

ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DEL USO DE TORRES
DESCARBONATADORAS Y OPTIMIZACIÓN DE GASES RETIRADOS EN UN CAMPO
UBICADO EN EL MAGDALENA MEDIO.

AUDRI YOIS GUTIERREZ ORDOÑEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN PETRÓLEO Y GAS
ENFASIS EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2022

ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DEL USO DE TORRES
DESCARBONATADORAS Y OPTIMIZACIÓN DE GASES RETIRADOS EN UN CAMPO
UBICADO EN EL MAGDALENA MEDIO.

AUDRI YOIS GUTIERREZ ORDOÑEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de Máster en
Petróleo y gas con Énfasis en Producción de Hidrocarburos

Director:

SAULO ENRIQUE MORA

Magister en Administración de Negocios

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN PETRÓLEO Y GAS
ENFASIS EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2022

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	9
1. OBJETIVOS	10
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	10
2. MECANISMOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO UBICADO EN EL MAGDALENA MEDIO	11
2.1 CORROSIÓN POR GAS ÁCIDO.....	12
2.2 CORROSIÓN POR CO ₂	13
3. CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE LOS FLUIDOS EN LAS TORRES DESCARBONATADORAS.....	15
4. EFECTO DEL CO ₂ DISUELTO EN EL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	19
4.1 PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN Y CUPONES	19
4.2 CONDICIONES DE ENSAYO	20
4.3 MONTAJE Y PUESTA A PUNTO DEL AUTOCLAVE	20
4.4 INSTALACIÓN Y RETIRO DE CUPONES GRAVIMÉTRICOS	20
4.5 CÁLCULO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN	22
4.5.1 Decapado de cupones.....	22
4.5.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Generalizada (VCG).....	22
4.5.3 Inspección y análisis de picaduras.....	23
4.5.4 Velocidades de corrosión generalizada.....	25
4.5.5 Análisis de picado	27
4.5.5.1 Inspección General de los Cupones Gravimétricos.....	27
4.6 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	30
5. CRITERIOS DE DISEÑO DE LA TORRES DESCARBONATADORA	32
5.1 CARACTERÍSTICAS Y VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN A TRATAR	33
5.2 CRITERIOS DE DISEÑO	33

5.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL	34
6. VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA Y AMBIENTAL DEL USO DE TORRES DESCARBONATADORAS	39
6.1 VIABILIDAD TÉCNICA	39
6.1.1 Evaluación del uso de torres descarbonatadoras.....	41
6.2 VIABILIDAD ECONÓMICA.....	42
6.3 VIABILIDAD AMBIENTAL	43
7. CONCLUSIONES.....	46
BIBLIOGRAFÍA	47

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Corrosión por CO ₂ de una línea de flujo CS de producción de petróleo y gas.....	14
Figura 2. Corrosión por CO ₂ de una boquilla de tubería CS el agua contaminada con CO ₂	14
Figura 3. Análisis de falla de pozos inyectoros.....	15
Figura 4. Resultados de análisis de falla de pozos inyectoros,	16
Figura 5. Preparación e Instalación de Autoclaves	21
Figura 6. Velocidad de Corrosión Determinada en los Cupones Después de ser Expuestos a Diferentes Concentraciones de CO ₂ y Temperatura	26
Figura 7. Registro fotográfico de los cupones inspeccionados con lupa estereoscópica a 63X.....	28
Figura 8. Esquema general del Sistema de remoción de CO ₂ para PIA6.....	33
Figura 9. Evolución del CO ₂ en el agua de inyección	39
Figura 10. Simulación de retiro de CO ₂ de la corriente de agua.....	40
Figura 11. Resultados de remoción de CO ₂	41

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Fisicoquímica del agua producida	17
Tabla 2. Contenido de Gases Disueltos en las Muestras de Agua Recolectadas.....	19
Tabla 3. Condiciones de Evaluación de los Ensayos Realizados en Autoclave.....	20
Tabla 4. Registro Fotográfico de los Cupones Después de ser expuestos al Agua de Producción	24
Tabla 5. Registro Fotográfico de los Cupones Después de Limpieza Química.....	25
Tabla 6. Velocidad de Corrosión Determinada en los Materiales Después de ser Expuestos.....	25
Tabla 7. Resultados Obtenidos en el Proceso de Evaluación Corrosividad Fluidos	29
Tabla 8. Características del Agua de Producción a tratar	33
Tabla 9. Viabilidad económica del uso de torres descarbonadoras	43
Tabla 10. Fisicoquímica del gas producido después de la torre descarbonadora	44

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DEL USO DE TORRES DESCARBONADORAS Y OPTIMIZACIÓN DE GASES RETIRADOS EN UN CAMPO UBICADO EN EL MAGDALENA MEDIO*.

AUTOR: AUDRI YOIS GUTIÉRREZ ORDOÑEZ**

PALABRAS CLAVES: torre de vacío, agentes corrosivos, corrosión, CO₂, control de corrosión.

DESCRIPCIÓN

El agua de producción de un campo ubicado en el Magdalena Medio la cual es reinyectada, tiene un contenido de CO₂ disuelto entre los 100 y 150 ppm*, lo cual genera situaciones de corrosión en los pozos inyectoros. En superficie la corrosión es inhibida mediante tratamiento químico, sin embargo, debido a la extensión del campo y la gran cantidad de pozos inyectoros (540 pozos). El tratamiento químico que se inyecta desde plantas de inyección no llega a dichos pozos; traduciéndose en fallas por corrosión disminuyendo la vida útil de dichos pozos .

Hay que tener en cuenta que el mantenimiento de subsuelo representa más del 50% de los costos de levantamiento del campo, así que encontrar proyectos encaminados en reducir las fallas en pozos inyectoros es fundamental para disminuir los costos.

Según las estadísticas de análisis de falla, el 57% de las fallas de la corrosión interna y externa son por agentes corrosivos y más exactamente por ataque por CO₂, el buscar alternativas que permitan evitar, mitigar o eliminar acción de dicho compuesto se convirtió en un reto técnico para los campos petroleros.

El CO₂ llamado gas carbónico o dióxido de carbono es un gas presente en la atmosfera producto de la acción de los volcanes, aguas termales, géiseres, la combustión y del proceso respiratorio de los seres vivos. Este gas también está presente en el agua el cual es liberado por rocas carbonatadas al diluirse en agua. Dado que el CO₂ es soluble en agua, se encuentra naturalmente en aguas subterráneas, ríos, lagos, campos de hielo, glaciares y también está presente en yacimientos de petróleo y gas natural.

Para reducir este tipo de fallas se diseñó una torre de vacío o torre descarbonadora para disminuir la concentración de CO₂ en el agua de inyección, como alternativa técnico- económica viable para el control de corrosión en pozos inyectoros.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría en Petróleo y Gas, Énfasis en Producción de Hidrocarburos Director: Saulo Enrique Mora Magister en Administración de Negocios

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL, ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ANALYSIS OF THE USE OF DECARBONATING TOWERS AND OPTIMIZATION OF GASES WITHDRAWN IN A FIELD LOCATED IN MAGDALENA MEDIO*.

AUTHOR: AUDRI YOIS GUTIERREZ ORDOÑEZ**

KEY WORDS: Vacuum tower, corrosive agents, corrosion, CO₂, corrosion control.

DESCRIPTION:

The production water of a field located in Magdalena Medio, which is reinjected, has a dissolved CO₂ content between 100 and 150 ppm*, which generates situations of corrosion in the injection wells. On the surface, corrosion is inhibited by chemical treatment, however, due to the extension of the field and the large number of injection wells (540 wells). The chemical treatment that is injected from injection plants does not reach these wells; translating into corrosion failures, decreasing the useful life of said wells.

It must be taken into account that subsurface maintenance represents more than 50% of field survey costs, so finding projects aimed at reducing failures in injection wells is essential to reduce costs.

According to failure analysis statistics, 57% of internal and external corrosion failures are due to corrosive agents and more precisely due to CO₂ attack, seeking alternatives to avoid, reduce or eliminate the action of said compound became a technical challenge for oil fields.

