

EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA A LA ALTERNATIVA
TECNOLÓGICA: LICUEFACCIÓN DE UNA CORRIENTE DE CO₂ RESIDUAL
DE UN CAMPO PETROLERO PARA USO EN LIMPIEZA DE POZO

NATALIA MARGARITA RUEDA SANCHEZ
AUTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA
2015

EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA A LA ALTERNATIVA
TECNOLÓGICA: LICUEFACCIÓN DE UNA CORRIENTE DE CO₂ RESIDUAL
DE UN CAMPO PETROLERO PARA USO EN LIMPIEZA DE POZO

NATALIA MARGARITA RUEDA SANCHEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magister
en Ingeniería Ambiental

Ph.D. HUMBERTO ESCALANTE HERNANDEZ
DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA
2015

Tabla de Contenido

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
1. METODOLOGÍA.....	13
2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO PETROLERO ESTUDIO.....	15
2.1. Proceso actual de limpieza de pozo en el CAMPETRO.....	16
3. GENERALIDADES DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS.....	18
3.1. Estimulación de pozos.....	18
3.2. Incrustaciones.....	18
3.3. Acidificación.....	20
3.4. Uso del Nitrogeno (N ₂) en limpieza de pozos.....	21
3.5. Usos del Dióxido de Carbono (CO ₂) en el sector Oil & Gas.....	22
4. RESULTADOS.....	24
4.1. Emisiones del Gas Contaminante en el CAMPETRO.....	24
4.2. Proceso de licuefacción del GC.....	25
4.2.1. Simulación de la planta de licuefacción de GC (90% CO ₂).....	27
4.2.2. Descripción de los equipos del proceso de licuefacción.....	29
4.2.2.1. Compresor.....	29
4.2.2.2. Válvula de expansión.....	29
4.2.2.3. Unidad de refrigeración con propano.....	29
4.2.2.4. Separador bifásico.....	31
4.2.3. Control del proceso.....	31
4.2.4. Almacenamiento de CO ₂ líquido.....	34
4.2.5. Facilidades de carga.....	34
4.3. Uso del CO ₂ líquido en limpieza de pozos en reemplazo del N ₂ líquido.....	36
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA TECNOLÓGICA: LICUEFACCIÓN DE LA CORRIENTE DEL GC PARA LIMPIEZA DE POZO [24] [25].....	39
5.1. Flujo de caja.....	39
5.2. Ingresos.....	40
5.3. Egresos.....	41
5.3.1. Costos de inversión (CAPEX).....	42
5.3.2. Costos de operación (OPEX).....	42
5.4. Indicadores de rentabilidad.....	44
5.4.1. Flujos de caja.....	44
5.4.2. Período de Recuperación del Capital (PRC):.....	45
5.4.3. Valor Presente Neto (VPN):.....	45
5.4.4. Relación Beneficio-Costo (B/C):.....	46

5.4.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)	46
5.5. Resumen evaluación económica	48
6. CONCLUSIONES	49
7. RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53
ANEXOS	56

Lista de Figuras

	pág.
Figura 1. Esquema operativo de las baterías B1 y B2 en el CAMPETRO.....	15
Figura 2. Proceso de acidificación	17
Figura 3. Proceso de bombeo de fluido (N2 líquido) para limpiar un pozo	17
Figura 4. Incrustaciones en los cañoneos.....	19
Figura 5. Incrustaciones de carbonato de calcio en el revestimiento.....	19
Figura 6. Incrustaciones de carbonato de calcio en una bomba.....	19
Figura 7. Red de agujeros por la acidificación en la roca.....	21
Figura 8. Red de agujeros por la acidificación en la roca.....	21
Figura 9. Proceso de la planta de gas para la obtención del GC.....	24
Figura 10. Diagrama de bloques del proceso de licuefacción del gas 90% CO ₂	26
Figura 11. Diagrama de flujo del proceso del proceso de licuefacción.....	27
Figura 12. Diagrama de flujo de proceso obtenido de la simulación en Aspen Hysys V7.3.....	28
Figura 13. Condiciones del ciclo de refrigeración mecánica con propano.....	33
Figura 14. Diagrama de bloques del proceso actual de barrido con N ₂	37
Figura 15. Diagrama de bloques del proceso de barrido propuesto con CO ₂	37
Figura 16. Esquema general flujo de caja de proyectos.....	40
Figura 17. Flujos de caja para el proyecto de sustitución del N2 líquido por el CO ₂ líquido para limpieza de pozo	44
Figura 18. Tasa Interna de Retorno para el proyecto.....	47

Lista de Tablas

	pág.
Tabla 1. Condiciones del GC a la salida de la planta de gas	25
Tabla 2. Condiciones del gas de carga (GC) para el proceso de licuefacción.....	26
Tabla 3. Balance de masa planta de licuefacción propuesta para el Gas 90% mol CO ₂	30
Tabla 4. Balance de energía planta de licuefacción propuesta para el Gas 90% mol CO ₂	31
Tabla 5. Características del CO ₂ Líquido obtenido del proceso de licuefacción	31
Tabla 6. Listado de equipos asociados al proceso de licuefacción	32
Tabla 7. Características compresor	33
Tabla 8. Características válvula de expansión Joule Thompson.....	33
Tabla 9. Características unidad de refrigeración.....	34
Tabla 10. Características separador bifásico	34
Tabla 11. Características tanques de almacenamiento CO ₂ líquido.....	35
Tabla 12. Condiciones cargadero del CO ₂ líquido	35
Tabla 13. Características generales de las bombas para cargar el CO ₂ líquido	36
Tabla 14. Ventajas y Desventajas técnicas del uso del N ₂ y CO ₂ como fluido de desplazamiento en el CAMPETRO.....	37
Tabla 15. Pronósticos de gas del campo y volumen de CO ₂ producido y requerido para limpieza cada año.....	40
Tabla 16. Ingresos para el proyecto licuefacción del GC y posterior uso en limpieza de pozos.....	41
Tabla 17. Inversiones correspondientes a la planta de licuefacción del CO ₂	42
Tabla 18. Costos de inversión asociados a la producción de CO ₂ líquido para la limpieza de pozo.....	43
Tabla 19. Costos para la producción total y para la producción del 1.3% del CO ₂ líquido asociado a la limpieza de pozo.	43
Tabla 20. Flujos de caja para el proyecto de sustitución del N ₂ líquido por el CO ₂ líquido para limpieza de pozo	44
Tabla 21. Resumen de los resultados de la evaluación económica del proyecto licuefacción del GC para uso como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozos en el CAMPETRO	48

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA A LA ALTERNATIVA TECNOLÓGICA: LICUEFACCIÓN DE UNA CORRIENTE DE CO₂ RESIDUAL DE UN CAMPO PETROLERO PARA USO EN LIMPIEZA DE POZO*

AUTOR: NATALIA MARGARITA RUEDA SÁNCHEZ**

PALABRAS CLAVES: Emisiones, dióxido de carbono, licuefacción de gases, limpieza de pozo, Nitrógeno, gases de efecto invernadero, cambio climático, calentamiento global, gas de tea, campo petrolero.

En las baterías B1 y B2 de un campo petrolero (CAMPETRO) en Colombia, se producen aproximadamente 12 MMSCFD de un Gas Contaminante de Batería (GCB), cuya composición es 75,9% CO₂, 11,5% CH₄, 2,0% C₂H₆, 10,6% C³⁺ y 61,2% CO₂, 21,2% CH₄, 2,9% C₂H₆, 14,7% C³⁺, respectivamente. Este GCB es emitido directamente a la atmósfera, generando impactos negativos al medio ambiente representados en Gases de Efecto Invernadero (GEI). Por lo anterior, y con el fin de mitigar los impactos generados por la disposición actual del GCB, la empresa que opera el CAMPETRO está interesada en identificar opciones tecnológicas que permitan minimizar el impacto ambiental, y a la par aprovechar este gas dándole un valor agregado.

El objetivo del presente trabajo es evaluar de manera técnica y económica una alternativa para el aprovechamiento y valoración del GCB, con el fin de mitigar el impacto ambiental que se está generando, y cumplir con la reglamentación colombiana actual, Resolución 181495 y Resolución 90325, (Ministerio de Minas y Energía – MME, 2009 y 2014), la cual obliga a establecer programas de reducción de emisiones para las empresas del sector de los hidrocarburos.

La alternativa identificada consiste en licuar el GCB y utilizarlo en el proceso de limpieza de pozo en el CAMPETRO, en reemplazo del Nitrógeno (N₂) líquido usado actualmente. Lo anterior con miras al aprovechamiento de un gas con alto contenido de CO₂ dándole un valor agregado, disminuir emisiones de GEI, cumplir con la reglamentación colombiana y reducir costos y riesgos asociados al N₂ usado en el proceso de limpieza de pozos.

* Trabajo de aplicación

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería Química. Director: Ph.D. Humberto Escalante Hernández

ABSTRACT

TITLE: LIQUEFACTION OF A RESIDUE STREAM OF CARBON DIOXIDE IN AN OIL FIELD AND ITS USE TO CLEAN WELLS **TECHNIC AND ECONOMIC EVALUATION***

AUTHOR: NATALIA MARGARITA RUEDA SÁNCHEZ**

KEY WORDS: Emissions, Carbon Dioxide, Gas Liquefaction, Cleaning of Wells, Nitrogen, Greenhouse Gasses, Climate Change, Global Warming, Torch Gas, Oil Field.

In Colombia, B1 and B2 batteries of an oil field (CAMPETRO) produce approximately 12 MMSCFD of a contaminant gas (CGB). CGB contains 75,9% CO₂; 11,5% CH₄; 2,0% C₂H₆; 10,6% C³⁺ and 61,2% CO₂; 21,2% CH₄; 2,9% C₂H₆; 14,7% C³⁺ for B1 and B2 batteries, respectively. GCB is directly emitted into the atmosphere with potentially negative effects on the environment by increasing greenhouse gas emissions.

The company that operates CAMPETRO aims to identify technologic options to mitigate the detrimental environmental effects of CGB. Furthermore, the operator company wants to add value to this waste gas by reusing it. This work is a technical and economical evaluation of a new approach to reuse and give and added value to the CGB, which follows current Colombian environmental regulations 181495 and 90325, (Ministerio de Minas y Energía – MME, 2009 y 2014).

The alternative method evaluated, uses liquefied GCB instead of liquid Nitrogen (N₂) - currently employed method - to clean wells in the CAMPETRO. This method decreases greenhouse gas emissions as well as reduces operational costs related to the use of liquid Nitrogen.

* Application work

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería Química. Director: Ph.D. Humberto Escalante Hernández

INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera es considerada como una de las actividades económicas que afecta al medio ambiente en gran magnitud; los efectos han sido muy graves y notorios, debido principalmente a la exploración, la extracción del petróleo y a los derrames accidentales en los ecosistemas marinos, costeros y terrestres [1]. Así mismo, existen otros efectos que están relacionados con la combustión del petróleo y sus derivados, como lo es el gas natural, el cual viene asociado al crudo en el momento de su extracción. El gas natural es una mezcla de metano, etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Las principales impurezas que puede contener el gas natural son vapor de agua, **dióxido de carbono**, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros [2].

El dióxido de carbono (CO_2) resultante de la combustión de combustibles fósiles o asociado al crudo en el momento de su extracción, es la principal fuente de emisiones de GEI generadas por la actividad humana. El suministro y utilización de combustibles fósiles contribuye en aproximadamente un 80% a las emisiones de CO_2 producidas por el hombre [3]. Mediante programas satelitales de detección de luz nocturna, se estimó que en el 2011 las quemaduras de gas en el mundo fueron de 140000 millones de metros cúbicos, ocasionando la emisión de 300 millones de toneladas de CO_2 a la atmósfera [4]. Estas quemaduras y venteos de gas están asociados en gran parte a la industria de explotación y refinación del petróleo, las cuales se presentan en todos los campos del mundo, y Colombia no es la excepción. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (Solicitud información balance de gas quemado en tea, Bogotá D.C., Radicado 20155210156711, 2015), la cual menciona, que para mayo del 2015 las quemaduras reportadas de gas en los campos petroleros de Colombia fue de 67 millones de metros cúbicos. Estas quemaduras ocurren en general por la inexistencia de instalaciones de gasoductos, por tratarse de pozos aislados o por ser un gas con contenido de sustancias inertes. Este escenario, refleja una situación de alerta para el mundo, pues estas prácticas representan la principal fuente de generación de GEI, que provocan calentamiento atmosférico y cambio climático.

Una de las soluciones para el control de las emisiones de CO_2 , es su captura y almacenamiento en el subsuelo, lo cual consiste en separarlo, licuarlo y transportarlo a zonas de almacenamiento a cientos de metros bajo la superficie terrestre [5]. Pero no se le estaría dando a este CO_2 un uso que genere valor y a la vez reduzca el impacto negativo que está teniendo de manera directa sobre la atmósfera.

A manera de ejemplo se expone en este trabajo un caso estudio de un campo petrolero (CAMPETRO), localizado en Colombia, que presenta esta problemática y que por requerimiento de confidencialidad de la empresa se omite su razón social. El CAMPETRO dispone de dos baterías B1 y B2, las cuales producen aproximadamente 12 MMSCFD de un Gas Contaminante de Batería (GCB), cuya composición es 75,9% CO₂, 11,5% CH₄, 2,0% C₂H₆, 10,6% C₃₊ y 61,2% CO₂, 21,2% CH₄, 2,9% C₂H₆, 14,7% C₃₊, respectivamente. Este CO₂ es emitido directamente a la atmósfera, generando impacto negativo al medio ambiente representado en GEI, e incumpliendo con la reglamentación colombiana actual, Resolución 181495 [6], y Resolución 90325 [7], (MME, 2009 y 2014), las cuales obligan a establecer programas de reducción de emisiones para las empresas del sector de los hidrocarburos.

Una solución para valorar este gas es la implementación de una planta para su tratamiento y aprovechamiento. En esta planta se debe llevar a cabo una operación que implica la limpieza del GCB, para lograr la separación del CO₂. En el caso particular del CAMPETRO, se ha seleccionado la tecnología de membranas debido al costo, dimensión, facilidad de operación y eficiencia para realizar la separación del CO₂. Una vez la corriente de GCB pasa por las membranas se genera, por una parte una corriente rica en CH₄ con un alto valor agregado que se dispondrá para ventas, y una corriente de gas contaminante (GC) (9 MMSCFD) con una pureza de 90% molar de CO₂, la cual es materia prima para la realización de este proyecto.

