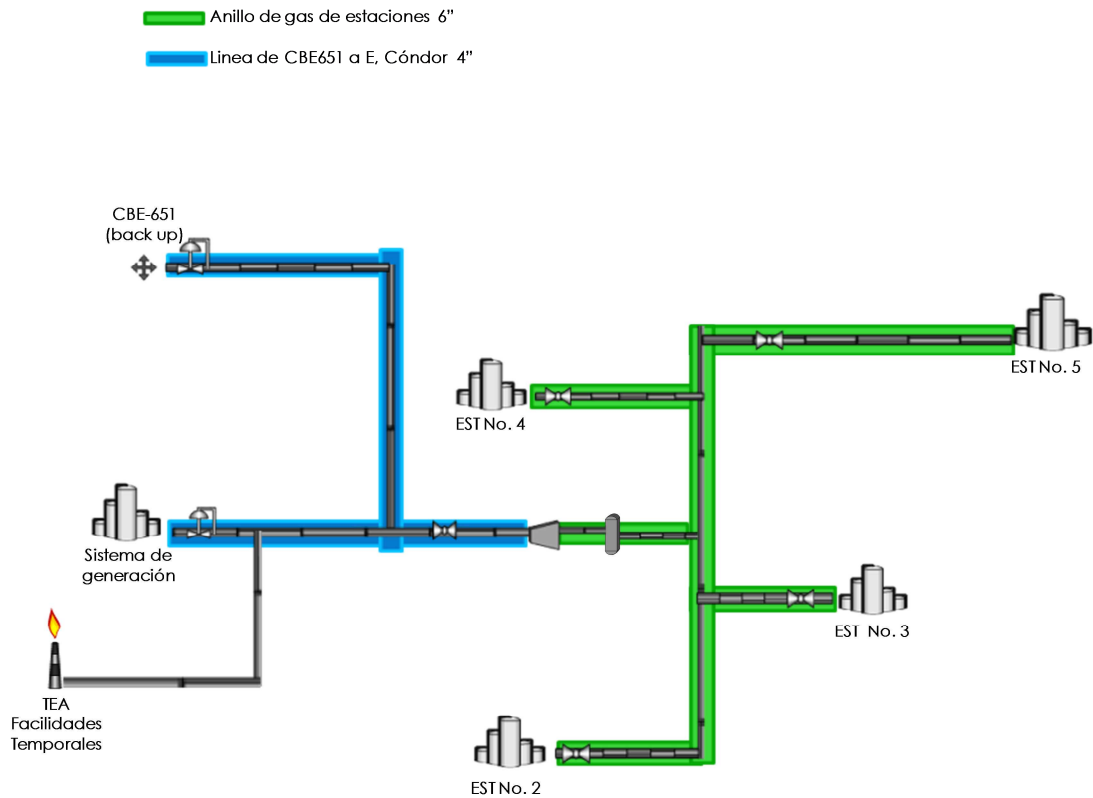
1. Construcción de un nuevo “AGC”, en reemplazo del “AGC” actual, que reciba el gas separado en las ERT&C y que este provisto de facilidades para drenaje de líquidos y condensados, así como trampas de envío y recibo de “marranos” para su mantenimiento.
- 2.a Construcción del “Anillo de Gas de Anulares de Pozos” (AGAP), para recolectar el gas de los anulares de pozos que actualmente son venteados al medio ambiente o quemado en las teas artesanales instaladas en las locaciones, provisto con facilidades para drenaje de líquidos y condensados, así mismo trampas de envío y recibo de “marranos” para su mantenimiento.

2.b Como variante de la construcción del “AGAP” se presenta la conexión mecánica de los anulares de los veinte (20) pozos que producen con alto GOR (Tabla 9), a las líneas de flujo para eliminar las teas artesanales y por ende las quemas de gas.

3. Adquisición, montaje y puesta en servicio de un motocompresor para la compresión y exportación del gas remanente de las ERT&C, que recibe las corrientes de gas del “AGC” y del “AGAP” y lo transporta hasta el CGE&C.

4. Adquisición, montaje y puesta en servicio de medidores volumétricos de gas, tipo vortex, los cuales se instalarían sobre la línea de gas de salida de las ERT&C-2 y 3 al AGC, como forma de control de la producción de gas del campo y medida de aseguramiento del gas que se está enviando al sistema de autogeneración.

Figura 17. Diagrama de proceso propuesto para el manejo de gas de las ERT&C y GAP.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

3.2 ALTERNATIVA 2: MANEJO CONJUNTO DE GAS CASABE Y CASABE SUR

Esta alternativa contempla la compra e instalación de GPL para 5 pozos productores del Campo Casabe (CBE-1048, 1052D, 1103D, 1106D y 1112D), los cuales producen con alto GOR, tienen teas artesanales instaladas y son de alto potencial (potencial promedio 130 BPPD/pozo), y en la actualidad se encuentran conectados a subestaciones eléctricas que se encuentran muy cargadas, incluso por encima de su capacidad máxima nominal (Max capacidad = 500 KVA), afectando la confiabilidad eléctrica; El esquema de operación propuesto para estos pozos, permitiría eliminar las emisiones de gas al medio ambiente y aumentar la confiabilidad eléctrica. El consumo aproximado de cada GPL es de 60 Kscf/day aproximadamente, con lo cual se garantiza un consumo total de 300 Kscf/day, volumen proveniente de los anulares, el cual que se consumiría en sitio y no llegaría a las ERT&C, ni se enviaría al medio ambiente.

Así mismo, en el Campo Casabe Sur adicional al consumo de gas de los 14 GPL que estarán en funcionamiento en diciembre de 2011 (consumo de 840 Kscf/day), para el manejo del gas separado en las facilidades de producción ubicadas en Casabe Sur se proyecta la construcción de un gasoducto en tubería de línea de 4" de diámetro nominal y 9 km de longitud aproximadamente, que permita la exportación del gas excedente y empalme con el AGC para asegurar el envío de gas al sistema de generación junto con el gas proveniente de las ERT&C. Para tal fin se deberá diseñar, comprar, instalar y poner en funcionamiento un sistema de compresión que permita la exportación del gas excedente de Casabe Sur (350 Kscf/day aproximadamente), con Presión de succión de 20 psig y presión de descarga entre 70 y 80 psig.

De esta manera no se construiría el "AGAP" y se eliminaría la quema de gas en el Campo Casabe.

La Tabla No. 16 resume el balance volumétrico de Casabe y Casabe Sur.

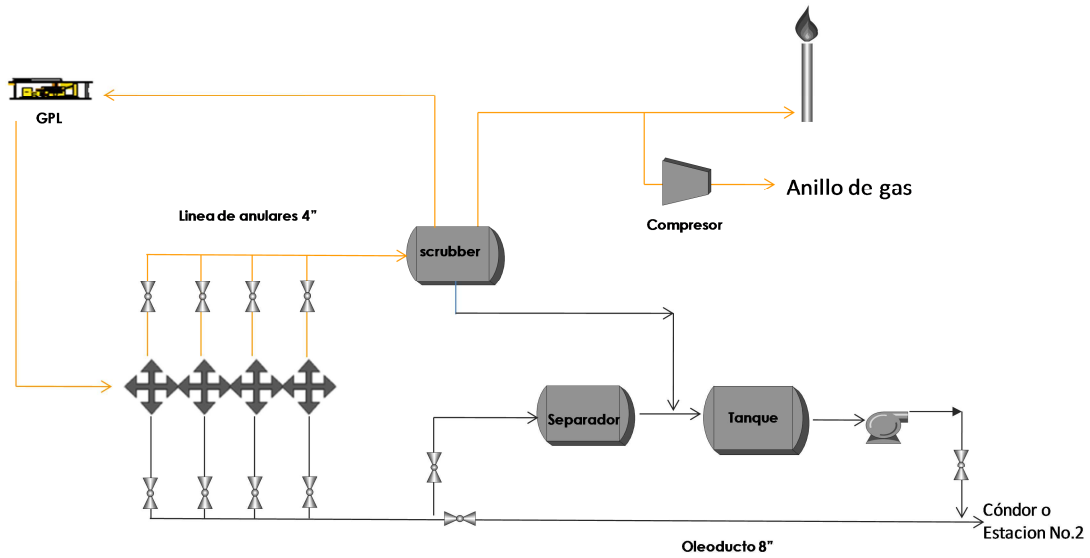
Las Figuras No. 18 y 19 presentan el esquema de proceso de la alternativa No. 2.

Tabla 16. Balance Volumétrico Campos Casabe y Casabe Sur.

CAMPO	PRODUCCIÓN KSCFD	CONSUMO GPL KSCFD	CONSUMO CGE&C KSCFD	DISPONIBLE KSCFD
Casabe	1000	300	960	49
Casabe Sur	1149	840		
Total	2149	1140	960	49

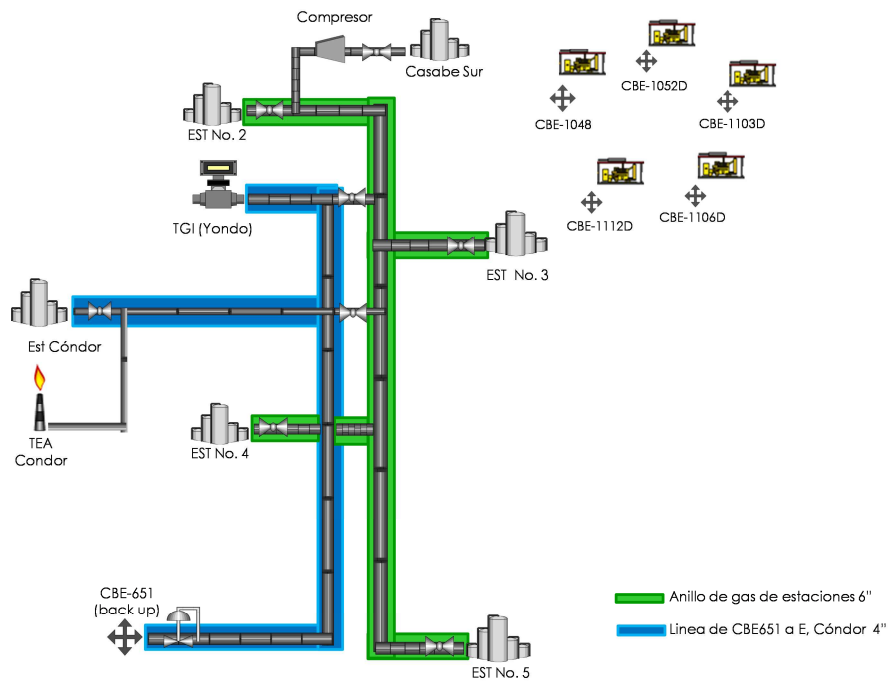
Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Río

Figura 18. Esquema de Proceso Campo Casabe Sur.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y Tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

Figura 19. Esquema del Proceso General – Conexión de Casabe Sur con el AGC.



Fuente: Informe Técnico Manejo de gas de Producción de Estaciones de Recolección y tratamiento de Pozos con venteo de gas por anulares, Dpto. Ingeniería y Confiabilidad del Río.

4. EVALUACIONES ECONÓMICAS

Tabla 17. Presupuesto Anillo de Gas de Estaciones (AGC).

LINEAS DE GAS DE ESTACIONES (AGC)					
UNIDAD	DIAMETRO in	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$	
ESTUDIO "DETERMINACION DE CAUDAL VOLUMETRICO DE SALIDA DE LOS VENTEOS DE GAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CASABE"	EA	1	\$ -	\$ -	
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-4)	ML	400	\$ 170.000	\$ 68.000.000	
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-5)	ML	1850	\$ 170.000	\$ 314.500.000	
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-3)	ML	200	\$ 170.000	\$ 34.000.000	
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-2)	ML	1000	\$ 170.000	\$ 170.000.000	
VALVULAS DE COMPUERTA DE 6" x 150# ANSI	EA	4	\$ 1.400.000	\$ 5.600.000	
VALVULAS CHEKE DE 6" x 150# ANSI	EA	4	\$ 1.400.000	\$ 5.600.000	
SUBTOTAL			COP\$	\$ 597.700.000	
			\$ 1.800	\$ 332.056	
COLECTOR DE GAS DE ESTACIONES					
UNIDAD	DIAMETRO in	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$	
COLECTOR (ERT&C-4/5)	ML	2300	\$ 170.000	\$ 391.000.000	
TRAMPAS DE LIMPIEZA ANILLO DE GAS DE ESTACIONES	ML	2	\$ 100.000.000	\$ 200.000.000	
SCRUBBER	EA	2	\$ 200.000.000	\$ 400.000.000	
COMPRESORES	EA	2	\$ 511.516.000	\$ 1.023.032.000	
SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN	EA	2	\$ 4.000.000	\$ 8.000.000	
SISTEMAS ELÉCTRICOS	EA	1	\$ 50.000.000	\$ 50.000.000	
OBRAS CIVILES	EA	1	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000	
SUBTOTAL			COP\$	\$ 2.672.032.000	
			\$ 1.800	\$ 1.484.462	
PROYECTO MANEJO DE GAS DE PRODUCCION DE ESTACIONES				COP\$	\$ 3.269.732.000
				\$ 1.800	\$ 1.816.518
CRITERIOS ADICIONALES EN PRESUPUESTO					
INGENIERÍAS (CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE): 3% x COSTO TOTAL		0,03	\$ 3.269.732.000	\$ 98.091.960	
CONSTRUCCIÓN: 30% x (COSTOS DE LOS EQUIPOS + VALVULAS + CHEQUES)		0,3	\$ 2.292.232.000	\$ 687.669.600	
ADMINISTRACIÓN: 16% x COSTO TOTAL		0,16	\$ 3.269.732.000	\$ 523.157.120	
IMPREVISTOS 10% x COSTO TOTAL		0,1	\$ 3.269.732.000	\$ 326.973.200	
TOTAL CRITERIOS ADICIONALES			\$ 1.800	\$ 1.635.891.880	
TOTAL			COP\$	\$ 4.905.623.880	
			\$ 1.800	2.725.346,60	

FUENTE: AUTOR

Tabla 188. Líneas de Gas de Anulares y Estaciones – Colector de Gas de Anulares y Estaciones