CO₂ called carbonic gas or carbon dioxide is a gas present in the atmosphere product of the action of volcanoes, hot springs, geysers, combustion and the respiratory process of living beings. This gas is also present in water which is released by carbonate rocks when diluted in water. Since CO₂ is soluble in water, it is found naturally in groundwater, rivers, lakes, ice fields, glaciers, and is also present in oil and natural gas reservoirs.

To reduce this type of failure, a vacuum tower or decarbonating tower is built to reduce the concentration of CO₂ in the injection water, as a viable technical-economic alternative for corrosion control in injection wells.

* Project of Grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría en Petróleo y Gas, Énfasis en Producción de Hidrocarburos Director: Saulo Enrique Mora Magister en Administración de Negocios

INTRODUCCIÓN

La producción de gas y de petróleo generalmente va acompañada de agua. Ésta puede provenir de la formación, de la condensación, o del agua inyectada para mejorar la recuperación. Con frecuencia, los fluidos de producción también contienen gases ácidos, tales como dióxido de carbono CO₂ y el sulfuro de hidrógeno H₂S, metano, entre otros.

Los estudios realizados indican que el CO₂ es el agente corrosivo predominante en un campo de producción en Colombia, este fenómeno se ha acelerado con el corte y volúmenes de agua. Estos gases disueltos en el agua de producción dan como resultado ácido carbónico, altamente corrosivo que ocasiona fallas múltiples de equipos de subsuelo por corrosión interna en sistema de pozos inyectoros y productores. De continuar con esta situación se puede presentar aumento del índice de fallas en pozos inyectoros y productores, debido a corrosión interna que conllevan a pérdida de producción en el campo, además de afectación al personal y el medio ambiente.

Cantidades de trazas de H₂S en el agua pueden ser muy corrosivos. Este es muy soluble en agua y produce un ácido débil. La presencia simultánea de H₂S y oxígeno, a menudo lleva a una corrosión muy severa. El oxígeno y el H₂S reaccionan para formar polisulfuros bajo condiciones ligeramente alcalinas y son extremadamente corrosivos. La mayor parte del equipo está abierto a la atmósfera y el ingreso de oxígeno es una preocupación mayor. Debe notarse que dichas aguas pueden ser corrosivas, aunque no pueda detectarse el oxígeno, ya que ya ha reaccionado con el H₂S.

El uso de torres de vacío o torres descarbonatadoras, como son llamadas en este caso, pueden ser de gran utilidad para el retiro de gases de producción como el CO₂, H₂S y metano, sin embargo, estos gases extraídos conllevarían a una emanación de gases a la atmósfera que afectaría a las comunidades y el medio ambiente. Así que, se deben llevar a un punto seguro en el proceso para quemarlo en TEA's o mezclarlo con la corriente de gas del campo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar un análisis técnico, económico y ambiental del uso de torres descarbonatadoras en un campo de producción de Colombia y la optimización de los gases retirados, con el fin de reducir las fallas por corrosión en pozos productores, emanación de CO₂ y gases que afectan a las personas, el medio ambiente y los equipos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Caracterizar los gases provenientes de las torres descarbonatadoras (torres de vacío) para determinar la cantidad y calidad del agua y los gases que se van a reusar en el proceso.
- Calcular la eficiencia de las torres torres descarbonatadoras (torres de vacío) en el retiro de CO₂ concentrado en el agua de producción e inyección de un campo de producción en Colombia.
- Realizar la evaluación técnica, económica y ambiental del uso de las torres descarbonatadoras como equipo de proceso para el retiro de CO₂, disminución de fallas en pozos productores por integridad y optimización de los gases emanados en el proceso.

2. MECANISMOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO UBICADO EN EL MAGDALENA MEDIO

En un campo de producción ubicado en el Magdalena Medio se realiza inyección de agua como método de recuperación mejorada de petróleo. Este sirve para aumentar la producción (factor de recobro), aumentando la presión del yacimiento por medio de un desplazamiento del crudo ejercido por el agua inyectada a alta presión.

Los tres principales sistemas de agua usados en el campo de producción incluyen flujos de agua producida en mayor proporción y agua de fuentes/ríos que es previamente tratada para completar la dieta de agua de inyección. Los flujos de agua producida contienen principalmente gases ácidos disueltos.

La presencia de CO_2 disuelto en agua puede promover corrosión general y/o localizada. El CO_2 se disuelve en agua a formar ácido carbónico (H_2CO_3) y este ácido puede bajar el pH del flujo. Sin embargo, los niveles de pH medidos a lo largo de las instalaciones de LCI parecen ser bastante neutros.

La corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) es una preocupación ampliamente extendida a lo largo de las instalaciones de LCI. Típicamente, la inyección de agua se despliega en un yacimiento que contiene petróleo para proporcionar una presión de apoyo y mejorar la recuperación secundaria de petróleo. Sin embargo, si no se monitorea apropiadamente la calidad del agua, puede ser una condición ideal para la proliferación de bacterias. Las bacterias atraviesan el yacimiento y dan como resultado una contaminación bacteriana ampliamente extendida, lo que genera aún más H_2S .

Como se mencionó anteriormente, el ingreso de oxígeno debe evitarse particularmente, ya que podría resultar también en un cambio dramático en el estatus de nutrientes del agua de la formación, debido a las actividades de las bacterias que oxidan los hidrocarburos. Las bacterias que oxidan los hidrocarburos que operan en ambientes

aeróbicos pueden generar ácidos grasos sobre los cuales las BSR pueden crecer en regiones anaeróbicas. Este proceso arroja H₂S como producto final y da como resultado la acidificación de un yacimiento dulce.

Además, hay una presencia significativa de sólidos disueltos y suspendidos lo que lleva a corrosión bajo el depósito. Cuando la concentración de ciertos compuestos excede su solubilidad a cierta temperatura, ocurre precipitación en áreas donde las concentraciones son más altas. La formación de incrustaciones puede ofrecer resultados mixtos en un esquema de inyección de agua. Las incrustaciones pueden ser protectoras en contra de la corrosión por O₂, CO₂ y H₂S, sin embargo, permitir reacciones no controladas de incrustaciones pueden llevar a un aumento en los sólidos disueltos y suspendidos, taponamientos y a corrosión bajo depósitos debido a la presencia de depósitos de incrustaciones duras y adheridas.

Vale la pena anotar que los mecanismos de degradación específicos del sistema de producción del campo se han mencionado de forma separada, ya que hay algunas diferencias significativas entre los mecanismos de degradación mencionados anteriormente y aquellos que se espera que ocurran en los pozos de producción y en las líneas de flujo de producción.

2.1 CORROSIÓN POR GAS ÁCIDO

La corrosión por gas ácido ocurre en presencia de gases de dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S) en un sistema en ausencia de oxígeno y en presencia de agua.

En sistemas dominados por CO₂ donde la proporción de pCO₂/pH₂S > 200, la formación de carbonato de hierro (siderita) reduce la velocidad de corrosión en la superficie del metal. A temperaturas por debajo de 60 °C, se ha encontrado que la película de carbonato de hierro es menos protectora y se remueve con mayor facilidad, lo que lleva a la

corrosión. A temperaturas por encima de 60 °C, se ha encontrado que la película de carbonato de hierro es cada vez más estable y por lo tanto ofrece protección creciente a la superficie del acero.

En un sistema de CO₂/H₂S donde el $20 < p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} < 200$, la presencia de pequeñas cantidades de H₂S (>0.01 psia) puede llevar a la formación de una incrustación de sulfuro de hierro en presencia de una incrustación de carbonato de hierro, lo cual puede mitigar la corrosión a temperaturas por debajo de 150 °C. Se ha encontrado que la incrustación de sulfuro de hierro es más protectora que la incrustación de carbonato de hierro.

En sistemas dominados por H₂S ($p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} < 20$) la presencia de H₂S lleva a la formación preferencial de una película de sulfuro de hierro. Por encima de 120 °C, la incrustación de sulfuro de hierro puede hacerse más porosa y menos protectora.