Por lo anterior, y con el fin de mitigar los impactos generados por la disposición actual del GC (90% CO₂), el CAMPETRO está interesado en identificar opciones tecnológicas que permitan aprovechar este gas y a la par minimizar el impacto ambiental. Por lo tanto, se identificó una opción para el aprovechamiento del mismo, en la que se busca tomar ese GC y licuarlo, con el fin de utilizarlo en limpieza de pozos, recobro secundario y comercialización para otros usos.

El objetivo del presente trabajo es realizar la evaluación técnico - económica a la alternativa tecnológica para la licuefacción del GC, producido en el CAMPETRO, y su posterior utilización para la limpieza de pozo. Así mismo, para el cumplimiento de este objetivo se llevó a cabo la simulación del proceso de licuefacción del GC y las facilidades necesarias que garantizan su producción. También se realizó un análisis económico para el proceso de obtención de CO₂ líquido y posterior uso como fluido de desplazamiento en limpieza de pozos carbonatados, en reemplazo del N₂ usado actualmente.

1. METODOLOGÍA

En el desarrollo del presente trabajo de profundización se llevaron a cabo como actividades principales para el cumplimiento de los objetivos las siguientes:

Actividad I. Revisión bibliográfica: durante el desarrollo del trabajo se revisó permanentemente fuentes bibliográficas (libros textos, artículos, informes, etc) que dan el soporte teórico conceptual sobre procesos ingenieriles para la licuefacción de gases y limpieza de pozo; balances de masa y energía, mediante simulador ingenieril (Hysys); normatividad ambiental para emisiones; y evaluaciones económicas para proyectos de inversión.

Actividad II. Apropiación teórico práctica del proceso de licuefacción del GC: Mediante visitas al CAMPETRO (tomado como referencia para este trabajo), se identificaron las cargas de GC que se producen. Adicionalmente se identificó la composición de este GC (en relación a las concentraciones de CO₂) y mediante estudio con la normatividad ambiental, se pudo identificar su efecto contaminante, dado que actualmente estos GC son quemados en tea. Se revisó en textos propios de ingeniería, el proceso para licuar gases. Se realizó un diagrama de flujo, dando denominación a las respectivas corrientes de entrada (masa y energía), salidas de CO₂ licuado y demás subproductos. Tomando como base la producción típica promedio de GC en el CAMPETRO, se realizó los balances de masa y energía, que conforman el inventario del proceso. En esta actividad se obtuvo como indicador la carga de CO₂ licuado, disponible para una valorización posterior.

Actividad III. Estudio económico del proceso productivo del CO₂ líquido y posterior uso para limpieza de pozo: Se revisó en textos propios de ingeniería, el proceso para limpieza de pozo. Se tomó una base de cálculo correspondiente al 1,3% de la carga de CO₂ licuado (obtenido en la etapa de licuefacción de CO₂) para la limpieza de pozo, donde se realizó un diagrama de flujo del proceso y el respectivo inventario (balance de masa y energía). Posteriormente y con base al diagrama de flujo, inventario del proceso y un diseño conceptual de ingeniería (unidades de operación requeridas, balances de masa y energía, etc) para la obtención del CO₂ líquido, se llevó a cabo una evaluación económica del proceso de licuefacción del CO₂, para posterior uso en limpieza de pozo, donde se determinó por medio de indicadores económicos

(PRC, VPN, B/C y TIR) la rentabilidad del proyecto, para lo cual se estimó en detalle los ingresos, ahorros, los costos de inversión inicial (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) del proyecto. Esta actividad entregó parte de la información para conocer la viabilidad económica de invertir en la implementación de la alternativa de reducción de emisiones.

2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO PETROLERO ESTUDIO

El CAMPETRO es un campo ubicado en Colombia el cual dispone de dos baterías B1 y B2, donde se recolectan los fluidos de pozo. La trazabilidad de estos fluidos es muy básica, puesto que las baterías cumplen con la sencilla función de recibir el crudo y separarlo del gas para enviarlo por tuberías a tratamiento. El gas separado es enviado a tea. El proceso general de las baterías B1 y B2 del CAMPETRO, consiste esencialmente en un Manifold donde llegan los fluidos de los pozos productores, estos fluidos son enviados a un separador bifásico, donde por la parte inferior sale el crudo con agua y es enviado a tratamiento y por la parte superior sale el gas que es enviado directamente a la tea. En la **Figura 1** se muestra el proceso actual llevado a cabo en las baterías B1 y B2 del CAMPETRO.

Las baterías producen aproximadamente 12 MMSCFD de GCB, cuya composición es 75,9% CO₂, 11,5% CH₄, 2,0% C₂H₆, 10,6% C₃+ y 61,2% CO₂, 21,2% CH₄, 2,9% C₂H₆, 14,7% C₃+, respectivamente (ver cromatografía en el **ANEXOS A**). Este CO₂ es emitido directamente a la atmósfera, generando impactos negativos al medio ambiente representados en GEI.

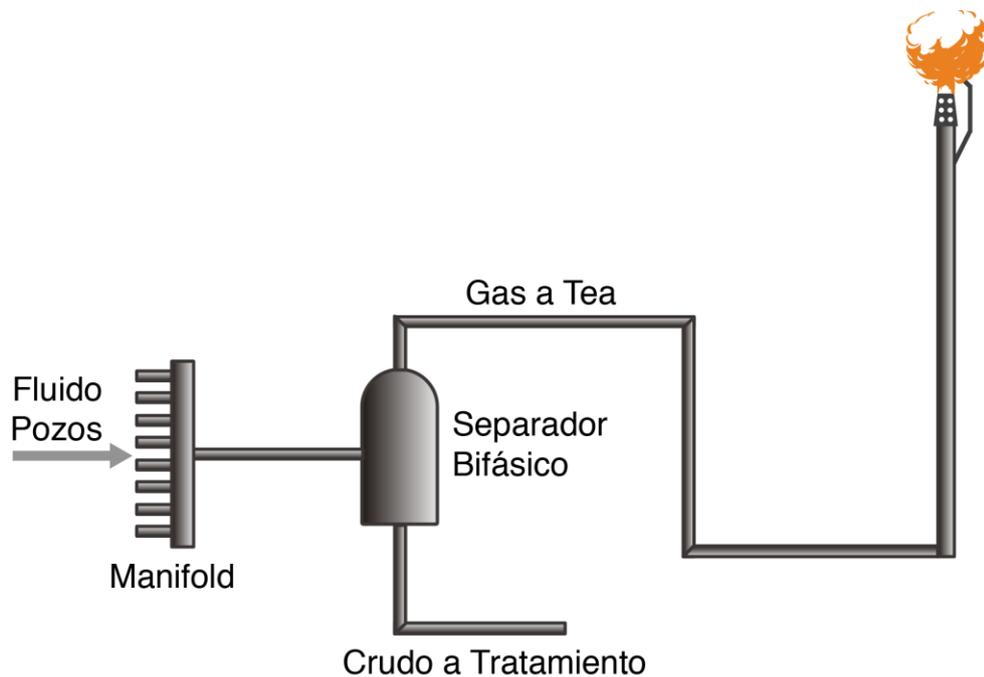


Figura 1. Esquema operativo de las baterías B1 y B2 en el CAMPETRO

2.1. Proceso actual de limpieza de pozo en el CAMPETRO

Para el caso estudio del CAMPETRO, a medida que el yacimiento descarga petróleo hacia los pozos, con el tiempo se acumulan carbonatos de calcio (CaCO_3 , caliza), generando calcificaciones en el fondo del pozo, debido a que las rocas petrolíferas contienen este componente. Esta acumulación es de tal magnitud que ha disminuido drásticamente la producción de los pozos. Para mantener los pozos en producción plena se recurre a trabajos de estimulación, con el fin de facilitar el flujo de fluidos de formación al pozo. En la actualidad el tratamiento de estimulación llevado a cabo en el CAMPETRO, se efectúa mediante la inyección de ácidos a presiones menores a la de la formación, el cual es llamado acidificación. La acidificación es un método de estimulación que se basa fundamentalmente en las propiedades que tienen diversos ácidos para atacar y limpiar las formaciones productoras. El objeto de acidificar es disolver las calcificaciones y la roca, haciendo más grande los canales porosos existentes y abriendo nuevos, con el fin de restituir la permeabilidad original de la formación o incrementarla, mejorando el flujo de fluidos en la zona crítica del pozo e incrementar la producción de crudo. Para el caso del CAMPETRO el ácido utilizado en la acidificación es el ácido clorhídrico (HCl), el cual es inyectado en solución 15% hasta el fondo. La reacción química se realiza según la fórmula: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$. Después de la reacción se obtiene cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, como resultado de la descomposición del carbonato de calcio por el ácido. En la **Figura 2** se puede observar el proceso de acidificación llevado a cabo en los pozos afectados por carbonatos.

Una vez se concluye el proceso de acidificación, entre los puntos lejanos de la formación y el borde del pozo debe existir un flujo limpio y sin taponamientos. Por lo anterior, es importante que los residuos originados por la reacción química sean completamente eliminados de la formación después de acidificar. Estos residuos son limpiados con N_2 líquido como fluido de desplazamiento hasta la superficie por circulación continua. El N_2 líquido es transportado en tanques criogénicos y presurizados desde una distancia de 733 km aproximadamente hasta las locaciones de los pozos en las diferentes áreas del CAMPETRO. Lo anterior implica costos por desplazamiento, riesgos en la entrega del fluido a tiempo, emisiones directas de CO_2 y Material Particulado (MP) a la atmósfera en el momento del transporte del fluido, lo cual afecta de forma negativa la producción de crudo del campo y el medio ambiente. El proceso de limpieza con el N_2 líquido es llevado a cabo mediante la inyección de este fluido de desplazamiento a una presión de 1800 psig y una temperatura de -20°F . En la **Figura 3** se muestra el proceso de bombeo del fluido (N_2) para limpiar un pozo.

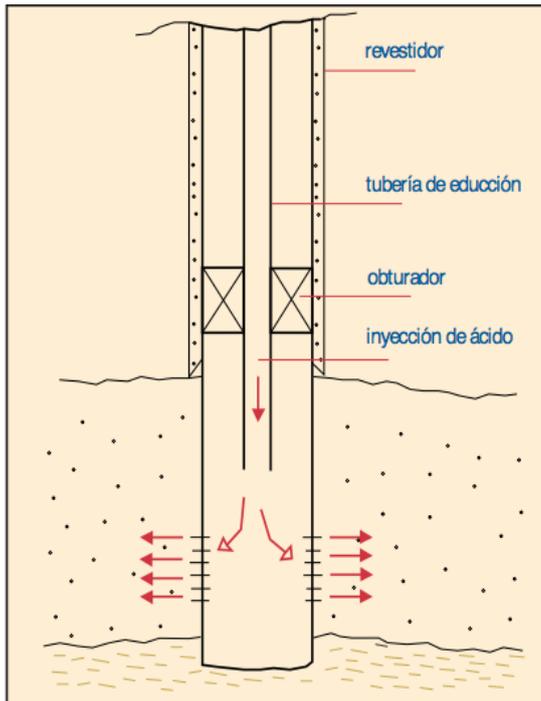


Figura 2. Proceso de acidificación

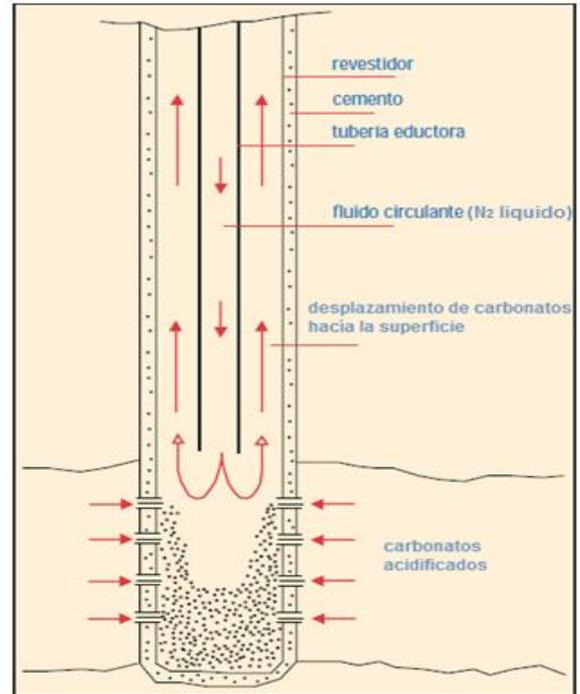


Figura 3. Proceso de bombeo de fluido (N₂ líquido) para limpiar un pozo

Fuente: Pozo ilustrado

3. GENERALIDADES DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS

3.1. Estimulación de pozos

Durante la vida productiva de los pozos productores de petróleo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no descarga fácilmente el volumen de hidrocarburos hacia el pozo. Algunas veces esta inconveniencia puede ser sencilla y de fácil corrección, pero otras veces se puede presentar muy difícil y casi insoluble. Por lo anterior, todos los pozos requieren de estimulación.

Para el caso de los pozos de flujo natural, como lo son los del CAMPETRO estudio, se debe hacer inspecciones programadas para verificar la presión de flujo y presión en el espacio anular para determinar anomalías. Así mismo, de manera periódica se deben hacer estudios de presión de fondo poniendo el pozo a producción en prueba especial, a través de la estación de flujo, para determinar el comportamiento, y así conocer el origen de la disminución en la producción [8].

Varios tipos de daño pueden existir durante las diferentes etapas de desarrollo del pozo, tales como daño por invasión de fluidos (daño por arcillas, bloqueo de agua, bloqueo de aceite, bloqueo por emulsiones, cambio de mojabilidad), daño por invasión de sólidos y daño asociado con la producción. Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas: estimulación matricial y estimulación por fracturamiento hidráulico. La estimulación matricial se caracteriza por gastos y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, mientras que el fracturamiento hidráulico utiliza gastos y presiones de inyección superiores a la presión de fractura [9].