LÍNEAS DE GAS DE ANULARES Y ESTACIONES	UNIDAD	DIAMETRO in	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$
ESTUDIO "DETERMINACION DE CAUDAL VOLUMETRICO DE SALIDA DE LOS VENTEOS DE GAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CASABE"	EA		1	\$ 20.403.240	\$ 20.403.240
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1048)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1052D)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1053D)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1120D)	ML	2	150	\$ 90.000	\$ 13.500.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1122D)	ML	2	200	\$ 90.000	\$ 18.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-168)	ML	2	200	\$ 90.000	\$ 18.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1123D)	ML	2	500	\$ 90.000	\$ 45.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1103D)	ML	2	750	\$ 90.000	\$ 67.500.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1051)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1099D)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1101D)	ML	2	550	\$ 90.000	\$ 49.500.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-415)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-374)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1055D)	ML	2	200	\$ 90.000	\$ 18.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1093D)	ML	2	500	\$ 90.000	\$ 45.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE1084)	ML	2	800	\$ 90.000	\$ 72.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1085)	ML	2	300	\$ 90.000	\$ 27.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1086)	ML	2	100	\$ 90.000	\$ 9.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-5)	ML	2	250	\$ 90.000	\$ 22.500.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (CBE-1049D)	ML	2	200	\$ 90.000	\$ 18.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-4)	ML	6	400	\$ 170.000	\$ 68.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-5)	ML	6	1850	\$ 170.000	\$ 314.500.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-3)	ML	6	200	\$ 170.000	\$ 34.000.000
CONSTRUCCION Y TUBERIA ANSI 150 (ERT&C-2)	ML	6	1000	\$ 170.000	\$ 170.000.000
VALVULA DE COMPUERTA DE 2"	EA	2	20	\$ 500.000	\$ 10.000.000
VALVULA DE COMPUERTA DE 6"	EA	6	4	\$ 1.400.000	\$ 5.600.000
VALVULA CHEKE DE 2"	EA	2	20	\$ 500.000	\$ 10.000.000
VALVULA CHEKE DE 6"	EA	6	4	\$ 1.400.000	\$ 5.600.000
SUBTOTAL				COP\$	\$ 1.124.103.240
				\$ 1.800	\$ 624.502
COLECTOR DE GAS DE ANULARES Y ESTACIONES	UNIDAD	DIAMETRO in	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$
COLECTOR (CBE-1048/1052D/1053D)	ML	2	200	\$ 90.000	\$ 18.000.000
COLECTOR (CBE-1048/1052D/1053D/1120D)	ML	2	1200	\$ 90.000	\$ 108.000.000
COLECTOR (CBE-1122D/168)	ML	2	350	\$ 90.000	\$ 31.500.000
COLECTOR (CBE-1122D/168/1123D)	ML	2	250	\$ 90.000	\$ 22.500.000
COLECTOR (CBE-1122D/168/1123D/1103D)	ML	3	300	\$ 120.000	\$ 36.000.000
COLECTOR (CBE-1051/1099D/1101D)	ML	3	550	\$ 120.000	\$ 66.000.000
COLECTOR (CBE-1101D/1099D)	ML	2	350	\$ 90.000	\$ 31.500.000
COLECTOR (CBE-1101D/1099D/415)	ML	3	800	\$ 120.000	\$ 96.000.000
COLECTOR (CBE-374/1055D/415)	ML	3	1100	\$ 120.000	\$ 132.000.000
COLECTOR (CBE-1055D/374/1093D)	ML	2	300	\$ 90.000	\$ 27.000.000
COLECTOR (CBE-1055D/374/1093D)	ML	3	800	\$ 120.000	\$ 96.000.000
COLECTOR (CBE-1084/1085)	ML	2	300	\$ 90.000	\$ 27.000.000
COLECTOR (CBE-1084/1085/1086)	ML	2	250	\$ 90.000	\$ 22.500.000
COLECTOR (CBE-1084/1085/1086/1093D)	ML	2	800	\$ 90.000	\$ 72.000.000
COLECTOR (CBE-1049D/1058)	ML	2	1000	\$ 90.000	\$ 90.000.000
COLECTOR (ERT&C-4/5)	ML	6	2300	\$ 170.000	\$ 391.000.000
COLECTOR (ANULARES/ESTACIONES)	ML	3	100	\$ 120.000	\$ 12.000.000
COLECTOR (ANULARES/ESTACIONES/GENERACION)	ML	4	1200	\$ -	\$ -
TRAMPAS DE LIMPIEZA ANILLO DE GAS DE ANULARES	ML	4	2	\$ 100.000.000	\$ 200.000.000
TRAMPAS DE LIMPIEZA ANILLO DE GAS DE ESTACIONES	ML	8	2	\$ 100.000.000	\$ 200.000.000
SCRUBBER	EA	-	2	\$ 200.000.000	\$ 400.000.000
COMPRESORES: 1.0 MMSCFD, Pdes = 80 psig	EA	-	2	\$ 511.516.000	\$ 1.023.032.000
SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN	EA	-	2	\$ 4.000.000	\$ 8.000.000
SISTEMAS ELÉCTRICOS	EA	-	1	\$ 50.000.000	\$ 50.000.000
OBRAS CIVILES	EA	-	1	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000
SUBTOTAL				COP\$	\$ 3.760.032.000
				\$ 1.800	\$ 2.088.907
PROYECTO MANEJO DE GAS DE PRODUCCION DE ESTACIONES Y ANULARES				COP\$	\$ 4.884.135.240
				\$ 1.800	\$ 2.713.408
CRITERIOS ADICIONALES EN PRESUPUESTO					
INGENIERÍAS (CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE): 3% x COSTO TOTAL			0,03	\$ 4.884.135.240	\$ 146.524.057
CONSTRUCCIÓN: 30% x (COSTOS DE LOS EQUIPOS + VALVULAS + CHEQUES)			0,3	\$ 2.512.232.000	\$ 753.669.600
ADMINISTRACIÓN: 16% x COSTO TOTAL			0,16	\$ 4.884.135.240	\$ 781.461.638
IMPREVISTOS 10% x COSTO TOTAL			0,1	\$ 4.884.135.240	\$ 488.413.524
TOTAL CRITERIOS ADICIONALES					\$ 2.170.068.820
TOTAL				COP\$	\$ 7.054.204.060
				\$ 1.800	\$ 3.919.002,26

Tabla 19. Gasoducto Casabe Sur - Casabe

GASODUCTO CASABE SUR- CASABE	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$
compresor (1 de back up) con capacidad para manejar 2 MMSCFD, Pdes 200 psig	EA	2	\$ 800.000.000	\$ 1.600.000.000
Instrumentacion	EA	1	\$ 20.000.000	\$ 20.000.000
Tuberia y construccion linea de 4"	ML	12000	\$ 170.000	\$ 2.040.000.000
trampas de limpieza	EA	2	\$ 100.000.000	\$ 200.000.000
obras civiles	EA	1	\$ 40.000.000	\$ 40.000.000
sistema electrico	EA	1	\$ 100.000.000	\$ 100.000.000
sistema de medicion	EA	1	\$ 50.000.000	\$ 50.000.000
SUBTOTAL			COP\$	\$ 4.050.000.000
CRITERIOS ADICIONALES EN PRESUPUESTO				
ingenieria 3%		0,03	\$ 4.050.000.000	\$ 121.500.000
construccion		0,3	\$ 2.010.000.000	\$ 603.000.000
Administración 16%		0,16	\$ 4.050.000.000	\$ 648.000.000
Imprevistos 10%		0,1	\$ 4.050.000.000	\$ 405.000.000
SUBTOTALES ADICIONALES			COP\$	\$ 1.777.500.000
TOTAL			COP\$	\$ 5.827.500.000
			\$ 1.800	\$ 3.237.500

FUENTE: AUTOR

Tabla 20. Presupuesto Compra de Equipos GPL

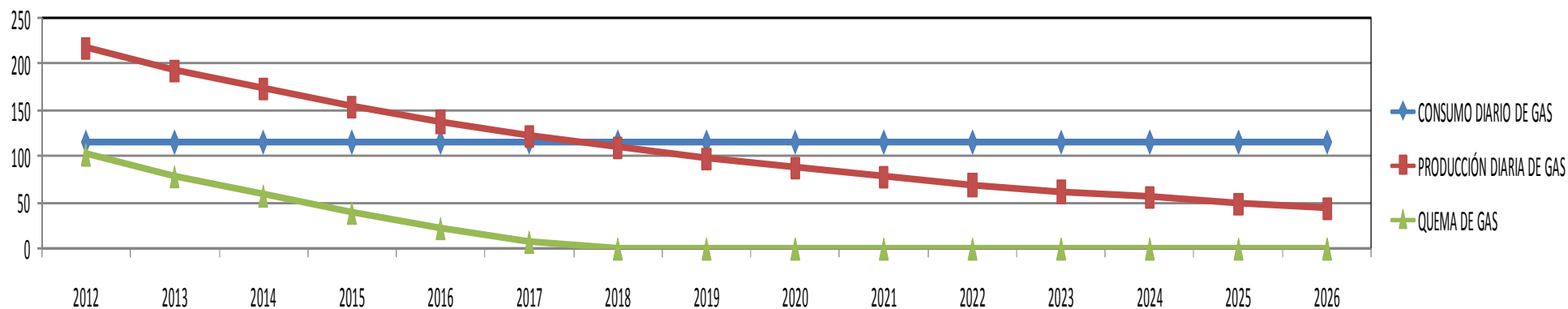
DESCRIPCION EQUIPOS	UNIDADES	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO UNITARIO (USD)
GPL UNICO (Gas-Powered Artificial Lift System) con drivers instalados 100 HP, adecuado con acometida de gas, bypass para trabajos con cilindros, suministro de instalación de transferencia manual para interconexión con generador eléctrico, e instalación y suministro de circuito para sensores de fondo.	EA	11	80.459,22	885.051,42
Acometida eléctrica para 100 HP entre cabeza de pozo y motor, y acometida sensor-variador (incluye materiales y conexiones), incluye anclaje y conexión del variador	GLOBAL	11	6.630,00	72.930,00
				957.981,42

FUENTE: AUTOR

Figura 20. Fuentes De Gas Natural, Consumo y Quemadas - Situación Actual y Futura

FACTOR DE CONVERSIÓN DE PIES CÚBICOS DE GAS A BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO:

5.800 SCF/BPE



FUENTE: AUTOR

Tabla 21. Alternativa "0" - Situación Actual – Escenario Actual

FUENTES DE PRODUCCIÓN DE GAS	Vlr	UNIDAD
Arenas "A0" del pozo CBE-651	1.360	KSCFD
Estaciones de Recolección & Tratamiento de CASABE - ERT&C	704	KSCFD
Gas de Anular de Pozos CASABE	300	KSCFD
Gas de CASABE SUR	1.100	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - DIARIA	3.464	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - ANUAL	1.264.360	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTES - ANUAL	218	KBPEA
Fuente de Información: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

DECLINACIÓN	-11%														
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
BPE 218	194	173	155	138	123	110	98	87	78	70	62	55	49	44	

FUENTE: AUTOR

Tabla 22. Alternativa "0" - Situación Actual – Consumo Diario de Gas en Equipos y Autogeneración

CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN	Vlr	UNIDAD
Equipos de Autogeneración	960	KSCFD
Consumo CASABE SUR (8 GPL)	480	KSCFD
Consumo Domiciliario - Yondo y San Miguel del Tigre	400	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - DIARIA	1.840	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - ANUAL	671.600	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE - ANUAL	116	KBPEA
Fuente de Información: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE 116	116	116	116	116	116	50 116	116	116	116	116	116	116	116	116

FUENTE: AUTOR

Tabla 23. Alternativa "0" - Situación Actual – Quema de Gas

QUEMA DE GAS	Vlr	UNIDAD
QUEMA DE GAS DIARIA	1.624	KSCFD
TOTAL QUEMA DE GAS - ANUAL	592.760	KSCFA
QUEMA DE GAS EN BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO - ANUAL	102	KBPEA
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	102	79	58	39	22	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FUENTE: AUTOR

Tabla 24. Alternativa "0" - Pago de Regalías por Quemadas a Partir del 01-Ene-2012 (Usd)

PAGO DE REGALIAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	Vlr	UNIDAD
PORCENTAJE DE PAGO DE QUEMA DE GAS	8%	KSCFD
PRECIO CRUDO CASABE EN CAMPO (Según VEC - ECP)	50,00	USD / Barril
DESCUENTO POR CALIDAD (WTI)	-6,88	USD / Barril
DESCUENTO POR TRANSPORTE	-3,42	USD / Barril
PRECIO TOTAL DE CRUDO CASABE	39,70	USD / Barril
TRM (SEGÚN VEC)	1.800	\$ / US\$
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Se paga el 8% por regalías ya que se considera que el gas de Casabe es incremental con ocasión del Proyecto Alianza Casabe		

FUENTE: AUTOR

	USD														
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PAGO ANUAL REGALIAS - KUS\$/AÑO	325	250	183	124	71	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRONOSTICO P50 - BOPD/AÑO	22.601	25.109	25.445	23.678	20.879	18.368	16.272	14.513	12.946	11.547	10.300	9.188	8.196	7.310	6.521
PRONÓSTICO P50 ANUAL	8.249.365	9.164.785	9.287.425	8.642.470	7.620.835	6.704.320	5.939.280	5.297.245	4.725.143	4.214.827	3.759.626	3.353.586	2.991.399	2.668.328	2.380.148
IMPACTO EN COSTO DEL BARRIL (USD/Barril)	0,039	0,027	0,020	0,014	0,009	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

VPN:	(847,97)	Salida en flujo de caja.
INVERSIÓN:	0,00	

FUENTE: AUTOR

Tabla 25. Alternativa 1A – Gas de Producción

ESCENARIO 1A		
Asunciones:		
1. Se cierra el pozo CBE-651 productor de gas de las Arenas "A0", para usar el GAS de las Estaciones de Casabe, GAS de Anulares de Pozos y GAS de Casabe Sur en AUTOGENERACIÓN.		
2. Se construiria el Anillo de Gas de las Estaciones de Casabe (AGC), el Anillo de Anulares de Pozos (AGAP) y el Gasoducto de Casabe Sur.		
GAS DE PRODUCCIÓN	Vir	UNIDAD
Arenas "A0" del pozo CBE 651	0	KSCFD
Estaciones de Recolección & Tratamiento de CASABE - ERT&C	700	KSCFD
Gas de Anular de Pozos CASABE	300	KSCFD
Gas de CASABE SUR	1.100	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - DIARIA	2.100	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - ANUAL	766.500	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTES - ANUAL	132	KBPEA
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

