

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA CREACIÓN DE RED DE ANULARES  
PARA CAMPO TIBÚ**

**ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA CREACIÓN DE RED DE ANULARES  
PARA CAMPO TIBÚ.**

**ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de  
Especialista en Ingeniería de Gas**

**Director  
Ing. JAVIER HERNANDO VARGAS FLOREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## AGRADECIMIENTOS

*Principalmente a Dios por ser mi guía durante todas las etapas de mi vida y por mostrarme siempre el mejor camino.*

*Al ingeniero Javier Hernando Vargas Florez*

*Al grupo del Departamento de producción de SCO, quienes directa e indirectamente me colaboraron en la ejecución del presente proyecto.*

*A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarme en esta especialización.*

*A mi familia, quienes me apoyaron incondicionalmente para llevar a cabo este reto.*

*A todos muchas gracias.*

*Anderson Hernando Reyes Montoya*

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
<b>1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>14</b>
<b>1.1 ALCANCE</b> .....	<b>14</b>
<b>2. REFERENCIA NORMATIVA</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1 REGLAMENTACION MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2 REGLAMENTACION ECOPETROL SIGEA</b> .....	<b>16</b>
<b>2.3 VENTEOS DE GAS A LA ATMOSFERA</b> .....	<b>20</b>
<b>3. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBU</b> .....	<b>23</b>
<b>3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO MÁS USADOS</b> .....	<b>26</b>
<b>3.1.1 Bombeo de cavidades progresivas</b> .....	<b>26</b>
<b>3.1.2 Bombeo mecánico</b> .....	<b>27</b>
<b>4. CALCULO DE GAS (ECHOMETER-TWM)</b> .....	<b>32</b>
<b>4.1 GENERALIDADES DE MEDICION ACUSTICA</b> .....	<b>32</b>
<b>4.2 CROMATOGRAFIA</b> .....	<b>35</b>
<b>4.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN</b> .....	<b>37</b>
<b>4.3.1 Datos gas de anulares</b> .....	<b>37</b>
<b>4.4 AJUSTES DE MEDICION</b> .....	<b>40</b>
<b>5. PROBLEMAS OPERACIONALES Y PROPUESTAS OPERATIVAS</b> .....	<b>42</b>
<b>6. FACILIDADES DE PRODUCCION</b> .....	<b>46</b>
<b>6.1 SISTEMA ACTUAL</b> .....	<b>46</b>
<b>6.2 FACILIDADES DE LA RED DE ANULARES</b> .....	<b>47</b>
<b>7. BENEFICIOS ESPERADOS</b> .....	<b>51</b>
<b>7.1 CUMPLIMIENTO AMBIENTAL</b> .....	<b>51</b>
<b>7.2 CONFIABILIDAD Y EFICIENCIA OPERACIONAL</b> .....	<b>55</b>
<b>7.3 DESCRIPCIÓN RESUMIDA Y GENERAL DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN</b> .....	<b>56</b>
<b>7.4 CONDICIONES DEL SITIO</b> .....	<b>58</b>

<b>7.5 PROCESOS (PUEDE SER QUE APLICA O NO APLICA) .....</b>	<b>59</b>
<b>7.5.1 Descripción del alcance en procesos de ingeniería. ....</b>	<b>59</b>
<b>7.5.2 Requerimientos de servicios auxiliares e industriales.....</b>	<b>59</b>
<b>7.5.3 Condiciones de tratamiento de las fases a que se quiere llegar. ....</b>	<b>59</b>
<b>7.5.4 Civil y Arquitectura (puede ser que aplica o no aplica).....</b>	<b>59</b>
<b>7.5.5 Localización propuesta. ....</b>	<b>60</b>
<b>7.5.6 Mecánica y tubería (puede ser que aplica o no aplica).....</b>	<b>60</b>
<b>7.5.7 Tecnologías sugeridas y/o esquemas de procesos.....</b>	<b>61</b>
<b>7.5.8 Planos existentes de tuberías y equipos con estado y especificaciones. ....</b>	<b>62</b>
<b>7.5.9 Eléctrica (puede ser que aplica o no aplica).....</b>	<b>62</b>
<b>7.5.10 Filosofía .....</b>	<b>62</b>
<b>7.5.11 Tecnologías sugeridas. ....</b>	<b>63</b>
<b>7.5.12 Seguridad Industrial y Medio Ambiente.....</b>	<b>63</b>
<b>8. VICTORIAS TEMPRANAS.....</b>	<b>64</b>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>69</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>70</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>71</b>

## LISTA DE CUADROS

	<b>Pág.</b>
Cuadro 1. Aporte gas de anulares piloto K-27 .....	15
Cuadro 2. Facilidades en cabeza pozos K-27 y L-29 .....	20
Cuadro 3. Facilidades en cabeza pozos J-25 y M-24.....	21
Cuadro 4. Facilidades en cabeza pozos j-10 y m-14.....	21
Cuadro 5. Propiedades de la formación Tibu .....	24
Cuadro 6. Propiedades de la formación barco .....	25
Cuadro 7. Propiedades fisicoquímicas gas Tibu .....	36
Cuadro 8. Cromatografía del campo Tibu .....	36
Cuadro 9. Medición de gas de anulares (según TWM – Echometer) .....	37
Cuadro 10. Resumen aporte gas de anulares.....	40
Cuadro 11. Calculo de Venteos y quemas de gas .....	53
Cuadro 12. Ahorro de emisiones venteos vs quemas de gas .....	54
Cuadro 13. Cálculos venteo vs tea, ahorro de emisiones .....	54
Cuadro 14. Potencial de pozos problema (piloto K-27) .....	55
Cuadro 15. Control de producción .....	56
Cuadro 16. Condiciones del sitio .....	58
Cuadro 17. Relación de pérdidas mensuales.....	64
Cuadro 18. Costo de materiales .....	65
Cuadro 19. El costo de mano de obra (Cuadrilla de producción) .....	65
Cuadro 20. Data variables operativas pozo T-518 .....	66
Cuadro 21. Requerimiento de tiempo e hitos para el proyecto.....	68

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Planeación del proyecto SIGEA.....	17
Figura 2. Distribución de áreas campo Tibu.....	23
Figura 3. Dinagramas pozo T-129 .....	44
Figura 4. Esquema de proceso actual en campo Tibu .....	46
Figura 5. Distribución campo Tibu (sector K-27) .....	49
Figura 6. Tendido de líneas (piloto) .....	50

## LISTA DE FOTOS

	<b>Pág.</b>
Foto 1. Pozo T-495 (PCP sector central) .....	26
Foto 2. Pozo T-013 (sector central) .....	29
Foto 3. Sistema neumático VSH2 .....	30
Foto 4. Unidad VSH2 instalada en pozo .....	31
Foto 5. Echometer .....	35
Foto 6. Conexión amulares de los pozos T-518 y T-519.....	67
Foto 7. Conexión amulares de los pozos T-522 y T-523.....	67

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA CREACIÓN DE RED DE ANULARES PARA CAMPO TIBÚ.

**AUTORES:** ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA \*

**PALABRAS CLAVES:** TWM, Cromatografía, Gestión de Emisiones.\*\*

**DESCRIPCION:** El objetivo de esta monografía es suministrar un documento pre-conceptual para el manejo de gas de anulares del campo Tibú.

A partir de un promedio de registros TWM en todos los pozos del Campo Tibú se determinara el potencial de gas de anulares. Con base en esta data, ubicación geográfica y el histórico de disminución de eficiencia en los ALS se plantearan opciones para una red de anulares (Inicialmente un piloto) las cuales serán evaluadas según su viabilidad técnica y económica por el equipo de trabajo donde analizaran estos estudios previos.

Se mostraran las reducciones de emisiones atmosféricas que serán obtenidas a partir del desarrollo de este planteamiento y se dará cumplimiento a las regulaciones emitidas por el Ministerio de Minas y Energía según la Resolución 181495 de Sep.2 de 2009

En cuanto a la parte operativa se garantizara una producción estable en las áreas de gran aporte de gas por revestimiento, mejorando la eficiencia de varios pozos tanto con bombeo mecánico (BM) como bombeo de cavidades progresivas (PCP).

El estudio inicialmente se hará con pruebas en pozos del área de la estación K-27 y se proyectaran los estudios en base a los resultados obtenidos hacia todos los pozos del Campo Tibú.

Finalmente se plantearan opciones de mejora aun por implementar en Campo Tibú y la relación de costos-beneficios en el piloto inicialmente desarrollado.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Javier Hernando Vargas Florez

## ABSTRACT

**TITULO:** STUDY TECHNICAL-ECONOMIC OF ANNULAR NETWORK BUILDING FOR FIELD TIBÚ

**AUTORES:** ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA \*

**WORDS KEYS:** TWM, Chromatographic, Emissions Management.\*\*

**DESCRPTION :** The objective of this paper is to provide a document for managing annular gas Tibú's field to improve the operability of this

From an average of TWM records in all wells Tibu's field, the potential of gas will be determined. Based on this data, geographical location and history of decreased efficiency in Artificial Lifting Systems (ALS) will be evaluated options to do pilot test, which will have evaluations according to technical and economic feasibility by the team which will analyze these previous studies

This project will show air emissions reductions, that will be obtained from the development of this approach and will comply with the regulations issued by the Ministry of Mines and Energy (Resolution 181495 of Sep.2/2009)

Regarding operational part, it will ensure stable production in the areas of large supply of gas by annular, improving the efficiency of several wells pumping both mechanical (BM) and progressing cavity pump (PCP). Initially, the study will be done with well testing in the station area K-27; the study results will be projected to all **Tibú's Field wells**.

Finally, I will propose to implement in Tibu Field improvement options and cost-benefits relation in the pilot initially developed dates established in the monograph.

---

\* Graduation Work

\*\* Physicomechanical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Directed by Javier Hernando Vargas Mr. Florez

## INTRODUCCIÓN

En la siguiente monografía se hace una recopilación de información acerca de un estudio técnico-económico para la construcción de redes anulares para el transporte de gas natural en campo en tibu.

Lo que se dispone en la resolución Ministerio considera necesario realizar algunas precisiones en relación con las facultades de las autoridades administrativas en la expedición de los actos administrativos mediante los cuales resuelven recursos de vía gubernativa. En virtud del principio de economía, se tendrá en cuenta que las normas de procedimiento se utilicen para agilizar las decisiones, que los procedimientos se adelanten en el menor tiempo y con la menor cantidad de gastos de quienes intervienen en ellos, que no se exijan más documentos y copias que los estrictamente necesarios, ni autenticaciones ni notas de presentación personal sino cuando la ley lo ordene en forma expresa.

Cada una de las normas que se exigen para la construcción de redes anulares pues una mal manipulación de esto puede acarrear consecuencias lamentables y se debe tener en cuenta aparte las condiciones del terreno donde se va hacer estas perforaciones para el transporte del gas natural.

Mirara las fallas que se pueden presentar en cuanto a un posible bloqueo y las restricciones que puede generar si alguna vez se llega a restringir el aporte del líquido para evitar las posibles pérdidas que esto representaría.

## **1. ANTECEDENTES**

El proyecto Tibu genero la reactivación del campo al ejecutar la perforación de 15 nuevos pozos de los cuales varios de estos han manifestado cantidades considerables de aporte de gas por anulares. Este alto aporte de gas en el sistema de levantamiento PCP instalados en los pozos perforados por el proyecto genera disminución en la eficiencia del sistema.

Las falencias que ocasiona en el sistema son ocasionadas por el bloqueo y contrapresión que genera el gas al restringir el aporte de líquido en cabeza. Como primera medida correctiva para evitar las pérdidas de producción se opto por descargar los anulares constantemente a la atmosfera y permitir aliviar la columna, generando con esto una mejoría en la eficiencia del sistema y un mayor aporte de crudo en superficie.