Donde se haya predicho altas velocidades de corrosión e inaceptables del acero carbono desnudo, se deben considerar las siguientes medidas de mitigación:

- Uso de aleaciones resistentes a la corrosión
- Tuberías no metálicas y recubrimientos
- Uso de inhibidores de corrosión

2.2 CORROSIÓN POR CO₂

Este mecanismo está asociado con la corrosión por gas ácido. La corrosión por dióxido de carbono (CO₂) resulta cuando se disuelve CO₂ en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede bajar el pH y suficientes cantidades pueden promover corrosión general y/o corrosión por perforación del acero carbono. Los factores críticos son:

- Aumento en las presiones parciales de CO₂ dan como resultado un condensado con pH más bajo y velocidades de corrosión más altas.
- La corrosión ocurre en la fase líquida, a menudo en sitios donde el CO₂ se condensa de la fase vapor.

- Aumentar las temperaturas aumenta la tasa de corrosión hasta el punto donde se vaporiza el CO_2 .
- A aumentar el nivel de cromo en aceros no ofrece una mejora mayor en resistencia hasta que se alcanza un mínimo del 12%.

Figura 1. Corrosión por CO_2 de una línea de flujo CS de producción de petróleo y gas.

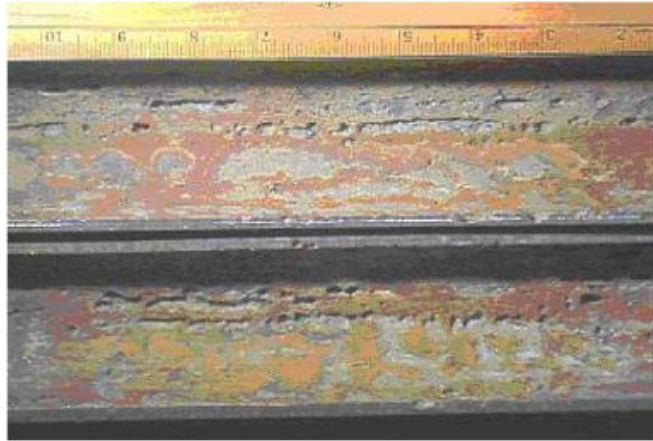
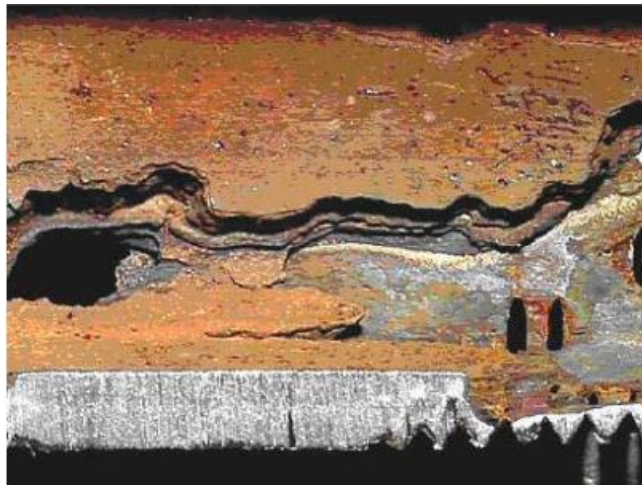


Figura 2. Corrosión por CO_2 de una boquilla de tubería CS el agua contaminada con CO_2 .



3. CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LOS FLUIDOS EN LAS TORRES DESCARBONATADORAS

El agua de producción en un campo del Magdalena Medio la cual es reinyectada tiene un contenido de CO₂ disuelto entre los 100 y 150 ppm, lo cual genera corrosión en los pozos inyectoros. En superficie la corrosión es inhibida mediante tratamiento químico, sin embargo, debido a la extensión del campo y la gran cantidad de pozos inyectoros (570 pozos). El tratamiento químico que se inyecta desde plantas de inyección no llega a dichos pozos; traduciéndose en fallas por corrosión disminuyendo la vida útil de dichos pozos como se muestra a continuación en los gráficos 3 y 4.

Figura 3. Análisis de falla de pozos inyectoros

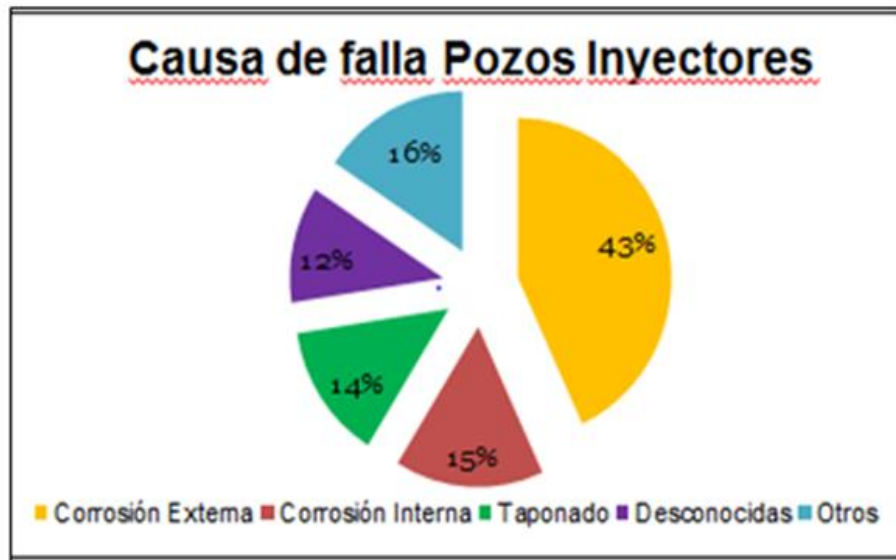
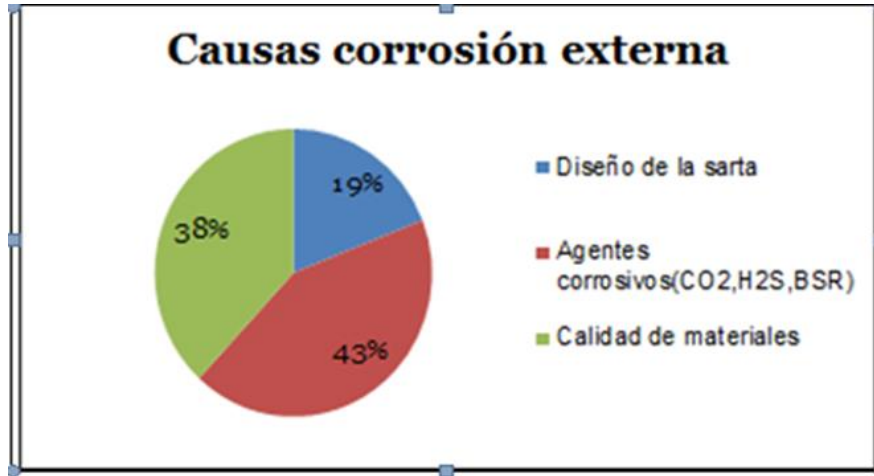


Figura 4. Resultados de análisis de falla de pozos inyectoros,



Según las estadísticas de análisis de falla que se muestran en los gráficos anteriores el 57% de las fallas de la corrosión interna y externa son por agentes corrosivos y más exactamente por ataque por CO₂, el buscar alternativas que permitan evitar, mitigar o eliminar acción de dicho compuesto se convirtió en un reto técnico para los campos petroleros.

El CO₂ llamado gas carbónico o dióxido de carbono es un gas presente en la atmosfera producto de la acción de los volcanes, aguas termales, la combustión y del proceso respiratorio de los seres vivos. Este gas también está presente en el agua el cual es liberado por rocas carbonatadas al diluirse en agua. Dado que el CO₂ es soluble en agua, se encuentra naturalmente en aguas subterráneas, ríos, lagos, campos de hielo, glaciares y también está presente en yacimientos de petróleo y gas natural.

El CO₂ en el agua genera de forma espontánea las siguientes reacciones:

Reacción 1



Reacción 2



Fuente: NACE Downhole Corrosion Mechanisms And Mitigation Strategies

Son los productos de la reacción 2, los que generan en el fenómeno de corrosión en fondo.