DECLINACIÓN	-11%														
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
BPE	132	118	105	94	84	75	67	59	53	47	42	38	34	30	27

FUENTE: AUTOR

Tabla 26. Alternativa 1A – Consumo Diario de Gas en Equipos y Autogeneración

CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN	Vir	UNIDAD
Equipos de Autogeneración	960	KSCFD
Consumo CASABE SUR (8 GPL)	480	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - DIARIA	1.440	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - ANUAL	525.600	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE - ANUAL	91	KBPEA
Fuente de información: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91

FUENTE: AUTOR

Tabla 27. Alternativa 1A – Quema de Gas

QUEMA DE GAS	Vir	UNIDAD
QUEMA DE GAS DIARIA	660	KSCFD
TOTAL QUEMA DE GAS - ANUAL	240.900	KSCFA
QUEMA DE GAS EN BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO - ANUAL	42	KBPEA
Fuente de información: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	42	27	15	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FUENTE: AUTOR

Tabla 28. Alternativa 1A – Pago de Regalías por Quemadas a Partir del 01-Ene-2012 (USD)

PAGO DE REGALIAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	Vlr	UNIDAD
PORCENTAJE DE PAGO DE QUEMA DE GAS	8%	KSCFD
PRECIO CRUDO CASABE EN CAMPO (Según VEC - ECP)	50,00	USD / Barril
DESCUENTO POR CALIDAD (WTI)	-6,88	USD / Barril
DESCUENTO POR TRANSPORTE	-3,42	USD / Barril
PRECIO TOTAL DE CRUDO CASABE	39,70	USD / Barril
TRM (SEGÚN VEC)	1.800	\$ / US\$
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Se paga el 8% por regalías ya que se considera que el gas de Casabe es incremental con ocasión del Proyecto Alianza Casabe		

USD		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		132	87	46	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VPN:	(255)
INVERSIÓN (AGC, AGAP, Facilidades de Compresion y Medicion y Gasoducto Casabe Sur)	(9.881.849)
TOTAL VPN (alternativa 1A)	(9.882.103)

FUENTE: AUTOR

Tabla 29. Alternativa 1B – Gas de Producción

ESCENARIO 1B		
Asunciones:		
1. Se cierra el pozo Casabe-651, productor de gas de las Arenas "A0", para usar el GAS de las Estaciones de Casabe y GAS de Casabe Sur para AUTOGENERACIÓN.		
2. Se construiría el Anillo de Gas de las Estaciones de Casabe /AGC) y Gasoducto Casabe Sur.		
3. Los anulares de pozos de Casabe se conectarían a su línea de flujo y llegarían a las ERT&C.		
GAS DE PRODUCCIÓN	Vlr	UNIDAD
Arenas "A0" del pozo CBE 651	0	KSCFD
Estaciones de Recolección & Tratamiento de CASABE - ERT&C	700	KSCFD
Gas de Anular de Pozos CASABE	300	KSCFD
Gas de CASABE SUR	620	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - DIARIA	1.620	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - ANUAL	591.300	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTES - ANUAL	102	KBPEA
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

DECLINACIÓN	-11%	I													
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
BPE	102	91	81	72	65	58	51	46	41	36	33	29	26	23	21

FUENTE: AUTOR

Tabla 30. Alternativa 1B – Consumo Diario de Gas en Equipos y Autogeneración

CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN	Vlr	UNIDAD
Equipos de Autogeneración	960	KSCFD
Consumo CASABE SUR (8 GPL)	480	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - DIARIA	1.440	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS - ANUAL	525.600	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE - ANUAL	91	KBPEA
Fuente de informacion:		
Observacion: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91

FUENTE: AUTOR

Tabla 31. Alternativa 1B – Quema de Gas

QUEMA DE GAS	Vlr	UNIDAD
QUEMA DE GAS DIARIA	180	KSCFD
TOTAL QUEMA DE GAS - ANUAL	65.700	KSCFA
QUEMA DE GAS EN BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO - ANUAL	11	KBPEA
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FUENTE: AUTOR

Tabla 32. Alternativa 1B - Pago de Regalías por Quemadas a Partir del 01-Ene-2012 (USD)

PAGO DE REGALIAS POR QUEMAS A PARTIR DEL 01-ENE-2012 (USD)	Vlr	UNIDAD
PORCENTAJE DE PAGO DE QUEMA DE GAS	8%	KSCFD
PRECIO CRUDO CASABE EN CAMPO (Según VEC - ECP)	50,00	USD / Barril
DESCUENTO POR CALIDAD (WTI)	-6,88	USD / Barril
DESCUENTO POR TRANSPORTE	-3,42	USD / Barril
PRECIO TOTAL DE CRUDO CASABE	39,70	USD / Barril
TRM (SEGÚN VEC)	1.800	\$ / US\$
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Se paga el 8% por regalías ya que se considera que el gas de Casabe es incremental con ocasión del Proyecto Alianza Casabe		

USD		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		36	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VPN:	(37)
INVERSIÓN (AGC, Facilidades de Compresion y Medicion y Gasoducto Casabe Sur)	(5.962.847)
TOTAL VPN (alternativa 1B)	(5.962.883)

FUENTE: AUTOR

Tabla 33. Alternativa 2 - Pago de Regalías por Quemadas a Partir del 01-Ene-2012 (USD)

ESCENARIO 2	
Asunciones:	
1. Se cierra el pozo CBE 651, productor de gas de las Arenas "A0", para usar el GAS de las Estaciones de Casabe y GAS de Casabe Sur para AUTOGENERACIÓN.	
2. Se dispondría de GAS para consumo de las 3 Plantas de Generación de Energía de Power Green, operando a máxima carga.	
3. Se instalan seis (6) GPL adicionales en sendos pozos del Campo Casabe Sur.	
4. Se instalan cinco (5) GPL en sendos pozos del Campo Casabe (producen con alto GOR).	

GAS DE PRODUCCIÓN	Vlr	UNIDAD
Arenas "A0" del pozo CBE 651	0	KSCFD
Estaciones de Recolección & Tratamiento de CASABE - ERT&C	700	KSCFD
Gas de Anular de Pozos CASABE	300	KSCFD
Gas de CASABE SUR	1.149	KSCFD

Los seis pozos nuevos suplen la declinación de Casabe Sur, por lo que se mantiene la producción de Gas.

TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - DIARIA	2.149	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS - ANUAL	784.385	KSCFA
BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTES - ANUAL	135	KBPEA
Fuente de información: Departamento de Ingeniería y Producción Casabe - SOR		
Observación: Diaria.		

DECLINACIÓN															
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
BPE	135	121	108	96	86	76	68	61	54	48	43	38	34	31	27

FUENTE: AUTOR

Tabla 34. Alternativa 2 - Consumo Diario de Gas en Equipos y Autogeneración

CONSUMO DIARIO DE GAS EN EQUIPOS Y AUTOGENERACIÓN	Vlr	UNIDAD
Equipos de Autogeneración	960	KSCFD
Consumo Casabe SUR (8 GPL)	480	KSCFD
Equipos GPL en pozos (6 POZOS ADICIONALES) Casabe SUR	360	KSCFD
Equipos GPL en pozos (5 POZOS) Casabe	300	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS DIARIA	2.100	KSCFD
TOTAL CONSUMO DE GAS ANUAL	766.500	KSCFA
BARRILES EQUIVALENTES ANUAL	132	KBPEA
Fuente de información: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observación: Diaria.		

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BPE	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132

FUENTE: AUTOR

Tabla 35. Alternativa 2 - Quema de Gas

QUEMA DE GAS	Vir	UNIDAD
QUEMA DE GAS DIARIA	49	KSCFD
TOTAL PRODUCCIÓN DE GAS ANUAL	17.885	KSCFA
QUEMA EN BARRILES EQUIVALENTES ANUAL	3	BPPAeq
Fuente de informacion: Departamento de Producción Casabe - SOR		
Observacion: Se eliminan las quemas de GAS ya que todo el gas se consume en AUTOGENERACIÓN y operación de los GPL		

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VPN:	0
INVERSIÓN (AGC, 11 GPL y Gasoducto de CBE SUR)	(6.920.828)
TOTAL VPN (Alternativa 2)	(6.920.828)

FUENTE: AUTOR

5. CONCLUSIONES

1. En la actualidad los Campos Casabe y Casabe Sur, no están cumpliendo con el artículo 52, "Prohibición de quemas de gas y desperdicios" de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, ni con el memorando radicado 2010008705 23022010 del 23 de febrero de 2010, dirigida a la Gerencia Regional Magdalena Medio por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con el cual, el permiso de quema de gas para el año 2011 es del 1% del volumen total de gas producido. Este permiso también aplica para los Campos Casabe y Casabe Sur.
2. Actualmente el Campo Casabe separa en las ERT&C aproximadamente 939 Kscf/day, consume en el proceso de deshidratación del crudo aproximadamente 233 Kscf/day (25%) y quema en las teas de las ERT&C, aproximadamente 706 Kscf/day (75%).
3. Actualmente el Campo Casabe se encuentra quemando el 100% del gas de anulares (300 Kscf/day) de los 20 pozos que producen más de 10.0 Kscf/day, ya que se encuentran venteando a la atmosfera, mediante teas artesanales.
4. De acuerdo con los balances volumétricos realizados entre el gas que se quema en las ERT&C (706 Kscf/day) y el gas que se quema de los anulares de pozos (300 Kscf/day), podemos disponer de un volumen total de gas remanente para consumo como gas combustible en generación de aproximadamente 1.0 MMscf/day.
5. Si exportamos al CGE&C, el 1.0 MMscf/day de gas remanente de las ERT&C para usar como gas combustible, podríamos generar hasta 2.8 MWatt de energía eléctrica, operando con los 3 generadores instalados a plena carga y sólo estaríamos quemando aproximadamente el 3.2% del gas total producido por el Campo Casabe.
6. Actualmente el Campo Casabe Sur produce 1100 Kscf/day y se encuentra venteando y quemando el 56% de la producción de gas (620 Kscf/day), con la entrada de los 6 pozos que contempla el plan de perforación 2011, el venteo y quema de gas en el Campo Casabe Sur se reducirá al 24% de la producción total de gas del Campo (309 Kscf/day), y el consumo de gas en los GPL pasaría de 480 a 840 Kscf/day.
7. Podemos eliminar las emisiones de gas al medio ambiente en los pozos productores (CBE-1048, 1052D, 1103D, 1106D y 1112D), los cuales producen con alto GOR, tienen teas artesanales instaladas y son de alto potencial (potencial promedio 130 BPPD/pozo), mediante la compra e instalación de GPL para la operación del variador.
8. La evaluación económica realizada sí el Campo Casabe continuará emitiendo y quemando el gas excedente en los Campos Casabe y Casabe Sur, el cual equivale a aproximadamente 307.000 Barriles de petróleo equivalente (BPE) durante los próximos 15 años y de acuerdo con una declinación anual del 10.8%,

implicaría el pago de regalías al Ministerio de Minas y Energía traídos a valor presente neto del orden de MUS\$ 0.848.

- 9.** La evaluación económica de las alternativas 1 y 2, planteadas en esta monografía, para el manejo del gas remanente de los Campos Casabe y Casabe Sur, y su utilización como gas combustible en autogeneración de energía eléctrica, es antieconómica ya que la implementación de la misma requiere inversiones traídas a valor presente neto del orden de MUS\$ 9.882 y MUS\$ 5.963, respectivamente, en la construcción de facilidades, compra y montaje de equipos para la recolección, medición, compresión y exportación del gas hasta el CGE&C.
- 10.** Cualquier proyecto para la eliminación de las quemas del gas remanente de los Campos Casabe y Casabe Sur, incluido el gas de anulares, es antieconómico, si su costo supera el pago de regalías que se ocasionarían por continuar quemando el gas, en los en los próximos 15 años y cuyo VPN es de MUS\$ 0.848.

6. RECOMENDACIONES

1. Elaborar las ingenierías básicas de las alternativas de manejo de gas para autogeneración en Casabe, planteadas en esta monografía, las cuales deberán incluir las evaluaciones económicas detalladas que permitan solicitar al Ministerio de Minas y Energía la aprobación para continuar quemando el gas excedente de la operación de los Campos Casabe y Casabe Sur, amparados en la excepción que hace el artículo 52 de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, cuando resulta antieconómico recuperarlo. Transcribo textualmente.....”**Artículo 52: Prohibición de Quema de Gas y Desperdicio.** Se prohíbe la quema el desperdicio o emisión de gas a la atmosfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía”.....
2. Si se decidiera por regulaciones ambientales, eliminar las quemas del gas excedente en los Campos Casabe y Casabe Sur, se recomienda realizar las Ingenierías Básicas y de Detalle de los equipos planteados en la presente monografía para realizar los procesos de recolección, compresión y medición del gas excedente.
3. Sí se decidiera por regulaciones ambientales, eliminar las quemas del gas excedente en los Campos Casabe y Casabe Sur, se recomienda la reposición del AGC, debido a la pérdida de espesor evidenciada en el Estudio de Integridad del Anillo de Gas, realizado por el Departamento de Mantenimiento del Río, en febrero 2010. En la presente monografía se sugiere conceptualmente, la construcción del AGC en tubería de línea de 6” de diámetro nominal y el anillo de gas de los anulares de pozos, AGAP, en tubería de 3” de diámetro nominal.

7. GLOSARIO

Barril de petróleo: Unidad de medida de volumen, normalmente utilizada para hidrocarburos líquidos que consta de cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, reportada normalmente a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

Campo Comercial: Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Condensado: Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrá alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que se constituye el combustible. Hay tres fuentes principales de condensados. a). Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. b). Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c). Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

Declaración de Comercialidad: Comunicación escrita mediante la cual el contratista declara a la ANH y esta acepta, tácita o explícitamente, la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada.

En los contratos de asociación con ECOPETROL S. A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el contratista decide explotarlo bajo la modalidad de solo riesgo.

Depurador: Instalación petrolera que se encarga de extraer los líquidos de la corriente gaseosa.