Aunque esta medida resulto efectiva en cuanto a que se mejoro la producción de crudo en superficie, debe re-evaluarse ya que las regulaciones emitidas por el Ministerio del Medio Ambiente nos condicionan el tener venteos en los pozos y estaciones.

Cabe resaltar que la misma situación de bloqueo en el sistema ocurre en diversos pozos con sistema de bombeo mecánico.

### **1.1 ALCANCE**

Definir pre-conceptualmente el sistema para el manejo del gas evitando emisiones al ambiente, dando cumplimiento con las regulaciones emitidas por el Ministerio de Minas y Energía según la resolución 181495 de Sep. 2 del 2009 y optimizando el sistema de extracción en varios pozos.

Inicialmente se vinculara un piloto en la estación K-27 con 5 pozos en los cuales se recolectara alrededor de 103 KPC/D, de la siguiente manera:

Cuadro 1. Aporte gas de anulares piloto K-27

Pozo	Kscf/D
T-518	22
T-519	22
T-522	22
T-523	22
T-397	15
<b>TOTAL</b>	<b>103</b>

Fuente: Autor

De manera adicional se vincularan pozos con cercanías a la línea colectora que presenten un aporte considerable de gas o bloqueo en el sistema por este fluido. Tal es el caso de los pozos ubicados en el cluster en cercanías a la estación M-14 en donde se encuentran los pozos T-520, T-521 y T-103 (Pozos pertenecientes al sector Sur – Campo Tibu).

De acuerdo a los resultados obtenidos se plantearan recomendaciones para abarcar la totalidad de los pozos del Campo Tibu.

## 2. REFERENCIA NORMATIVA

### 2.1 REGLAMENTACION MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

De acuerdo a la resolución 181945 del 2 de Septiembre de 2009 del Ministerio de Minas & Energía en la cual se contempla

**Artículo 52.** Prohibición de quema de gas y desperdicio. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmosfera, exceptuando 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 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 atmosfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.

### 2.2 REGLAMENTACION ECOPETROL SIGEA

El inventario de emisiones de ECP está basado en metodologías internacionales, ECOPETROL S.A. ha iniciado el proyecto SIGEA, Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas, bajo el liderazgo técnico del ICP. A través de este Ecopetrol busca plasmar su compromiso con la preservación del medio ambiente, estimando sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Dióxido de Carbono, Metano y Óxido Nitroso) y Contaminantes Criterio (Material Particulado,

Compuestos Orgánicos Volátiles, Óxidos de Nitrógeno y Óxidos de Azufre), del proceso de producción, transporte, almacenamiento y despacho de crudo.

La industria petrolera es una de las mayores fuentes de contaminantes atmosférica debido a la magnitud y diversidad de sus operaciones en el uso del petróleo y gas natural.

Es importante hacer un seguimiento de la cantidad real de cada emisión y a las fuentes de todos los compuestos GEI Y CC'S emitidos, por ende la importancia de reportar las emisiones a través del SIGEA de cada negocio en ECOPETROL S.A.

Figura 1. Planeación del proyecto SIGEA<sup>1</sup>



Fuente: Autor

La descripción de las principales fuentes de emisión se presenta a continuación:

<sup>1</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Memorias Capacitación Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas. Bogotá: ICP, 2012

a) Emisión por fuentes de combustión: En esta categoría se incluyen fuentes como tratadoras térmicas, hornos, calderas, turbinas y motores de combustión interna en general, abastecidos por combustibles como gas natural, diesel, gasolina y combustóleo entre otros. (Consumos de combustibles, capacidad del equipo HP).

b) Emisión por fuentes tareas: En esta categoría se incluye el volumen de gas quemado en Teas, cromatografía de gases y/o combustible enviada a Teas, así como el gas empleado en pilotos y el periodo de quema del gas.

c) Emisión por fuentes móviles: En esta categoría se incluye tipo de combustible, consumo de combustible mensual, distancias recorridas, los tipos de vehículo, modelo, cilindraje.

d) Emisión por fuentes fugitivas: Esta categoría incluye aquellas emisiones que se generan como el resultado de las fugas a través de los diferentes equipos, líneas y accesorios por los cuales se moviliza y maneja el crudo antes, durante y después de su separación en las distintas fases. Dentro de los principales elementos que pueden aportar fugas se encuentran bridas, válvulas, sellos de bombas y sellos de compresores entre otros.

También incluye fuentes por caudal de aguas tratada en sistema de aguas residuales.

También incluye fuentes por caudal de aguas tratada en sistema de aguas residuales.

El factor de emisión definido por la EPA (Agencia de Protección Ambiental EEUU) para VOC's (Compuestos Orgánicos Volátiles) es:

$$EVOC = VAT \times FEVOC$$

Ecuación 01

En donde:

EVOC = Emisión de VOC's (Kg VOC/año)

VAT = Volumen agua tratada (l/año)

FEVOC = Factor de Emisión.

VOC=Compuestos Orgánicos Volátiles

e) Emisión por os: En esta categoría se incluyen aquellas emisiones provenientes de los venteos de los anulares de cabeza de pozo y por evaporaciones en tanques de almacenamiento y tratamiento de crudo.

f) Emisión por electricidad importada: En esta categoría se incluyeron las emisiones correspondientes al consumo de energía eléctrica en las baterías de producción. Si bien cuando se opera un equipo eléctrico no se evidencia directamente algún tipo de emisión atmosférica, debe tenerse claro y presente que la generación de dicha energía si produjo algún tipo de emisión en otro lugar y que ésta es diferente dependiendo de la fuente a través de la cual se generó la energía eléctrica.

## 2.3 VENTEOS DE GAS A LA ATMOSFERA

La mayoría de los pozos de la CTB operan con la Tubería de revestimiento abierta y/o anular “produciendo venteos de gas a la atmosfera”. Esta emisión de GEI no se tenía en cuenta en el inventario de emisiones atmosféricas en la SCO, ya que la medición de este gas es muy esporádica y tampoco se contaba con una aproximación del porcentaje venteado a la atmosfera en cada pozo. En base a esto se tomó como medida el gas registrado en cada pozo a través del TWM.

Para reducción de los venteos de gas a la atmósfera en la SCO, se plantea, conectar la línea del venteo del anular a la línea de producción de cada pozo.

Para esta primera opción fue necesario realizar el inventario de todos los pozos e identificar las necesidades reales de cada sector. Lo evidenciado en cada sector fue lo siguiente:

- Sector norte

Cuadro 2. Facilidades en cabeza pozos K-27 y L-29

Estación K-27				Estación L-29			
POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA	POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA
T-046	PCP	SI	NO	T-023	BM	SI	SI
T-101	BM	SI	SI	T-024	BM	SI	SI
T-111	BM	SI	SI	T-030	BM	NO	SI
T-127	BM	SI	SI	T-067	BM	SI	SI
T-203	BM	SI	SI	T-074	BM	SI	SI
T-205	PCP	SI	NO	T-104	BM	SI	SI
T-270	BM	SI	SI	T-120	BM	SI	SI
T-396	BM	SI	SI	T-149	BM	SI	SI
T-397	BM	NO	SI	T-192	BM	SI	SI
T-402	BM	NO	SI	T-197	BM	NO	SI
T-403	BM	SI	NO	T-212	BM	NO	SI
T-409	BM	NO	SI	T-226K	FN	SI	NO
T-410	BM	SI	SI	T-260	BM	SI	SI
T-411	BM	NO	NO	T-274	BM	SI	SI
T-494	BM	SI	NO	T-517	PCP	SI	SI
T-518	PCP	SI	SI	T-522	PCP	SI	SI
T-519	PCP	SI	SI	T-523	PCP	SI	SI

Fuente: Autor

- Sector central

Cuadro 3. Facilidades en cabeza pozos J-25 y M-24

Estación J-25				Estación M-24			
POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA	POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA
T-011	PCP	SI	SI	T-042	BM	NO	SI
T-013	BM	SI	SI	T-145	BM	SI	SI
T-031	BM	SI	SI	T-164	BM	NO	SI
T-036	BM	NO	SI	T-269	PCP	SI	SI
T-044	BM	NO	SI	T-359	PCP	SI	SI
T-075	BM	SI	SI	T-366	BM	NO	SI
T-088	BM	NO	SI	T-369	BM	SI	SI
T-116	BM	NO	SI	T-400	BM	SI	SI
T-148	PCP	SI	SI	T-405	BM	SI	SI
T-204	BM	SI	SI	T-485	BM	SI	NO
T-213	BM	NO	SI	T-487	BM	SI	NO
T-216	BM	SI	SI	T-489	PCP	SI	SI
T-220	BM	NO	SI	T-490	BM	NO	NO
T-297K	BM	SI	SI	T-514	PCP	SI	SI
T-379	BM	SI	SI	T-515	PCP	SI	SI
T-387	BM	SI	NO	T-516	PCP	SI	SI
T-399	BM	NO	SI	T-528	PCP	SI	SI
T-404	BM	SI	SI				
T-495	PCP	SI	SI				

Fuente: Autor

- Sector sur

Cuadro 4. Facilidades en cabeza pozos j-10 y m-14

Estación J-10				Estación M-14			
POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA	POZO	ALS	ANULAR CONECTADO A LA LINEA DE PRODUCCION	VENTEO DE GAS A LA ATMOSFERA
T-004K	PL	SI	NO	T-032	BM	SI	NO
T-052	BM	SI	SI	T-049K	PL	SI	NO
T-064	BM	SI	SI	T-059K	FN	SI	NO
T-114	BM	SI	SI	T-060	BM	SI	SI
T-140	BM	NO	SI	T-091	FN	SI	NO
T-152K	FN	SI	NO	T-103	BM	SI	SI
T-175	BM	NO	SI	T-124	BM	SI	SI
T-193	BM	NO	SI	T-128	BM	SI	SI
T-198K	BM	SI	SI	T-129	BM	SI	SI
T-248	BM	SI	SI	T-154	BM	SI	SI
T-258	BM	NO	SI	T-156	BM	SI	SI
T-268	BM	NO	SI	T-257	BM	SI	SI
T-273	BM	SI	SI	T-347	BM	SI	SI
T-294	BM	SI	SI	T-353	BM	SI	SI
T-312	BM	SI	SI	T-361	BM	SI	SI
T-340	BM	SI	SI	T-390	BM	SI	SI
T-372	BM	SI	SI	T-520	PCP	SI	SI
T-377	BM	SI	SI	T-521	PCP	SI	SI
				T-524	PCP	SI	SI
				T-525	PCP	SI	SI

Fuente: Autor

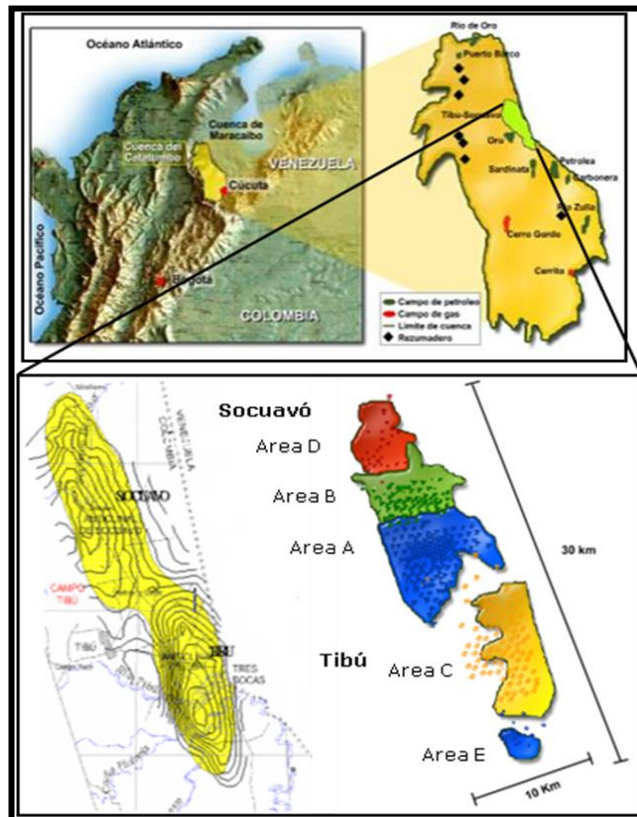
De manera adicional se planteó implementar el sistema de Red de Anulares, que consiste instalar una infraestructura/línea troncal colectora de Gas de anulares compleja, que transporte este fluido a una estación para su almacenamiento y usos. Con esto serán reducidos los venteos de gas natural a la atmósfera. Este gas venteado debe ser medido, para el reporte de Emisiones atmosféricas y de esta manera mejorar la veracidad/confiabilidad de las estadísticas por parte de la operación de este dato para el inventario de SIGEA (Sistema de Gestión Emisiones Atmosféricas).