A continuación, se detallan las composiciones fisicoquímicas de los fluidos que ingresan a las torres descarbonadoras y la cromatografía de los gases extraído en el sistema de vacío de la torre.

Tabla 1. Fisicoquímica del agua producida

Parámetro	Valor promedio
Fase gas	
Contenido de CO ₂ [%V]	1,23
Presión parcial de CO ₂ [psi]	0,37-7,38
Contenido de H ₂ S [ppm]	35,51
Presión parcial de H ₂ S [psi]	0,01-0,02
Fase líquida (medida in-situ)	
pH	6,93
Conductividad [μS/cm @ 25°C]	225,00
CO ₂ [ppm]	65,06
H ₂ S [ppm]	66,96
SO ₄ [ppm]	175,51
Alcalinidad	1.488,40
Fe ⁺⁺ [ppm]	3,14
Total Fe [ppm]	10,83
Ba [ppm]	138,33
Cloro [ppm]	1,45
Mn [ppm]	21,69
TSS [ppm]	221,09
TDS [ppm]	23,42
Fase líquida (medida en el laboratorio)	

Parámetro	Valor promedio
Cloruros [ppm]	15.812,44
CaCO₃ [ppm]	-
Sr [ppm]	81,42
Ca [ppm]	1.913,18
Na [ppm]	7.258,32

4. EFECTO DEL CO2 DISUELTO EN EL AGUA DE PRODUCCIÓN

Con el fin de garantizar la eficiencia de remoción de CO₂ y H₂S en el uso de torres descarbonatadoras, se valuó el efecto del CO₂ disuelto en agua de producción sobre la velocidad de corrosión del acero CS N80, en condición de fondo de pozo.

Para llevar a cabo esta evaluación, se realizó exposición de cupones gravimétricos en agua de producción con diferentes concentraciones de CO₂ y variación de la temperatura, a una presión de tres mil quinientos (3500) psi, empleando para esto autoclaves estáticas.

4.1 PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN Y CUPONES

Para la determinación de la velocidad de corrosión del acero CS N80 bajo diferentes concentraciones de CO₂ se recolectaron dos (2) muestras de agua de producción. Estas muestras fueron tomadas directamente en el toma de muestras de cada punto ubicado antes y después del sistema de remoción de CO₂, los valores de CO₂, H₂S y O₂ disuelto obtenidos para cada una de las muestras se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Contenido de Gases Disueltos en las Muestras de Agua Recolectadas.

Punto Muestreo	CO ₂	H ₂ S	O ₂
	ppm	ppm	ppm
Entrada torre descarbonatadora	90	0.2	0.0
Salida Torre descarbonatadora	35	< 0.1	0.6*

*Dado el método de muestreo (realizado con bomba de vacío) no es posible establecer un valor confiable en el registro mediante ampolleta.

En el caso donde se requirió determinar la velocidad de corrosión a una concentración de 10 ppm de CO₂, se empleó la muestra de agua de producción recolectada a la salida de la unidad TSE-6020, reduciendo la cantidad de CO₂ disuelto, mediante la inyección de nitrógeno por un periodo de doce (12) horas.

Los cupones utilizados en la prueba corresponden a cupones gravimétricos rectangulares de CS N80 de 3" x 3/4" x 1/8" y un grado de preparación superficial SSPC-SP5 (metal blanco), según lo establecido en la norma ASTM G1-03(2011). En la Tabla 2, se presenta la asignación de los cupones según los sistemas considerados para la evaluación en autoclave, de acuerdo con las condiciones de ensayo definidas en el ítem: **5.2.1**

4.2 CONDICIONES DE ENSAYO

Tabla 3. Condiciones de Evaluación de los Ensayos Realizados en Autoclave

PARÁMETRO	CONDICIÓN
Presión Total	3500 psi
Temperatura	30°C, 50°C y 70°C
Tipo de Material	CS N80
Tiempo Exposición	30 días
Tipo de Flujo	Estático
Contenido CO ₂ disuelto	10ppm, 25ppm y 90 ppm
Fluido	Agua de Producción Campo La Cira Infantes

4.3 MONTAJE Y PUESTA A PUNTO DEL AUTOCLAVE

Los autoclaves empleadas para la evaluación del efecto del CO₂ en la corrosividad del agua de producción, fueron previamente inspeccionados y acondicionadas de acuerdo con lo establecido en la Norma ASTM G111-97(2013), efectuando la calibración de la válvula de seguridad (*Proportional Relief Valves*), según las condiciones de ensayo definidas en la Tabla 3.

4.4 INSTALACIÓN Y RETIRO DE CUPONES GRAVIMÉTRICOS

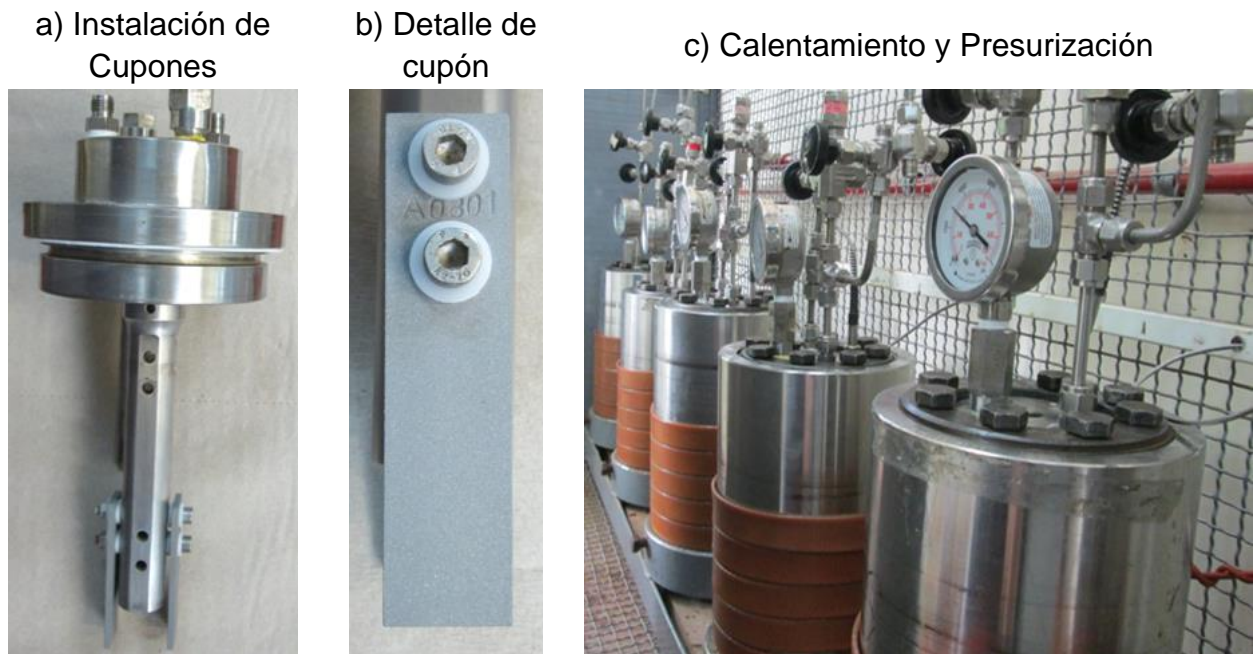
Para la evaluación se utilizaron dos (2) cupones por sistema. La manipulación de los cupones antes y durante la instalación se efectuó con guantes de látex, para evitar la contaminación de los mismos. Los cupones fueron instalados en un portacupón ubicado en el cabezal del autoclave, sujetos mediante tornillos, previa utilización de aislantes de

teflón en los cupones, con el fin de garantizar aislamiento metálico y eléctrico entre el cupón y los tornillos, evitando así la formación de pares galvánicos.

Después de llenar la cámara de la autoclave con el agua de producción, se realizó el ajuste del cabezal del autoclave para efectuar el procedimiento de calentamiento y presurización. Una vez alcanzada la temperatura de evaluación, se presurizó el sistema hasta alcanzar una presión de 3500 psi, con un periodo de estabilización de quince (15 minutos). Finalmente, se elevó la presión del sistema a 4500 psi.