Empacado de línea (line pack): La habilidad para incrementar la cantidad de gas en una tubería incrementando la presión arriba de la presión normal del sistema, pero permaneciendo dentro del límite de seguridad. Se utiliza como un método de almacenamiento diurno o nocturno.

Estación de compresión: utilizada durante el transporte de gas, el gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar un flujo uniforme debe ser recomprimido en estaciones localizadas a lo largo de la ruta.

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo.

Gas Libre: Gas natural que se encuentra en fase gaseosa a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Gas Natural: Hidrocarburo que permanece en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales, extraído directamente de yacimientos que contienen hidrocarburos. Puede contener como impurezas otros elementos no hidrocarburos.

Gas seco: Gas que no contiene hidrocarburos que se licuan a temperatura y presión ambiente.

GOR (R.G.P) Relación Gas Petróleo: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estándar/BP Netos).

GPL: Gas Power Lift – Generador & Variador

Hidrocarburo: Compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15°) API.

Línea (pipeline): Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea costa adentro o costa afuera.

MMscf/day: Millones de pies cúbicos estándar por día.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

Pie Cúbico Estándar: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 Libras/pulgada² y a una temperatura de 60°F.

Pie Cúbico Normal: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones estándar.

Recuperación Mejorada: Técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

Reacondicionamiento de Pozos: Trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su terminación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyektividad, tales como el abandono o aislamiento de zonas, la perforación o re-perforación de nuevas o viejas zonas productivas, estimulaciones, fracturamiento, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversión de la finalidad del pozo, así como la instalación, retiro, cambio o reparación de los equipos o sistemas de levantamiento artificial o cualquier modificación en la terminación del pozo.

8. BIBLIOGRAFÍA

Calculo de Redes de Gas, Universidad del Zulia, Marcías J. Martinez.

Cálculo de Separadores, Marcías J. Martinez.

Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Revised tenth edition, Vol. I, II

Gas Regulator Applications, Fisher Company.

Handbook of Gas Natural Engineering, Chapter 7, Flow and Compression Calculation Katz.

ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003. 126p.

Ingeniería de Gas, Principio y Aplicaciones Deshidratación del Gas Natural, Marcías J. Martinez.

Historias de pozos Casabe y Casabe Sur

Normas Técnicas Colombianas de la Industria del Gas, Tomo I, ICONTEC.

MINMINAS-Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181945 del 2 de Septiembre de 2009; <http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf>

Operations & Maintenance Gas Pipeline Mo Mohitpour

PIPESEEM; Software Simulation.

Ruta página Web de la compañía UNICO, <http://www.unicous.com/es/index.html>

Teoría Básica de Compresores, Ramiro Pérez Palacio.

9. ANEXOS

ANEXO No. 1

CROMATOGRAFÍA GAS ARENA "A0" POZO CASABE-651.

Fecha de Muestreo:	5/27/2009 14:10:00 AM
Locación:	CASABE 651
Descripción de la muestra:	GAS CABEZA DE POZO
Condiciones de la muestra:	55.0 psig @ 72.3 °F

	Componente	Molar%	Peso%
H2	Hidrogeno	0.00	0.00
H2S	Sulfuro de Hidrogeno	0.00	0.00
CO2	Dióxido de Carbono	0.06	0.16
N2	Nitrógeno	5.83	9.67
C1	Metano	93.56	88.87
C2	Etano	0.30	0.53
C3	Propano	0.13	0.34
iC4	i-Butano	0.05	0.16
nC4	n-Butano	0.05	0.18
iC5	i-Pentano	0.01	0.05
nC5	n-Pentano	0.01	0.04
C6+	Hexanos plus	0.00	0.00
Totales:		100.0000	100.0000

Nota: 0.00 medidas menores a 0.005

Propiedades del gas calculadas

Gas Gravity.	0.5832	(Aire= 1 @ 14.73 psia & 60 °F
Peso Molecular.	16.89	g mol ⁻¹
Densidad del Gas Ideal.	0.7107	Kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60 °F
Poder Calorífico Gross Ideal.	954.6	BTU/ft ³ @ 14.65psia, °F
Poder Calorífico Neto Ideal.	859.4	BTU/ft ³ @ 14.65psia, °F
Presión Pseudocrítica.	657.0	Psia
Temp Pseudocrítica.	337.9	Rankine
Factor de Compresibilidad del Gas, Z	0.998130	@ 14.65 psia & 60 °F
GPM (C ₂ ⁺)	0.15	
GPM (C ₃ ⁺)	0.07	

Información Adicional

SUMARIO DE DATOS DE PUNTO DE ROCIO (DEW POINT) Y CONTENIDO DE AGUA EN GAS

POZO CASABE 651

LUGAR	FECHA	HORA	Dp (°F)	##H ₂ O/MMSFC	PRES. SIST (psi)	TEMP. SIST (°F)
Cabeza de Pozo	27-Mayo-2009	02:20 P.M.	14.4	27.750	55	73

Dp = Dew point (Punto de Rocío) ##H₂O/MMSFC = Libras de agua por millón de pies cúbicos estándar

ANEXO No. 2

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MOTO & GENERADORES WAUKESHA –
POWER GREEN

SPECIFICATIONS 1

MODEL — P48GL / P48GLD

BASIC MODEL SPECIFICATIONS

Type.....	4-cycle, overhead valve
Aspiration.....	Turbocharged - Intercooled
Number of cylinders.....	60° - V16
Bore x Stroke.....	5.98 x 6.5 in. (152 x 165 mm)
Displacement.....	2924 cu. in. (47.9 liters)
Compression ratio.....	11:1
Speed range – rpm continuous and intermittent duty.....	1100 – 1800
Piston speed – @ 1800 rpm.....	1950 ft-min (9.91 m/sec)
Low idle – rpm.....	650 – 750
Flywheel housing.....	SAE No.00 (Same as SAE No.00 Except Metric Taps)
Firing Order.....	1R–1L–4R–4L–2R–2L–6R–6L–8R–8L–5R–5L–7R–7L–3R–3L

BEARINGS – MAIN

Number.....	9
Diameter x width.....	6.30 x 2.05 in. (160 x 52 mm)
Total main bearing projected effective area.....	116.2 sq. in. (749.9 sq. cm)

BEARINGS – CRANKPIN

Diameter x width.....	4.53 x 1.81 in. (115 x 46 mm)
Total crankpin projected effective area.....	131.2 sq. in. (846.4 sq. cm)

COOLING SYSTEM

Jacket capacity, engine only.....	58 gallons (219 liters)
Maximum inlet head, jacket water pump – H ₂ O.....	50 ft. (15 m)
Normal operating temperature range with 7 psi pressure cap.....	174 – 195° F (79 – 91° C)
*Jacket water inlet, flange.....	4.0 in. ANSI 125 lb (101.6 mm)
*Jacket water outlet, flange.....	3.0 in. ANSI 125 lb (76.2 mm)
Auxiliary cooling system capacity.....	14 gallons (53 liters)
Maximum inlet head, auxiliary water pump.....	50 ft. (15.2 m)

EXHAUST SYSTEM

Maximum permissible backpressure – H ₂ O.....	15 in. (381 mm)
Exhaust outlet, nominal pipe size flange.....	10 in. ANSI 125 lb (254 mm)

FUEL SYSTEM

GL – Natural gas pressure to regulator – min. to max.....	25 – 50 psi (172 – 345 kPa)
GLD – Natural gas pressure to regulator – H₂O.....	8 in. (203 mm)
GL – Natural gas inlet pipe size – NPT.....	2.0 in. (50.8 mm)
GLD – Natural gas inlet nominal pipe size flange.....	2.0 in. ANSI 125 lb (50.8 mm)

GOVERNOR

Regulation PSG Governor.....	0 – 7%
------------------------------	--------

INDUCTION SYSTEM

Maximum permissible restriction – H ₂ O.....	15 in. (381 mm)
---	-----------------

LUBRICATION SYSTEM

Lube oil sump capacity, including filter and cooler.....	57 gallons (216 liters)
**High Capacity, including filter and cooler.....	113 gallons (428 liters)
Normal lube oil pressure.....	47 – 63 psi (324 – 434 kPa)
Maximum safe tilt angle.....	See S3549-J

STARTING SYSTEM

Electric starting, DC voltage.....	24
Air pressure starting – psi (kPa).....	150 psi (1034 kPa)
Number of teeth on ring gear.....	165

MISCELLANEOUS

Heaviest engine part, cylinder block assembly.....	3700 lb (1680 kg)
Heaviest engine part, top overhaul, cylinder head assembly.....	80 lb (36 kg)
Recommended minimum spacing between engine.....	60 in. (1524 mm)
Recommended minimum overhead clearance.....	6 ft. (2 m)
Weight, dry approximate.....	14900 lb (6760 kg)

* When no jacket water pump is provided see current Installation Drawing.
** Engines shipped after April 15, 2003 are equipped with standard high capacity oil pan.



SPECIFICATION – P48GL / P48 GLD	EN: 128141	Ref. S
	DATE: 1/04	7786

SPECIFICATIONS 1

MODEL — L7044GSI WITH ESM®

BASIC MODEL SPECIFICATIONS

Type	4-cycle, overhead valve
Aspiration	Turbocharged & Intercooled
Number of cylinders	V-12
Bore x stroke	9.375 x 8.50 in. (238 x 216 mm)
Displacement	7040 cu. in. (115.4 liters)
Compression ratio – natural gas standard ratio / HD-5 propane ratio	8:1
Speed range	700 – 1200 rpm continuous / 700 – 1200 rpm intermittent duty
Mean piston speed @ 1200 rpm	1700 ft./min. (8.64 m/sec)
Low idle	450 rpm
Flywheel housing – SAE No.	00

BEARINGS - MAIN

Number	7
Diameter x width (front)	6.25 x 4.125 in. (159 x 105 mm)
Diameter x width (intermediate)	6.25 x 3.00 in. (159 x 76 mm)
Diameter x width (center)	6.25 x 4.125 in. (159 x 105 mm)
Diameter x width (rear)	6.25 x 4.125 in. (159 x 105 mm)
Total main bearing projected area	152.3 sq. in. (982 sq. cm)

BEARING - CRANKPIN

Diameter x width	6.25 x 2.50 in. (159 x 64 mm)
Total crankpin projected area	187.5 sq. in. (1210 sq. cm)

COOLING SYSTEM

Jacket capacity, engine only	100 gallons (379 liters)
Maximum jacket water pump inlet head	50 ft. (15.24 m) of H ₂ O
Normal jacket water temperature out of engine	180° F (82° C)
Jacket water inlet flange, two connections	4.0 in. (102 mm) square
Jacket water outlet flange	5.0 in. (127 mm) square
Auxiliary water system capacity	11 gallon (42 liters)

EXHAUST SYSTEM

Maximum permissible backpressure at 173 BMEP and 1200 rpm	20 in. (457 mm) of H ₂ O ^(Note 1)
Exhaust outlet, pipe flange	8.0 in. (203 mm) ANSI

FUEL SYSTEM

Natural gas pressure at regulator	30 – 60 psi (207 – 414 kPa)
Natural gas inlet, pipe size	2.0 in. (50.8 mm)

AIR INDUCTION SYSTEM (DUCTING, FILTER & SILENCER)

Maximum permissible restriction	15.0 in. (381 mm) of H ₂ O
---------------------------------	---------------------------------------

LUBRICATION SYSTEM

Approximate capacity including shallow sump, filters, and cooler	90 gallons (340 liters)
Approximate capacity including standard deep sump, filters, and cooler	190 gallons (719 liters)
Normal lube oil pressure	55 ± 5 psi (380 ± 35 kPa)

STARTING SYSTEM

Regulated starting air	120 psi (827 kPa) ^(Note 2)
Electric start	24 VDC

MISCELLANEOUS

Recommended minimum spacing between engines	36 in. (914 mm)
Recommended minimum overhead clearance	(Note 3)
Engine dry weight	21,000 lb. (9525 kg)
Heaviest engine part, top overhaul, cylinder head assembly	235 lb. (107 kg)
Heaviest engine part, cylinder block assembly	4965 lb. (2252 kg)

NOTES:

1. Reduce maximum permissible backpressure by:
 - 1.5 in. (38 mm) H₂O for each 100 rpm reduction in rated speed below 1200 rpm.
 - 1.5 in. (38 mm) H₂O for each 10 BMEP reduction in rated load below 173 BMEP.
 Do not apply reductions below an exhaust backpressure of 4 in. (102 mm) H₂O.
2. Pressure is based on 50° F (10° C) lubricating oil temperature.
3. Sufficient height to permit use of a chain hoist for removal of heavier components.



SPECIFICATIONS – MODEL L7044GSI WITH ESM®	EN: 143992 DATE: 6/10	Ref. <u>S</u> 5585-3
---	--------------------------	----------------------------

ANEXO No. 3

OTROSÍ #2 - CONTRATO GAS-003-2010.



OTROSÍ No. 2 AL CONTRATO GAS-003-2010

LAS PARTES:

EL VENDEDOR	
Nombre	ECOPETROL S.A.
Constituida por:	Entidad descentralizada del orden nacional, creada por la Ley 165 de 1948, con NIT 899-999-068-1, organizada como Sociedad de Economía Mixta con base en lo establecido en el artículo 2° de la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con domicilio principal en Bogotá D.C., cuyos Estatutos Sociales están contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de Diciembre de 2007 y sus sucesivas modificaciones todas ellas otorgadas en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C. e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá D.C.
Dirección	Carrera 13A No. 87-10 Piso 5, Bogotá, D.C.
NIT	899.999.068-1
Representada por:	Boris Villa Gallo
Identificación:	79.264.949
Expedida en:	Bogotá
Cargo:	Gerente de Gas
Teléfono:	(57)(1)234-4437

EL COMPRADOR	
Nombre	GASORIENTE S.A. E.S.P.
Constituida por	Escritura Pública No. 2348 del 30 de agosto de 1977, modificada por las Escrituras Públicas No. 392 del 5 de febrero de 1986, No.5358 del 10 de diciembre de 1991, No. 7192 del 29 de diciembre de 1994 y la No. 2331 del 12 de junio de 1997 de la notaría primera del círculo de Bucaramanga. Modificada por la Escritura Pública No. 1346 del 17 de junio de 2009, del la Notaría 26 del circuito de Bogotá D.C., bajo el número 81200 del Libro IX., consta que Gas Natural del Oriente S.A. ESP absorbe por fusión a Gases de Barrancabermeja S.A. ESP.
Dirección	Diagonal 13 No 60A - 54
NIT	890.205.952-7
Representada por:	Gerardo Rueda Amorochio
Identificación	13.825.660
Expedida en:	Bucaramanga
Cargo:	Representante Legal
Teléfono:	(57)(7)6833300

CONSIDERACIONES

1. Que el 28 de Enero de 2010 las Partes suscribieron el contrato GAS-003-2010 (en adelante el "Contrato"), cuyo objeto es el suministro de gas natural bajo la modalidad Interrumpible de las fuentes Guajira, Payoa y/o Provincia, Cantagallo y Llanito.
2. Que el 31 de Mayo de 2010 las Partes suscribieron el Otrosí No 1 al Contrato GAS-003-2010, cuyo objeto es modificar el precio del gas Payoa y/o Provincia para el mercado del Gas Natural Vehicular de EL COMPRADOR y modificar el ítem 5.1 del numeral V referente a Cantidades Diarias de Gas Indicativas de las Condiciones Particulares.
3. Que previa a la suscripción del presente otrosí, EL VENDEDOR envió a EL COMPRADOR un borrador del mismo para que EL COMPRADOR lo estudiara y presentara sus comentarios e inquietudes; por lo anterior, las Partes dejan expresa constancia de que el presente otrosí es un acuerdo de voluntades entre ellas.