### 3. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBU

El campo Tibu pertenece al convenio de explotación de operación Directa Tibu, el cual es administrado por la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S.A, por medio de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia, que hace parte de la Gerencia Catatumbo Orinoquia.

El Campo Tibu se encuentra ubicado a 96 kilómetros al norte de la ciudad de Cúcuta en el Departamento de Norte de Santander. El campo Tibu fue descubierto en 1941 con el pozo Tibu-01, tiene una extensión de 300 km<sup>2</sup> y está construido por 2 anticlinales denominados Tibu y Socuavó. Por facilidades y respuesta en la producción el campo se divide en 5 áreas operacionales: A, B, C, D y E, figura 2.

Figura 2. Distribución de áreas campo Tibu



Fuente: Archivo privado ECOPETRO S.A. Tibú

Este yacimiento tiene como mecanismo de producción primario el empuje de gas en solución y ha sido evidenciado por la rápida disminución de la presión del yacimiento que paso de 2150 a 700 PSI en los primeros 15 años de producción.

Su desarrollo se inició con un espaciamento de 90 acres/pozo y a partir del año 1950 se desarrollaron programas de reducción de espaciamento de 45 acres/pozo. En 1961 se inicia el proceso de recuperación secundaria con la inyección de agua a través de modelos regulares de 7 puntos. En total se perforaron 510 pozos de los cuales permanecen activos 137 productores, 9 abastecedores y 40 inyectores de agua.

Los principales yacimientos encontrados son la formación Barco de edad terciaria a una profundidad promedio de 4500' y el grupo Uribante, compuesto por las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibu, de edad Cretácea a una profundidad promedio 9500'. En los cuadros 5 y 6 se pueden evidenciar los datos generales del yacimiento y propiedades de la roca para las formaciones Uribante y Barco.

Cuadro 5. Propiedades de la formación Tibu

Datos Técnicos del Campo			
Gerencia	GCO	Año de descubrimiento	1941
Nombre del campo	TIBU	Area Producción (Acres)	9500
Nombre de Formación	Grupo Uribante	Participación ECOPELROL	100%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de Trampa	Estructural	Porosidad promedio %	6%
Angulo de Buzamiento	0-25°	Rango de porosidad, %	4-8%
Edad Geologica	Cretáceo	Permeabilidad Promedio (mD)	Fracturas
Ambiente de Depositación	Marino somero - profundo	Rango permeabilidad, mD	Fracturas
Litologia	Calizas - arenas calcáreas	Relación Kv/Kh	
Profundidad Promedio (pies)	9000	Reservorio Naturalmente Fracturado	Si
Espesor total (prom pies TVT)	1500	Gravedad API del Aceite	40-50 %
Espesor neto petrolifero (Prom. pies TVT)	120	GE del gas	
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	40-50%	Viscosidad Aceite/gas (cp)	1.9
Saturación de Aceite Residual (%)		Presión Punto de Burbuja (psi)	4250
Temperatura del Yacimiento (F)	212	Relacion Gas-Aceite Rsi ( SCF/STB)	7000 scf/STB
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	4250	Factor Volumetrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.9 rb/stb
Mecanismo primario de producción	Gas en solución	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	
Contacto gas-aceite o LKG(pies)		Pozos totales perforados	510
Contacto aceite-agua o LKO(pies)		Pozos productores activos(petróleo, Gas)	9
Contacto gas-agua o LKG (pies)		Pozos inyectores activos(agua y gas)	-
		Producción actual y acumulada (Cretáceo):	
VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR		Petróleo (bpd y Mbls)	146.7 bopd, 30.2 Mbls
OOIP (MBPE)	210	Gas (pcd, GPC)	622 kscf, 208 Gscf
OGIP (GPC)	-	Agua (bpd y Mbls)	4 bwpd, 8.1 Mbls
FR actual (petróleo, gas), %	14%	Inyección actual y acumulada:	
FR esperado escenario 3P(petróleo, gas), %	21.81%	Gas (pcd, GPC)	-
		Agua (bpd y Mbls)	-

Fuente: Autor

Cuadro 6. Propiedades de la formación barco

Datos Técnicos del Campo			
Gerencia	GCC	Año de descubrimiento	1941
Nombre del campo	TIBÚ	Area Producción (Km2)	300
Nombre de Formación	BARCO	Participación ECOPEPETROL	100%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de Trampa	Estructural Estratigráfico	Porosidad promedio %	11%
Anculo de Buzamiento	0-15°	Rango de porosidad, %	10-15%
Edad Geologica	Terciario	Permeabilidad Promedio (mD)	50
Ambiente de Deposición	Deltáico	Rango permeabilidad, mD	30-100
Litología	Areniscas- Limolitas	Relación Kv/Kh	0.15
Profundidad Promedio (pies)	4500	Reservorio Naturalmente Fracturado	No
Espesor total (prom pies TVT)	550	Gravedad API del Aceite	32
Espesor neto petrolifero (Prom. pies TVT)	50-100	GE del gas	0.9269
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	0.3	Viscosidad Aceite/gas (cp)	1.5-4,74 cp. @ 143 °F
Saturación de Aceite Residual (%)	0.33	Presión Punto de Burbuja (psi)	1650
Temperatura del Yacimiento (F)	143	Relacion Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	300-450 scf/STB
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	2210	Factor Volumetrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.21 rb/STB @ Pb
Mecanismo primario de producción	Gas en solución	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	1000-7000
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	
Contacto gas-aceite o LKG(pies)		Pozos totales perforados	510
Contacto aceite-agua o LKO(pies)	Depende de anticlinal y ciclo	Pozos productores activos(petróleo, Gas)	122
		Pozos inyectores activos(agua y gas)	34
		Producción actual y acumulada (Barco):	
VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR		Petróleo (bpd y Mbls)	1556 bopd, 208 Mbls
OOIP (MBPE)	1008	Gas (poc, GPC)	262 kscf, 153 Cscf
OGIP (GPC)	-	Agua (bpd y Mbls)	14732 owpd, 501 Mbls
FR actual (petróleo, gas), %	20.5%	Inyección actual y acumulada:	
FR esperado escenario 3P(petróleo, gas), %	27.40%	Gas (poc, GPC)	-
		Agua (bpd y Mbls)	16,000 owpd, 929 Mbls

Fuente: Autor

La máxima producción se alcanzó en 1963 con 23.000 BOPD. Actualmente el campo produce en promedio 26.600 barriles de fluido total por día con un BSW del 69%, que corresponde a 2700 barriles de petróleo por día (**Potencial**); el 84% de esta producción proviene de la Formación Barco. El factor de recobro actual del Campo es del **21%** y el factor de recobro de la Formación es de **23%**. En el sistema de recuperación secundaria se inyecta en promedio 33.000 barriles de agua por día con **43** pozos inyectores activos.

### 3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO MÁS USADOS

**3.1.1 Bombeo de cavidades progresivas.** Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%.

Foto 1. Pozo T-495 (PCP sector central)



Fuente: Autor

Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos;
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena;
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea)

- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles;
- Muy buena resistencia a la abrasión;
- Bajos costos de inversión inicial;
- Bajos costos de energía;
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)
- Simple instalación y operación;
- Bajo mantenimiento;
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones y bajo nivel de ruido

En Campo Tibu este sistema de levantamiento ha presentado diversas fallas producto de malos diseños en los que principalmente el error estuvo en instalar sistemas sobre dimensionados productos de predicciones poco acertadas de yacimientos.

**3.1.2 Bombeo mecánico.** El principal sistema de levantamiento de campo Tibu está basado en el bombeo mecánico. Para esto cuenta con diferentes tipos de unidades, tales como

- Unidades Mark II. Las unidades Mark II basan su geometría en tres características, las cuales reducen el torque y la carga con respecto a una unidad Convencional. Estas son:

La ubicación de la caja reductora. La misma está ubicada de tal manera que con un giro determinado de las manivelas crea una carrera ascendente de  $195^\circ$  de la rotación de la manivela y una carrera descendente de aproximadamente de  $165^\circ$  de la rotación de la manivela,

Un punto de apoyo en el extremo de la unidad, colocando en ese lugar el cojinete ecualizador ( llamado cojinete de cola), creando un sistema CLASE III,

Una manivela desfasada, la cual produce un contrabalanceo más efectivo el cual, al comienzo de la carrera ascendente, “arrastra” la carga del pozo en aproximadamente  $7\ 1/2^{\circ}$ . Igualmente en la carrera descendente, esta misma condición produce esta acción, también “llevando” el contrapesado aproximadamente  $7\ 1/2^{\circ}$

Independientemente de estos factores, las unidades Mark II producirán un torque uniforme trabajando en forma conjunta, reduciendo un 35% del torque en la caja reductora. Adicionalmente los costos de electricidad y del tamaño del motor pueden ser reducidos.

- Unidades Balanceadas a Aire / Air Balanced. La utilización de aire comprimido en vez de pesadas manivelas y contrapesos permite un control del contrabalanceo en forma manual. Como resultado, el tamaño de la unidad es considerablemente más pequeño, minimizando los costos de traslado y de montaje. Las unidades balanceadas a aire tienen la ventaja de tener tamaños más grandes con largas carreras, donde con un sistema convencional o MARK II son prácticamente imposibles.

Foto 2. Pozo T-013 (sector central)



Fuente: Autor

- Unidades VSH2. Estas unidades fueron desarrolladas por Tieben en 1989, inicialmente para pozos de crudo pesado en el sur este de Nuevo México para resolver problemas de flotación de varilla. Weatherford compró Tieben en 1999. Es la única unidad a nivel mundial con tecnología hidráulica sobre nitrógeno, permitiendo que maneje mayores cargas con menores consumos de potencia. Puede manejar hasta 40000 libras de carga, bombas hasta 10000 ft con velocidades variables de hasta 8 SPM.

Características:

- Son unidades de Bombeo Mecánico que pueden operar con bombas mecánicas insertas, tubing u oversizes.
- Usa tecnología de hidráulico sobre nitrógeno.
- Se puede operar con motor a gas o eléctrico.
- Tiene muy bajo mantenimiento y tiempo de instalación.

Foto 3. Sistema neumático VSH2



Fuente: Autor

Entre las principales diferencias a las unidades de bombeo mecánico tradicional se encuentran las siguientes:

- Puede manejar mayores cargas con menor potencia comparada con otras unidades hidráulicas u otras unidades convencionales.
- Solo tiene tres partes móviles susceptibles a desgaste.
- Cambia los SPM con solo ajustar dial en el panel de control.
- El recorrido se cambia únicamente ajustando la distancia entre los sensores de carrera.
- Tiene un gran rango de aplicaciones (similar a un C912).
- No tiene poleas, ni correas.

Foto 4. Unidad VSH2 instalada en pozo



Fuente: Autor

## **4. CALCULO DE GAS (ECHOMETER-TWM)**

### **4.1 GENERALIDADES DE MEDICION ACUSTICA**

Teniendo en cuenta las regulaciones del Ministerio de Minas y Energía, este proyecto se realiza con el fin de reducir al mínimo las emisiones de gas a la atmosfera y optimizar la operatividad de los sistemas de levantamiento en los pozos que actualmente son afectados los bloqueos de gas reduciendo la eficiencia y generando pérdidas de producción.