En la Fotografía 5, se puede apreciar paso a paso la puesta en marcha del ensayo y el sistema de alta presión y temperatura empleado en la evaluación del efecto del CO₂ sobre de la corrosividad del agua de producción.

Figura 5. Preparación e Instalación de Autoclaves



Finalizado el periodo de exposición de los cupones en los diferentes sistemas, se efectuó el retiro y registro fotográfico de los mismos. El proceso de desinstalación de los cupones gravimétricos fue realizado de acuerdo acorde con las normas ASTM G1-03 y ASTM

G111-97. Los cupones fueron almacenados en bolsas de cierre hermético con gel de sílice (forma granular y porosa de dióxido de silicio), con el fin de absorber la humedad del medio que pudiese afectar al cupón antes del proceso de limpieza química o decapado.

4.5 CÁLCULO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

4.5.1 Decapado de cupones. Después de retirar los cupones, éstos fueron sometidos a un proceso de limpieza química o decapado, con el fin de disolver los productos de corrosión generados sobre su superficie.

4.5.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Generalizada (VCG). Posterior al proceso de limpieza química, se determinó gravimétricamente la velocidad de corrosión generalizada de los cupones expuestos, siguiendo los parámetros establecidos por la NACE SP0775- 2013.

La velocidad de corrosión, expresada en milímetros por año, se calculó a partir de la siguiente expresión:

$$V_{corr} = \frac{W \times 365 \times 10}{A \times t \times \rho} \quad (1)$$

Donde,

V_{corr} = Velocidad de corrosión (mm/año).

W = Pérdida de masa del cupón menos pérdida de masa del blanco (g).

A = Área de exposición (cm^2).

t = Tiempo de exposición (en días).

ρ = Densidad del material (g/cm^3).

Nota. Para la conversión a milésimas de pulgada (mils) por año (mpy) se multiplica el resultado por 39,4.

4.5.3 Inspección y análisis de picaduras. Para realizar la inspección y análisis de corrosión por picaduras (*pitting*) o defectos sobre la superficie del cupón, se ejecutaron las siguientes actividades:

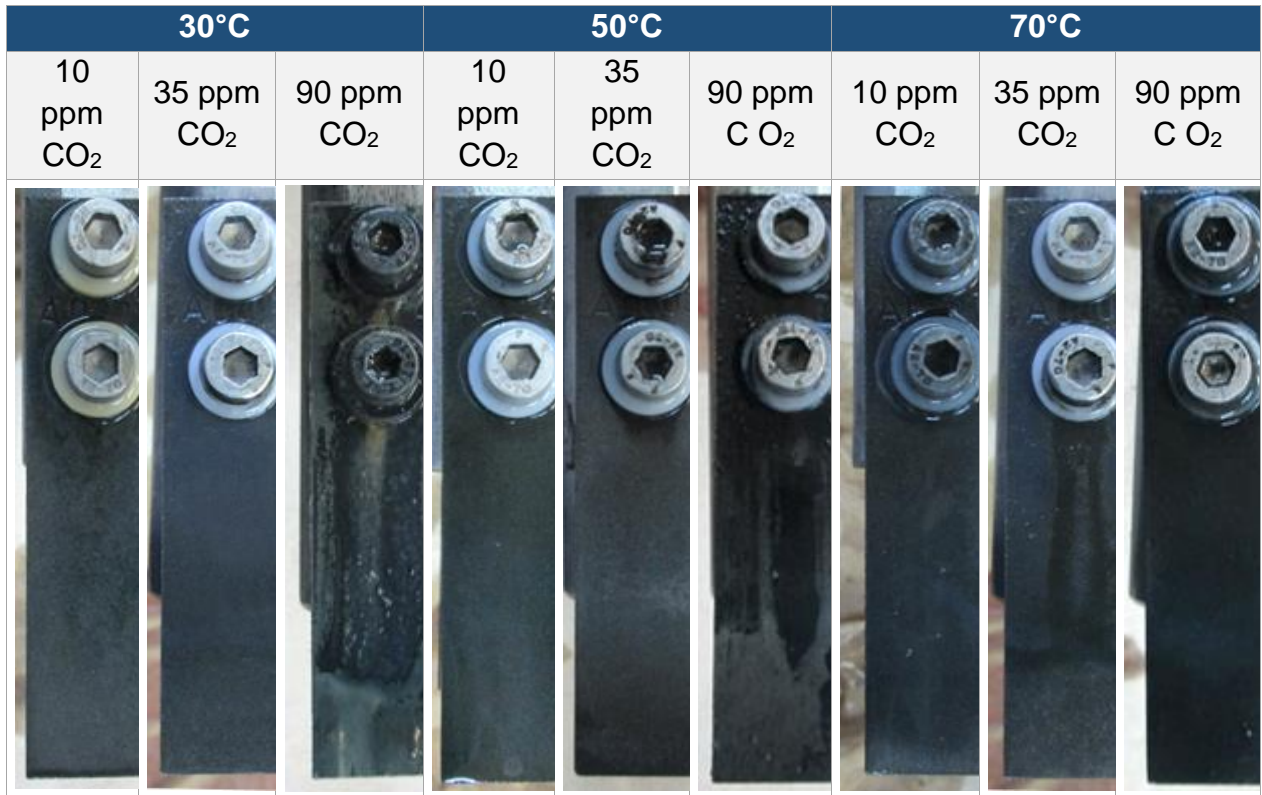
- *Inspección general:* se efectuó una inspección inicial del cupón empleando una Lupa Estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X) para realizar la identificación de picaduras y la determinación de la densidad de picado, según las normas NACE SP0775-2013 y ASTM G46-05.
- *Evaluación de la morfología de daño y determinación de la velocidad máxima de picadura:* con base en la inspección inicial, se seleccionaron los cupones para aplicar la técnica de Microscopía Óptica Cofocal 3D, empleando un video-microscopio digital 3D marca HIROX HK-700 que permitió evaluar la morfología de daño y determinar el área y profundidad de la picadura. Con el valor de la profundidad se calculó la velocidad máxima de picadura (VMP) y se categorizó la tasa de corrosión, de acuerdo con lo descrito en las normas NACE SP0775-2013 y ASTM G46-05.

Finalizado el periodo de inmersión de los cupones en el agua de producción, se efectuó el proceso de retiro y registro fotográfico de los mismos.

En términos generales, los cupones expuestos al agua de producción con un contenido de CO₂ de 10 ppm y 35 ppm, en las tres (3) temperaturas evaluadas, presentaron una capa de sólidos de color negro, siendo más significativa a medida que se incrementó la temperatura y concentración de CO₂. En el caso de los cupones expuestos a una concentración de 90 ppm de CO₂, a las temperaturas de 30°C y 50°C, se observó la formación de una capa de sólidos de color blanca, adicional a la capa evidenciada en los