Otrosí No 2 al Contrato GAS-003-2010

1

4. Que EL VENDEDOR verificó en el Boletín de Responsables Fiscales elaborado y publicado por la Contraloría General de la República, que EL COMPRADOR no aparece relacionado en dicho boletín como una de las personas a quienes se les ha dictado fallo con responsabilidad fiscal en firme y no ha satisfecho la obligación contenida en aquel.
5. Que respecto del cumplimiento de la obligación legal contenida en la Ley 789 de 2002 y la Ley 828 de 2003, relacionada con aportes parafiscales, la Unidad de Asesoría Legal en Abastecimiento, Servicios y Tecnología de la Vicepresidencia Jurídica de ECOPEPETROL concluyó, mediante concepto de fecha 28 de noviembre de 2003, ratificado mediante concepto del 18 de noviembre de 2005, que la verificación de que el contratista se encuentra a paz y salvo por concepto de aportes parafiscales debe efectuarse en todos los eventos en que la Entidad Estatal está fungiendo como contratante, excluyendo, a contrario sensu, todos aquellos casos en los que la Entidad Estatal actúa o asume la posición de contratista frente a un particular, como ocurre en el presente caso.
6. Que de acuerdo con las disposiciones contenidas en el artículo 25 de la Ley 40 de 1993, en la Ley 418 de 1997 y en la Ley 782 de 2002, es causal de terminación unilateral pagar sumas de dinero a extorsionistas u ocultar o colaborar, por parte de algún directivo o delegado de EL COMPRADOR, en el pago por la liberación de una persona secuestrada que sea funcionaria o empleada de EL COMPRADOR o de alguna de sus filiales.
7. Que el Representante Legal de EL COMPRADOR declara que los recursos comprometidos en el presente otrosí no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal colombiano o en cualquier norma que lo modifique, adicione o sustituya.
8. Que el Representante Legal de EL COMPRADOR manifiesta que ni él ni la sociedad que representa se encuentran incurso en causal alguna de inhabilidad o incompatibilidad de las previstas en la Ley.
9. Que previa suscripción del presente otrosí, la Gerencia de Gas de EL VENDEDOR implementó los Mecanismos de Control en Relación con la Prevención del Lavado de Activos y desarrolló los Instrumentos para la Adecuada Aplicación de los mismos, en cumplimiento de su Política General para la Prevención y Control del Lavado de Activos de mayo de 2007.
10. Que de acuerdo con comunicación enviada por Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. TGI del 12 de octubre del presente año en donde se informó del daño presentado en el gasoducto Galán - Yondó,



Otrosí No 2 al Contrato GAS-003-2010



2



por donde se transporta el Gas Natural proveniente del campo Guajira el cual se intercambia por Gas Natural de Payoa y/o Provincia para la atención de la población de Yondó.

11. Que de acuerdo con información suministrada por la Superintendencia de Operaciones del Río de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol, es posible atender el suministro de esta población con Gas Natural proveniente del campo Casabe, el cual se encuentra en inmediaciones cercanas a la línea del Transportador TGI.
12. Que por lo anterior es necesario adicionar a Casabe como nueva fuente de suministro para realizar el intercambio de gas con la fuente de Payoa y/o Provincia con la cual se suministra Gas Natural a la población de Yondó y de esta forma atender el mercado relevante del Municipio de Yondo a través del Contrato GAS-003-2010 y su Otrosí de forma témpora.
13. Que el Gas Natural proveniente del campo Casabe no pasa por ningún proceso de tratamiento alguno; por lo tanto no cumple con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT.

Atendiendo a las anteriores consideraciones, las partes han acordado suscribir el presente Otrosí, contenido en las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA: Incluir en las Consideraciones Particulares de las Condiciones Particulares del Contrato el considerando 12. así:

"12. Que EL COMPRADOR reconoce y acepta que el Gas Natural proveniente de Casabe suministrado para atender el mercado relevante de Yondó, no cumple con las especificaciones de calidad exigidas por la Resolución CREG 071 de 1999, y que su composición puede cambiar, llevando líquidos u otros componentes y por lo tanto, EL VENDEDOR no asume los riesgos que implica su transporte, uso, distribución y enajenación."



SEGUNDA: Modificar la Cláusula I. de las Condiciones Particulares del Contrato relativa a "FUENTE" la cual quedara así:

" I. FUENTE

Guajira Payoa y/o Provincia Cantagallo LLanito Otro Cual(es)? Casabe

Parágrafo: Las Partes han acordado efectuar un intercambio del Gas de Payoa y/o Provincia que se suministra a los municipios de Barrancabermeja y Yondo por Gas Guajira y/o Casabe (en adelante Gas de Intercambio) el Gas Natural suministrado por la fuente Casabe será de foma temporal, en unidades de energía."

TERCERA: Modificar la Cláusula VII. de las Condiciones Particulares del Contrato relativa a "PUNTO DE ENTREGA" la cual quedara así:

"VII. PUNTO DE ENTREGA

1. Para el gas de la Guajira: la brida de salida de los medidores ubicados en la Estación Ballena de Centragas en la Guajira, aguas abajo de la planta deshidratadora.
2. Para el gas de Payoa y/o Provincia con destino a Bucaramanga, la brida ubicada inmediatamente después del medidor denominado Ecotrans localizado en las instalaciones de la Asociación las Monas en Sabana de Torres.
3. Para el gas de Payoa y/o Provincia con destino a las poblaciones de Provincia, Sabana de Torres y Simonica, la brida inmediatamente anterior a las respectivas Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad.
4. Para el gas de Cantagallo con destino a Puerto Wilches, el punto de conexión del ramal de Puerto Wilches localizado en la planta compresora Cantagallo
5. Para el gas de Cantagallo con destino a Brisas de Bolívar, el punto de conexión del ramal de Brisas de Bolívar sobre el gasoducto que une la estación Auxiliar Cantagallo con la planta compresora Cantagallo.
6. Para el gas de Cantagallo con destino a San Pablo y Cantagallo, el punto de conexión del ramal de San Pablo y Cantagallo localizado en las instalaciones de la zona industrial del campo Cantagallo.
7. Para el gas de Cantagallo con destino al corregimiento Km 8, el punto de conexión del ramal del Kilometro 8, sobre el gasoducto que une la planta Compresora Cantagallo con la conexión a la línea Provincia-Payoa-Refinería Barrancabermeja.
8. Para el gas al municipio de Yondo el punto de conexión del ramal a Yondo localizado en la planta deshidratadora Galán y para el gas de Casabe para la atención del mismo Municipio será: el hot tap realizado en el PK 2+900 del gasoducto Galan-Yondo.
9. Para el gas de Llanito la brida inmediatamente anterior a la Estación Puerta de Cuidad de la población de Llanito.
10. Para el gas de Cantagallo con destino a Puente Sogamoso y El Pedral, el punto de conexión del ramal de Puente Sogamoso y El Pedral, sobre el gasoducto que une la Planta Compresora Cantagallo con la conexión a la línea Provincia-Payoa-Refinería de Barrancabermeja.
11. Para el gas de Payoa y/o Provincia usado para efectuar el intercambio con gas Guajira, con destino a los municipios de Barrancabermeja y Yondo, la brida de entrada del medidor 703 ubicada dentro de las instalaciones de la Refinería de Barrancabermeja, sobre el gasoducto de 12 pulgadas de diámetro que conduce el gas desde Payoa hasta la Refinería de Barrancabermeja.

Dado que las Partes han acordado efectuar un intercambio del Gas de Payoa y/o Provincia por Gas Guajira y/o Gas Casabe (en adelante Gas de Intercambio), en unidades de energía, Las reglas para dicho intercambio serán las siguientes:

- El Gas de Intercambio corresponderá al menor valor entre: i) La CDSA de Payo y/o Provincia y ii) las

Otrosí No 2 al Contrato GAS-003-2010

4

- cantidades de Gas Guajira y/o Gas Casabe que tenga disponibles EL VENDEDOR para intercambiar.
- EL COMPRADOR pondrá a disposición de EL VENDEDOR una cantidad de Gas de Payoa y/o Provincia equivalente a la cantidad de energía del Gas de Intercambio, en el punto de entrega descrito en el presente numeral.
 - Por su parte EL VENDEDOR Entregará a EL COMPRADOR una cantidad de gas de Guajira y/o Casabe, equivalente a la cantidad de energía del Gas de Intercambio, en la brida de salida de los medidores 1,2, 3 y 4 localizados en la estación Barrancabermeja de propiedad de Centragas para el caso del Gas Guajira y en el hot tap realizado en el PK 2+900 del gasoducto Galan-Yondó para el caso del gas Casabe."

CUARTA: Incluir en la Cláusula XII. referente a "CONDICIONES ESPECIALES" el numeral 6 siguiente:

"6. Adicionar el numeral 19.8 a la Cláusula Decimonovena, relativa a Ley y Normatividad Aplicable, de las Condiciones Generales, así:

19.8. Ajuste Regulatorio. *Si con posterioridad a la fecha de perfeccionamiento del presente Contrato se expiden o promulgan regulación o normas que modifiquen los términos del suministro del presente Contrato, las Partes expresamente se obligan a negociar en el menor tiempo posible, todas las modificaciones y ajustes necesarios para dar cumplimiento a las nuevas regulaciones manteniendo la ecuación económica del Contrato."*

QUINTA: Incluir en la Cláusula XIII. referente a "CALIDAD DEL GAS" de las Condiciones Particulares del Contrato el numeral 4 siguiente:

" 4. El Gas proveniente de la Fuente Casabe no cumple con las especificaciones de calidad contenidas en la Resolución CREG 071 de 1999 y por lo tanto, EL VENDEDOR no asume los riesgos que implica su transporte, uso y enajenación y EL COMPRADOR así lo reconoce y acepta.

Dado que el gas de fuente Casabe no cumple con las especificaciones de calidad contenidas en la Resolución CREG 071 de 1999, EL COMPRADOR se compromete a suscribir los acuerdos que sean necesarios con su TRANSPORTADOR, para que éste, con pleno conocimiento de la calidad del Gas a transportar, tome las medidas que considere necesarias para preservar la integridad de su gasoducto y demás equipos e instalaciones requeridas para efectuar el transporte del Gas objeto de este Contrato, bajo su plena responsabilidad; por lo tanto, EL VENDEDOR no asume ningún riesgo derivado de la no adopción de estas medidas.

En ningún caso EL VENDEDOR será responsable por reclamación alguna que pueda presentarse por parte de EL COMPRADOR o de su TRANSPORTADOR, como consecuencia del recibo y/o transporte del Gas de fuente Casabe.



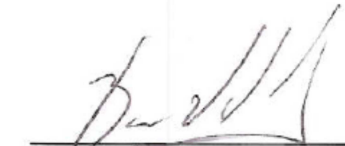



SEXTA: VIGENCIA.

El presente Otrosí tendrá vigencia a partir de la fecha de su firma y hasta cumplido tres meses contados a partir de su firma.

SEPTIMA: El presente Otrosí no constituye novación del Contrato, cuyo contenido, con excepción de lo expresamente modificado en el presente documento, continúa vigente.

En constancia se firma por las Partes el 28 de Octubre de 2010.

EL VENDEDOR	EL COMPRADOR
 <hr/> BORIS VILLA GALLO Gerente de Gas ECOPETROL S.A. <i>otro</i>	 <hr/> GERARDO RUEDA AMOROCHO Representante Legal GASORIENTE S.A. E.S.P. <i>GR</i>

ANEXO No. 4

RESOLUCIÓN 181495 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 2009

REPÚBLICA DE COLOMBIA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1495 DE

(2 SEP. 2009)

Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por los Decretos 070 de 2001 y 3724 de 2009, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 332 de la Constitución Política el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables y por mandato de los artículos 3 y 5 del Decreto 070 de 2001, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con su exploración y explotación.

Que con respecto al sector hidrocarburífero, el artículo 12 del mencionado Decreto defiere a ese Ministerio la potestad de velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con su exploración y explotación para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral.

Que con el fin de impulsar la calidad en los procesos de productividad y de competitividad de los bienes y servicios de los mercados, se hace necesario implantar mecanismos que garanticen una adecuada infraestructura para el logro de tal fin.

Que los Reglamentos Técnicos se establecen para garantizar la seguridad nacional, proteger la vida, la salud y la seguridad humana, animal y vegetal, la protección del medio ambiente y la prevención de prácticas que puedan ser potencialmente peligrosas.

Que el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, a solicitud del Ministerio de Minas y Energía, procedió a efectuar las notificaciones internacionales previstas en la Resolución 03742 de 2001 emanada de la Superintendencia de Industria y Comercio y, vencido el término de notificación no se recibieron comentarios ni observaciones sobre el proyecto de reglamento.

cmk

VENO



18 1495 E 2 SEP. 2009

Página 2 de 22

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Que el Ministerio sometió el proyecto de reglamento a discusión de los agentes económicos interesados, de los cuales recibió comentarios y observaciones que fueron debidamente analizados.