Para el caso del CAMPETRO estudio, los daños determinados y que han venido siendo tratados se deben a la presencia de incrustaciones de **carbonatos de calcio** y es llevada a cabo la estimulación matricial.

3.2. Incrustaciones

Las incrustaciones por depósito de minerales es un problema común en la producción de petróleo que mas preocupa a las empresas del sector oil & gas. Este problema se presenta prácticamente en la totalidad de los pozos del CAMPETRO estudio. Ocurre en todas las superficies que están en contacto con agua de formación. Los pozos de gas y petróleo que producen agua, presentan la posibilidad de formación de incrustaciones, abarcando a las

propias rocas del yacimiento, las tuberías de producción del pozo, los separadores, silenciadores, tuberías de conducción, válvulas, canales, álabes de las turbinas, etc. Sin embargo, los problemas más graves son los que afectan los orificios de los cañoneos (ver **Figura 4**), los revestidores y tuberías de producción (ver **Figura 5**), las válvulas, las bombas (ver **Figura 6**) y los equipamientos de completación del pozo, obstruyendo el hueco e impidiendo el flujo normal [10].

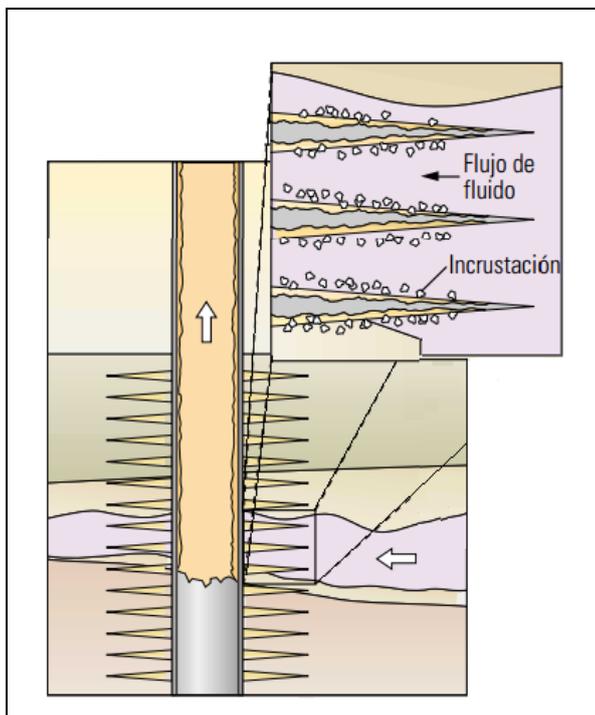


Figura 4. Incrustaciones en los cañoneos

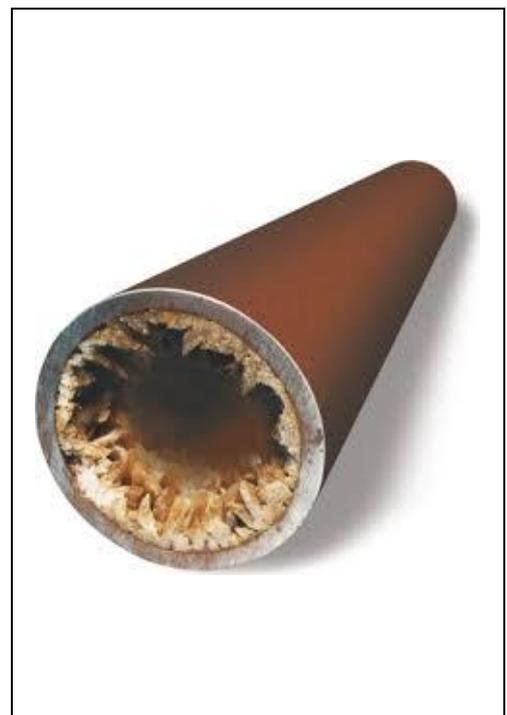


Figura 5. Incrustaciones de carbonato de calcio en el revestimiento

Fuente: La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención



Figura 6. Incrustaciones de carbonato de calcio en una bomba

La formación de incrustaciones puede ser por cambio de temperatura o presión, la liberación de gas, una modificación en el pH o el contacto con el agua incompatible. Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación cerca al pozo, por lo que la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas.

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas de la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos [11]. La incrustación más común es la de carbonatos y sulfatos de estroncio, de calcio y de bario. Otros depositos molestos aparecen de óxido de hierro, sulfuro de hierro, sílice, sal y varias combinaciones de estos depósitos. Estas incrustaciones pueden ser divididas básicamente en tres categorías principales: solubles en agua, solubles en ácido e insolubles en ácido [12].

Para el caso estudio del CAMPETRO, el problema que se presenta es la formación de **carbonatos de calcio**, los cuales entran en la categoría: solubles en ácido. El carbonato puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato. El carbonato de calcio, o calcita es la incrustación más frecuente encontrada en la industria del petróleo. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos, tienen apariencia uniforme [13]. La **Figura 5** y la **Figura 6** mostraron incrustaciones originadas por carbonatos de calcio.

3.3. Acidificación

El uso de ácidos para mejorar el desempeño de los pozos, eliminando o sorteando el daño, ha sido una práctica común desde años atrás. En el año 1895, Ohio Oil Company empezó a utilizar ácido clorhídrico (HCl) para tratar los pozos perforados en una formación de caliza (CaCO_3) [14]. El ácido clorhídrico en solución del 15% ha sido un buen disolvente del CaCO_3 , creando pequeños canales conductores, denominados agujeros de gusano, que con el tiempo forman una compleja red de alta permeabilidad (ver **Figura 7** y **Figura 8**). Los tratamientos de estimulación ácida en formación de carbonatos de calcio implican una reacción del ácido clorhídrico (HCl) con los minerales calcita (CaCO_3), produciendo cloruro de calcio (CaCl_2), dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O), según la siguiente formula: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$. Esta red mejora sustancialmente la permeabilidad en torno del pozo, proveyendo la estimulación necesaria en muchos yacimientos carbonatados.



Figura 7. Red de agujeros por la acidificación en la roca

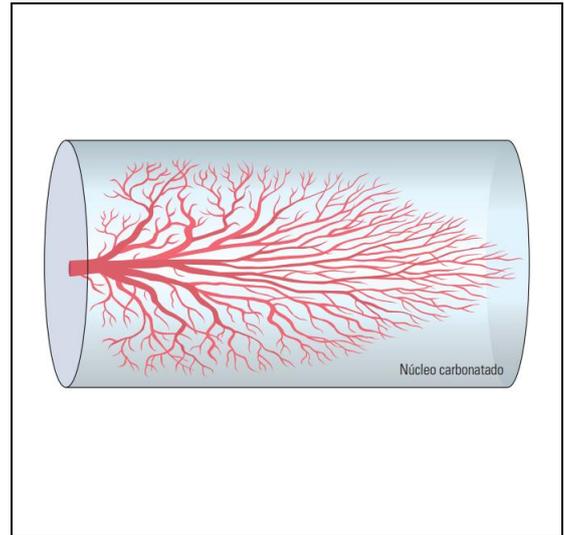


Figura 8. Red de agujeros por la acidificación en la roca

3.4. Uso del Nitrógeno (N_2) en limpieza de pozos

El Nitrógeno (N_2) ha sido empleado como agente de limpieza, de inertización y generador de presión en la industria petrolera. Actualmente, el uso del N_2 es normal durante las operaciones de perforación, terminación, reparación, mantenimiento y estimulación de pozo. Para el caso de la estimulación de pozos, su función principal es dar mantenimiento al pozo (limpiar tuberías) removiendo todo tipo de materiales que estén obstruyendo el paso de los hidrocarburos por las tuberías, como son: asfalto, parafinas, arenas o suciedad por tratamientos de acidificación. El uso del N_2 en el proceso de estimulación de pozo permite: una mayor y más uniforme penetración de los fluidos del tratamiento a los largo del horizonte productor; mejora y acelera la limpieza del pozo, ayudando a remover y acarrear los sólidos insolubles de la formación; debido a la velocidad de limpieza, evita que se formen emulsiones que taponen el pozo; asegura el retorno de los productos químicos, evitando daños a la tubería del pozo; el nitrógeno gaseoso es extremadamente seco, por lo cual absorbe todos los fluidos acuosos, lo cual disminuye el contenido de agua en el pozo [15].

Las aplicaciones del N_2 en terminación de pozos y operaciones de estimulación son amplias en la industria petrolera. MICKEY, V (1982), muestra en su artículo "Well completion and stimulation: flowing back or foaming up, it's nitrogen down the wellbore" las ventajas y desventajas del uso de nitrógeno, ya que es particularmente beneficioso para aplicaciones en campos petroleros, y está disponible fácilmente en la atmósfera de la tierra, y el triple enlace de sus 2 átomos forma una molécula que es prácticamente inerte, insoluble y no inflamable. El nitrógeno es relativamente fácil de manejar. Una consideración primordial durante cualquier operación con nitrógeno es que el equipo deberá

enfriarse antes que el nitrógeno sea bombeado. Esto se logra mediante la circulación de nitrógeno líquido a través de las bombas hasta que todo el equipo se enfría a la temperatura adecuada. Cuatro razones se dan para la adición de nitrógeno a las operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos: añade energía al sistema, da mejor y más completa cobertura areal, se reduce la presión hidrostática, y la creación de espuma añade propiedades beneficiosas a cualquier sistema [16].

Por otra parte, pruebas realizadas en dos pozos del campo de gas Qinghai ubicado en China, donde se utilizó un tipo de tecnología de fluido de micro burbujas de nitrógeno de baja densidad para lavado de arena con tuberías flexibles en la operación de reacondicionamiento de pozos; se mostró una eficiencia del 100%. La operación de lavado de arena se completó con éxito, sin fugas. Así mismo se demostró que esta tecnología tiene alta estabilidad (mayor estabilidad que la estabilidad de la espuma ordinaria), cierta resistencia y tenacidad [17].

Así mismo, Weeks, S.G. en su artículo "Coil tubing, nitrogen cut workover costs", menciona un desarrollo tecnológico (procedimiento) hecho por Nitrógeno Oil Well Service Co., el cual consiste en el bombeo de nitrógeno por una serie de tubos de ½ in, que se desenrolla desde un carrete y se inyecta en la sarta de tubería de producción. En el trabajo de limpieza, el relleno de arena se hace circular a alta velocidad por el espacio anular de la tubería de producción. Ninguna tubería se ha atascado con este procedimiento. En el trabajo de estimulación, el ácido es desplazado por el anular, mientras que el N₂ es bombeado por la serie de tubos de ½ in. Basado en la experiencia en 15 pozos, las principales ventajas de la técnica son las siguientes: i) en la formación, el daño a partir de fluidos de reacondicionamiento se elimina; ii) el N₂ puede circular hasta la entrada de arena, mientras se estabiliza, donde el pozo permanece libre de rellenos; iii) El N₂ mejora la eficiencia del tratamiento con ácido y el ácido gastado puede ser removido inmediatamente del pozo; vi) intervalos de recompletación pueden ser rápida y económicamente evaluados; y v) el tamaño y el peso de los equipos de tubería flexible le permitirán moverse fácilmente sobre plataformas marinas [18].

3.5. Usos del Dióxido de Carbono (CO₂) en el sector Oil & Gas

La inyección de CO₂ en yacimientos para el recobro mejorado de crudo, ha recibido gran atención por parte de la industria. Lo anterior se debe a los buenos resultados obtenidos en los pilotos desarrollados tanto en Colombia en los campos Galán, Orito y Llanito de Ecopetrol, como en otros países. El proceso de recobro cíclico, también llamado Huff & Puff, es una técnica similar a la inyección cíclica de vapor. El CO₂ se inyecta en un pozo en el tiempo de un día, el pozo se cierra de dos a cuatro semanas, y luego el pozo se abre para la producción. A medida que el CO₂ se introduce en el depósito, es absorbido

principalmente por el aceite porque el agua se satura con CO_2 , muy rápidamente. La solubilidad del CO_2 en el aceite es mucho mayor que la solubilidad del CO_2 en el agua. Por lo tanto, el aceite puede contener muchas veces la cantidad de CO_2 como el agua en condiciones de yacimiento. El CO_2 hace que el aceite se hinche, disminuye su viscosidad, y reduce la tensión interfacial que contenía el aceite en los espacios de los poros. La hinchazón del aceite y el descenso de su viscosidad aumenta la movilidad relativa del aceite.

Firouz, A y Torabi, F concluyen en su artículo: "Utilization of carbon dioxide and methane in huff-and-puff injection scheme to improve heavy oil recovery, que una vez realizadas pruebas usando CO_2 vs Metano para recuperación de petróleo pesado mediante el método Huff & Puff, la recuperación final fue de 71% mediante la inyección de CO_2 puro a condición supercrítica cerca de 7.239 kPa y 28 ° C, mientras que la recuperación de metano puro, a las presiones de funcionamiento más altas de 6,895 kPa, fue del 50%. Este estudio concluye la gran efectividad del uso del dióxido de carbono en inyección para recobro cíclico [19].

Así mismo, en el Sur de Louisiana – Estados Unidos, se realizó un piloto Huff & Puff en once pozos en cinco campos en los años 1984 y 1985. Un total de 75822 barriles de petróleo incrementales fueron producidos a partir de estos proyectos hasta abril de 1986 como resultado de la inyección de CO_2 . En la mayoría de estos casos, el CO_2 fue inyectado en un pozo dentro de un período de 24 horas. A continuación, el pozo fue cerrado de dos a cuatro semanas. Algunos de los pozos tenían un aumento de diez veces en la tasa de aceite después de la inyección de CO_2 . Varios de los pozos continuaron produciendo aceite incremental dos años después de la inyección inicial de CO_2 [20].

La Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL ha desarrollado dos procesos de inyección cíclica de CO_2 con fines investigativos. Estos procesos han sido probados en forma de pilotos en los campos Galán y Orito. Para el piloto del campo Galán fueron intervenidos nueve pozos los cuales mostraron una producción incremental para el campo por la inyección de CO_2 de 21690 Barriles durante los ciclos. Para el piloto del campo Orito se intervino un pozo el cual mostró un incremento en la producción del 89% con la inyección del CO_2 [21].