Para esto es necesario como primera medida cuantificar el gas total de aporte de los pozos por anulares.

Desde hace más de 5 décadas se han utilizado las técnicas acústicas para realizar análisis en pozos de bombeo. Anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba.

Posteriormente con el desarrollo de estos instrumentos, algunos operadores se dieron cuenta que con una interpretación adecuada de los registros se podía obtener información adicional. En particular, la presión de fondo del pozo se calcula, sumando la presión de superficie del revestimiento (casing) y las presiones de la columna hidrostática de gas/líquido. Para esto es necesario conocer la densidad y distribución del petróleo y agua en la columna del líquido.

Por otra parte la operación evidenciaba que en los casos en donde el gas se venteaba por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era excesivamente alta. Esto se atribuía a la disminución del gradiente efectivo de líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna del líquido por encima de las perforaciones. C. P. Walker patentó un método para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular las cuales están aireadas por burbujas de gas que

fluyen hacia arriba a través del líquido. Walker presentó una técnica en donde una válvula de contrapresión se usa para controlar e incrementar la presión de cabeza del revestimiento (casing) haciendo que el nivel de líquido del anular disminuya una distancia correspondiente al incremento de presión. El gradiente del líquido gaseoso se calcula dividiendo los cambios de presión en el tope de la columna líquido gaseosa por la correspondiente caída en el nivel del líquido. Este gradiente posteriormente se usa para calcular la presión de fondo del pozo. Si el ajuste de la válvula de contrapresión se incrementa hasta que el tope de la columna líquido gaseosa se estabiliza en la vecindad de la entrada de la bomba, la cual está cercana a las perforaciones, entonces la presión de fondo dinámica del pozo se puede estimar con más precisión ya que la contribución de la presión hidrostática de una pequeña columna líquido gaseosa es pequeña con relación a la presión de cabeza del revestimiento (casing), y los errores en el gradiente estimado no afectarán significativamente la presión total resultante. En la mayoría de los pozos de producción en Estados Unidos, el nivel de líquido está cerca a la entrada de la bomba y la presión en la cabeza del revestimiento (casing) más la presión hidrostática del gas dan un muy buen estimativo de la presión dinámica de fondo de pozo. Este método que se presentó hace más de cincuenta años, es aun el método más usado para obtener con precisión las presiones dinámicas de fondo de los pozos.

Los estudios por McCoy, y otros presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra. Para efectuar la medida del nivel de líquido. Utilizando la tasa de restauración de presión del gas en el anular y el volumen del espacio anular, la tasa de flujo de gas en el anular se puede obtener con exactitud. Si la tasa de flujo de gas en el anular se conoce, un estimativo del gradiente de la columna del líquido se obtiene usando una correlación desarrollada con datos de campo. Esto calcula una presión dinámica de fondo del pozo con una exactitud razonable aun cuando haya una columna de líquido gaseoso por encima de la

bomba. Adicionalmente a la tasa de flujo de gas en el anular, el operador también puede calcular la gravedad específica del gas si se hace un sondeo acústico de pozo ya que la velocidad acústica y la presión se conocen y la temperatura se puede estimar. El cálculo de la gravedad específica del gas permite un cálculo más exacto de la presión de la columna de gas<sup>2</sup>.

Con el uso de un computador portátil cuatro importantes ventajas se obtienen. Primero, el computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas. Segundo, el cálculo de las presiones de fondo de pozo a partir de las medidas acústicas de nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos se obtienen automáticamente. Tercero, el computador ofrece operación automática del equipo debido a que este se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento (casing) automáticamente, sin la presencia del operador. Cuarto, los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente. Esto permite: análisis del desempeño de los pozos, análisis de presiones transientes y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

---

<sup>2</sup> Mc Coy, James; Podio, Augusto y Huddleston, Ken. Acoustic Determination of producing Bottomhole Pressure. SPE 14254)

Foto 5. Echometer



Fuente: Autor

## 4.2 CROMATOGRAFIA

El análisis cromatográfico proporciona datos para determinar las propiedades físico- químicas tales como la gravedad específica, el poder calorífico, peso molecular. Algunos de estos datos necesarios para ajustar cálculos de gas a través de las diferentes aplicaciones o software.

En los Campos de Produccion Ecopetrol cuenta con el Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol S.A., el cual está certificado por el ICONTEC conforme a la norma NTC-ISO 9001:2000 mediante Certificado SC 5410-1 del 10 de Junio de 2008 y norma GP1000 con certificado GP-044-1, aplicado entre otras, a las actividades desarrolladas en los laboratorios de ensayo. Para el laboratorio de Cromatografía está acreditado por ONAC con acreditación código 09-LAB-003 del 16 de Febrero de 2010.

Cuadro 7. Propiedades fisicoquímicas gas Tibu

PROPIEDADES FISICOQUIMICAS A 60°F Y 14.65PSIA					
IDENTIFIC. MUESTRA		GAS NATURAL LINEA DE ENTRADA PLANTA DE GAS SARDINATA SUR	GAS NATURAL LINEA DE SALIDA PLANTA DE GAS SARDINATA SUR	GAS NATURAL LINEA DE ENTRADA REFINERIA TIBU	GAS NATURAL LINEA DE SALIDA REFINERIA TIBU
IGHV Poder Calorifico Superior Volum. I	BTU/PC	1292,06	1162,95	1276,04	1328,29
RGHV Poder Calorifico Superior Volum. R	BTU/PC	1298,07	1167,05	1281,89	1334,78
INHV Poder Calorifico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	1175,14	1053,69	1160,28	1208,02
RNHV Poder Calorifico Neto Volum. Real	BTU/PC	1180,61	1057,39	1165,6	1213,93
Densidad Ideal	lbm/pcie3	0,0631	0,0555	0,0633	0,0633
Densidad Real	lbm/pcie3	0,0634	0,0557	0,0636	0,0637
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	N/A *	0,8301	0,7304	0,8332	0,8341
100% de licuefaccion del Propano	Gal/1000 PC	3,826	2,021	3,657	4,032
Factor de Compresibilidad	N/A *	0,9954	0,9965	0,9954	0,9951
Peso Molecular	N/A *	24,0084	21,1414	24,0892	24,1151
Indice de Wobbe	N/A *	1418,1036	1360,7455	1397,9354	1454,3804

Fuente: Autor

Cuadro 8. Cromatografía del campo Tibu

MATERIAL TYPE	GAS NATURAL				
FECHA DE MUESTREO	01/05/2013 15:00	01/05/2013 16:10	02/05/2013 11:40	02/05/2013 12:35	
IDENTIFIC. MUESTRA	GAS NATURAL LINEA DE ENTRADA PLANTA DE GAS SARDINATA SUR	GAS NATURAL LINEA DE SALIDA PLANTA DE GAS SARDINATA SUR	GAS NATURAL LINEA DE ENTRADA REFINERIA TIBU	GAS NATURAL LINEA DE SALIDA REFINERIA TIBU	
DESCRIPCION MUESTRA	MTRAS DE GAS DE CAMPO TIBU Y SARDINATA DEL 01/05/13	MTRAS DE GAS DE CAMPO TIBU Y SARDINATA DEL 01/05/13	MTRAS DE GAS DE CAMPO TIBU Y SARDINATA DEL 02/05/13	MTRAS DE GAS DE CAMPO TIBU Y SARDINATA DEL 02/05/13	
DISTRITO ECP	SCO				
SITIO DE MUESTREO	PLANTA GAS SARDINATA SUR	PLANTA GAS SARDINATA SUR	REFINERIA TIBU	REFINERIA TIBU	
MUESTRA TOMADA POR	JUAN CARLOS ORTIZ/MARIO PEÑARANDA				
ANALISIS DE GAS NATURAL EXTENDIDO C12+ NORMA GPA2286		ANALISIS DE GAS NATURAL EXTENDIDO C12+ NORMA GPA2286			
Oxigeno	% Molar	0,5106	0,0671	0,6499	0,0066
Nitrogeno	% Molar	2,682	1,0597	3,0541	0,6277
Dioxido de Carbono	% Molar	3,4071	3,9372	3,9326	3,9651
Metano	% Molar	71,5683	78,0731	69,2561	71,6098
Etano	% Molar	9,7862	10,083	11,4026	10,8694
Propano	% Molar	5,0876	4,0533	5,4956	6,0634
1-Butano	% Molar	1,1312	0,734	1,0849	1,2256
n-Butano	% Molar	2,1054	1,1882	2,0094	2,2637
Neo-Pentano	% Molar	0,0256	0,0177	0,0324	0,0277
1-Pentano	% Molar	0,8385	0,3018	0,7072	0,7608
n-Pentano	% Molar	0,7378	0,2094	0,6745	0,7441
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0,0161	0,003	0,0134	0,0146
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0,0699	0,0125	0,0609	0,0664
Isohexano	% Molar	0,2186	0,0316	0,1811	0,1962
3-Metilpentano	% Molar	0,13	0,0173	0,1038	0,1121
n-Hexano	% Molar	0,2707	0,03	0,2208	0,2409
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0,0054	0,0005	0,0043	0,0045
Meticiclopentano	% Molar	0,1	0,0109	0,0758	0,0813
Isoheptano	% Molar	0,0673	0,0059	0,0399	0,0416
Benceno	% Molar	0,0308	0,0033	0,0306	0,0338
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0,0045	0,0004	0,0033	0,0035
Ciclohexano	% Molar	0,7179	0,0695	0,5252	0,563
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0,025	0,0023	0,0137	0,0144
3-Metilhexano	% Molar	0,0909	0,0081	0,0515	0,054
1t,3-Dimetilciclopentano	% Molar	0,0164	0,0015	0,009	0,0096
1c,3-Dimetilciclopentano	% Molar	0,0194	0,0018	0,0104	0,0111
IsoOctano	% Molar	0,0226	0,0021	0,0118	0,0126
n-Heptano	% Molar	0,1204	0,0121	0,0774	0,0813
Meticiclohexano	% Molar	0,0898	0,0106	0,062	0,0658
1,1,3-Trimeticiclopentano	% Molar	0,004	0,0006	0,0034	0,0034
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	% Molar	0,0121	0,0019	0,0085	0,0088
1t,2c,3-Trimeticiclopentano	% Molar	0,0041	0,0009	0,0026	0,0028
Tolueno	% Molar	0,0337	0,0052	0,0402	0,0462
2-Metilheptano	% Molar	0,028	0,0087	0,0363	0,0351
1t,etil3 metilciclopentano	% Molar	0,0076	0,0026	0,0116	0,0117
1t,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0035	0,0014	0,0035	0,0036
n-Octane	% Molar	0,0073	0,005	0,0191	0,0172
1c,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0044	0,0008	0,0035	0,0036
Parafinas C9	% Molar	0,0071	0,0057	0,0166	0,0162
2,3Dimetilheptano	% Molar	0,0009	0,0016	0,0042	0,0041
o-Xileno	% Molar	0,001	0,002	0,0066	0,0069
Etilciclohexano	% Molar	0,0015	0,0014	0,0044	0,004
1,1,3-Trimeticiclohexano	% Molar	0,002	0,0024	0,0051	0,0048
Etilbenceno	% Molar	0,0015	0,0017	0,004	0,0039
m,p-Xileno	% Molar	0,0011	0,0022	0,0085	0,0083
n-Nonano	% Molar	0,0008	0,0022	0,0057	0,0062
Decanos	% Molar	0,002	0,0043	0,0155	0,0157
Undecanos+	% Molar	0,0014	0,0016	0,0067	0,0069