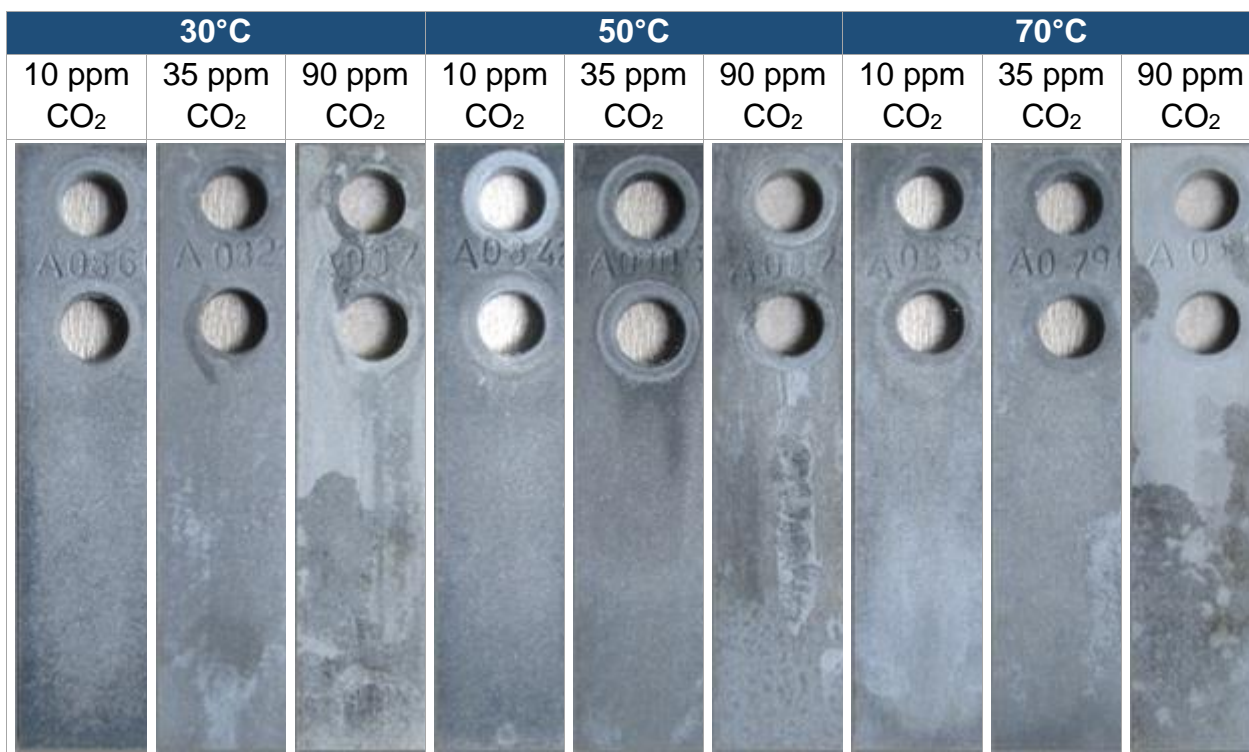
cupones expuestos a 10 ppm y 35 ppm de CO₂, que indican la precipitación de carbonatos.

Tabla 4. Registro Fotográfico de los Cupones Después de ser expuestos al Agua de Producción



Después del proceso de limpieza química de los cupones, se evidenció una pérdida de masa generalizada y una superficie con rugosidad homogénea en aquéllos que fueron expuestos a una concentración de CO₂ de 10 ppm y 35 ppm, según se puede apreciar en el registro fotográfico presentado en la Tabla 6. Para este grupo de cupones, el proceso de inspección visual indica la AUSENCIA de picaduras o *pitting* en la superficie de estos. Respecto a los cupones que fueron expuestos a una concentración de 90 ppm de CO₂, se observó pérdida de masa generalizada y un aumento en la rugosidad en aquellas zonas donde no se evidenció la formación de una capa de sólidos de color blanca (positivo para carbonatos al exhibir efervescencia al contacto con HCl).

Tabla 5. Registro Fotográfico de los Cupones Después de Limpieza Química



4.5.4 Velocidades de corrosión generalizada. Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada obtenida para los cupones expuestos a partir de las normas ASTM G1-03 y NACE SP0775-2013 y su categorización cualitativa se muestran en la Tabla 7.

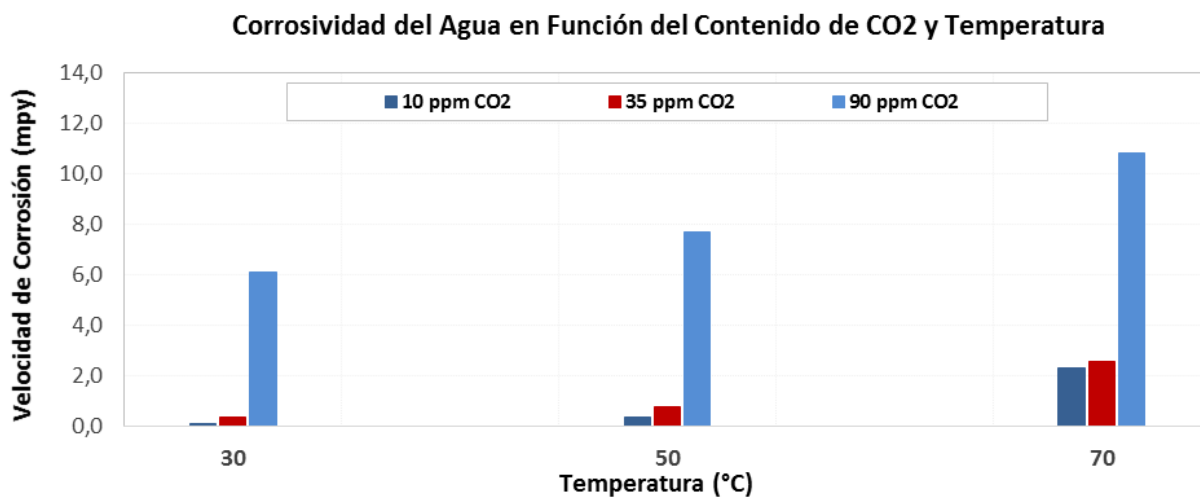
Tabla 6. Velocidad de Corrosión Determinada en los Materiales Después de ser Expuestos

Temperatura	CO ₂	Cupón	Velocidad de Corrosión	Vel. Corrosión Promedio	Categorización NACE SP0775
°C	ppm	No	mpy	mpy	
30	10	A0855	0.120	0.118	BAJA
		A0860	0.116		
	35	A0821	0.383	0.356	BAJA
		A0825	0.330		
	90	A0867	6,029	6.108	ALTA
		A0888	6,188		
50	10	A0834	0.391	0.381	BAJA

Temperatura	CO2	Cupón	Velocidad de Corrosión	Vel. Corrosión Promedio	Categorización NACE SP0775
°C	ppm	No	mpy	mpy	
	35	A0842	0.370	0.755	BAJA
		A0803	0.738		
		A0805	0.771		
	90	A0876	7,810	7.697	ALTA
		A0877	7,585		
	70	10	A0850	2.300	2.308
A0851			2.316		
35		A0796	2.607	2.578	MODERADA
		A0801	2.549		
90		A0874	10,774	10.860	SEVERA
		A0878	10,946		

En la figura 6, se presenta los resultados de velocidad de corrosión en función de la temperatura y concentración de CO2,

Figura 6. Velocidad de Corrosión Determinada en los Cupones Después de ser Expuestos a Diferentes Concentraciones de CO2 y Temperatura



En la tabla 6 y figura 6 se puede apreciar que la pérdida de masa promedio para los cupones de CS N80, expuestos en agua de producción, a una concentración de 10 ppm

y 35 ppm de CO₂, para el rango de temperatura de 30°C y 50°C fue inferior a 1.0 mpy, catalogando el nivel de corrosión como *Baja*. Para estas mismas concentraciones de CO₂ y una temperatura de 70°C, la velocidad de corrosión aumentó, ubicándose en un rango entre 2.3 mpy a 2.6 mpy, catalogada como *Corrosión Moderada*.

A una concentración de CO₂ de 90 ppm, la velocidad de corrosión de los cupones de CS N80, a la temperatura de 30°C y 50°C se incrementó a 6.1 mpy y 7.7 mpy, respectivamente, catalogando el nivel de corrosión como *Alta*. Al incrementar la temperatura a 70°C, la velocidad de corrosión aumentó a 10.9 mpy, catalogada como *Corrosión Severa*.

Como se indica en los resultados obtenidos, una reducción de la concentración de CO₂ a valores por debajo de 35 ppm, disminuye significativamente la velocidad de corrosión respecto a la obtenida a 90 ppm de CO₂. A una temperatura de 70°C, la velocidad de corrosión decrece en un 72.26%. A una temperatura de 50°C en 90.19% y en 94.17% a una temperatura de 30°C.