4. RESULTADOS

4.1. Emisiones del Gas Contaminante en el CAMPETRO

Una vez realizada la visita al CAMPETRO, se logró recolectar información importante que muestra la real situación respecto a las emisiones generadas en el campo. Esta información muestra que las baterías B1 y B2 producen aproximadamente 12 MMSCFD de un GCB, cuya composición es 75,9% CO₂, 11,5% CH₄, 2,0% C₂H₆, 10,6% C³⁺ y 61,2% CO₂, 21,2% CH₄, 2,9% C₂H₆, 14,7% C³⁺, respectivamente, representando 176812 toneladas de CO₂ (asociado al gas) emitidas directamente a la atmósfera, generando impactos negativos al medio ambiente representados en GEI.

La empresa propietaria del CAMPETRO tiene como solución para valorar este gas la implementación de una planta para su tratamiento y aprovechamiento. La ingeniería de la planta de gas realizada por la empresa, presenta que en esta planta se debe llevar a cabo una operación que implica la limpieza del GCB para lograr la separación del CO₂. En el caso particular del CAMPETRO, y según la ingeniería, se ha seleccionado la tecnología de membranas, debido al costo, dimensión, facilidad de operación y eficiencia para realizar la separación del CO₂. Una vez la corriente de GCB pasa por las membranas se genera, por una parte una corriente rica en CH₄ con un alto valor agregado que se dispondrá para ventas, y una corriente de gas contaminante (GC) (9 MMSCFD) con una pureza de 90% molar de CO₂ y 10% hidrocarburos, la cual se pretende enviar a tea, y que es materia prima para este proyecto. En la **Figura 9** se muestra el proceso de la planta de gas para la obtención del GC y en la **Tabla 1** se muestran las condiciones de este gas.

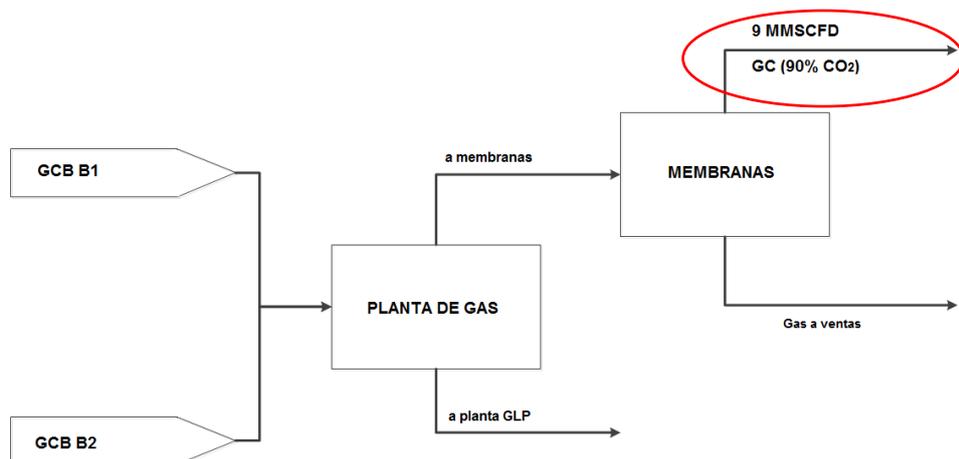


Figura 9. Proceso de la planta de gas para la obtención del GC

Fuente: Autora

Tabla 1. Condiciones del GC a la salida de la planta de gas

Variable	Unidades	Valor
Caudal	MMSCFD	9
Temperatura	°F	95
Presión	psig	25
CO ₂	%	90
CH ₄	%	5
C ₂ H ₄	%	5

Este GC representa 152,928 toneladas anuales de CO₂ (asociado al gas) emitido directamente al ambiente, generando GEI, y por ende aportando al cambio climático.

Por lo anterior, con el fin de dar valor al GC y reducir las emisiones se propone una iniciativa tecnológica, la cual consiste en licuar la corriente del GC (90% CO₂) y usarlo como fluido de desplazamiento en limpieza de pozos en reemplazo del N₂ líquido usado actualmente.

4.2. Proceso de licuefacción del GC

Las tecnologías de licuefacción de gases están basadas en un ciclo de refrigeración donde el refrigerante es sometido a sucesivas etapas de expansión y compresión, transportando calor desde muy altas a bajas temperaturas. El refrigerante puede ser parte de la corriente de alimentación del gas (ciclo abierto), o un fluido separado recirculado continuamente (ciclo cerrado) [22]. En 1972, se utilizó el primer proceso de licuefacción de dos ciclos usando un refrigerante mixto con propano pre-enfriado. Este proceso empezó a dominar la tecnología de los procesos de licuefacción a finales de la década de los 70 y hoy en día, continúa siendo uno de los preferidos de la industria del Gas Licuado. Durante este periodo, diversas empresas han llevado a cabo significativas mejoras en el proceso original, además la economía de escala mejoró las herramientas de simulación de procesos y el rendimiento de los equipos lo que todo junto ha llevado a una disminución drástica de los costos de instalación en las plantas de licuefacción [23].

Con base en lo anterior, se propone un proceso de licuefacción del GC (90% CO₂) obtenido de la planta de gas, el cual se describe a continuación:

En el CAMPETRO actualmente se cuenta con un compresor de tres etapas que está en desuso y podrá ser utilizado para este proceso. Para la obtención del gas licuado, éste deberá ser tratado de tal manera que logre una temperatura de -20° F y 300 psig, condiciones en las que no hay formación de hidratos. Con

el fin de aprovechar este compresor y con miras a la reducción de costos en el proceso de licuefacción, se propone tomar el GC que sale de la planta de gas a las condiciones mostradas en la **Tabla 1**, y dirigirlo al compresor existente, el cual elevará la presión del gas hasta 800 psig. El gas comprimido posteriormente será expandido a través de una válvula Joule Thompson donde se pre-enfriará y condensará buena parte del mismo; el fluido resultante de esta expansión, entrará hacia un ciclo de refrigeración con propano donde se enfriará a una temperatura de -20°F y se terminará de condensar. El CO_2 líquido que sale del ciclo de refrigeración contiene gas que no alcanza a condensarse, por lo que será necesario retirarle estos componentes indeseables para aumentar su pureza; para ello, el fluido entrará a un separador bifásico donde el gas remanente saldrá por la parte superior del separador y será enviado hacia un sistema de quema. El CO_2 líquido obtenido es almacenado en tanques horizontales con sistema de refrigeración para evitar la evaporación del CO_2 . El proceso que ha sido definido para la licuefacción del GC, ha sido diseñado con base en los criterios que se exponen en la **Tabla 2**

Tabla 2. Condiciones del gas de carga (GC) para el proceso de licuefacción

Condición	Unidades	Valor
Contenido de agua	%	0 (se hace la consideración de ingeniería de que el gas a la salida de la planta de gas no contiene agua)
Capacidad de diseño	MMSCFD.	11
Flujo de gas necesario y de operación normal	MMSCFD	9
Flujo de gas necesario y de operación mínimo	MMSCFD	7
Caída de presión en los coolers y recipientes a presión	psig.	3

Para tener un mayor entendimiento de la filosofía de operación de la planta, se muestra el diagrama de bloques en la **Figura 10** y en la **Figura 11** se presenta el diagrama de flujo del proceso (PFD) para el diseño del proceso de licuefacción.

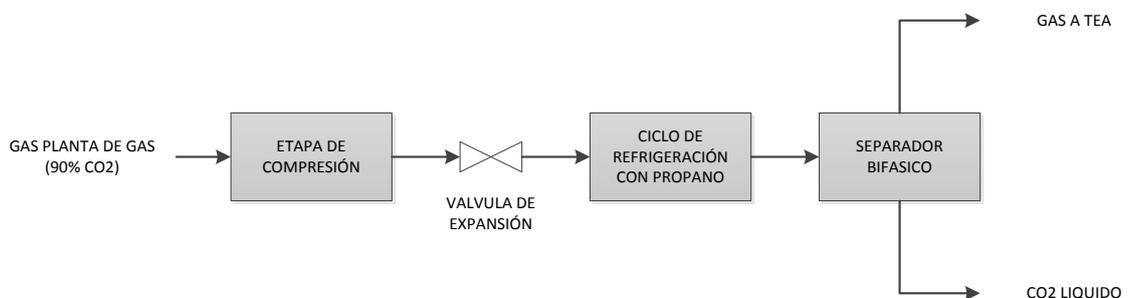


Figura 10. Diagrama de bloques del proceso de licuefacción del gas 90% CO_2

Fuente: Autora

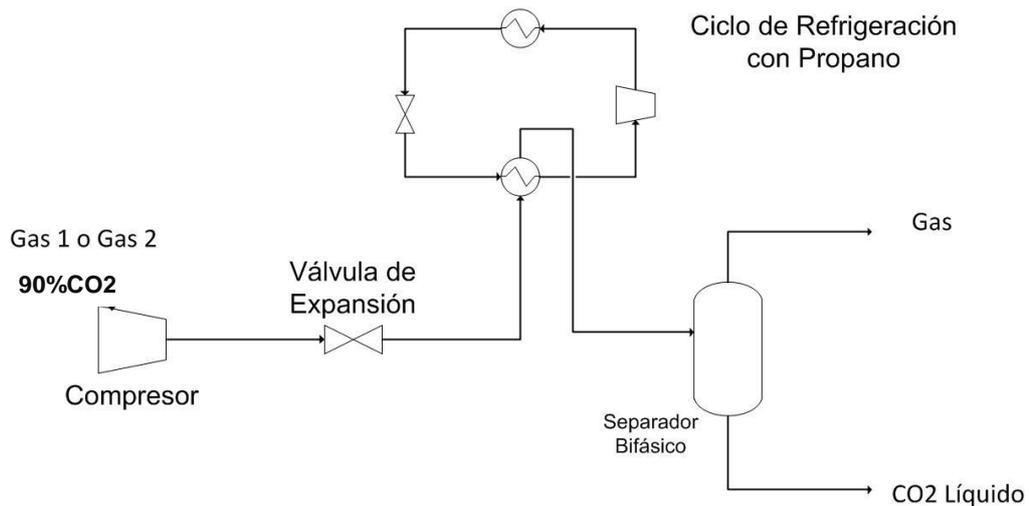


Figura 11. Diagrama de flujo del proceso del proceso de licuefacción

Fuente: Autora

4.2.1. Simulación de la planta de licuefacción de GC (90% CO₂)

La simulación de la planta de licuefacción fue llevada a cabo en el simulador de procesos Aspen HYSYS V7.3, analizando y optimizando las principales variables dentro del proceso, con el objetivo de obtener la cantidad de CO₂ líquido necesaria para la estimulación de los pozos del CAMPETRO y otros usos. En la **Figura 12**, se presenta el diagrama de flujo del proceso (PFD) obtenido de la simulación.

En la **Tabla 3** y **Tabla 4** se presenta el balance de masa y energía respectivamente de la planta de licuefacción para el GC (90% CO₂) y en la **Tabla 5** las características de la corriente líquida de CO₂ obtenida.

Es importante resaltar que debido a que la pureza del CO₂ licuado es del 92%, este porcentaje de pureza es bueno considerando que no se está realizando proceso adicional de purificación. Adicionalmente, en razón a que el objetivo principal del CO₂ es su implementación como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozos y otros usos para el mismo sector, no requiere una pureza del 99% como es el caso de la industria de alimentos. No obstante, esto debe ser verificado por el personal de yacimientos del CAMPETRO.

La cantidad de CO₂ líquido a usar en el proceso de estimulación de pozos es de aproximadamente 55200 gal/mes. Para que la planta de licuefacción logre dicha cantidad, es necesario ponerla en operación 9,4 horas en el mes con un flujo de gas de 9 MMSCFD, puesto que con dicho flujo de gas se obtienen 141162 gal/día de CO₂ líquido. No obstante la planta no será construida solo para darle este uso ya que evidentemente no sería viable instalar una planta de

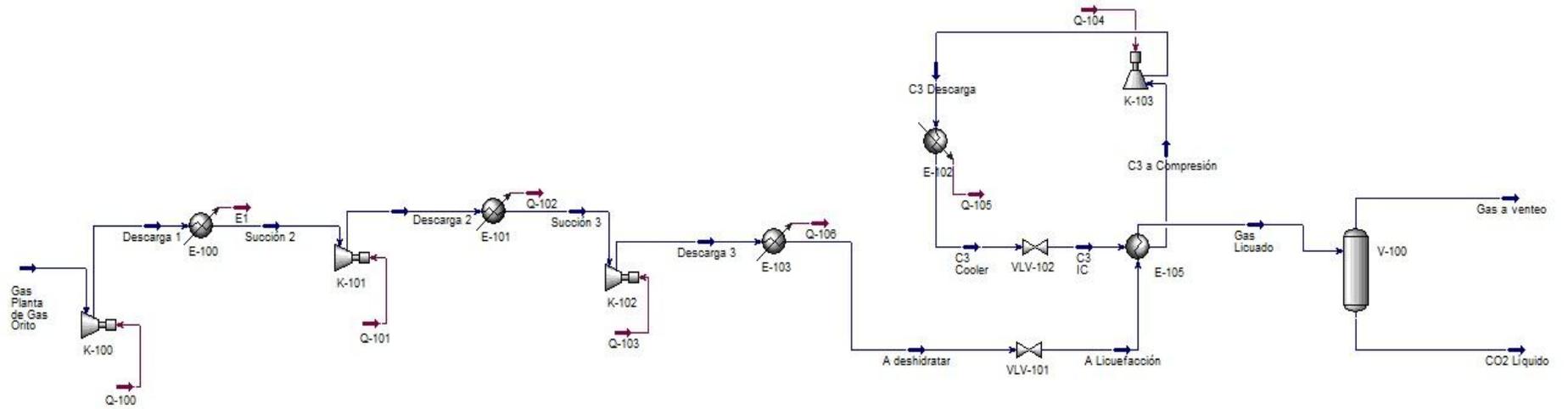


Figura 12. Diagrama de flujo de proceso obtenido de la simulación en Aspen Hysys V7.3.