Fuente: Autor

### 4.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

**4.3.1 Datos gas de anulares.** La medición de gas en los anulares se realizó a todos los pozos que comprenden el Campo Tibu. Los resultados fueron alrededor de 580 KPCD. Tal como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Medición de gas de anulares (según TWM – Echometer)

Pozo	Promedio de Gas Anular (Kscf/D)
T-005	24,3
T-361	22,5
T-518	22,0
T-522	22,0
T-523	22,0
T-519	22,0
T-397	15,0
T-517	14,3
T-030	14,1
T-044	13,5
T-411	12,7
T-204	12,5
T-213	11,8
T-294	10,7
T-516	10,2
T-247	9,7
T-258	9,5
T-293	9,0
T-257	8,8
T-526	8,4
T-514	8,4
T-075	7,3
T-205	7,3
T-273	6,9
T-350	6,7
T-128	6,7
T-313	6,6
T-104	6,5
T-387	6,2
T-253	5,9
T-377	5,9
T-022	5,8
T-042	5,8
T-379	5,6
T-319	5,6
T-372	5,3
T-129	5,2
T-525	5,0
T-111	4,9

Pozo	Promedio de Gas Anular (Kscf/D)
T-487	4,8
T-521	4,7
T-520	4,6
T-007	4,5
T-312	4,3
T-524	4,3
T-515	4,2
T-064	4,1
T-116	3,9
T-031	3,5
T-347	3,4
T-485	3,3
T-489	3,3
T-396	3,2
T-067	3,1
T-103	3,1
T-074	3,0
T-203	3,0
T-494	3,0
T-036	2,9
T-340	2,8
T-011	2,8
T-198	2,7
T-193	2,7
T-390	2,6
T-344	2,5
T-024	2,4
T-353	2,4
T-101	2,4
T-202	2,4
T-297	2,3
T-114	2,3
T-375	2,2
T-404	2,2
T-495	2,1
T-125	2,1
T-023	2,0
T-369	2,0
T-409	2,0
T487	2,0
T-164	1,9
T-013	1,9
T-528	1,9
T-088	1,8
T-216	1,8
T-140	1,7
T-359	1,6
T-270	1,5

Pozo	Promedio de Gas Anular (Kscf/D)
T-109	1,5
T-127	1,5
T-145	1,4
T-192	1,4
T-046	1,4
T-400	1,4
T-032	1,4
T-156	1,3
T-269	1,3
T-148	1,3
T-490	1,3
T-334	1,2
T-124	1,2
T-248	1,1
T-052	1,1
T-235	1,0
T-274	1,0
T-399	1,0
T-403	1,0
T-410	1,0
T-268	1,0
T-211	0,9
T-120	0,8
T-366	0,8
T-405	0,7
T-332	0,7
T-450	0,7
T-250	0,5
T-480C	0,5
T-197	0,4
T-452	0,3
T-149	0,0
T-212	0,0
T-236	0,0
T-236c	0,0
T-383	0,0
T-413	0,0
T-414	0,0
T-415	0,0
T-424	0,0
T-442	0,0
T-446	0,0
T-450	0,0
T-476	0,0
T-175	0,0
T-483	0,0
T-527	0,0
T-220	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>579,6</b>

Fuente: Autor

En base al cuadro 9 se puede apreciar que el aporte de anulares de los pozos de Tibu en términos generales es bajo. Como resumen se evidencia el siguiente cuadro:

Cuadro 10. Resumen aporte gas de anulares

	APORTE EN KPCD		
Rango	Menor a 5	Entre 5-10	Mayor a 10
# Pozos	97	23	15
%Porcentaje	72%	17%	11%

Fuente: Autor

#### 4.4 AJUSTES DE MEDICION

Debido a la incertidumbre que existía al tomar los valores tomados con el ECHOMETER y la aplicación TWM se optó por revisar la bibliografía.

En esta búsqueda de información se logró evidenciar un proyecto el cual a partir de un medidor de platina de orificio (Barton) se cuantificaron los caudales en los anulares de los pozos del Sector Norte (Campo Tibu).

En base a estos valores fue realizada la deducción de una ecuación de estado con base en la composición del gas que se determinó con base en los análisis cromatograficos de los muestreos realizados y comparan los resultados obtenidos por medio del TWM que usa la correlación de Podio y otros, lo cual permitió tener datos con menor incertidumbre.

No obstante esta correlación fue realizada para solo los pozos del sector Norte y debe efectuarse para los 2 sectores restantes (Central y Sur). Debe corroborarse esta correlación para todo el campo y de ser positivos los resultados usarla para obtener más exactos los datos de gas en los anulares.

Según los resultados obtenidos en este estudio se pudo determinar que existe una desviación del 8.9% con respecto a la de Podio (TWM).

## 5. PROBLEMAS OPERACIONALES Y PROPUESTAS OPERATIVAS

La producción de pozos con gas a partir del uso de bombeo mecánico depende fundamentalmente del diseño de fondo.

Estos diseños son ajustados de acuerdo a variables como: profundidad del pozo, características de los fluidos, volúmenes de aporte del pozo (líquido y gas), perforaciones, entre otros.

El gas frecuentemente es manejado con separadores de fondo y accesorios en las bombas que ayudan a disminuir los efectos de compresión de gas en la bomba.

La contrapresión de gas restringe de manera considerable la producción, especialmente en los pozos con alta vida productiva. La contrapresión de mayor frecuencia es la ocasionada por el gas en la cabeza del pozo (CHP Casing Head Pressure).

Cuando este gas no logra ventearse o producirse puede llevar al bloqueo de la bomba de subsuelo disminuyendo la eficiencia y generando pérdidas de producción. Caso tal es el ocurrido en los pozos del sector K-27 en donde el gas genera un bloqueo en la bomba y causa diferidas de producción.

Como primera opción se tiene la de recolectar el gas de anulares de los pozos PCP T-518, T-519 (aunque no registra TWM se conoce que aporta cantidades similares al 518), T-397(BM), T-522, T-523 direccionarlos a la estación K-27 a través de líneas independientes que permitan usar el gas para generación que me permita iluminación en la estación o enviar a compresores los cuales realizaran la transferencia hacia la Planta de Gas Sardinata (Venta).

Otra posibilidad sería tender líneas independientes de cada pozo y se conecten a la línea colectora. Para esto deberán instalarse scrubber para evitar el aporte de líquido a la colectora.

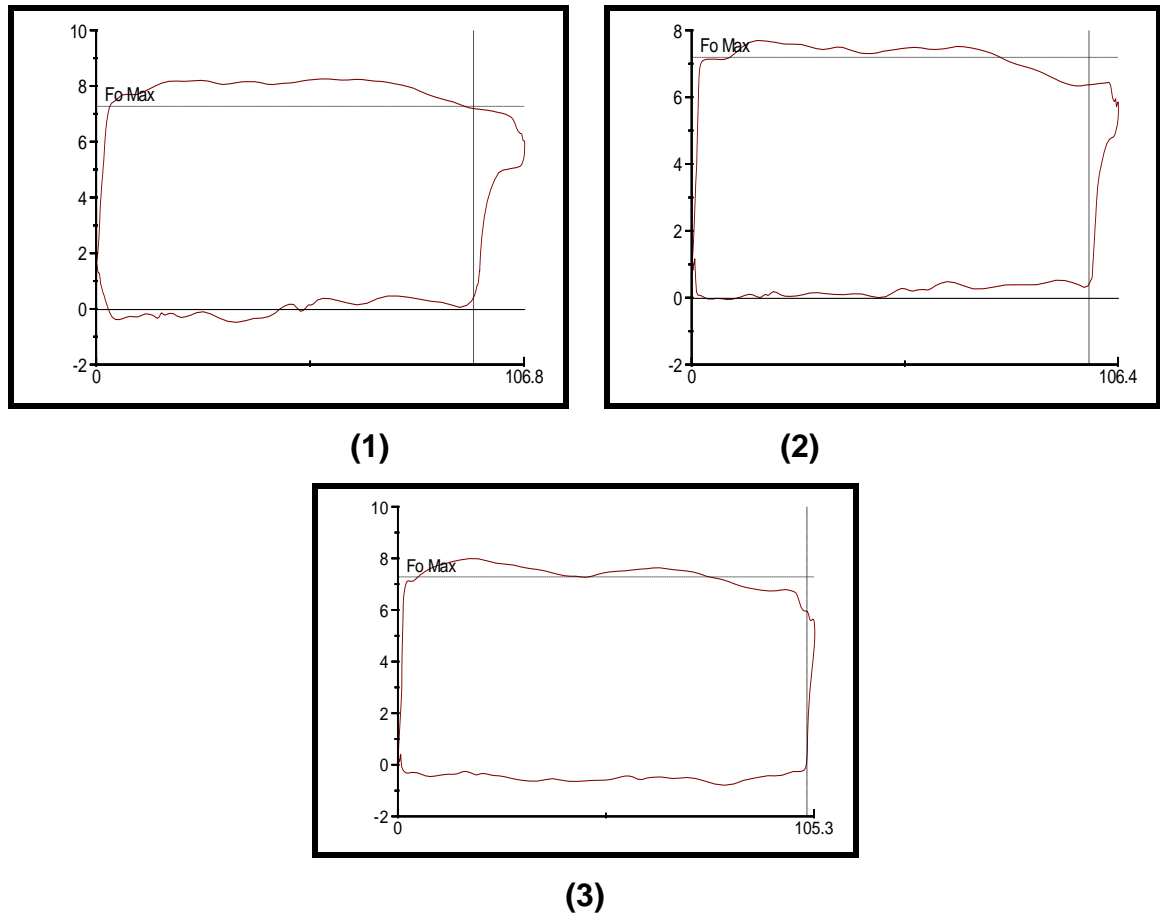
Existen pozos con gran aporte de gas por el anular como lo es el T-340, T-377, T-273, pero desde cabeza de pozo hacia la línea colectora o una estación la distancia es bastante considerable. Como un ejemplo claro se encuentra el pozo T-312 no refleja cantidades grandes en el aporte de gas por el anular pero el histórico que se tiene es el bloqueo de la bomba cuando se cierra la válvula del casing.

El gas de producción de las 7 estaciones se encuentra direccionado a la línea colectora que atraviesa todo el campo y finaliza en las instalaciones de la antigua refinería en donde el gas es utilizado para autogeneración, venta de gas Cúcuta y el alrededor de 25% se consume en las viviendas.

Por tal motivo, y con el fin de evitar emisiones al ambiente, se vio la necesidad de proponer al Ministerio de Minas y Energía las diferentes alternativas para darle un uso adecuado al gas de producción del Campo Tibu.

Ejemplo típico. En la figura 3 (Dinagramas del pozo T-129) se puede evidenciar en el recuadro (1) la interferencia por gas a medida que se deja el pozo con el anular cerrado durante 24 hrs. En el recuadro (2) se descargó el pozo a la atmosfera durante unos 2 minutos hasta lograr alrededor de 5 psi. De inmediato se le tomo el dinagrama y se evidencio la mejoría en el llenado de la bomba y el desplazamiento de la misma.

Figura 3. Dinagramas pozo T-129



Fuente: Autor

Por último, en el recuadro (3) se optó por descargar el pozo totalmente a la atmosfera hasta una presión de 0 psi durante alrededor de 5 min. Es evidente el llenado total de la bomba y el mayor desplazamiento del sistema.

Al igual que el pozo T-129 (BM) varios de los pozos del campo Tibu sufren de este fenómeno del bloqueo por gas en el anular. Algunos con un comportamiento más acentuado y con pérdidas mayores de producción sino son generadas las descargas de gas a diario.

El promedio de pérdida de producción de estos pozos oscila entre el 40-50 % del potencial. Estas pérdidas según las pruebas son ocasionadas cuando se deja el anular cerrado en un periodo mayor o igual a 3 días.