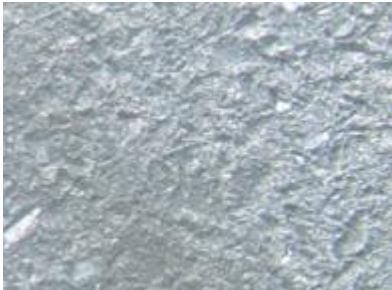







4.5.5 Análisis de picado

4.5.5.1 Inspección General de los Cupones Gravimétricos. Una vez realizado el proceso limpieza química (decapado) y, asimismo, el pesaje de los cupones para efectuar el respectivo cálculo de velocidad de corrosión por pérdida de masa, se efectuó una inspección inicial de los mismos empleando una Lupa Estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X), para realizar la identificación de picaduras y la determinación de la densidad de picado.

Los resultados del proceso de inspección con Lupa Estereoscopia, efectuado bajo la Norma ASTM G46-05, indican la AUSENCIA de picaduras o *pitting* en la superficie de los cupones expuestos al agua de producción. Sin embargo, se evidenció un aumento en el perfil de rugosidad para los cupones expuestos a una concentración de CO₂ de 90 ppm.

En la figura 7, se puede apreciar el registro fotográfico a un aumento de 63X de la superficie de algunos de los cupones evaluados.

Figura 7. Registro fotográfico de los cupones inspeccionados con lupa estereoscópica a 63X

CO ₂	TEMPERATURA		
	30°C	50°C	70 °C
10 ppm			
35 ppm			
90 ppm			

Para los cupones expuestos a las concentraciones de CO₂ de 10 ppm y 35 ppm y temperaturas de 30°C, 50°C y 70°C, el perfil de anclaje máximo se encuentra por debajo o no excede significativamente el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón de referencia. Esto implica que NO se evidencia picado o fenómenos de picadura en la superficie de los cupones evaluados.

Con respecto a los cupones expuestos a una concentración de 90 ppm de CO₂, se evidenció un incremento de la rugosidad, en especial, para las temperaturas de 50°C y 70°C, donde el perfil de rugosidad casi duplica el presentado por el cupón de referencia. Este aumento del perfil de anclaje se dio en las zonas donde no se evidenció deposición de carbonatos y no corresponde necesariamente a la formación de picado, considerando que las zonas evaluadas no presentaron agujeros (pitting) con una periferia definida y cuya profundidad fuese por lo menos tres (3) veces el valor del perfil de rugosidad del cupón de referencia.

Estas consideraciones son tomadas de la Norma ASTM G46-05, que define un estándar de comparación visual para la evaluación del picado, que emplea tres (3) parámetros para la identificación y clasificación del mismo, basado en el número de picaduras por unidad de área, el tamaño o área de la apertura del picado o picadura y la profundidad del picado.

En la Tabla 7, se consolidan los resultados de las evaluaciones realizadas a los cupones expuestos a los diferentes sistemas.

Tabla 7. Resultados Obtenidos en el Proceso de Evaluación Corrosividad Fluidos

Temperatura	CO ₂	Vel. Corrosión Promedio	Categorización NACE SP0775	Velocidad de Picado
°C	ppm	mpy		mm/a*
30	10	0.118	BAJA	N.D
	35	0.356	BAJA	N.D
	90	6.108	ALTA	N.D
50	10	0.381	BAJA	N.D
	35	0.755	BAJA	N.D
	90	7.697	ALTA	N.D
70	10	2.308	MODERADA	N.D
	35	2.578	MODERADA	N.D
	90	10.960	SEVERA	N.D

*Milímetros por año.

*N.D: No Detectado.

Como se puede apreciar en la Tabla 7, los cupones de CS N80 expuestos a una concentración de CO₂ menor a 35 ppm y una temperatura menor a 50°C presentaron una velocidad de corrosión baja (< 1.0 mpy). Para este mismo rango de concentración de CO₂ y una temperatura de 70°C, se observó un incremento de la velocidad de corrosión a 2,6 mpy (corrosión moderada). Al incrementar la concentración de CO₂ a 90 ppm y una temperatura menor a 50°C, la velocidad de corrosión se incrementó a 7.7 mpy (corrosión severa). Para una temperatura de 70°C, la velocidad de corrosión fue 11 mpy, que es catalogada como Severa.

4.6 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

De acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación del efecto del CO₂ sobre la corrosividad del agua De acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación del efecto del CO₂ sobre la corrosividad del agua de producción en el acero CSN80 y según los criterios o niveles de corrosividad establecidos en la norma NACE SP 0775-2013 y ASTM G47-98(2011), se pudo establecer que:

- A una concentración de 10 ppm de CO₂ y 30°C, el material CS N80 presentó una velocidad de corrosión de 0.118 mpy mientras que a una concentración de 35 ppm, la velocidad de corrosión se incrementó a 0.356 mpy. Para estas dos condiciones, la velocidad de corrosión se ubicó en el nivel de *Corrosión Baja*. Al incrementar la concentración de CO₂ a 90 ppm, la velocidad de corrosión fue 6,108 mpy, catalogada como *Corrosión Alta*.
- La velocidad de corrosión para los cupones de CS N80 expuestos a una concentración de 10 ppm de CO₂ y 50°C fue 0.381 mpy mientras que para una concentración de 35 ppm, la velocidad de corrosión aumentó a 0.755 mpy. Para estas dos condiciones, la velocidad de corrosión se ubicó en el nivel de *Corrosión Baja*. Con un incremento de la concentración de CO₂ a 90 ppm, la velocidad de corrosión alcanzada fue 7.697 mpy, catalogada como *Corrosión Alta*

- Los cupones de CS N80 expuestos a una concentración de 10 ppm de CO₂ y 70°C, presentaron una velocidad de corrosión de 2.308 mpy. Al incrementar la concentración de CO₂ a 35 ppm, la velocidad de corrosión fue 2.578 mpy. Bajo estas dos condiciones, la velocidad de corrosión se ubicó en el nivel de *Corrosión Moderada*. Mientras que a una concentración de 90 ppm la velocidad de corrosión fue 10.960 mpy, catalogada como *Corrosión Severa*.
- Para los cupones expuestos a las concentraciones de CO₂ de 10 ppm y 35 ppm a las temperaturas de 30°C, 50°C y 70°C, el perfil de anclaje máximo se encuentra por debajo o no excede significativamente el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón de referencia. Dado lo anterior, NO se evidencia picado o fenómenos de picadura en la superficie de los cupones evaluados. Respecto a los cupones expuestos a una concentración de 90 ppm de CO₂, se evidenció un incremento de la rugosidad, en especial, para las temperaturas de 50°C y 70°C, sin embargo, no corresponde necesariamente a la formación de picado, considerando que las zonas evaluadas no presentaron agujeros (pitting) con una periferia definida y cuya profundidad fuese por lo menos tres (3) veces el valor del perfil de rugosidad del cupón de referencia (consideraciones tomadas de la Norma ASTM G46-94(2013)).

5. CRITERIOS DE DISEÑO DE LA TORRES DESCARBONATADORA

De acuerdo con los resultados obtenidos en la prueba piloto, se implementa una nueva facilidad de interconexión que permita dirigir la totalidad del volumen de agua de producción filtrado en las unidades de filtración hacia la torre descarbonatadora. Con esto se espera reducir de manera significativa las fallas por corrosión en el sistema de agua de inyección a pozos.

El agua filtrada cuenta con, aproximadamente, 150 ppm de CO₂ disuelto, lo cual ha causado diversas fallas por corrosión en el sistema de inyección a pozos. La corriente de agua filtrada obtenida en los filtros es enviada hacia la torre de vacío, donde es sometida a una presión de 2,4 psia que favorece el despojamiento del CO₂ disuelto en la fase líquida. El agua obtenida es enviada hacia los tanques de cabeza, por medio de las bombas de servicio, para continuar finalmente con las etapas de bombeo a pozos inyectoros.