RESUELVE:

TITULO I

DISPOSICIONES PRELIMINARES

Artículo 1º. Objetivo. La presente Resolución tiene por objeto regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía regulará las actividades relativas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.

Artículo 2º. Ámbito de Aplicación. Las disposiciones contenidas en esta Resolución se aplican a todas las personas naturales y jurídicas que desarrollen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo 3º. Órganos Competentes. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la ley, controlar las actividades reglamentadas en la presente Resolución, proferir los reglamentos técnicos y demás actos administrativos e imponer las sanciones respectivas.

La función de control y demás autorizaciones de que trata la presente Resolución, serán las ejercidas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, o por intermedio de personas naturales o de entidades debidamente calificadas y certificadas. El transporte, el alojamiento y alimentación para tal efecto serán suministrados por el contratista, quien además entregará la información que sea requerida y facilitará el acceso a las instalaciones sin restricción alguna.

Artículo 4º. Normas Técnicas y Estándares. En las operaciones reglamentadas en esta Resolución se deben aplicar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, RETIE o cualquiera otra que las modifique, utilizadas en la industria petrolera.

En donde se desarrollen estas actividades, los manuales y normas técnicas requeridos deben estar a disposición permanente de las autoridades administrativas o de cualquier otra entidad o persona debidamente autorizada o delegada por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 5º.- Disposiciones Complementarias. Las actividades reglamentadas por esta Resolución están sujetas a todas las leyes, decretos y actos administrativos relativos a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de las minorías étnicas y culturales, de salubridad y de seguridad industrial, así como a los convenios de la OIT 174 y 181 y todos aquellos que los modifiquen.

Parágrafo. Es responsabilidad del contratista obtener y mantener vigentes las licencias y permisos necesarios para el desarrollo de cualquier actividad relativa al sector hidrocarburos.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Artículo 6°. Definiciones y Siglas. Para los efectos de esta reglamentación, se adoptan las siguientes definiciones y siglas:

Abandono: Taponamiento y cierre técnico de un pozo, el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción y sin perjuicio de las autorizaciones por parte de las autoridades ambientales.

Aforo: Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente a condiciones estándares (60 °F=15 °C y 14,7 PSI=1 Atmósfera) y estáticas (completo reposo).

AGA: American Gas Association. (Asociación Americana del Gas).

Análisis de Riesgo: Estudio para evaluar eventos predecibles que potencialmente constituyen un riesgo que pueden afectar el desarrollo de las operaciones.

Año: Período de doce (12) meses consecutivos contado desde una fecha específica.

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

Área Contratada: Superficie y su proyección vertical en el subsuelo identificada, en la cual el contratista está autorizado para efectuar las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Área de Evaluación: Porción del área contratada en la cual el contratista realiza un descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un programa de evaluación para establecer o no su comercialidad.

Área de Explotación: Porción del área contratada en la cual el contratista o ECOPETROL S.A., en los contratos de asociación, decide explotar comercialmente uno o mas yacimientos de hidrocarburos.

ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

Barril de petróleo: Unidad de medida de volumen, normalmente utilizada para hidrocarburos líquidos que consta de cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, reportada normalmente a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo: Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

BSW (A&S): Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

Calibración: Conjunto de operaciones (procesos o procedimientos) que se realizan a condiciones controladas para determinar una variable de interés, comparando un sistema, un equipo o instrumento con su patrón de referencia respectivo.

Campo: Área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos.

Campo Comercial: Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Columna Estratigráfica: Representación en vertical de las distintas formaciones que existen en una determinada área.

Condensado: Mezcla de hidrocarburo que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla. Las gravedades de los crudos producidos están por encima de 40°API.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para el petróleo. Para la temperatura es de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma setenta y tres libras (14,73) por pulgada cuadrada.

Las condiciones estándar del gas son: para la temperatura de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma sesenta y cinco libras (14,65) por pulgada cuadrada.

Contratista: Persona jurídica que celebra un contrato o convenio para la exploración o explotación de hidrocarburos en el país y lo ejecuta con autonomía técnica y administrativa, bajo su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones, sean éstas de exploración, evaluación, explotación, desarrollo o producción dentro del área contratada.

Control Técnico de las Operaciones: Conjunto de actividades conducentes a realizar acciones de control, desde el punto de vista técnico, de cualquier actividad operativa de exploración y explotación de hidrocarburos.

Control: Comprobación o inspección de alguna operación o evento. Limitación o verificación del mismo. Supervisión de lo realizado por otros

Declaración de Comercialidad: Comunicación escrita mediante la cual el contratista declara a la ANH y está acepta, tacita o explícitamente, la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada.

En los contratos de asociación con ECOPETROL S.A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el contratista decide explotarlo bajo la modalidad de solo riesgo.

Día: Período de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (24:00).

Estimulación: Tratamiento a la formación productiva de un pozo con el objetivo de mejorar su productividad.

Estructura: Forma (anticlinal, sinclinal, etc.) que presentan las formaciones geológicas en las cuales es posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos.

Evaluación: Trabajos realizados para determinar la capacidad de producción de hidrocarburos o de algún parámetro petrofísico de las rocas o fluidos de los yacimientos, así como para delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos.

Exploración: Estudios, trabajos y obras que se ejecutan para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo.

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Factor de Calibración del Medidor: Relación entre el volumen bruto medido, utilizando un sistema de calibración, y el volumen registrado por un medidor de fluidos durante una prueba de calibración.

Formación: Unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

Gas Libre: Gas natural que se encuentra en fase gaseosa a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Gas Natural: Hidrocarburo que permanece en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales, extraído directamente de yacimientos que contienen hidrocarburos. Puede contener como impurezas otros elementos no hidrocarburos.

GOR (R.G.P) Relación Gas Petróleo: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estandar/BP Netos).

Hidrocarburo: Compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15°) API.

Intervalo Productor: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos.

Levantamiento Artificial: Técnicas y sistemas utilizados para llevar a superficie los fluidos que se encuentran en el pozo cuando su energía no es suficiente para conducirlos naturalmente (flujo natural) o cuando se pretenda incrementar los volúmenes de producción.

Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica a la Agencia Nacional de Hidrocarburos: Acuerdo mediante el cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, establece el contenido y las condiciones de entrega de la información por parte del contratista.

Medición: Comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Mes: Período contado a partir de cualquier día de un mes calendario y que termina el día anterior al mismo día del mes calendario siguiente o, si se trata del día primero hasta el último día del mes en curso.

Metro Cúbico: Volumen de gas contenido en un metro cúbico a condiciones estándar. Un metro cúbico de petróleo es igual a 6,29 barriles.

NFPA: National Fire Protection Association. (Asociación Nacional de Protección Contra incendios).

Norma Técnica: Especificación técnica nacional o internacional aprobada por un organismo reconocido por su actividad normativa para una aplicación, evento u operación que se realiza repetida o frecuentemente. **NTC:** Norma Técnica Colombiana, expedida por el ICONTEC.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

Pie Cúbico Normal: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones estándar. .

Pie Cúbico Estándar: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 Lb/pulgada² y a una temperatura de 60°F.

Placa o Platina de Orificio: Placa metálica circular con un orificio calibrado, colocado en una tubería a través de la cual pasa el fluido, utilizada para la medición del gas.

Plan Unificado de Explotación: Convenio de explotación celebrado entre contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un yacimiento explotado en forma compartida.

Pozo: Obra especializada de la ingeniería de petróleos consistente, en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objeto de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie. Se diferencia de las obras civiles realizadas para la construcción del pozo, tales como vías de acceso, locaciones y edificaciones.

Pozo Abandonado: Pozo que se decide no utilizar para ningún fin, el cual debe ser taponado adecuadamente.

Pozo de Desarrollo: Aquel que se perfora con el propósito de contribuir a la explotación de yacimientos después del período de exploración y evaluación.

Pozo Descubridor: Pozo cuyo resultado conlleva al descubrimiento de una nueva área productora de hidrocarburos y puede involucrar uno o más yacimientos.

Pozo Estratigráfico: Pozo que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburiífero.

Pozo Exploratorio: Pozo perforado para buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora o para buscar yacimientos adicionales no conocidos.

Pozo Inactivo: Pozo que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonarlo definitivamente.

Pozo Inyector: Pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía. .

Pozo Productor: Pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.

Pozo Seco. Es aquel en el cual no se hallan hidrocarburos.

Prueba de Formación: Técnica de evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos.

Prueba de Integridad: Evaluación de la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección y tapones de un pozo, para verificar que el sistema garantiza que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas.

Pruebas de Presión: Registro de las variaciones de presión en el tiempo y profundidad para un pozo o para un grupo de pozos.

R/B

J/c

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Pruebas Extensas: Periodo de producción posterior a la prueba inicial que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo.

Pruebas Iniciales: Pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento.

Puntos de Medición Oficial: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar.

Puntos de Medición Oficial, de Transferencia y Custodia: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía para la medición y entrega oficial de los hidrocarburos producidos.

Reacondicionamiento de Pozos: Trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su terminación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyectividad, tales como el abandono o aislamiento de zonas, la perforación o reperforación de nuevas o viejas zonas productivas, estimulaciones, fracturamiento, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversión de la finalidad del pozo, así como la instalación, retiro, cambio o reparación de los equipos o sistemas de levantamiento artificial o cualquier modificación en la terminación del pozo.

Recobro Ultimo: Relación entre el volumen recuperado y volumen original estimado de hidrocarburos existentes in situ, en un determinado yacimiento.

Recuperación Mejorada: Técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

SUIIME: Sistema Único de Información Minero energética del Ministerio de Minas y Energía utilizado para liquidar las regalías por la producción de hidrocarburos.

Tabla Volumétrica: Tabla que indica el volumen contenido en un tanque para cada nivel de llenado.

Terminación: Conjunto de trabajos u operaciones que tienen por objeto dotar al pozo de todos los aditamentos definitivos requeridos para la producción o inyección de fluidos.

Tonelada Métrica: Unidad de medida de volumen equivalente a mil litros, reportada normalmente a condiciones estándar.

Transferencia de Custodia: Operación que ocurre cuando un producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, ya sea a título de tenencia o a título de propiedad del producto.

Yacimiento: Es toda formación rocosa del subsuelo en la cual se encuentran acumulados naturalmente hidrocarburos móviles y que están caracterizados por un sistema único de presiones.

Yacimiento convencional: Son todos aquellos donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Estos yacimientos presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se les asocian reservas limitadas, explotables en pocos años.

Yacimientos no convencionales: Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.

TÍTULO II

EXPLORACIÓN

Artículo 7º. Actividades de Exploración. Las actividades exploratorias se regirán por lo establecido en el presente reglamento y en las demás disposiciones que regulen la materia, así como por lo pactado en los diferentes contratos y convenios.

Artículo 8º. Informe de Actividades Exploratorias. Antes de iniciar trabajos y en concordancia con las obligaciones exploratorias pactadas en cada una de las actividades del contrato o convenio el contratista deberá comunicar al Ministerio de Minas y Energía lo siguiente:

- a) Objetivos.
- b) Mapa geográfico del área, con coordenadas y escala exigidas por la autoridad competente.
- c) Cronograma de actividades.
- d) Metodología y tecnologías a utilizar.

Parágrafo: Toda modificación que se realice en las actividades exploratorias se comunicará por el Contratista al Ministerio de Minas y Energía antes de ejecutarla.

Artículo 9º. Informes. El contratista presentará informes de acuerdo con lo estipulado en el Título VIII y el artículo 71 de la presente Resolución. ...

Artículo 10º. Seguridad. En los trabajos que se ejecuten se aplicarán las buenas prácticas de la industria identificando eventuales situaciones de emergencia para cuyo efecto se propondrán planes de contingencia.

Artículo 11. Terminación de las Actividades de Exploración: Terminadas las actividades de exploración, el contratista debe restaurar el área y cumplir con el pago de los salarios, afectaciones, servidumbres y arriendos, de acuerdo con las disposiciones vigentes.

TÍTULO III

PERFORACIÓN

CAPÍTULO I

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN

CM

CM

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Artículo 12. Permiso para Perforar. Para iniciar la perforación de un pozo, previamente se debe solicitar y obtener permiso diligenciando el Formulario 4 "Permiso para perforar". El permiso será válido por un periodo de tres (3) meses contados a partir de la fecha establecida para iniciar la perforación. Si durante este lapso la perforación no se inicia, el contratista dispondrá de treinta (30) días para justificar tal situación y renovar el permiso.

Para la perforación de uno o varios pozos de desarrollo se puede solicitar y obtener en un solo trámite los permisos diligenciando la Forma 4 para cada pozo y presentando un programa global para la perforación.

Artículo 13. Verificaciones. En las operaciones desarrolladas en tierra una vez se haya instalado la subestructura y en las operaciones desarrolladas en zonas lacustres y costa afuera una vez se haya instalado la plataforma, antes de iniciar la perforación se dará aviso al Ministerio de Minas y Energía con tres (3) días de anticipación, que si lo considera pertinente, realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas del equipamiento instalado y la localización que tendrá el pozo.

De la visita practicada se levantará un acta y sino se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la perforación. En el evento en que el Ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Los equipos de perforación utilizados deberán cumplir con las disposiciones que al respecto establezca el Ministerio de Minas y Energía, conforme a las normas internacionales.

Parágrafo. En el evento en que el Ministerio decida no realizar la visita de que trata el inciso 2º del presente artículo, el contratista podrá iniciar la perforación del respectivo pozo y sin perjuicio de las observaciones que surjan de visitas de verificación posteriores.

Artículo 14. Suspensión y Revocación del Permiso. El Ministerio de Minas y Energía podrá suspender o revocar el permiso para perforar e imponer las sanciones pecuniarias que la situación amerite, cuando las condiciones de seguridad en las operaciones no sean adecuadas o cuando se cambie de manera inconsulta alguno de los requerimientos exigidos en el Formulario 4 "Permiso para perforar" aprobado, previo agotamiento del procedimiento de investigación.

Artículo 15. Prohibición. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Energía.