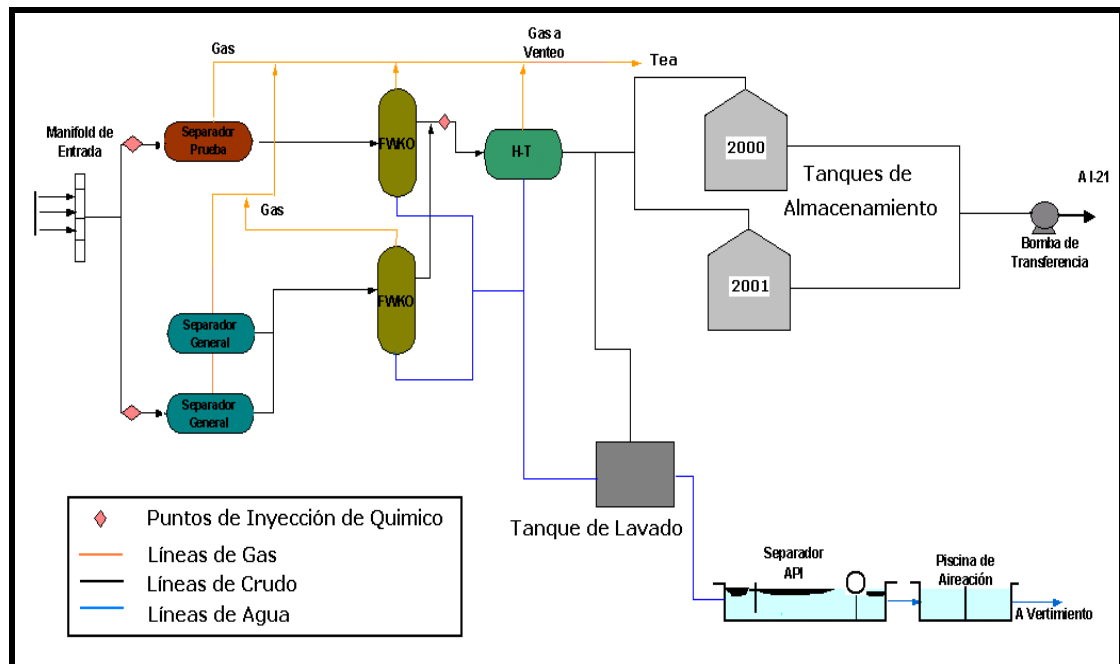
## 6. FACILIDADES DE PRODUCCION

### 6.1 SISTEMA ACTUAL

Actualmente la producción de los pozos del piloto K-27 se recibe en las facilidades de las estaciones K-27 y L-29 pertenecientes al sector Norte.

La figura 4 presenta el esquema de proceso existente.

Figura 4. Esquema de proceso actual en campo Tibu



Fuente: Autor

Estas facilidades constan de:

- 1 separador general para recibir los fluidos de la línea de producción.
- 1 separador de prueba para recibir los fluidos de la línea de producción del pozo a probar.

- 1 scrubber para recibir el gas de la producción de los pozos provenientes de los separadores.
- 3 tanques de almacenamiento de 1000 bls.
- 1 wash tank (1000 bls)
- Línea de venteo.
- Piscinas de oxidación y API.
- Bombas de despacho de crudo.

Los líquidos provenientes de los separadores pasan a través de un FWKO, tratador térmico y por ultimo hacia los tanques de almacenamiento, para ser enviados por el oleoducto de 8" a la estación I-21 a través del sistema de bombeo, mientras que el gas proveniente de los separadores se envía a la línea colectora. Como medida preventiva se tiene una línea de alivio que envía el gas a un venteo.

## **6.2 FACILIDADES DE LA RED DE ANULARES**

El sistema de recuperación de gas de anulares puede estar compuesto de los siguientes elementos como mínimo:

- Un compresor.
- Un separador (scruber) en la succión.
- Un separador (scruber) en la descarga.
- Un enfriador de gas.
- Un motor preferiblemente a combustión para aprovechar el gas.
- Un múltiple de recibo de las redes de gas de anulares.

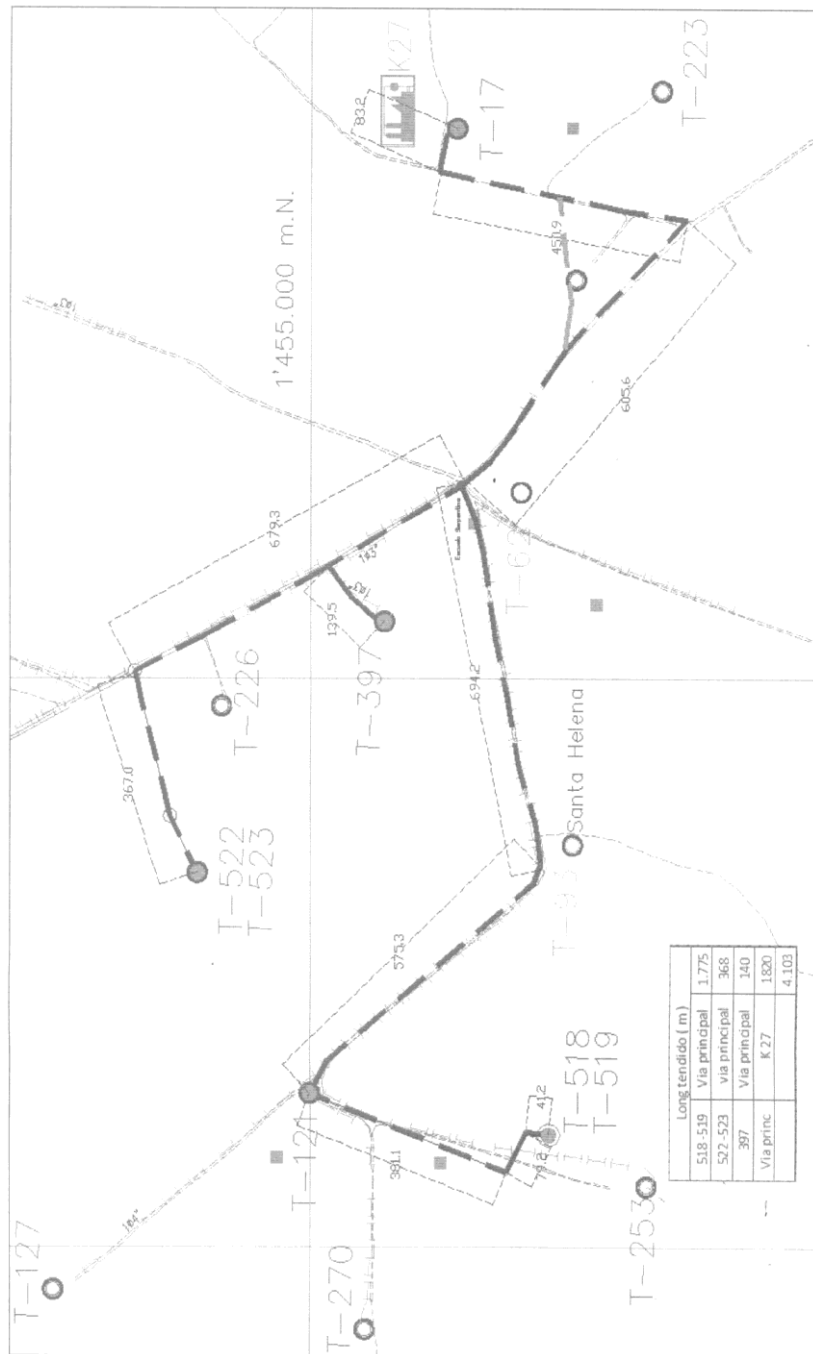
Los límites de batería son:

- Entrega del gas anular desde cada uno de los pozos. El punto de conexión de gas anular es de 2 in de diámetro.
- No incluye la evaluación de los sistemas de bombeo de cada uno de los pozos.
- No incluye modificaciones en la estación; las facilidades actuales tienen la capacidad suficiente para recibir todo el gas anular que venga de la red.
- Con el fin de realizar los cálculos hidráulicos se debe tomar la totalidad del gas producido, se usarán los trayectos compartidos con líneas de flujo existente y así se evitará el paso por cruces de cuerpos de agua que requieran la solicitud de permisos ambientales.
- La presión óptima que se requiere en el anular para el campo Tibu deberá ser superior a 25-30 PSI si el objetivo inmediato es ingresar el gas a la línea colectora.
- Las simulaciones deben ser ejecutadas en Pipe Phase 7.1, asumiendo una temperatura de diseño ambiente de 90°F

El piloto que se desea ejecutar en campo Tibu (Área Estación K-27) está distribuido de la siguiente manera:



Figura 6. Tendido de líneas (piloto)



Fuente: Autor

## 7. BENEFICIOS ESPERADOS

### 7.1 CUMPLIMIENTO AMBIENTAL

Cumplir con las regulaciones exigidas por el Ministerio de Minas y Energía al evitar los venteos de gas al medio Ambiente.

Para el cumplimiento de esta regulación se tiene como opción la quema de gas en exceso transportado en la línea colectora para autogeneración y consumo de viviendas. Para esto se deberá habilitar para la operación la actual tea existente en la Antigua Refinería.

Las ecuaciones actualmente usadas en el Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas de Ecopetrol S.A para estimar las emisiones de Gases Efecto Invernadero por Venteo o por Quema de Gas, son las presentadas a continuación:

Emisiones por Venteo de Gas

$$ECO_2 = (Q * X_{CO_2} * PM_{CO_2} * FC_1) / (FC_2 * FC_3) \quad \text{Ecuación 02}$$

$$ECH_4 = (Q * X_{CH_4} * PM_{CH_4} * FC_1) / (FC_2 * FC_3) \quad \text{Ecuación 03}$$

$$ECO_{2eq} = ECO_2 + (25 * ECH_4) + (298 * EN_2O) \quad \text{Ecuación 04}$$

Entiéndase por:

- CO<sub>2</sub>: Dióxido de Carbono
- CH<sub>4</sub>: Metano
- CO<sub>2eq</sub>: Dióxido de Carbono equivalente
- E: Emisión (ton/periodo)
- Q: Flujo volumétrico (KPC/periodo)
- X: Fracción molar

- PM: Peso Molecular
- FC1: Factor de conversión de Kilo pies cúbicos a pies cúbicos; 1000 ft<sup>3</sup>/KPC
- FC2: Factor de conversión de libra mol a pies cúbicos; 379,3 ft<sup>3</sup>/lbmol
- FC3: Factor de conversión de libras a toneladas; 2204,623 lb/ton

Emisión por Quema de Gas en Tea (Considerando 98 % de eficiencia de combustión)

$$ECO_2 = ((1 \cdot X_1 + 2 \cdot X_2 + 3 \cdot X_3 + 4 \cdot X_{4\_1} + 4 \cdot X_{4\_2} + 5 \cdot C_{5\_1} + 5 \cdot X_{5\_2} + 6 \cdot X_6) \cdot (98/100) \cdot Q \cdot PM_{CO_2} \cdot FC1) / (FC2 \cdot FC3) \quad \text{Ecuación 05}$$

$$ECH_4 = ((1 \cdot X_1 + 2 \cdot X_2 + 3 \cdot X_3 + 4 \cdot X_{4\_1} + 4 \cdot X_{4\_2} + 5 \cdot C_{5\_1} + 5 \cdot X_{5\_2} + 6 \cdot X_6) \cdot (100-98)/100) \cdot Q \cdot PM_{CH_4} \cdot FC1) / (FC2 \cdot FC3) \quad \text{Ecuación 06}$$

$$EN_2O = (EF \cdot (HHV / 1020) \cdot HHV \cdot Q \cdot FC1) / (FC3 \cdot FC4) \quad \text{Ecuación 07}$$

$$ECO_{2eq} = ECO_2 + (25 \cdot ECH_4) + (298 \cdot EN_2O) \quad \text{Ecuación 08}$$