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

licuefacción para ponerla a operar por 9,4 horas en el mes. Por lo anterior el CO₂ líquido restante al poner la planta en operación diariamente es requerido para usarlo en recobro y comercialización del mismo (la empresa se encuentra haciendo estudios de viabilidad a estas opciones).

4.2.2. Descripción de los equipos del proceso de licuefacción

En la **Tabla 6**, se presenta un resumen de los equipos involucrados en el proceso de licuefacción. Los códigos que aparecen (K-100, K-101, etc) identifican a los equipos en el simulador de procesos Aspen Hysys V7.3. Estos equipos se describen a continuación:

4.2.2.1. Compresor

Como se mencionó anteriormente el CAMPETRO cuenta con un compresor de tres etapas que está en desuso, y con miras a la reducción de costos se incluyó para este proceso. Para poder enfriar el gas y obtener cierta cantidad de líquidos durante la expansión, es necesario elevar la presión del gas por encima de 700 psig. Para ello, este compresor logra elevar la presión hasta 800 psig. En la **Tabla 7** se presenta las características de compresor.

4.2.2.2. Válvula de expansión

La válvula Joule-Thompson requerida para este proceso tiene como propósito expandir el gas que sale del compresor hasta una presión de 300 psig con el objetivo de pre-enfriar el gas antes de pasar al ciclo de refrigeración. Después del proceso de expansión la temperatura de la corriente de salida habrá disminuido hasta 57,68°F. Las características y condiciones de la válvula de expansión son presentadas en la **Tabla 8**.

4.2.2.3. Unidad de refrigeración con propano

Luego de que el gas a tratar es pre-enfriado a través de la válvula Joule Thompson, este pasa a través de un ciclo de refrigeración mecánica con propano para condensar la mayor cantidad de CO₂. Las condiciones del ciclo de refrigeración son presentadas en la **Figura 13** y en la **Tabla 9** se presenta las características de la unidad de refrigeración a implementar en el proceso de licuefacción.

Tabla 3. Balance de masa planta de licuefacción propuesta para el Gas 90% mol CO₂

BALANCE DE MASA - PLANTA LICUEFACCIÓN GAS 2 - 90% MOL CO ₂									
	Unidades	Gas Planta de Gas Orito	Descarga 1	Succión 2	Descarga 2	Succión 3	Descarga 3	A Expansión	A Licuefacción
Vapour Fraction		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Temperature	<i>F</i>	95,00	372,74	120,00	244,89	150,00	282,88	120,00	57,68
Pressure	<i>psig</i>	25,00	180,00	177,00	380,00	377,00	800,00	797,00	300,00
Molar Flow	<i>MMSCFD</i>	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Mass Flow	<i>lb/hr</i>	41421,55	41421,55	41421,55	41421,55	41421,55	41421,55	41421,55	41421,55
Liquid Volume Flow	<i>barrel/day</i>	3714,78	3714,78	3714,78	3714,78	3714,78	3714,78	3714,78	3714,78
Heat Flow	<i>Btu/hr</i>	-153849000,71	-151158515,65	-153776676,70	-152662350,21	-153682651,02	-152543149,13	-154579925,14	-154579925,14
	Unidades	Gas Licuado	Gas a venteo	CO ₂ Líquido	C3 Cooler	C3 a Compresión	C3 Descarga	C3 IC	
Vapour Fraction		0,09	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,36	
Temperature	<i>F</i>	-20,81	-20,81	-20,81	80,00	-23,00	142,23	-25,20	
Pressure	<i>psig</i>	300,00	300,00	300,00	160,00	8,00	160,00	8,00	
Molar Flow	<i>MMSCFD</i>	9,00	0,84	8,16	10,00	10,00	10,00	10,00	
Mass Flow	<i>lb/hr</i>	41421,55	3319,57	38101,98	48420,58	48420,58	48420,58	48420,58	
Liquid Volume Flow	<i>barrel/day</i>	3714,78	353,66	3361,12	6543,59	6543,59	6543,59	6543,59	
Heat Flow	<i>Btu/hr</i>	-160169435,22	-11634664,99	-148534770,24	-56570438,16	-50980928,07	-48310500,09	-56570438,16	

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 4. Balance de energía planta de licuefacción propuesta para el Gas 90% mol CO₂

BALANCE DE ENERGÍA - PLANTA LICUEFACCIÓN GAS 2 - 90% MOL CO₂					
	<i>Unidad</i>	E1	Q-100	Q-102	Q-101
Heat Flow	<i>Btu/hr</i>	2618161,05	2690485,06	1020300,81	1114326,5
	<i>Unidad</i>	Q-103	Q-104	Q-105	Q-106
Heat Flow	<i>Btu/hr</i>	1139501,89	2670427,98	8259938,07	2036776

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 5. Características del CO₂ Líquido obtenido del proceso de licuefacción

Parámetro	Unidades	CO₂ líquido
Caudal	BPD	3361
Temperatura	°F	-20,81
Presión	psig	300
Densidad	lb/ft ³	62,07
Viscosidad	cP	0,1509
Pureza	%mol CO ₂	92
Agua	%wt	0

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

4.2.2.4. Separador bifásico

Luego de que el fluido sale del ciclo de refrigeración, es necesario separar el gas del CO₂ líquido para obtener un producto más concentrado y con alto contenido de CO₂. El separador posee las características presentadas en la **Tabla 10**.

4.2.3. Control del proceso

En la planta de licuefacción de CO₂, se pretende automatizar la operación implementando un sistema de control el cual será el encargado de monitorear y controlar las distintas variables involucradas en el proceso (temperatura, flujo, nivel, presión, etc). En la mayoría de los casos, el control de estas variables se logra utilizando equipos especializados en control y medición. Debido a que el sistema de control interviene en diferentes puntos del proceso, se deben especificar: lazos de control de nivel, lazos de control de presión, lazos de control de flujo, y, lazos de control de temperatura.

Tabla 6. Listado de equipos asociados al proceso de licuefacción

EQUIPOS DE PROCESO PLANTA LICUEFACCIÓN PARA GAS 1 - 96% MOL CO2												
Nombre de operación	K-100	K-101	K-102	E-100	E-101	E-103	VLV-101	K-103	E-102	VLV-102	E-105	V-100
	COMPRESOR DE TRES ETAPAS						EXPANSIÓN	CICLO DE REFRIGERACIÓN CON PROPANO				SEPARADOR BIFÁSICO
Objetivo	Compresor Etapa 1	Compresor Etapa 2	Compresor Etapa 3	Cooler compresor Etapa 1	Cooler compresor Etapa 2	Cooler compresor Etapa 3	Válvula para expandir el gas de proceso	Compresor ciclo de refrigeración	Cooler ciclo de refrigeración	Válvula para expandir propano	Intercambiador de calor ciclo de refrigeración	Separador de dos fases
Corrientes de entrada	Gas Planta de Gas Orito Q-100	Succión 2 Q-101	Succión 3 Q-103	Descarga 1	Descarga 2	Descarga 3	A Expansión	C3 a Compresión Q-104	C3 Descarga	C3 Cooler	A Licuefacción C3 IC	Gas Licuado
Corrientes de salida	Descarga 1	Descarga 2	Descarga 3	Succión 2 E1	Succión 3 Q-102	A Expansión Q-106	A Licuefacción	C3 Descarga	C3 Cooler Q-105	C3 IC	Gas Licuado C3 a Compresión	CO2 Líquido Gas a venteo
Condiciones	P in = 25 psig T in = 95°F P out = 180 psig T out = 379°F	P in = 177 psig T in = 120°F P out = 380 psig T out = 247	P in = 377 psig T in = 150°F P out = 800 psig T out = 285°F	P in = 180 psig T in = 379°F P out = 177 psig T out = 120°F	P in = 380 psig T in = 247°F P out = 377 psig T out = 150°F	P in = 800 psig T in = 284°F P out = 797 psig T out = 120°F	P in = 797 psig T in = 120°F P out = 300 psig T out = 55,38°F	P in = 8 psig T in = -23°F P out = 160 psig T out = 142,2°F	P in = 160 psig T in = 142,2°F P out = 160 psig T out = 80°F	P in = 160 psig T in = 80°F P out = 8 psig T out = -25,20°F	P in 1 = 300 psig T in 1 = 55,38°F P in 2 = 8 psig T in 2 = -25,20°F P out 1 = 300 psig T out 1 = -20°F P out 2 = 8 psig T out 2 = -23°F	Relación L/D = 3,5 Diámetro = 4,5 ft Altura = 15,75 ft tr = 10 min

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 7. Características compresor

Compresor				
Característica	Unidades	Mínimo	Nominal	Máximo
Flujo	MMSCFD	7,0	9,0	11,0
Presión succión	psig	15	25	30
Temperatura succión	°F	85	95	105
Presión descarga	psig	750	800	850
Temperatura descarga después del cooler	°F	110	120	130

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 8. Características válvula de expansión Joule Thompson

Válvula de expansión de 6 in				
Característica	Unidades	Mínimo	Nominal	Máximo
Flujo	MMSCFD	7	9	11
Presión entrada	psig	750	800	850
Presión de salida	psig	150	300	250
Temperatura entrada	°F	110	120	140

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

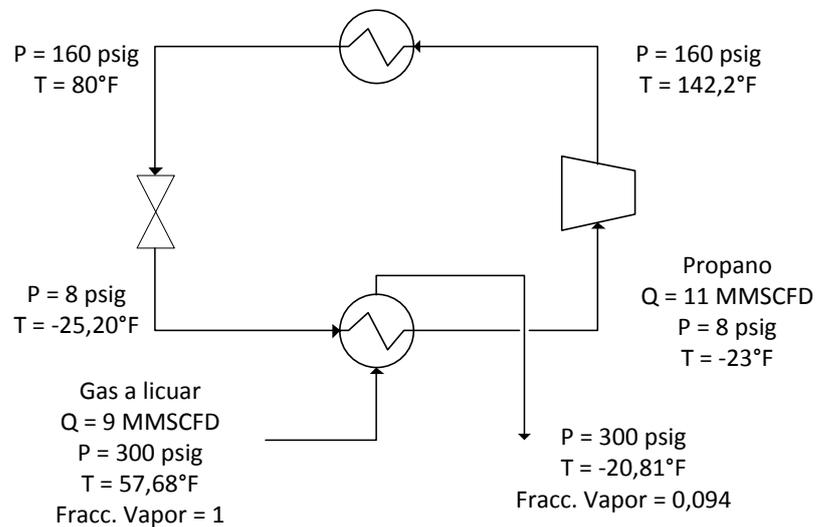


Figura 13. Condiciones del ciclo de refrigeración mecánica con propano

Fuente: Autora

Tabla 9. Características unidad de refrigeración

Unidad de refrigeración				
Tipo de refrigeración: Refrigeración mecánica con propano				
Características	Unidades	Mínimo	Nominal	Máximo
Capacidad	MMSCFD	7	9	11
Presión entrada	psig	250	300	350
Temperatura refrigeración	°F	-20		

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 10. Características separador bifásico

Características	Unidades	Valor
Presión de Operación	psig	300
Temperatura de Operación	°F	-20
Relación	L/D	3
Tiempo de residencia	min	10
Diámetro	ft	4,5
Longitud Total	ft	15,75

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

4.2.4. Almacenamiento de CO₂ líquido

Para el almacenamiento del CO₂ líquido, se recomienda cinco tanques horizontales a presión de 1200 bls. Estos tanques permitirán una gran flexibilidad en la operación.

Igualmente de esta forma se asegura un margen de seguridad para contingencias ante un eventual problema de circulación en la vía teniendo en cuenta la condición de la misma, especialmente en época de invierno. Además permite realizar mantenimiento del sistema de almacenamiento sin limitar la operación. Las características de los tanques de almacenamiento de CO₂ son presentados en la **Tabla 11**:

4.2.5. Facilidades de carga

Para transportar el CO₂ líquido a los diferentes lugares a realizar limpieza de pozo y para los demás usos que se le va a dar al mismo, es indispensable definir unas facilidades de carga a los carrotanques que transportaran el fluido. Las condiciones de entrega del CO₂ líquido en el cargadero de carro tanques se mencionan en la **Tabla 12**.

Tabla 11. Características tanques de almacenamiento CO₂ líquido

Característica	Unidades	Valor y/o recomendación
Capacidad	bls	1200
Presión de diseño	psig	373
Temperatura de diseño	°F	-40 a 200
Máxima presión de trabajo permisible	psig	350
Presión de ensayo	psig	560
Característica		Recomendación
Tubería		Acero inoxidable
Aislamiento		Espuma de poliuretano
Sistema de refrigeración		Posee sistema de refrigeración para mantener las condiciones del CO ₂ líquido.
Barrera de vapor		Esta barrera proporciona protección contra el medio ambiente
Material		Acero al carbono acorde a los estándares ASME

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Así mismo, para el cargue de los carrotanques se recomiendan dos bombas de tipo centrífugo, una principal y la otra como “spare”, las cuales deben estar en capacidad de manejar el caudal requerido a la presión indicada en las hojas de especificaciones. Las bombas con todos sus accesorios deben cumplir con la especificación API 610 (American Petroleum Institute, 2010). El motor debe ser tipo Explosion Proof para ser instalado en área clasificada Clase 1 División 1 Grupos C y D. Las bombas deberán tener las características generales indicadas en la **Tabla 13**.

Tabla 12. Condiciones cargadero del CO₂ líquido

Condición	Unidades	Valor
Flujo total	gpm	350
Cantidad de brazos de llenado, mínimo		1 (2 en caso de que se quiera un mayor respaldo de la operación, por falla en uno de los sistemas)
Flujo por brazo:	gpm	350
Numero de carrotanques para llenado simultáneo		1
Diámetro del brazo, mínimo	in	6
Tiempo de llenado del carrotanque	min	60
Temperatura del fluido	°F	-20

Fuente: Tomado de Aspen Hysys V.7.3.

Tabla 13. Características generales de las bombas para cargar el CO₂ líquido

Característica	Unidades	Valor
Flujo	gpm	350
Presión de descarga	psig	300
Potencia	BHP	10 - 14

4.3. Uso del CO₂ líquido en limpieza de pozos en reemplazo del N₂ líquido

Una vez obtenido el CO₂ líquido se propone usarlo en el CAMPETRO como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozos en reemplazo del N₂ líquido usado actualmente.