- a) Cien (100) metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y del lindero del área contratada.
- b) Cien (100) metros de cualquier instalación industrial.
- c) Cincuenta (50) metros de oleoductos y gasoductos.
- d) Cincuenta (50) metros de los diversos talleres, calderas y demás instalaciones en uso.
- e) Cien (100) metros de las casas de habitación.
- f) Cincuenta (50) metros de las líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Artículo 16. Programa de Perforación. La perforación de un pozo debe sujetarse al programa aprobado por el Ministerio de Minas y Energía. Cualquier modificación debe ser previamente autorizada actualizando el programa.

En casos de profundización o cambio de dirección de un pozo, sin interrumpir las operaciones, se debe dar aviso al Ministerio de Minas y Energía justificando técnicamente la operación proyectada y actualizando el Formulario 4 "Permiso para perforar".

Artículo 17. Informes. Durante la perforación de un pozo se debe rendir un informe diario por vía electrónica al Ministerio de Minas y Energía que contenga mínimo lo siguiente:

- a) Reporte de ingeniería
- b) Reporte de geología
- c) Registro de evaluación de formaciones

Además del informe diario, quincenalmente se debe diligenciar el Formulario 5 "Informe quincenal" y suministrar al Ministerio de Minas y Energía cualquier otra información por éste requerida, incluyendo las principales actividades desarrolladas, parámetros de perforación, registros, pruebas y los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

TERMINACIÓN DE POZOS

Artículo 18. Programa de Terminación Oficial. En los pozos exploratorios, se enviará al Ministerio de Minas y Energía el programa de pruebas y terminación para aprobación previa. En los pozos de desarrollo y de avanzada el programa se presentará en el Formulario 4 "Permiso para perforar" antes de iniciar la perforación. Cualquier modificación al programa debe ser comunicada previamente al Ministerio de Minas y Energía.

Terminado el pozo, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, se enviará al Ministerio de Minas y Energía debidamente diligenciado, el Formulario 6 "Informe de terminación oficial". En caso de un programa intensivo de desarrollo, , previa justificación, el Ministerio podrá ampliar dicho plazo.

Parágrafo. El programa podrá ser entregado por medio electrónico y el Ministerio de Minas y Energía podrá emitir pronunciamiento por el mismo medio.

Artículo 19. Cambios en la Terminación. Para cambiar la terminación de un pozo se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía con quince (15) días calendario de anticipación, por medio del Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial". Quince (15) días calendario después de terminado el trabajo se debe informar sobre los resultados diligenciando el Formulario 10 "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial".

Artículo 20. Terminación Múltiple. Cuando un pozo se termine en forma múltiple, se debe informar de los resultados del trabajo diligenciando el Formulario 11 "Informe de terminación múltiple".

Artículo 21. Tubería de Revestimiento Usada en la Perforación de Pozos. No se podrá utilizar tubería de revestimiento usada en la perforación de pozos, salvo que el

ex

sc

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Ministerio de Minas y Energía lo autorice previa inspección y certificación de prueba de integridad por una compañía especializada y autorizada para tal efecto.

Artículo 22. Seguridad de las Tuberías de Revestimiento y Producción. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en la perforación y terminación de pozos deben estar diseñadas para resistir esfuerzos de colapso, tensiones y presión interna según las condiciones esperadas.

Artículo 23. Tubería de Revestimiento de Superficie en Presencia de Acuíferos. En caso de atravesar algún cuerpo de agua dulce durante la perforación de un pozo, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse y cementarse por lo menos cincuenta (50) pies debajo del límite inferior del acuífero.

Artículo 24. Terminación de Pozo en Hueco Abierto. Ningún pozo se podrá terminar en hueco abierto, salvo en casos excepcionales autorizados por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 25. Pozo de Reemplazo. Si durante la perforación tiene que ser abandonado un pozo por fallas mecánicas sin haber alcanzado su objetivo principal y se opte por iniciar inmediatamente otro que lo reemplace o por realizar una ventana lateral con el fin de alcanzar el objetivo propuesto, podrá hacerse dando previo aviso escrito, o por cualquier medio, al Ministerio de Minas y Energía, actualizando posteriormente el Formulario 4 "Permiso para perforar", dentro del término que le señale el Ministerio para el efecto.

Artículo 26. Toma de Registros Eléctricos. En todo pozo se deberán tomar como mínimo registros eléctricos de gamma ray (GR), potencial espontáneo (SP) y de resistividad, desde superficie hasta profundidad final.

Artículo 27. Prueba Inicial. Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 "Informe de terminación oficial".

En los pozos exploratorios, de avanzada y de desarrollo en yacimientos compartimentados, se deben practicar pruebas de presión y presentar los resultados en el Formulario 8 "Informe sobre pruebas de presión". Además, en los pozos exploratorios se deben realizar pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestras para la caracterización de fluidos.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ministerio de Minas y Energía realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción. De la visita se levantará un acta y sino se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el evento en que el Ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Parágrafo 1. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar tiempos superiores de prueba, la realización de trabajos adicionales al programa original de terminación o cambios con relación a las pruebas selectivas.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Parágrafo 2. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización del Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 28. Análisis Físicoquímicos. Cada muestra de gas, condensado, petróleo o agua obtenida de un pozo será analizada para determinar sus propiedades físicoquímicas y los datos obtenidos serán incluidos en el informe de terminación oficial del pozo en el Formulario 6 "Informe de terminación oficial".

En las muestras y corazones se indicará la profundidad a la cual fueron tomados y en estos últimos además, su orientación original. El material recolectado de acuerdo con el programa de perforación aprobado, será enviado a la Litoteca Nacional, conforme lo establecen las normas vigentes.

Artículo 29. Muestras de Corazones. En todo yacimiento descubierto se deben tomar muestras de corazones ya sea en pozos exploratorios, de avanzada o en los dos pozos iniciales de desarrollo. Previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, por razones operacionales, económicas o características del yacimiento, se podrá prescindir de dicha actividad.

CAPÍTULO III

TAPONAMIENTO Y ABANDONO DE POZOS

Artículo 30. Condiciones para el Taponamiento y Abandono. Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

Parágrafo. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. "Informe de terminación oficial".

Artículo 31. Suspensión de Pozos en Perforación. Para suspender la perforación de un pozo se deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y para el efecto presentar un informe justificando tal decisión e indicando el plan a seguir. La suspensión se dará por un periodo de tres (3) meses prorrogables hasta por dos periodos iguales.

El Ministerio de Minas y Energía podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo técnicamente necesario, debiendo el contratista diligenciar el Formulario 6 "Informe de terminación oficial" y el Formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Artículo 32. Suspensión Temporal de Pozos Terminados. El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación.

Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo. Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 "Informe de terminación oficial".

Artículo 33. Permiso de Abandono de Pozos Oficialmente Terminados. Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al MME diligenciando el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial". Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el Formulario 10A. "Informe de taponamiento y abandono".

Artículo 34 Utilización de Acuíferos. Cuando se hayan encontrado cuerpos de agua dulce y tenga que abandonarse el pozo, los trabajos se ejecutarán en condiciones de terminación que permitan su utilización futura como pozo de agua.

Artículo 35 Reglamentación del Taponamiento. La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los tapones, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

TÍTULO IV

PRUEBAS EXTENSAS

Artículo 36. Pruebas Extensas de Producción. Para realizar las pruebas extensas de producción se debe obtener autorización previa del Ministerio de Minas y Energía, para cuyos efectos se debe tener aprobado el formulario 6 "Informe de terminación oficial" y las facilidades de producción a utilizar, las cuales deberá ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas nacionales o internacionales en la materia, además presentar un programa de pruebas y un mapa del área del yacimiento, de acuerdo con el Decreto 3229 de 2003, o las normas que lo modifiquen o sustituyan. Las pruebas tendrán una duración máxima de seis (6) meses, prorrogables en función de su alcance.

Además, se deben practicar como mínimo pruebas de presión y su resultado se reportará al Ministerio de Minas y Energía dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, en el Formulario 8 "Informe sobre prueba de presión".

TÍTULO V

PERIODO DE EXPLOTACIÓN

CAPÍTULO I

INICIO DE EXPLOTACIÓN

Artículo 37. Inicio de Explotación: Para iniciar la explotación de un determinado campo, el contratista deberá presentar previamente el diseño de las facilidades de producción y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez éstas se

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

hallen instaladas se verificará si corresponden al diseño aprobado, de lo contrario, no se otorgará el inicio de explotación respectivo.

Además, se deberá aportar un análisis del riesgo operacional, la licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos.

El aforo de los tanques, la calibración de los equipos de medición y el patronamiento de las cintas, termómetros y demás instrumentos y equipos de medición y de laboratorio deben estar certificados por las entidades competentes y verificados por el Ministerio de Minas y Energía.

Todos los requerimientos antes mencionados, son de estricto cumplimiento con el fin de proceder con el inicio de explotación respectivo.

Parágrafo 1. En los contratos celebrados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ésta suministrará al Ministerio de Minas y Energía la información presentada por los contratistas en el Plan de Desarrollo, la cual es requisito para el otorgamiento del inicio de explotación. Para los contratos de asociación, será el contratista quien presente al Ministerio de Minas y Energía copia de la información enviada a ECOPETROL S.A. de la solicitud de comercialidad, el pronunciamiento de dicha entidad y de ser necesaria, la aceptación de explotación por parte del contratista, cuando de solo riesgo se trate.

Parágrafo 2. Si las facilidades de producción a utilizadas para la aprobación del inicio de explotación son las mismas autorizadas para el desarrollo de la prueba extensa, éstas se tomarán como referencia para el otorgamiento del inicio de explotación respectivo y sin perjuicio de las adecuaciones que se requieran para el cumplimiento del plan de desarrollo del campo.

Parágrafo 3. Las tasas eficientes de producción presentadas por los contratistas serán aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 4. Los inicios de explotación serán otorgados por el Ministerio de Minas y Energía a través de Resolución debidamente motivada y previo cumplimiento de los requisitos señalados en el presente artículo.

CAPITULO II

PRODUCCIÓN

Artículo 38. Requerimientos para la Producción. Los equipos de control, las facilidades de producción, el tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos, las condiciones de los separadores, el aforo de los tanques, las distancias mínimas para la instalación de tanques, los diques para la contención de derrames, las características de las teas, las instalaciones eléctricas y todos los demás requerimientos necesarios para la producción, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento que no se haya expedido tal reglamentación, se tomará como base las normas internacionales aplicables en la materia.

Artículo 39. Pruebas de Pozos. Todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR y BSW) de los fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. Los datos obtenidos deben reportarse al MME

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

mensualmente en los Formularios 16 "Informe mensual sobre ensayos de potencial de pozos de petróleo" y Formulario 25 "Prueba de pozo de gas".

Las pruebas deben realizarse utilizando separadores y tanques de prueba. El cambio en la frecuencia y duración de las pruebas y la utilización de otros métodos para su práctica, deben ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía regulará la relación gas-petróleo (GOR) de acuerdo con las condiciones específicas de cada yacimiento.

Artículo 40. Trabajos posteriores a la Terminación. Para realizar trabajos de estimulación, reparaciones o trabajos de fondo de pozo, instalación o cambio de un sistema de levantamiento artificial, trabajos de reacondicionamiento que alteren las condiciones actuales del pozo o del yacimiento, o para abandonarlo, se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía mediante el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial".

Quince (15) días después de terminado el trabajo, se debe informar sobre los resultados por medio del Formulario 10, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el Formulario 10A "Informe de Taponamiento y Abandono".

Parágrafo. Para instalar o cambiar el levantamiento artificial, se debe justificar técnica y económicamente el sistema que se pretende utilizar y presentar un diagrama donde se muestren los equipos de fondo de pozo y superficie; además, el Ministerio de Minas y Energía realizará una inspección a las instalaciones requeridas para la implementación del sistema y en caso de establecer deficiencias o malos procedimientos, podrá revocar el permiso.

CAPÍTULO III

MEDICIÓN OFICIAL

Artículo 41. Requerimientos para la Medición. Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual éstos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales éstos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. . En el evento que no se haya expedido tal reglamentación, se tomará

TÍTULO VI

CONTROL DE YACIMIENTOS

Artículo 42. Producción Separada de Yacimientos. Todo yacimiento de petróleo o gas deberá explotarse individualmente y sus pozos terminados, mantenidos y operados, de acuerdo con sus características y acorde con lo establecido en el Plan de Desarrollo contemplado en el contrato.

El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la producción conjunta de yacimientos a través de un mismo pozo cuando lo estime conveniente para un mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos o cuando se den las siguientes condiciones:

CB

Je

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

a) Cuando dos o más yacimientos o intervalos productores cercanos tengan características litológicas, de fluidos y de presiones similares, a juicio de la evaluación que haga el Ministerio de Minas y Energía.

b) Cuando se demuestre que la explotación separada de los yacimientos no es económicamente viable y no afecta el recobro último de alguno de ellos.

Parágrafo. Cuando se autorice la explotación conjunta de yacimientos, por lo menos cada seis (6) meses, se deberá realizar pruebas que determinen el aporte de fluidos de cada yacimiento, las cuales serán acordadas con el Ministerio de Minas y Energía..

Artículo 43. Clasificación de los Yacimientos y Pozos. El Ministerio de Minas y Energía determinará la clasificación de los yacimientos y pozos y podrá reclasificarlos cuando las condiciones lo ameriten o por solicitud del contratista, técnicamente justificada.

Artículo 44. Tasas de Producción. La explotación de hidrocarburos se realizará evitando el desperdicio de la energía natural del yacimiento, de acuerdo con las tasas de producción más eficientes aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía.. Además, se deberá monitorear el comportamiento de las presiones, la relación gas – petróleo y el corte de agua, con el objeto de obtener técnica y económicamente la máxima recuperación final de hidrocarburos.

Artículo 45. Pruebas de Presión de Yacimiento. Por lo menos cada seis (6) meses se debe realizar un programa de monitoreo de la presión a cada uno de los yacimientos en explotación o, en su defecto, se deben colocar sensores de fondo permanentes para el mismo efecto. Dicho programa será concertado con el Ministerio de Minas y Energía..

Los resultados serán reportados al Ministerio de Minas y Energía en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario en el Formulario 8. "Informe sobre pruebas de presión". El informe deberá contener el análisis, interpretación y resultado de las pruebas, así como los parámetros utilizados, indicando la fuente o procedimiento para su estimación. Además, anexará las graficas, cálculos, modelos y métodos de interpretación e informará acerca del programa de interpretación utilizada.