*Entiéndase por:*

- CO<sub>2</sub>: Dióxido de Carbono
- CH<sub>4</sub>: Metano
- N<sub>2</sub>O: Óxido Nitroso
- CO<sub>2</sub>eq: Dióxido de Carbono equivalente
- E: Emisión (ton/periodo)
- Q: Flujo volumétrico (KPC/periodo)
- X<sub>1</sub>: Fracción molar metano
- X<sub>2</sub>: Fracción molar etano
- X<sub>3</sub>: Fracción molar propano

- X4\_1: Fracción molar n-butano
- X4\_2: Fracción molar iso-butano
- X5\_1: Fracción molar n-pentano
- X5\_2: Fracción molar iso-pentano
- X6: Fracción molar hexano
- PM: Peso Molecular
- EF: Factor de Emisión del Óxido Nitroso 1,30e-6 lb/MMBTU
- HHV: Valor del calentamiento alto del gas (BTU/ft3)
- FC1: Factor de conversión de Kilo pies cúbicos a pies cúbicos; 1000 ft3/KPC
- FC2: Factor de conversión de libra mol a pies cúbicos; 379,3 ft3/lbmol
- FC3: Factor de conversión de libras a toneladas; 2204,623 lb/ton
- FC4: Factor de conversión de millones de BTU a BTU; 1000.000 BTU/MMBTU
- 1020: Factor de corrección del HHV gas

En los cuadros presentados a continuación se evidencian los resultados de las ecuaciones anteriores, tanto para emisiones por venteos de gas como para quema de gas en tea:

Cuadro 11. Calculo de Venteos y quemas de gas

<i>Pozo</i>	<i>Kscf/D</i>	<i>VENTEO</i>				<i>QUEMA TEA</i>			
		<i>CO2 (ton/D)</i>	<i>CH4</i>	<i>N2O</i>	<i>CO2 eq</i>	<i>CO2 (ton/D)</i>	<i>CH4</i>	<i>N2O</i>	<i>CO2 eq</i>
T-518	22	0,0424	0,2985	0,0000	7,5049	1,544	0,011	2,20E-08	1,831
T-519	22	0,0424	0,2985	0,0000	7,5049	1,544	0,011	2,20E-08	1,831
T-522	22	0,0424	0,2985	0,0000	7,5049	1,544	0,011	2,20E-08	1,831
T-523	22	0,0424	0,2985	0,0000	7,5049	1,544	0,011	2,20E-08	1,831
T-397	15	0,0294	0,2067	0,0000	5,1957	1,069	0,008	1,53E-08	1,267

Fuente: Autor

Como resultados de los cálculos anteriores se pueden apreciar los ahorros en emisiones que se pueden generar en el caso tal de que se opte por quemar el gas como reemplazo a los venteos.

Cuadro 12. Ahorro de emisiones venteos vs quemas de gas

<u>Pozo</u>	<u>Venteo</u> <u>(ton/año)</u>	<u>Quema</u> <u>(ton/año)</u>	<u>Ahorro</u> <u>emisiones</u> <u>(ton/año)</u>
T-518	2739	668	2071
T-519	2739	668	2071
T-522	2739	668	2071
T-523	2739	668	2071
T-397	1896	463	1434
		<b>Total</b>	<b>9718</b>

Fuente: Autor

Es notable que con los cálculos realizados para tan solo 5 pozos se puedan reducir 9718 ton CO2 eq/año.

Incluyendo todos los pozos del campo Tibu y optando con la quema del todo el gas recolectado de los anulares, los resultados serían de la siguiente manera:

Cuadro 13. Cálculos venteo vs tea, ahorro de emisiones

<u>Pozo</u>	<u>Kscf/D</u>	<u>VENTEO</u>				<u>QUEMA TEA</u>			
		<u>CO2</u> <u>(ton/D)</u>	<u>CH4</u>	<u>N2O</u>	<u>CO2</u> <u>eq</u>	<u>CO2</u> <u>(ton/D)</u>	<u>CH4</u>	<u>N2O</u>	<u>CO2</u> <u>eq</u>
<b>TODOS</b>	579,60	1,14	7,99	0,00	200,76	41,31	0,31	0,00	48,97

<u>Pozo</u>	<u>Venteo</u> <u>(ton/año)</u>	<u>Quema</u> <u>(ton/año)</u>	<u>Ahorro emisiones</u> <u>(ton/año)</u>
<b>TODOS</b>	73.278	17.874	55.405
		<b>Total</b>	<b>55.405</b>

Fuente: Autor

## 7.2 CONFIABILIDAD Y EFICIENCIA OPERACIONAL

En la actualidad en estos pozos del piloto K-27 se generan pérdidas de manera eventual de alrededor del 50-80% de su potencial. Estas pérdidas son producto del bloqueo que el gas en grandes cantidades ocasiona en las bombas PCP y en las líneas de producción al crear un flujo tapón.

Cuadro 14. Potencial de pozos problema (piloto K-27)

<b>POZO</b>	<b>Potencial Bruto (BFPD)</b>	<b>% BSW</b>	<b>Potencial Agua (BWPD )</b>	<b>Potencial Neto (BOPD )</b>	<b>ALS</b>
<b>T-518</b>	352	80%	282	70	PCP
<b>T-519</b>	900	90%	810	90	PCP
<b>T-522</b>	251	62%	155	96	PCP
<b>T-523</b>	342	80%	275	67	PCP

Fuente: Autor

Las pérdidas de estos barriles producción en estos pozos genero la alarma en el departamento de producción, por lo cual se requería de una acción inmediata.

Las primera medida fue la de descargar o ventear el anular a la atmosfera por lo menos dos veces al día. Esta primera medida tuvo buenos resultados ya que los pozos no continuaban bloqueándose. Un problema paralelo a esta medida era que al atender 2 o más veces estos pozos durante el día se generaban el descuido de otros pozos del sector, ya que el re-corredor no alcanzaba a realizar toda la rutina.

Cuadro 15. Control de producción

POZO	Potencial Bruto (BFPD)	% BSW	Potencial Agua (BWPD)	Potencial Neto (BOPD)	ALS	Pérdidas por bloqueo (bopd)
<b>T-518</b>	352	80%	282	70	PCP	35
<b>T-519</b>	900	90%	810	90	PCP	72
<b>T-522</b>	251	62%	155	96	PCP	76,8
<b>T-523</b>	342	80%	275	67	PCP	53,6
					<b>TOTAL</b>	<b>237,4</b>

Fuente: Autor

Ante esta nueva situación el grupo de control de producción debía plantear una opción más acertada y definitiva, para lo cual se postularon algunas alternativas planteadas en el siguiente capítulo.

### 7.3 DESCRIPCIÓN RESUMIDA Y GENERAL DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

El Campo Tibu el esquema operativo en los pozos a diario debido a la ausencia de un anillo de gas de anulares y de teas que permitan la quema se hace necesario descargar el anular a la atmosfera. Estas descargas son realizadas con el fin de evitar bloqueo en la producción de fluidos por gas. Los actuales requerimientos del Ministerio de Minas y Energía obligan a revisar la viabilidad económica de recuperar y usar de manera adecuada el gas producido por el anular.

Alternativas:

- a. Recopilar gas de anulares a través de tuberías a un separador horizontal en donde el gas colectado se enviara a una tea y el líquido colectado será enviado al

API. (Tubería hacia el API o registro el cual se recopilara a través de camión de vacío)

b. Recopilar gas de anulares a través de tuberías a un separador horizontal en donde el gas colectado se enviara a través de un compresor a la línea colectora y el líquido colectado será enviado al API. (Tubería hacia el API o registro el cual se recopilara a través de camión de vacío). Pozos piloto K-27.

c. Conexión líneas de pozos independientes como el cluster de M-14 a línea colectora.

d. Opción de montaje de compresor al frente de la estación K-27 el cual pueda recobrar el gas de anulares de los pozos del área en donde se presentan las mayores deficiencias producto de este fluido en el anular.

Como fase inicial para poder asegurar el manejo de gas de anular de los pozos y ejecutar las alternativas anteriormente mencionadas, es necesario realizar un estudio detallado con el fin de medir y clasificar los pozos de acuerdo a su presión, producción de gas y localización. De esta manera se determinará el mejor procedimiento para el manejo de gas de anulares teniendo en cuenta que:

- En los pozos donde no se presente un flujo de gas y/o presión considerables (menor a 15 psig), se debe analizar la opción de cerrar la línea de anular. Esta actividad debe monitorearse a través de registros (diagramas) y pruebas de producción con los cuales sea verificable que no haya afectación en el comportamiento de los pozos y los fluidos. En caso tal de que se vea afectada la eficiencia del pozo (disminución de producción) debe evaluarse la posibilidad de quemar de este gas en sitio.

- Alrededor de 97 pozos del Campo Tibu aportan cantidades menores a 5 KPCD, pozos con los cuales deben iniciarse las pruebas de cierre del anular y analizar su comportamiento.

## 7.4 CONDICIONES DEL SITIO

Cuadro 16. Condiciones del sitio

TEMPERATURA	
Temperatura máxima	36 °C
Temperatura mínima	13 °C
HUMEDAD RELATIVA	
Humedad media máxima	95.0 %
Humedad media	55.0 %
Humedad media mínima	40.0 %
PLUVIOSIDAD	
Época de lluvias	Abril-Mayo y Octubre-Noviembre
Épocas veraniegas	Enero a marzo y Julio a septiembre
Velocidad máxima promedio	12.8 m/s
Velocidad mínima promedio	0.1 m/s
Velocidad promedio mínima media	2.4 m/s
ELEVACIÓN DEL SITIO	
Altura sobre el nivel del mar	73.50 MSN[241.1 ft]
Presión Barométrica	14.59 p.s.i.
<b>SISMO:</b> Las fuerzas sísmicas se deberán determinar mediante metodología y parámetros indicados por la NSR-98.	
Zona de amenaza sísmica	I
Clase del sitio (suelo)	C (Vs=400 m/s)
Grado de disipación de energía	DMO
Coeficiente que representa la aceleración pico efectiva	Aa=0.15
Coeficiente de importancia definido	I=1.0
Coeficiente de sitio	S=1.2

Fuente: Autor

## **7.5 PROCESOS (PUEDE SER QUE APLICA O NO APLICA)**

**7.5.1 Descripción del alcance en procesos de ingeniería.** Análisis hidráulico y dimensionamiento del anillo de gas de anulares.

Dimensionamiento de los equipos para el manejo del gas.

Dimensionamiento del sistema de compresión para el envío del gas recolectado en el anillo de gas de anulares al anillo de gas del campo.

Dimensionamientos del sistema de alivio de los equipos.

Elaboración de documentos.

Coordinación del estudio HAZOP y elaboración del informe

**7.5.2 Requerimientos de servicios auxiliares e industriales.** En el área donde se ubique el sistema de compresión, se requieren servicios de agua industrial, alumbrado, aire de instrumentos y sistema contraincendios

**7.5.3 Condiciones de tratamiento de las fases a que se quiere llegar.** Se deben considerar sistemas de depuración que garanticen el retiro de líquidos arrastrados por el gas. Realizar plan de mantenimiento e inspección de la línea colectora. Establecer rutina para el drenaje de los líquidos en las trampas actualmente existentes.

**7.5.4 Civil y Arquitectura (puede ser que aplica o no aplica).** Se deben definir de los criterios de diseño para la elaboración de las estructuras y obras civiles a desarrollar de acuerdo a lo especificado por la especialidad de procesos.