El proceso de limpieza en el CAMPETRO, es realizado a 12 pozos cada mes, donde para cada pozo es requerido 4600 galones de N₂ para desplazar los residuos obtenidos una vez se realiza la acidificación. En el diagrama de bloques de la **Figura 14** se muestra el balance de masa que arroja el proceso llevado actualmente para remover de un pozo las impurezas obtenidas después de realizada la acidificación.

En razón a que no se pudo obtener información del campo respecto a la energía requerida para el proceso no se muestra el balance de energía. Cabe resaltar que la energía requerida tanto para el uso de N₂ como de CO₂ sería similar, por lo que la ausencia de esta información no afecta los resultados.

El proceso de barrido de los residuos del pozo propuesto con CO₂, se llevaría a cabo de la misma manera que con el N₂. Por lo anterior el volumen de CO₂ requerido para el barrido de los residuos resultantes de la acidificación sería de 4600 galones/mes. Para mayor entendimiento el diagrama de bloques de la **Figura 15** presenta este proceso. Este diagrama muestra que en la reacción: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$, el CO₂ hace parte del derivado del mismo. Por lo anterior al inyectar CO₂ como fluido de desplazamiento no sería un componente adicional a la matriz de fluidos del proceso, por lo que no habría una afectación ambiental.

Una vez realizado el análisis técnico y ambiental de la sustitución del N₂ líquido por el CO₂ líquido producido en el CAMPETRO, se concluyen ciertas ventajas y desventajas del uso de los mismos. En la **Tabla 14** se puede observar que las ventajas del uso del CO₂ en el CAMPETRO estudio son mayores que las del uso de N₂.

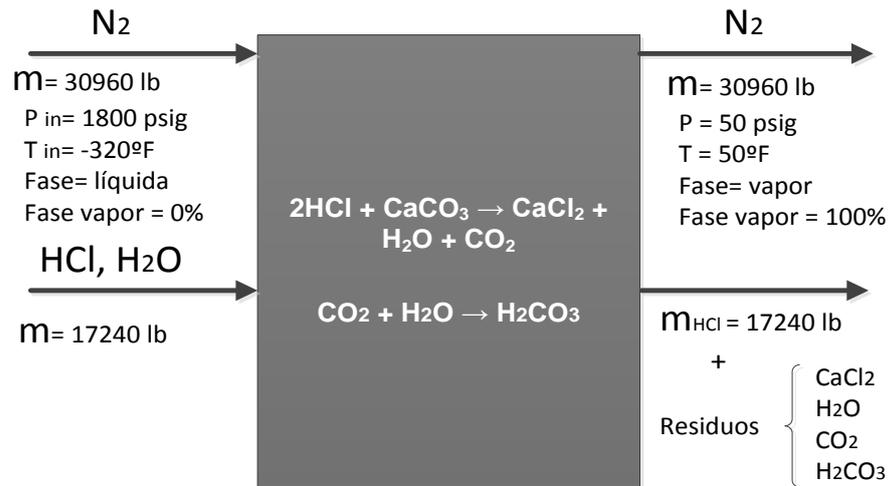


Figura 14. Diagrama de bloques del proceso actual de barrido con N₂

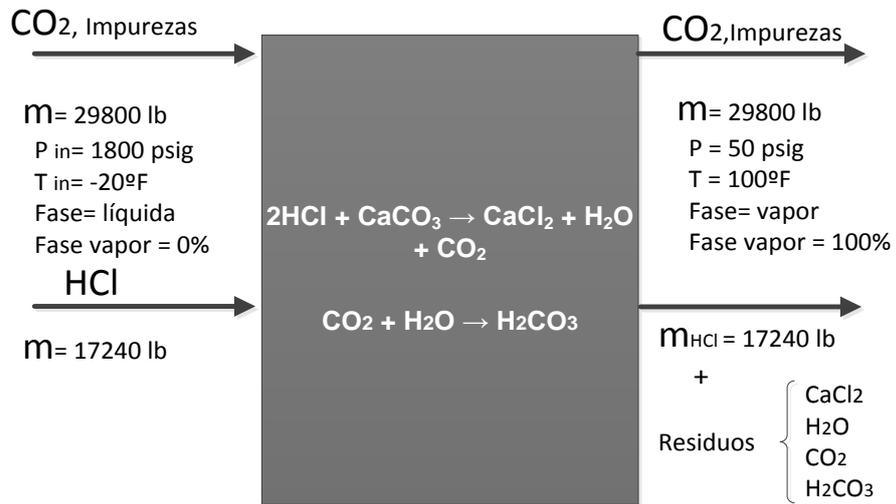


Figura 15. Diagrama de bloques del proceso de barrido propuesto con CO₂

Tabla 14. Ventajas y Desventajas técnicas del uso del N₂ y CO₂ como fluido de desplazamiento en el CAMPETRO

VENTAJAS N ₂	VENTAJAS CO ₂
<ul style="list-style-type: none"> El N₂ al ser un gas inerte no reacciona con los componentes del pozo y del proceso. 	<ul style="list-style-type: none"> El CO₂ es un gas inerte, con poder calorífico cero, que en presencia de agua forma ácido carbónico, pero el CAMPETRO al ser un campo de

<ul style="list-style-type: none"> • Permite mitigar el efecto de la heterogeneidad de la formación para lograr una mayor uniformidad en el desplazamiento del tratamiento. 	<p>producción de crudo con alto contenido de CO₂, la inyección de CO₂ como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozo, no afecta el yacimiento, ni las tuberías pues éstas, están fabricadas de una aleación especial resistente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se dispone de grandes volúmenes de CO₂ en el CAMPETRO. • El costo de producción del CO₂ líquido es menor al producirse en el CAMPETRO. • Al dar uso al CO₂ hay un aporte en la reducción de emisiones. • Al disponer del CO₂ en el CAMPETRO se elimina el riesgo de entrega para el proceso de tratamiento de pozos. • EL CO₂ al ser miscible aporta al aumento de la producción de crudo del pozo los primeros días de la limpieza.
DESVENTAJAS N₂	DESVENTAJAS CO₂
<ul style="list-style-type: none"> • El uso del N₂ representa grandes costos debido al transporte mensual del mismo de una distancia 733 km aproximadamente hasta las locaciones de los pozos en las diferentes áreas del CAMPETRO. • El transporte del N₂ implica emisiones directas de CO₂, CO, MP, NOx por la combustión del diésel usado en los carrotaques. • El riesgo de entrega del N₂ es mayor debido a que el CAMPETRO está ubicado en un área de conflicto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Logra menor uniformidad en el desplazamiento de los residuos que el N₂, pero cumple con el objeto de un fluido de desplazamiento.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA TECNOLÓGICA: LICUEFACCIÓN DE LA CORRIENTE DEL GC PARA LIMPIEZA DE POZO

[24] [25]

El objetivo de este capítulo es determinar, por medio de indicadores económicos, la rentabilidad del proyecto, para lo cual es necesario estimar en detalle los ingresos, los costos de inversión inicial (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) del proyecto. Los indicadores económicos de evaluación de proyectos más usados son: el Periodo de Recuperación del Capital (PRC), el Valor Presente Neto (VPN), la Relación Beneficio/Costo (B/C) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Se proyecta que la planta de licuefacción tenga una vida útil de 10 años y se considera que la operación de la misma se llevará a cabo todos los días, a partir de un flujo de gas conforme a los pronósticos del campo. En la **Tabla 15** se muestran los pronósticos de gas del campo, el volumen de CO₂ producido cada año, de los cuales serán usados 1314 Barriles/mes en limpieza de 12 pozos y el resto se dispondrá para otros usos. Por lo anterior, el análisis económico se realizó tomando como base los costos asociados a la producción de los 1314 Barriles/mes de CO₂ líquido necesarios para reemplazar el N₂ usado actualmente en la limpieza de pozos.

Cabe resaltar que para la evaluación económica de la alternativa para la licuefacción del GC (90% CO₂) y posterior uso para estimulación de pozo, el consolidado económico podrá tener una desviación de -20% +100% con respecto al costo real (Presupuesto clase V, Sistema de Clasificación de Presupuestos de la American Association of Cost Engineers - AACE), y su objetivo único es contar con fundamento para calificar la alternativa conceptual por costos, razón por la cual no se considera como un presupuesto oficial para el proyecto.

5.1. Flujo de caja

El flujo de caja es un esquema que presenta los ingresos y egresos registrados año a año (períodos) para el proyecto (ver **Figura 16**). Estos flujos están compuestos por: i) los beneficios de la operación (ingresos), ii) costos de la inversión y/o montaje, llamados CAPEX (egresos), iii) costos de operación, llamados OPEX (egresos).

Para el cálculo de los flujos de caja del proyecto se tendrán en cuenta los parámetros mencionados y los siguientes:

Impuestos	34% de los beneficios
Salvamento	15% del costo de los equipos

Tabla 15. Pronósticos de gas del campo y volumen de CO₂ producido y requerido para limpieza cada año

Año	Pronósticos gas para licuefacción (MMSCFD)	CO ₂ líquido total producido (bl/día)	CO ₂ líquido total producido (bl/mes)	CO ₂ líquido necesario para limpieza de pozo (bl/mes)
1	9.0	3361	100830	1341
2	8.8	2823	84690	1341
3	8.8	2302	69060	1341
4	8.3	1914	57420	1341
7	7.7	1076	32280	1341
8	7.0	891	26721	1341
9	7.0	756	22689	1341
10	7.0	645	19359	1341

Fuente: Área yacimientos del CAMPETRO y simulación de Aspen Hysys V.7.3.

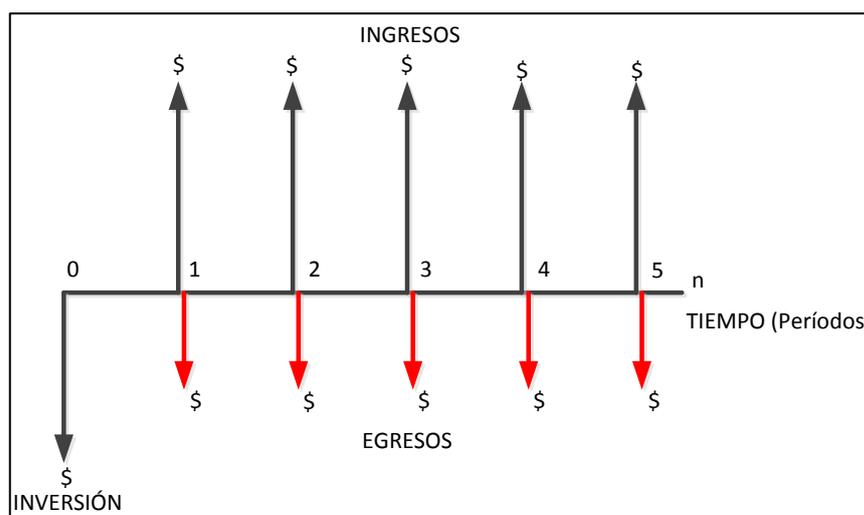


Figura 16. Esquema general flujo de caja de proyectos

Fuente: Autora

5.2. Ingresos

Son los flujos de caja recibidos por la venta o alquiler de productos o prestación de servicios. Estos se registran en el año en que proyectan ser recibidos. Para el caso del proyecto de licuefacción del GC para limpieza de pozo en el CAMPETRO estudio, se toman como ingresos los ahorros obtenidos por el reemplazo del Nitrógeno usado actualmente en el proceso de limpieza de pozos y el ahorro de las posibles multas por reducción de emisiones de CO₂.

En el proceso de limpieza de pozo en el CAMPETRO detallado en el punto 2.1, es usado N₂ líquido como fluido de desplazamiento después de realizada la acidificación. El costo del fluido (N₂), el transporte y la inyección del mismo reportada por el CAMPETRO para el tratamiento de limpieza de pozo, es de \$ 3,2 MUSD para el año 2015.

Así mismo, y conforme al MME, se le informó al CAMPETRO la posibilidad de colocar un impuesto por la generación del dióxido de carbono de \$25000 COP por tonelada generada y emitida al medio ambiente, lo que obligaría en un futuro a la empresa que opera el CAMPETRO a pagar \$ 24936 USD al año, si no se implementa la sustitución del N₂ con el CO₂ en la limpieza de pozos. A partir de la información entregada por el CAMPETRO, respecto al costo asociado al N₂ líquido usado actualmente para limpieza de pozo, se toma este dato (3,2 MUSD en 2015) como ingresos para el análisis económico del proyecto durante la vida útil del mismo. Así mismo, se toma como ingreso el ahorro por las posibles multas por emisiones de CO₂. Se aplica una inflación del 3% en los costos asociados al N₂. La **Tabla 16** muestra estos datos.

Tabla 16. Ingresos para el proyecto licuefacción del GC y posterior uso en limpieza de pozos

Año	Ahorro por sustitución de N ₂ US\$/año	Ahorro por posibles multas US\$/año
1	\$ 3,394,880	\$ 24,936
2	\$ 3,496,726	\$ 24,936
3	\$ 3,601,628	\$ 24,936
4	\$ 3,709,677	\$ 24,936
5	\$ 3,820,967	\$ 24,936
6	\$ 3,935,596	\$ 24,936
7	\$ 4,053,664	\$ 24,936
8	\$ 4,175,274	\$ 24,936
9	\$ 4,300,532	\$ 24,936
10	\$ 4,429,548	\$ 24,936

Fuente: CAMPETRO

5.3. Egresos

Los egresos contemplan los costos de inversión (CAPEX), los costos de operación (OPEX) y los impuestos.

5.3.1. Costos de inversión (CAPEX)

Son desembolsos que corresponden a la compra de activos fijos tales como, equipos, maquinaria, terrenos y montaje entre otras. Las inversiones correspondientes a la planta de licuefacción del CO₂ analizada técnicamente en el punto 4.2 se detallan en la **Tabla 17**.