Parágrafo. La periodicidad de las pruebas de presión de yacimiento puede ser modificada a solicitud del contratista, previa justificación técnica y aprobación del Ministerio de Minas y Energía..

Artículo 46. Mantenimiento de Presión. Todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, deberán ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en el Formulario 15 "Permiso para recobro mejorado".

Parágrafo 1. La duración de todo ensayo o piloto deberá ser acordada entre el contratista y el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2. El contratista debe presentar el diseño de las facilidades requeridas en el desarrollo de lo establecido en el presente artículo y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez éstas se hallen instaladas, dicha entidad verificará si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, el Ministerio de Minas y Energía podrá suspender la operación.

15/9

15/9

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

Artículo 47. Plan Unificado de Explotación. Con el fin de lograr la mayor eficiencia en la explotación de uno o varios yacimientos que se encuentren localizados en dos (2) o más áreas contratadas correspondientes a distintos interesados y tal circunstancia dé lugar a conflictos entre ellos o pongan en riesgo el recobro último, tales interesados estarán obligados a poner en práctica un plan unificado de explotación, el cual deberá ser aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

Cuando un mismo contratista tenga intereses en uno o varios yacimientos que se encuentren localizados en dos o más áreas contractuales diferentes, se deberá presentar un plan unificado de explotación para la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, de no hacerse dicha entidad podrá imponerlo.

Artículo 48. Producción Unificada de Campos. Con el fin de optimizar la producción de dos o más campos, el o los interesados podrán unificar la explotación presentando un plan que será aprobado previamente por el Ministerio de Minas y Energía..

Artículo 49. Proyectos de Recuperación Mejorada. Todo ensayo, piloto o proyecto de recuperación por cualquier método y su extensión al yacimiento y sus modificaciones, deben ser previamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en el Formulario 15 "Permiso para recobro mejorado".

Parágrafo 1. La duración de todo ensayo o piloto deberá ser acordada entre el contratista y el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2. El contratista debe presentar el diseño de las facilidades requeridas en desarrollo de lo establecido en el presente artículo y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez éstas se hallen instaladas, se verificará si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, dicha entidad podrá suspender la operación.

Artículo 50. Suspensión o Abandono de Proyectos de Recuperación. Toda suspensión o abandono de cualquier proyecto de recuperación secundaria o mejorada de un yacimiento de hidrocarburos, se comunicará con la debida justificación al Ministerio de Minas y Energía por lo menos con dos (2) meses de anticipación. Para tal efecto, el interesado suministrará toda la información de carácter técnico y económico que le sea solicitada.

Las condiciones y duración de la suspensión serán acordadas entre el Ministerio de Minas y Energía y el contratista. Para el abandono se requiere la presentación de un plan para aprobación.. El desmantelamiento de facilidades y equipos, será verificado por este ministerio sin perjuicio de las competencias que ejercen las autoridades ambientales.

Artículo 51. Proyectos de Disposición del Agua Producción. Todo proyecto de disposición del agua producida debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 20, "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)"

La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial".

Artículo 52. Prohibición de Quema de Gas y Desperdicio. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o

C&E

151

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 21 "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)". La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial"

Parágrafo 2. Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se deberá presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

Parágrafo 3. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

Parágrafo 4. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.

Artículo 53. Desperdicio. Se considera desperdicio cuando:

- a) Exista uso ineficiente, excesivo, o se dilapide la energía de los yacimientos.
- b) La perforación de un pozo dentro de un campo de como resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
- c) Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas.
- d) La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización.
- e) No se utilicen sistemas de levantamiento artificial adecuados, que afecten el recobro último de petróleo o gas.

TÍTULO VII

DESMANTELAMIENTO DE CONSTRUCCIONES E INSTALACIONES

Artículo 54. Ajustes al Programa de Abandono. Con el inicio de la Explotación se debe presentar un programa de Abandono para cada área contratada el cual será actualizado con el informe técnico anual, de existir modificaciones.

Parágrafo. Si el programa de abandono o sus actualizaciones fueron presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a ECOPETROL S.A. para efectos contractuales, el Ministerio de Minas y Energía se basará en dicho programa.

Artículo 55. Desmantelamiento. El desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general requiere permiso previo del Ministerio de Minas y Energía.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

La solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirados.

En todo permiso para desmantelamiento de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental.

TÍTULO VIII

INFORMES

CAPÍTULO I

INFORMES ANUALES

Artículo 56. Contenido de los Informes. Todos los informes, estudios o análisis relativos a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, salvo el estudio de simulación, deberán presentarse al Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo exigido en el "Manual de suministro de información técnica y geológica a la Agencia Nacional de Hidrocarburos".

Artículo 57. Informes Anuales. Antes del primero (1º) de marzo de cada año y con corte al 31 de diciembre del año anterior, toda persona que realice actividades de exploración o explotación deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía un informe de geología, geofísica y de ingeniería, suscrito por un Geólogo o Ingeniero de Petróleos, indicando el número de la matrícula profesional. El informe debe contener una introducción en la cual se identifique su objeto, los documentos y fuentes utilizadas y el periodo que comprende.

Las escalas de los mapas que deben presentarse, serán reglamentadas por el Ministerio de Minas y Energía, en concordancia con los estándares del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Parágrafo. Los términos y condiciones de los informes relacionados con reservas de hidrocarburos se sujetarán a lo establecido en el Decreto 727 de 2007 modificado por el Decreto 2767 de 2008 y desarrollado por el Acuerdo 11 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 58. Estudios de Simulación. El Ministerio de Minas y Energía podrá exigir a los contratistas la realización de estudios de simulación de yacimientos y sus actualizaciones, definiendo los alcances del mismo, cuando lo considere necesario, para cumplir sus funciones de control. Los modelos matemáticos utilizados en dichos estudios deberán corresponder a las características del yacimiento y sus fluidos.

Artículo 59. Contenido del Estudio de Simulación. Los informes de estudios de simulación de yacimientos, deberán contener como mínimo la siguiente información:

- a) Alcance, objetivos y limitaciones del estudio.
- b) Programa (Software) utilizado, indicando nombre, tipo, versión.
- c) Propiedades de rocas, fluidos, interacción roca-fluido usados en el estudio, indicando su procedencia e ilustrados en mapas de isopropiedades (modelo geológico o estático utilizado)
- d) Curvas con ajuste histórico de varios de los siguientes parámetros:
 1. Presión de Yacimiento vs. Tiempo.

al

1/2

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

2. Producción de Petróleo, Gas, Agua, Inyección (diaria o acumulada) vs. Tiempo; GOR (Relación Gas/Petróleo).
 3. Relación Agua/Petróleo vs. Tiempo.
- e) Curvas con Pronósticos de los parámetros con los cuales se hizo el ajuste histórico, por lo menos cinco (5) años posteriores a la terminación del estudio.
 - f) Mapas dinámicos de los parámetros definidos en el alcance.
 - g) Conclusiones del estudio.
 - h) Recomendaciones del estudio.
 - i) Persona o entidad responsable del mismo.

CAPÍTULO II

INFORMES MENSUALES

Artículo 60. Informe sobre Actividades de Producción. Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir al Ministerio de Minas y Energía la información de que trata el presente artículo, con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo Formulario y adjuntando los anexos requeridos:

- 1) **Formulario 9** "Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas".
- 2) **Formulario 15 A** "Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo".
- 3) **Formulario 16** "Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo".
- 4) **Formulario 17** "Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas".
- 5) **Formulario 20** "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)".
- 6) **Formulario 21** "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)".
- 7) **Formulario 30** "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado".

Además se tienen que diligenciar los cuadros:

- 1) **Cuadro 1A.** "Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo".
- 2) **Cuadro 4.** "Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo".
- 3) **Cuadro 7.** "Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente".

Parágrafo. La aprobación de los Formularios del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de

CS

Vc

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

hidrocarburos en el SUIME, por lo cual deberá ser cargado en dicho sistema, a la par con la entrega de la información de que trata el presente artículo.

Artículo 61. Contenido de los Formularios. El contenido, diligenciamiento, anexos y aprobación de los Formularios, será determinado por el Ministerio de Minas y Energía.

CAPÍTULO III

OTROS INFORMES

Artículo 62. Otros Informes. Cualquier tipo de estudio o análisis geológico, geofísico o de ingeniería realizado, deberá ser suministrado al Ministerio de Minas y Energía con el objeto de mantener actualizada la información y deberá ser presentado de acuerdo con lo establecido en el artículo 56 de la presente Resolución.

Artículo 63. Información Suministrada con Anterioridad. Si la información solicitada en este título ha sido enviada y no se han producido cambios, es suficiente mencionar tal hecho y la fecha en la cual se presentó, sin perjuicio de que el Ministerio de Minas y Energía pueda solicitar las aclaraciones que considere necesarias.

TÍTULO IX

SANCIONES

Artículo 64. Sanciones. La infracción de cualquiera de las disposiciones contenidas en esta Resolución será sancionada hasta con cinco mil dólares (5.000 US) de multa, en concordancia con el artículo 67 del Código de Petróleos y las normas que lo modifiquen, o sustituyan, salvo que se haya previsto otra sanción y sin perjuicio de las acciones judiciales o administrativas que por tal circunstancia puedan imponerse.

TÍTULO X

OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 65. Obligación de Conservar la Información Técnica Acumulada. Durante todo el tiempo que dure el contrato, el contratista debe conservar toda la información técnica y operacional que obtenga en el área y suministrar copia de todo lo que el Ministerio de Minas y Energía solicite a este respecto.

Artículo 66. Carácter Público de la Información. Toda la información que se obtenga en la exploración y explotación de hidrocarburos será pública, salvo las excepciones contempladas en la ley.

El Ministerio de Minas y Energía, guardará la debida reserva sobre la información y datos suministrados por los contratistas en lo que respecta a exploraciones geológicas y geofísicas, cuando en razón de la naturaleza de la información y datos, se requiera en defensa de los legítimos intereses de quien los haya presentado, en concordancia con lo establecido en los Artículos 4º de la Ley 10ª de 1961 y 6º del Decreto 1348 de 1961 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan.

Artículo 67. Presentación de Informes Digitales. El Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la Ley 962 de 2005, podrá reglamentar la presentación y

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

aprobación en medio digital de toda la información de que trata la presente Resolución.

Artículo 68. Carácter Obligatorio de las Medidas Ordenadas por el Ministerio de Minas y Energía. Las medidas de conservación de petróleo y gas que ordene el MME deberán ser cumplidas en forma inmediata por los interesados, aun en el caso en que manifiesten su desacuerdo con ellas y soliciten someter la controversia al procedimiento arbitral, en la forma prevista en el Artículo 11 del Código de Petróleos.

Artículo 69. Actuaciones Administrativas. Las actuaciones administrativas contempladas en este Decreto se surtirán conforme a los principios rectores y al procedimiento consagrado en el Código Contencioso Administrativo.

Artículo 70. Solicitudes en trámite: Todas las solicitudes en trámite a la fecha de expedición de la presente Resolución, se deberán sujetar en su cumplimiento a lo dispuesto en el presente acto administrativo.

Artículo 71. Entrega de información: Toda la información técnica relacionada con ingeniería y geología de petróleos de que trata la presente Resolución, presentada al Ministerio de Minas y Energía deberá ser firmada por un ingeniero de petróleos o un geólogo, según corresponda, con su respectiva matrícula profesional.

De igual forma, toda información que los contratistas presenten, deberá estar firmada por el representante autorizado del mismo. Se entiende como representante autorizado en Bogotá, el Gerente de la compañía o el apoderado general y el Jefe y/o gerente de ingeniería, de exploración y de producción, según el caso. En campo, el Gerente de campo, el superintendente de campo y/o un delegado de estos debidamente autorizado.

Artículo 72. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en Bogotá D.C., a

E 2 SEP. 2009


HERNÁN MARTÍNEZ TORRES
Ministro de Minas y Energía

JCVD/

Handwritten mark

Handwritten mark

ANEXO No. 5

COMUNICACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - RADICADO 2010008705 23022010 DEL 23 DE FEBRERO DE 2010, AUTORIZACIÓN QUEMAS DE GAS CAMPOS DE GRM



Bogotá, D.C.

Ministerio de Minas y Energía
Origen: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Rad: 2010008705 23-02-2010 03:39 PM
Anexos: 0
Destino: HORMIZDA MOSQUERA VICENTE

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

124

Ingeniero
HECTOR A. CASTAÑO ARISTIZABAL
Gerente Regional Magdalena Medio
ECOPETROL S.A.
Bogotá, D.C.

Asunto: Plan reducción quema de gas GRM - ECOPETROL S.A. (Rad. 2010007844, 18-2-10, 2009062816 29-12-09)

Apreciado ingeniero Castaño,

En atención a su solicitud 2-2010-005-6267 de febrero 17 de 2010 junto con la presentación técnica realizada el 4 de febrero de 2010, y el posterior análisis de todos los aspectos relacionados con los mantenimientos programados para el año 2010 y 2011, el plan de reducción de quemas de gas, el comportamiento de las quemas operacionales en condiciones normales y anormales durante el último año, así como las bases de cálculo remitidas como soporte, esta Dirección autoriza un porcentaje de quemas con respecto al volumen mensual de gas total producido, como se enumera a continuación:

CAMPOS	1er Semestre 2010	2do Semestre	2011
LLANITO	2%	1%	0.6%
LISAMA	2%	1%	0.6%
LA CIRA - INFANTAS	2%	2%	2%
PROVINCIA	2%	1.4%	1%
YARIGUÍ- CANTAGALLO	2%	2%	1%

Estos valores, se deben aplicar a partir del 1 de marzo de 2010 y hasta el 31 de diciembre de 2011.



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

De acuerdo con lo acordado en la presentación técnica mencionada, se deberá realizar una reunión mensual con el ingeniero de zona Vicente Hormizda Mosquera, para revisar los avances de los proyectos de cada superintendencia.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el permiso del 2011 estará sujeto de mantener su aprobación siempre y cuando se cumpla con todos los procesos de optimización y minimización de quema de gas pactados para el 2010.

Cordialmente,

Original Firmado
Julio César Vera Díaz
Director de Hidrocarburos

JULIO CÉSAR VERA DÍAZ
Director de Hidrocarburos

Jfl
Rad. 2010007844, 18-2-10
Anexos sin
Trd. 124-6-12
C.C. Vicente Hoirmizda, Zona 5 MME