En el Campo Tibu, se deben considerar bases y estructuras para:

- Sistema de compresión (teniendo en cuenta el sistema de inyección de agua, subestación eléctrica y área disponible).
- En el área donde se decidan ubicar las facilidades para el manejo de los fluidos se debe tener en cuenta el estado de los equipos como Separador general y de prueba, scrubber, Sistema de Tea, Sumidero para líquidos acumulados en el KOD y scrubber
- Scrubber (para el manejo de gas de anulares)
- En el área definida para el sistema de compresión en el Campo Tibu , se deben considerar las bases y estructuras para:
  - Base para scrubber (1 de backup)
  - Base para compresor en locación según el tipo equipo que se defina a partir de la ingeniería de detalle.

**7.5.5 Localización propuesta.** La localización propuesta en caso de optar por (d) alternativa (sistema de compresión) es frente a la estación de recolección y tratamiento K-27. Se recomienda realizar visita al campo para determinar el área específica que cumpla con los requerimientos.

**7.5.6 Mecánica y tubería (puede ser que aplica o no aplica).** Diseñar, construir el anillo de gas de las estaciones o líneas independientes, con las facilidades necesarias para su operación y mantenimiento que garanticen su óptimo funcionamiento.

La ingeniería conceptual y detalle debe concluir un diseño en planta que responda a las etapas de operación, mantenimiento y seguridad en el proceso para el personal de operaciones; de tal forma que se puedan realizar movimientos operativos sin complicaciones. El diseño también deberá incluir el sistema de tuberías, las cuales deben estar distribuidas respondiendo a las mejores prácticas de construcción y diseño.

Se deben establecer procedimientos de cálculo para determinar el espesor mínimo requerido por presión interna de diseño de los diferentes diámetros nominales de tubería para las clases que aplicarán a los nuevos sistemas de Tuberías de las líneas de interconexión entre los cluster, bajo los Códigos ASME B31.3, Normas y Especificaciones de uso obligatorio.

Además se debe solicitar la presentación de un programa de integridad, que incluya las tuberías y accesorios; que sirva para la implementación de un plan de gerencia durante la vida del proyecto.

Realizar el diseño y construcción del anillo de gas de anulares, el cual se interconecta con la línea colectora.

Durante el desarrollo de la ingeniería se deben realizar los diferentes isométricos de las líneas de interconexión

Para la construcción de las líneas de gas, considerar tramos aéreos y subfluviales.

**7.5.7 Tecnologías sugeridas y/o esquemas de procesos.** En este estudio o ingeniería pre-conceptual no se sugieren tecnologías. Estas deben ser sugeridas en el desarrollo de la ingeniería conceptual.

### **7.5.8 Planos existentes de tuberías y equipos con listado y especificaciones.**

Existen planos de la línea colectora y pueden ser suministrados por ECP.

Existen planos de las facilidades de la estación K-27 y de las demás instalaciones del campo Tibu.

### **7.5.9 Eléctrica (puede ser que aplica o no aplica) Alcance del diseño.**

Descripción del sistema Actual

Instrumentación y Telecomunicaciones (puede ser que aplica o no aplica)

**7.5.10 Filosofía.** Las señales de los equipos, pozos y de la medición multifasico serian traídos a la sala de control de producción, para su supervisión y control.

- Se tendrán en cuenta los siguientes criterios para la especificación y selección de las Válvulas de Control y de Corte, en relación con la transmisión de señales neumáticas:

- Presión de Operación - actuadores de válvulas de control 3 - 15 ó 6 -30 psig

- Presión de Operación - actuadores de válvulas de corte 80 - 100 psig

- Los actuadores neumáticos de las válvulas de control y de corte serán especificados de pistón o con retorno por resorte según sea requerido.

- Las válvulas de control y de corte serán especificadas con reguladores de presión de aire de instrumentos con filtro e indicación local de la presión regulada

- Las válvulas de alivio de presión deben diseñarse para proteger los equipos.
- Se debe contar con sistema de medición en la descarga de los compresores. Para el sistema de compresión debe asumirse su automatización, ya que la estación no será asistida.
- Se debe considerar la instalación de válvulas de corte en caso de construir el gasoducto para el manejo del fluido.

**7.5.11 Tecnologías sugeridas.** Se recomienda compresores del tipo tornillo rotatorio.

**7.5.12 Seguridad Industrial y Medio Ambiente.** Descripción general

## 8. VICTORIAS TEMPRANAS

En vista a la emergente necesidad de dar solución a las grandes pérdidas de producción se tomó como medida definitiva la conexión de anulares hacia la línea recolectora de gas.

Las presiones de estos pozos en el anular superaban la presión de operación de la línea colectora, razón por la cual no sería necesario un compresor.

Se hizo el inventario de materiales a utilizar, tales como, válvulas, accesorios, tubería, entre otros. A partir de estos insumos requeridos y de la proyección en cuanto a días de trabajo para ejecutar las actividades fue realizado un rápido análisis económico del cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Cuadro 17. Relación de pérdidas mensuales

Pérdida de producción (BO)	Falla de pozos mensual	Barriles mensuales (BO)	Ganancia X BI	Pérdidas Mensuales (\$)
237,4	3	712,2	\$ 114.900	\$ 81.831.780

Fuente: Autor

Las pérdidas en dinero producto de los bloqueos en los ALS superan los 80 MM COP mensual

El costo de accesorios fue de 174.500.000 COP, relacionado en el cuadro18.

Cuadro 18. Costo de materiales

<b>MATERIALES</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario (\$)</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
<b>Tubería 2-7/8" roscada</b>	267	\$ 600.000	\$ 160.200.000
<b>Codos</b>	15	\$ 100.000	\$ 1.500.000
<b>Válvulas de 3"</b>	8	\$ 800.000	\$ 6.400.000
<b>Cheques 3"</b>	8	\$ 800.000	\$ 6.400.000
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 174.500.000</b>

Fuente: Autor

Cuadro 19. El costo de mano de obra (Cuadrilla de producción)

<b>DESCRIPCIÓN ITEM</b>	<b>UNIDAD DE MEDIDA</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO UNITARIO (\$)</b>	<b>COSTO TOTAL (\$)</b>
CUADRILLA DE SOLDADURA	D	3	1.564.746	<b>4.694.238</b>
CUADRILLA DE PERSONAL	D	15	1.217.452	<b>18.261.780</b>
MONTAJE VALVULA ACCESORIOS	UN	5	347.977	<b>1.739.885</b>
CONSTRUCCION DE BORDILLO PARA CONTRAPOZO	M	3	140.142	<b>420.426</b>
				<b>25.116.329</b>

Fuente: Autor

Las presiones altas generadas en el casing, ocasionadas por la falta de venteo o evacuación del gas en el anular fue una de las mejoras efectuadas con la conexión de esta línea hacia la colectora. Las variaciones de uno de los pozos conectados se pueden evidenciar en el siguiente cuadro:

Cuadro 20. Data variables operativas pozo T-518

	Sumergencia Total (ft)	Sumergencia Efectiva (ft)	RPM	Torque (%)	Amperios	THP (Psi)	CHP (Psi)
ANTES DE CONEXIÓN DEL ANULAR A COLECTORA	633	633	220	34	62	90	90
	589	462	220	34	62	100	102
	623	623	220	34	62	88	89
	415	568	220	34	62	90	99
	584	584	210	34	62	90	93
	576	576	220	34	62	100	100
	549	465	220	34	62	95	97
	559	506	220	34	62	85	87
	557	440	219	34	62	70	87
	540	540	219	35	67	90	90
	558	558	219	34	62	80	84
	660	543	220	34	62	80	88
	560	560	219	35	63	90	80
	528	528	219	35	63	80	86
	523	465	229	35	64	80	82
ANTES DE CONEXIÓN DEL ANULAR A COLECTORA	625	625	239	35	64	85	<b>37</b>
	650	650	239	35	63	80	<b>26</b>
	621	621	249	35	64	50	<b>26</b>
	605	605	259	35	64	80	<b>25</b>
	580	580	259	35	64	80	<b>27</b>
	577	469	259	35	64	80	<b>27</b>
	568	568	259	35	64	90	<b>33</b>
	528	528	259	35	63	90	<b>39</b>
	552	552	259	35	63	80	<b>33</b>
	576	576	259	35	64	75	<b>32</b>
	533	533	259	36	64	85	<b>29</b>

Fuente: Autor

Es evidente la disminución de presión en el casing del cual paso de un rango entre 80-100 psi a 25-40 psi.

Foto 6. Conexión amulares de los pozos T-518 y T-519.



Fuente: Autor

Las fotos 6 y 7 son los conexiones realizadas con la cuadrilla de producción a los pozos T-518, T-519, T-522 y T-523 desde los anulares hacia la línea colectora.

Foto 7. Conexión amulares de los pozos T-522 y T-523.



Fuente: Autor

Cuadro 21. Requerimiento de tiempo e hitos para el proyecto

ACTIVIDAD	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10
Ingeniería Conceptual	■									
Ingeniería Básica		■	■							
Ingeniería de Detalle				■	■					
Compra Equipos (tubería, compresores, accesorios, instrumentación)			■	■	■	■	■	■		
Montaje Mecánico							■	■		
Obras Cíviles								■	■	
Obras Eléctricas									■	
Puesta en marcha										■

Fuente: Autor

**Documentación de soporte.** Planos, prognosis, perfiles de producción por pozo, esquemas y presentaciones.

## CONCLUSIONES

Cerrar paulatinamente los pozos de aporte inferior a 5 KPCD, posterior a esto se debe hacer monitoreo constante de presiones (THP, CHP), pruebas de pozo para determinar posibles bloqueos de bomba o pérdida de eficiencia del ALS apoyados con la toma de dynagramas.

Los pozos con histórico de bloqueo al cerrarse el anular tales como T-129, T-361, T-312, T-377, T-248 y T-052 que presentan bloqueo en el pozo a pesar de que el aporte de gas es relativamente bajo. En estos pozos cuya distancia es considerable hasta la colectora debe evaluarse la opción de instalar un quemadero o tea en la locación, lo cual reduciría en parte las emisiones. Por otra parte se debe realizar el estudio económico para el tendido de la línea y el montaje de un compresor para instalar en un punto estratégico con el fin de poder enviar ese gas a la colectora ya que estos pozos tienen un promedio superior a 25 bopd y pierden alrededor del 40-50% de este potencial al bloquearse por gas.

Los pozos del cluster en cercanías a la estación M-14 (T-103, T-520 y T-521) podrían conectarse a la colectora debido a la cercanía y la inversión sería relativamente baja. De igual forma se podría conectar el pozo T-353 el cual se encuentra a 300 mts de la colectora.

La reducción de estos venteos a la atmosfera aportan ambientalmente al reducir de manera significativa las emisiones de CO<sub>2</sub> eq/año tan solo con enviar al gas para venta y consumo en cocinas (uso doméstico) o mediante la quema en sitio a través de teas bajo especificaciones API.

## **RECOMENDACIONES**

Drenar de manera constante las trampas de la línea colectora ya que al realizar el conexasión del anular de los pozos sin un scrubber muy posiblemente aportaran líquido a la colectora.

La opción de instalar un quemadero en las locaciones debe evaluarse el riesgo tanto de personal, ambiental como de los equipos.

## BIBLIOGRAFIA

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Memorias Capacitación Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas. Bogota: ICP, 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP)... Servicios de laboratorio y plantas piloto, Laboratorio PVT –Ecopetrol S.A. Bogotá: ICP, 2013.

LEAL TOVAR, Dumar Ferney. Metodología para cuantificar el gas de anulares del campo Tibú –Sector norte. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013.

LUQUE ORTIZ, Isaac Santiago. Recuperación del gas natural producido por los anulares de los pozos de Campo Nare. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2004.

MC COY, JAMES; PODIO, AUGUSTO Y HUDDLESTON, KEN. Acoustic Determination of producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.

RIVERA GONZALEZ, Julián. Ingeniería conceptual para el diseño de una red de recolección de gas de anulares de los pozos de un sector de represión del campo Llanito Gala de Ecopetrol S.A. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

SACHICA AVILA, Jorge Andrés. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Galán de Ecopetrol S.A. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.