En razón a que la producción de CO₂ líquido obtenido de la planta de licuefacción evaluada técnicamente en el punto 4.2, será utilizado en limpieza de pozos en el CAMPETRO, en recobro cíclico, comercialización y otros usos; para el análisis económico presentado en este documento se tomó como costo de inversión el porcentaje equivalente a la obtención de 1341 barriles mensuales, el cual es el 1.3% de la producción total, que es la cantidad necesaria para la limpieza de pozos. En la **Tabla 18** se muestran los costos de inversión asociados a la producción de CO₂ líquido para la limpieza de pozo (1341 barriles/mes), tomando un 1.3% de la inversión total.

Tabla 17. Inversiones correspondientes a la planta de licuefacción del CO₂

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	SUMINISTRO (US\$)		MONTAJE (US\$)		TOTAL (US\$)
		UNITARIO	SUBTOTAL	UNITARIO	SUBTOTAL	
Adecuación Compresor de Tornillo tres etapas	1	\$ 78,431	\$ 78,431	\$ 15,686	\$ 15,686	\$ 94,117
Unidad de refrigeración con propano	1	\$ 5,805,000	\$ 5,805,000	\$ 1,161,000	\$ 1,161,000	\$ 6,966,000
Válvula de expansión Joule Thompson	1	\$ 23,000	\$ 23,000	\$ 4,600	\$ 4,600	\$ 27,600
Separador Bifásico	1	\$ 45,000	\$ 45,000	\$ 9,000	\$ 9,000	\$ 54,000
Tanque de almacenamiento de CO ₂ líquido 1200 bls	5	\$ 120,636	\$ 603,180	\$ 24,127	\$ 120,636	\$ 723,816
Cargadero	1	\$ 9,474	\$ 9,474	\$ 1,895	\$ 1,895	\$ 11,368
Instrumentación	(6% costo de los equipos)					\$ 364,892
COSTO TOTAL ALTERNATIVA ACTIVOS + MONTAJE (US\$)						\$ 8,241,794
COSTO INGENIERÍA (US\$)						\$ 36,842
CAPITAL DE TRABAJO (100 Bls de propano) (US\$)						\$ 3,118
COSTO TOTAL INVERSIÓN (US\$)						\$ 8,281,754

Fuente: Autora

5.3.2. Costos de operación (OPEX)

Son desembolsos necesarios para el funcionamiento del proyecto a lo largo de su vida útil. Estos costos se dividen en costos fijos y variables, donde los costos fijos contemplan aquellos que no dependen del volumen de producción del campo, y deben ejecutarse durante todo el ciclo productivo. El costo fijo de la

planta de licuefacción es de \$ USD 165,095 anual, correspondiente al mantenimiento preventivo de la misma (\$USD 164836) y al propano necesario para adicionar el ciclo de refrigeración (\$USD 259).

Tabla 18. Costos de inversión asociados a la producción de CO₂ líquido para la limpieza de pozo

	CAPEX PLANTA PRODUCCIÓN TOTAL CO ₂	CAPEX PLANTA PRODUCCIÓN 1.3% CO ₂
COSTO TOTAL ALTERNATIVA ACTIVOS + MONTAJE (US\$)	\$ 8,241,794	\$ 107,143
COSTO INGENIERÍA (US\$)	\$ 36,842	\$ 479
CAPITAL DE TRABAJO (100 Bls de propano) (US\$)	\$ 3,118	\$ 41
COSTO TOTAL INVERSIÓN (US\$)	\$ 8,281,754	\$ 107,663

Fuente: Autora

Durante los 10 años de funcionamiento de la planta se contempla al quinto año hacer un mantenimiento general que tendría un costo adicional de \$ USD 1'236,269. El 1.3% de los costos fijos asociados a la obtención de 1,341 barriles/mes de CO₂ necesarios para la limpieza de pozo y que se toman para el análisis económico son de \$ USD 2,146 para el mantenimiento preventivo anual y el propano para el ciclo de refrigeración; y, el costo del mantenimiento general es de \$ USD 16,075.

Los costos variables contemplan aquellos que dependen de la producción del campo. Para el funcionamiento de la planta se requiere diésel como combustible para la generación de energía. En **Tabla 19** se detallan estos costos tanto para la producción total como para el 1.3% asociado a la limpieza de pozo.

Tabla 19. Costos para la producción total y para la producción del 1.3% del CO₂ líquido asociado a la limpieza de pozo.

Año	Diésel necesario planta producción total CO ₂	Diésel necesario planta producción 1.3% CO ₂
1	\$ 461,709	\$ 6,002
2	\$ 370,558	\$ 4,817
3	\$ 302,053	\$ 3,926
4	\$ 249,552	\$ 3,244
5	\$ 207,651	\$ 2,699
6	\$ 172,236	\$ 2,239
7	\$ 139,623	\$ 1,815
8	\$ 115,879	\$ 1,506
9	\$ 98,518	\$ 1,281
10	\$ 84,363	\$ 1,097

Fuente: Autora

5.4. Indicadores de rentabilidad

Con el propósito de desarrollar el análisis económico y cálculo estimado de la recuperación de la inversión para la alternativa, el estudio se enfocó principalmente en el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno de la inversión (TIR), el Periodo de Recuperación del Capital (PRC) y la Relación Beneficio/Costo (B/C).

5.4.1. Flujos de caja

Una vez realizado el modelo económico se obtienen los flujos de caja para el proyecto de sustitución del N₂ líquido por el CO₂ líquido para limpieza de pozo. Estos flujos se detallan en la **Tabla 20** y la **Figura 17**, lo cual refleja que los flujos de caja son favorables para el proyecto.

Tabla 20. Flujos de caja para el proyecto de sustitución del N₂ líquido por el CO₂ líquido para limpieza de pozo

Año	flujo de caja
0	\$ -106,448
1	\$ 2,251,777
2	\$ 2,318,903
3	\$ 2,387,762
4	\$ 2,458,684
5	\$ 2,512,235
6	\$ 2,606,631
7	\$ 2,683,818
8	\$ 2,763,161
9	\$ 2,844,887
10	\$ 2,942,937

Fuente: Autora



Figura 17. Flujos de caja para el proyecto de sustitución del N₂ líquido por el CO₂ líquido para limpieza de pozo

Fuente: Autora

5.4.2. Período de Recuperación del Capital (PRC):

El Período de Recuperación de Capital, es el lapso necesario para que los ingresos cubran los egresos. La fórmula utilizada es la siguiente:

$$\text{PRC} = \frac{\text{INVERSIÓN INICIAL}}{\text{INGRESOS POR PERIODO}} = \frac{I \text{ in}}{A} = X (\text{Periodos})$$

Criterio de decisión:

Se da preferencia a aquel proyecto que tenga un Periodo de Recuperación del Capital de menor valor numérico.

A partir de los flujos de caja mostrados en la **Tabla 20** y aplicando la formula anterior se obtiene un PRC de 0,6 días.

5.4.3. Valor Presente Neto (VPN):

Es uno de los criterios más utilizados en la evaluación y selección de proyectos y consiste en comparar la inversión inicial con una equivalencia en el tiempo cero del flujo de fondos futuro del proyecto, expresado matemáticamente de la siguiente forma:

$$\text{VPN} = \left[\sum_{t=1}^n \frac{St}{(1+i)^t} \right] - S_0$$

donde:

VPN = Valor Presente Neto del Proyecto

S₀ = Inversión inicial

S_t = Flujo de efectivo neto en el periodo (t). (Flujos de fondos)

n = número de periodos de vida del proyecto

i = Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA[‡])

Criterio de decisión:

(VPN>0) Proyecto Aceptable (Se tienen ganancias)

(VPN=0) Equilibrio (No se tienen ganancias ni pérdidas)

(VPN<0) Proyecto No Aceptable (No genera valor)

[‡] tasa que representa una medida mínima de rentabilidad, que se le exigirá al proyecto de tal manera que permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de operación, los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con capital ajeno a los inversionistas del proyecto, los impuestos y la rentabilidad que el inversionista exige a su propio capital invertido.

Una vez realizado el análisis económico, se obtiene un VPN de \$ 14,6 MUSD >0, lo cual muestra que el proyecto es atractivo y debe ser aceptado ya que arroja un gran beneficio.

5.4.4. Relación Beneficio-Costo (B/C):

Es la relación que se obtiene cuando el valor actual de la corriente de beneficios se divide por el valor actual de la corriente de costos, expresado matemáticamente de la siguiente forma:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^n Bt/(1+i)^t}{\sum_{t=1}^n Ct/(1+i)^t}$$

donde:

B/C = Relación Beneficio / Costo

Bt = Beneficio en el periodo (t) (t=1, 2,3,...n)

Ct = Costo en el periodo (t) (t=1, 2,3,...n)

n = número de periodos de vida del proyecto

i = Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA)

Criterio de decisión:

(B/C < 1) Proyecto No aceptable

(B/C > 1) Proyecto Aceptable

Aplicada la formula anterior se obtiene un valor para la relación Beneficio-Costo para el proyecto de licuefacción del GC y posterior uso en limpieza de pozos, de 196 >0. Lo anterior muestra que el valor de los ingresos es mayor que los costos y que por cada dólar invertido se tendrá una ganancia de 195 dólares, por lo anterior el proyecto es atractivo y es aceptable.

5.4.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un método para la evaluación financiera de proyectos que iguala el valor presente de los flujos de caja esperados con la inversión inicial. La TIR equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con egresos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en períodos regulares. También se define como la tasa, para la cual el valor presente neto es cero. Matemáticamente se expresa, como la tasa TIR requerida para que la siguiente expresión sea cero:

$$VPN = \left[\sum_{t=1}^n \frac{St}{(1 + TIR)^t} \right] - So = 0$$

donde:

VPN = Valor Presente Neto del Proyecto

So = Inversión inicial

St = Flujo de efectivo neto en el periodo (t). (Flujos de fondos)

n = número de periodos de vida del proyecto

TIR = Tasa Interna de Retorno

Criterio de decisión:

(TIR > TREMA) Proyecto Aceptable (Se tienen ganancias)

(TIR = TREMA) Equilibrio (No se tienen ganancias ni pérdidas)

(TIR < TREMA) Proyecto No Aceptable

Para el cálculo de la TIR se usó la ecuación anterior y el resultado arrojado fue de 2118%. Lo anterior muestra un escenario ampliamente rentable comparado con la Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA=11.1%) definido por la empresa que opera el CAMPETRO. En la **Figura 18** se muestra los resultados concluyentes respecto a la TIR.

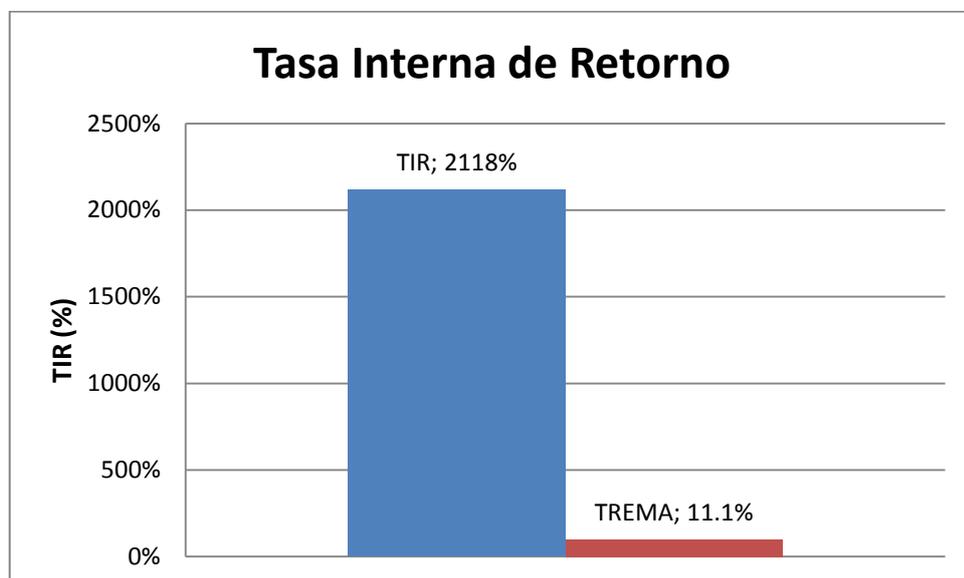


Figura 18. Tasa Interna de Retorno para el proyecto

Fuente: Autora

5.5. Resumen evaluación económica

La **Tabla 21** muestra un resumen de los resultados de la evaluación económica del proyecto licuefacción del GC para uso como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozos en el CAMPETRO.

Tabla 21. Resumen de los resultados de la evaluación económica del proyecto licuefacción del GC para uso como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozos en el CAMPETRO

PARAMETRO	UNIDADES	VALOR
VIDA UTIL	Años	10
INVERSION EN ACTIVOS Y MONTAJE	USD\$	107,143
CAPITAL DE TRABAJO (Son los Recursos requeridos para poder operar)	USD\$	41
COSTOS DE INGENIERÍA DEL PROYECTO	USD\$	480
TOTAL DE INVERSION (CAPEX)	USD\$	10,7663
VALOR ANUAL A DEPRECIAR	USD\$	47
VALOR DE VENTA DE ACTIVOS FIJOS (Estimado el valor de la venta de la Planta al final del proyecto)	USD\$	21,190
COSTOS DE OPERACIÓN ANUALES (OPEX) (Personal, repuestos equipos, químicos, combustibles, etc) (Promedio anual)	USD\$	14,263
AHORRO EN MULTAS ANUALES POR DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ A LA ATMÓSFERA	USD\$	24,936
TASA DE IMPUESTOS	%	34
INFLACIÓN ESPERADA (Con base en las cifras reales promediadas del 2009 al 2014 tomadas del banco de la república)	%	3.0
VPN	USD\$	14,629,612
TIR	%	2118
PRC	DIAS	0.6
B/C		195.6

6. CONCLUSIONES

Las técnicas de reacondicionamiento y limpieza de pozos, son una de las prácticas operativas más comunes en la industria Oil & Gas, la cual permite mantener e inclusive incrementar la producción de petróleo de un pozo. Por lo anterior, las alternativas tecnológicas que impliquen la reducción de costos, riesgos en esta actividad y minimización del impacto ambiental son de gran acogida en la industria Oil & Gas.

Conclusiones ambientales

- Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para mayo del 2015 las quemadas reportadas de gas en los campos petroleros de Colombia fueron de 67 millones de metros cúbicos emitidas a la atmósfera. Lo anterior muestra un escenario donde se desaprovecha el gas producido en los campos, representando un impacto negativo para la economía y el medio ambiente.
- Las baterías B1 y B2 del CAMPETRO estudio aportan emisiones de CO₂ (asociado al gas) al medio ambiente en el orden de 255 mil metros cúbicos, representando 176,812 toneladas de CO₂/año emitidas.
- Al ser el CAMPETRO un campo de producción de crudo con alto contenido de CO₂, la inyección de CO₂ como fluido de desplazamiento en el proceso de limpieza de pozo, no afecta el yacimiento.
- La reacción: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$, muestra que el CO₂ hace parte del derivado del mismo. Por lo anterior al inyectar CO₂ como fluido de desplazamiento no sería un componente adicional a la matriz de fluidos del proceso.
- Al sustituir el N₂ líquido por el CO₂ líquido, se eliminaría el proceso de transporte mensual del mismo de 733 km aproximadamente hasta las locaciones de los pozos en las diferentes áreas del CAMPETRO, lo cual implica reducción de emisiones directas de CO₂, CO, MP, NO_x por la combustión del diésel usado en los carrotanques.

Conclusiones técnicas

- Se realizó el diseño y simulación de una planta de licuefacción para la obtención de CO₂ líquido a partir de un gas con 90% molar del CO₂, con el fin de usarlo en el proceso de limpieza de pozos como fluido de desplazamiento en sustitución del N₂ líquido usado actualmente.
- Se plantearon las bases de diseño ingenieriles para simular la planta de licuefacción de CO₂ y los equipos necesarios involucrados en el proceso. Así mismo, se especificaron y dimensionaron los equipos principales del proceso de licuefacción de CO₂.
- Con el proceso de licuefacción diseñado y simulado en el software Aspen Hysys V7.3, se obtienen 3361 BPD de CO₂ líquido con 92% de pureza a una temperatura de -20°F y 300 psig, a partir de 9 MMSCFD de gas producido en las baterías B1 y B2 del CAMPETRO.
- A partir de la simulación de la planta de licuefacción de CO₂ diseñada en el software de simulación Aspen Hysys V7.3, se obtuvieron los balances de masa y energía de la planta de licuefacción.
- Se definieron las facilidades para almacenar y transportar el CO₂ líquido producido en la planta de licuefacción para utilización en limpieza de pozos y otros usos.
- La pureza del CO₂ obtenido de la planta de licuefacción es del 92%, este porcentaje de pureza es bueno considerando que no se está realizando proceso adicional de purificación. Adicionalmente, en razón a que el objetivo principal del CO₂ es su implementación como fluido de limpieza en el proceso de estimulación de pozos, y otros usos en la industria Oil & Gas, no requiere una pureza del 99% como es el caso de la industria de alimentos.
- La alternativa tecnológica: licuefacción de una corriente de CO₂ residual de un campo petrolero y su utilización en limpieza de pozo en reemplazo del N₂ usado actualmente, muestra ser una alternativa técnicamente viable, en razón a que hay disponibilidad continua del CO₂ para alimentar la planta y se cuenta con el área para la instalación de la misma.

Conclusiones económicas

- Con base en la evaluación económica, realizada a la alternativa para licuefacción del CO₂ para estimulación de pozo, donde se proyectó su vida útil a 10 años y se consideró una inversión 100% con recursos propios de la empresa que opera el CAMPETRO, y siempre y cuando el CO₂ líquido restante sea utilizado en otras actividades se concluye:
- El proyecto tiene una Tasa Interna de Retorno - TIR de 2118%, mostrando ser mayor que la Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA) contemplada por la empresa que opera el CAMPETRO que es del 11,1% para proyectos de inversión. Lo anterior muestra que este proyecto es viable y crea valor.
- El Valor Presente Neto - VPN es de \$ 14,6 MUSD, mayor que cero, lo cual muestra que el proyecto es atractivo y debe ser aceptado ya que arroja un gran beneficio.
- El Periodo de Recuperación del Capital – PRC es de 0,6 días, siempre y cuando el CO₂ líquido restante sea utilizado en otras actividades. Lo anterior se debe a que la inversión es baja respecto a los beneficios obtenidos.
- La relación Beneficio/Costo – B/C es de 196 >0. Lo anterior muestra que el valor de los ingresos es mayor que los costos y que por cada dólar invertido se tendrá una ganancia de 195 dólares, por lo anterior el proyecto es atractivo y es aceptable.

La evaluación técnico económica a la alternativa tecnológica: licuefacción de una corriente de CO₂ residual de un campo petrolero y su utilización en limpieza de pozo, muestra ser una alternativa técnica, económica y ambientalmente viable.

7. RECOMENDACIONES

- Dado las grandes cantidades de CO₂ Líquido obtenido a partir del proceso de licuefacción planteado, se recomienda dar otros usos a éste líquido como por ejemplo en recobro mejorado de crudo y comercialización del mismo y hacer un análisis económico integral con el fin de definir realmente la viabilidad de la construcción de la planta de licuefacción.
- Se recomienda presentar el proyecto bajo la modalidad BOM (Build, Operate, Manage) a licitación, con el fin de reducir tiempos en la implementación, y diferir la inversión.
- El proyecto integral sobre la licuefacción del CO₂ para utilizarlo en limpieza de pozo, recobro mediante huff & puff y comercialización del mismo, representa un aporte significativo en la disminución de CO₂ emitidas a la atmósfera y su vez una oportunidad de mejora para la imagen de la empresa ya que cumple con los requisitos para ser matriculada como proyecto Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL ante la ONU y adquisición de bonos de carbono.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 IBARRA SARLAT, Rosalía. La explotación petrolera mexicana frente a la conservación de la biodiversidad en el régimen jurídico internacional: La explotación petrolera en México [en línea]. México: Universidad Nacional Autónoma de México, ene. 2003. P. 40.
- 2 ¿Qué es el gas Natural? [en línea]. Bogotá D.C.: Ecopetrol [actualizado el 22 de septiembre de 2014]. Disponible en internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos-ecopetrol/gas-natural/que-es-el-gas-natural/>>
- 3 CONVENCION SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO. Cambio Climático Carpeta de Información. La limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero: ¿De qué manera las actividades humanas producen GEI?. [en línea]. Suiza: Octubre de 2004. P.22. Disponible en:<http://unfccc.int/resource/docs/publications/infokit_2004_sp.pdf>
- 4 GLOBAL GAS FLARING REDUCTION A PUBLIC PRIVATE PARTNERSHIP (GGFR) AND THE NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). Guidance Document. Flaring Estimates Produced by Satellite Observations. P.2. Disponible en: <<http://siteresources.worldbank.org>>
- 5 Luz verde para “enterrar” el CO₂. [en línea]. Londres: BBC mundo [citado el 4 de septiembre de 2008]. Disponible en internet: http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/science/newsid_7597000/7597739.stm
- 6 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá: El Ministerio, 2009. 22 p.
- 7 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90325, por la cual se adoptan criterios de los planes de mitigación en los sectores de energía eléctrica, minería e hidrocarburos. Bogotá: El Ministerio, 2014. 3 p
- 8 BARBERII, Efraín E. El Pozo Ilustrado. Estimulación de pozos. 4 ed. Caracas: Ediciones FONCIED, 1998. 671 p.

9 MORA R. Alfonso. LOPEZ V. Israel. Manual de evaluación de formaciones, PEP REGION Sur, de perforación y mantenimiento de pozos. 1ª ed. México, 1995.

10 OCAMPO, Juan. Declinación de la producción del pozo E-54 en el campo geotérmico de Cerro Prieto a causa de la incrustación. En: Geotermia. Enero-Junio, 2006, vol. 19, no. 1, p. 16.

11 CRABTREE, Mike. ESLINGER, David. FLETCHER, Phil. MILLER, Matt. JOHNSON, Ashley. KING, George. La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. En: Oilfield Review. Otoño de 1999, p 32-36.

12 PONTÓN, Diego. PAMBABAY, Iliana. Análisis técnico-económico y diseño de estimulaciones matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción. Trabajo de grado Ingeniero en petróleos. Guayaquil, Ecuador.: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2008. 258 p.

13 FERNANDEZ, Jorge. VARGAS, Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos Morichal, La Gloria Norte y La Gloria, empresa Perenco LTDA, Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ciencias físico químicas, 2001.

14 CROWE, C. MASMONTEIL, J. TOUBOUL, E y Thomas R. Trends in Matrix Acidizing. En: Oilfield Review. Octubre, 1992, vol 4, no. 4, p. 24-40.

15 LOPEZ, Leopoldo. El Nitrógeno. Útil en todas las operaciones petroleras. En: PetroQuiMex, La Revista de la Industria Petrolera. p. 52-54.

16 MICKEY, V. Well completion and stimulation: flowing back or foaming up, it's nitrogen down the wellbore. En: Drill Bit. Febrero, 1982. vol. 31, no. 2.

17 DONG, Jun. HAN, Fang. YANG, Xiaochun. FAN, Songlin. ZENG, Xiaohui. ZHANG, Fengcai. The Research and Application of New Low Density Nitrogen Micro Bubble Workover Fluid. En: CSCanada Advances in Petroleum Exploration and Development. Marzo, 2014. Vol. 7, no 1., p. 18-25.

18 WEEKS, S.G., Fengcai. 1.4.1.3. Coil tubing, nitrogen cut workover costs. En: World Oil. Febrero, 1970. Vol. 170, no 2.

19 FIROUZ, Alireza y TORABI, Farshid. Utilization of carbon dioxide and methane in huff-and-puff injection scheme to improve heavy oil recovery. *El Sevier*. Enero, 2014, vol. 117, Part B, p. 966-973.

20 PALMER, F. S., LANDRY, R. W., & BOU-MIKAEL, S. (1986, January 1). Design and Implementation of Immiscible Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff-Puff) in South Louisiana. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/15497-MS.

21 RODRIGUEZ, Danissa. MENDEZ, Fabian. Evaluación económica del piloto de inyección cíclica de CO₂ campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A.). Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Santander.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009, 160 p.

22 GUERRERO NAVIA, Ramiro. GONZÁLEZ D. Marcos. Análisis comparativo de procesos de licuefacción de gas natural. En: XVIII Convención fr Gas, AVPG (27-29, mayo: Caracas, Venezuela). Memorias. Baruta. Universidad Simón Bolívar, 2008. p. 2-3.

23 FERNANDEZ, Pablo. Dimensionamiento del proceso de licuación de una planta de gas natural offshore. Trabajo de grado Ingeniero de Mina. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. 2012, 82 p.

24 FERNÁNDEZ, Saúl. Los proyectos de inversión. Evaluación financiera. Costa Rica: Editorial Tecnológica de Costa Rica, 2007. 238 p. ISBN 9977-66-185-5.

25 CERVANTES, Juan. Evaluación económica y financiera. Proyectos y portafolios de inversión bajo condiciones de riesgo. México: Dirección general de publicaciones y fomento editorial, 2002. 387 p. ISBN 968-36-9369-5.

ANEXOS

Anexo A. Cromatografía gas baterías B1 y B2 del CAMPETRO

COMPONENTE	BATERIA 1 % Molar	BATERIA 2 % Molar
Oxígeno	0.0171	0.0150
Nitrógeno	1.3818	1.3699
Dióxido de Carbono	75.9141	61.1748
Metano	11.4630	21.1596
Etano	2.0488	2.9285
Propano	3.2405	4.2050
i-Butano	0.6337	0.9820
n-Butano	1.6909	2.5383
Neo-Pentano	0.0125	0.0172
i-Pentano	0.6097	0.9444
n-Pentano	0.6622	1.0142
2,2-Dimetilbutano	0.0030	0.0048
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	0.0818	0.1209
Isohexano	0.2104	0.3282
3-Metilpentano	0.1302	0.2037
2,2-Dimetilpentano	0.0016	0.0027
n-Hexano	0.2457	0.3934
Metilciclopentano	0.1769	0.2756
Isoheptano	0.0453	0.0705
Benceno	0.0202	0.0201
3,3-Dimetilpentano	0.0015	0.0020
Ciclohexano	0.6242	0.9582
2,3-Dimetilpentano	0.0239	0.0365
3-Metilhexano	0.0767	0.1164
1t,3-Dimetilcyclopentano	0.0401	0.0593
1c,3-Dimetilcyclopentano	0.0410	0.0604
IsoOctano	0.0645	0.0937
n-Heptano	0.0976	0.1497
Metilciclohexano	0.1038	0.1596
1,1,3-Trimetilciclopentano	0.0036	0.0057
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	0.0182	0.0283
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	0.0162	0.0264
Tolueno	0.0261	0.0369
2-Metilheptano	0.0436	0.0794
1t,etil3 metilciclopentano	0.0210	0.0382
1t,2-Dimetilciclohexano	0.0124	0.0224
n-Octane	0.0197	0.0385

1c,4-Dimetilciclohexano	0.0104	0.0168
Parafinas C9	0.0314	0.0581
2,3Dimetilheptano	0.0079	0.0146
o-Xileno	0.0117	0.0213
Etilciclohexano	0.0073	0.0181
1,1,3-Trimetilciclohexano	0.0146	0.0282
Etilbenceno	0.0100	0.0239
m,p-Xileno	0.0085	0.0170
n-Nonano	0.0124	0.0247
Decanos	0.0322	0.0567
Undecanos+	0.0301	0.0400
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS A 60°F Y 14.65 psia	100.0000	100.0000
IGHV Poder Calorífico Superior Volum. I	475.5879	746.1960
RGHV Poder Calorífico Superior Volum. R	479.0499	752.1021
INHV Poder Calorífico Neto Volum. Ideal	436.9830	685.1982
RNHV Poder Calorífico Neto Volum. Real	440.1629	690.6168
Densidad Ideal	0.1105	0.1057
Densidad Real	0.1113	0.1065
COMPONENTE	BATERIA 1 % Molar	BATERIA 2 % Molar
Gravedad Específica [14.73 psia] Ideal	1.4554	1.3937
100% de licuefacción del Propano	3.0048	4.4240
Factor de Compresibilidad	0.9928	0.9922
Peso Molecular	42.0801	40.2383
Indice de Wobbe	394.2401	631.9285