Figura 8. Esquema general del Sistema de remoción de CO₂ para PIA6



5.1 CARACTERÍSTICAS Y VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN A TRATAR

Tabla 8. Características del Agua de Producción a tratar

	Unidad	Valor
Flujo	BPD	120.000
Concentración inicial de CO ₂ en agua	ppm	200
Concentración final de CO ₂ en agua	ppm	60
Concentración inicial de H ₂ S en agua	ppm	20
pH del agua	-	6,2 – 6,9
Remoción de CO ₂	%	70

5.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Para la realización de este proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- El diseño se contempla para la capacidad actual de la planta de inyección.
- Toda el agua de producción debe ser tratada en la torre de vacío.
- El sistema debe diseñarse de tal manera que no sea necesario la parada de emergencia de la planta por problemas en la torre.
- El H₂S debe ser retirado antes de que el gas resultante del proceso sea venteado.
- El diseño para el nivel de automatización debe ser semiautomático; sin embargo, el operador será responsable, en su disciplina operativa, de revisar en la sala de control el registro de los parámetros de operación de los equipos de proceso, verificar las alarmas existentes y visitar el campo para verificar la operación de cada uno de los equipos, y elaborar el respectivo reporte.
- El agua de sello de la bomba de vacío no debe ser recirculada.

5.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL

El cabezal de entrada de agua a la torre descarbonatadora cuenta con facilidades para monitoreo de corrosión, inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustación, así como con un indicador de presión y un transmisor de temperatura para monitoreo de las condiciones de entrada del fluido.

El agua que fluye hacia la Torre pasa por un medidor de flujo electromagnético, que genera alarmas por muy bajo flujo a 60.000 BPD, bajo flujo a 70.000 BPD, alto flujo a 125.000 BPD y muy alto flujo a 130.000 BPD así como un transmisor de presión, con alarmas por muy baja presión a 8 psig, baja presión a 10 psig, alta presión a 45 psig y muy alta presión a 48 psig.

El agua ingresa a la torre descarbonatadora por un costado en la parte superior de la misma por medio de un sistema de tubería de distribución con un arreglo de aspersores, a través de los cuales el agua sale atomizada hacia un lecho empacado por el cual descenden las gotas de agua.

El principio de operación de la torre consiste en retirar el CO₂ disuelto en la corriente de agua por medio de la generación de vacío (se utiliza, en este caso, una bomba de vacío que lleva el sistema interno de la torre a una presión aproximada de 2,4 psia), lo que modifica la presión parcial del gas y por consiguiente, disminuye el grado de disolución del gas en el líquido. Cuando este grado de disolución disminuye, se facilita la separación de los compuestos gaseosos, que son retirados por la parte superior de la torre gracias a la acción que ejerce la bomba de vacío. Este proceso es ayudado por la aspersion del agua y el paso por el lecho empacado ya que, de esta manera aumenta el área de contacto líquido-vapor incrementando la tasa de separación.

El vacío al interior de la torre estará controlado por una válvula ON/OFF programada para abrir a 1,5 psia y cerrar a 3 psia para mantener el vacío generado por la bomba en un rango más o menos estable dado que el set de vacío de la torre es de 2,4 psia. Adicionalmente, la torre cuenta con una válvula de alivio por presión con set @ 50 psig, presión de diseño de la torre.

El flujo de entrada a la torre está controlado por el número de filtros operativos que se encuentren alineados hacia el sistema, teniendo en cuenta que la torre tiene una capacidad de diseño de 120.000 BWPD.

El nivel de la torre estará controlado por un lazo de control entre el transmisor de nivel y la válvula de control de nivel ubicada aguas abajo de las bombas de servicio. De acuerdo con el comportamiento del nivel al interior de la torre (ventana operativa entre 9 ft y 16 ft, con set @ 13 ft) se ajustará la apertura de la válvula de control de nivel modificando el punto operativo de las bombas de servicio y regular el flujo despachado hacia los tanques de cabeza.

Si el nivel aumenta, la válvula de control de flujo comenzará a abrirse para hacer que las bombas de servicio trabajen a un flujo mayor. Si bajo este esquema el nivel sigue subiendo, el sistema cuenta con una válvula de by-pass con un lazo de control en

cascada, donde la variable primaria de medida es el nivel con el que empezará a abrir cuando la válvula de control haya llegado a su máxima apertura y aún no se haya podido alcanzar el valor objetivo establecido (13 ft), y la secundaria es el flujo de entrada a la torre descarbonatadora con el medidor de flujo.

La válvula de control tendrá un valor objetivo de 18 ft y operará en cualquiera de los siguientes casos, para evitar parada de emergencia de la planta:

- Si se apaga la bomba de vacío, el total del flujo de la torre deberá fluir hacia los tanques de cabeza.
- Si se apaga alguna de las bombas de servicio, con flujo normal a la entrada de la torre: 120.000 BWPD y 60.0000 BWPD a la salida.
- Si se recibe un flujo mayor a 120.000 BWPD, la válvula de control de nivel entrará en control con el medidor de flujo direccionando el exceso de flujo hacia los tanques de cabeza.
- El agua que se hace fluir por la válvula control de flujo realiza un desvío y descarga aguas abajo de la válvula de control de nivel para ser recibida en los tanques de cabeza.

La torre se drena únicamente por mantenimiento, por lo cual el sistema de remoción de CO₂ debe estar apagado. El drenaje de la torre se envía a la caja de lodos de la planta.

Para conseguir la condición de vacío dentro de la torre se utiliza una bomba de vacío la cual se conecta por medio de una tubería de 6 in a la cima de la torre. Se trata de una bomba de aletas deslizantes de sello líquido que succiona el gas de la torre para generar vacío alrededor de 2,4 psia.

Cada bomba está protegida por un interruptor de baja presión que para evitar cavitación apaga la bomba a 1,5 psig.

La salida de gas de la Torre pasa por la bomba de vacío y entra a un separador. La función de este equipo es realizar la separación entre la corriente de gaseosa extraída de la torre (CO_2 y H_2S) y el agua de sello expulsada por la bomba de vacío. El agua desciende a la base del equipo mientras que el gas se envía al filtro de remoción de H_2S . Para el drenaje de líquido del separador se tiene una válvula ON/OFF, que se abre cuando el nivel llegue a 20 in y se cierra al llegar a 10 in por medio de un lazo de control con un transmisor de nivel. Este elemento cuenta con alarmas por muy alto nivel a 25,5 in, alto nivel a 24 in, bajo nivel a 7 in y muy bajo nivel a 6 in.

En la línea de gas que fluye hacia el Filtro de remoción de H_2S , se tiene un transmisor de presión para monitoreo de la presión y un manómetro.

El gas pasa por una torre empacada que funciona como un reactor en fase sólida el cual contiene un secuestrante sólido en forma de esferas (alta área superficial) formado por compuestos férricos que reacciona con el H_2S generando compuestos estables de azufre. Una vez se da la reacción entre el H_2S y el secuestrante, este se desactiva, requiriendo que después de cierto tiempo se tenga que realizar su cambio. El secuestrante gastado es un producto estable, clasificado como no peligroso y con rutas bien determinadas para su disposición final.

El líquido que pueda acumularse en este recipiente, es almacenado en la base del mismo y retirado a través de una válvula de drenaje.

El agua descarbonatada sale de la torre por una línea de 16 pulgadas que cuenta con facilidades para inyección de inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustación hacia las bombas de servicio P-6051/52/53 en cuyo cabezal se encuentra un manómetro, PI-60524, y un transmisor de presión PIT-60522 para monitorear la presión de succión de las bombas con alarmas por muy alta presión a 11 psia, alta presión a 10,5 psia, baja presión a 7 psia y muy baja presión a 6 psia.

Cada bomba de servicio tiene una capacidad de 60.000 BPD, una cabeza de 50 psi, altura de aspiración positiva neta requerida para evitar la cavitación de 11,3 pies, (NPSHr) y potencia nominal de 75 HP. Cuentan en la succión con dos manómetros, un filtro gorro de bruja que debe ser retirado después del arranque y un interruptor de baja presión que a 6 psia, apaga la bomba correspondiente para evitar cavitación.

En la línea de descarga de cada bomba se tiene un interruptor de no flujo que apaga las bombas si no hay flujo de la línea.

Todos los equipos y tuberías en contacto con agua de producción cuentan con recubrimiento interno debido al contenido de CO₂ en el agua.

Todas las tuberías de procesos de los equipos deben permitir la instalación de un sistema de aislamiento seguro de manera rápida en el momento de su retiro o mantenimiento, sin generar traumatismo para la operación de la estación.

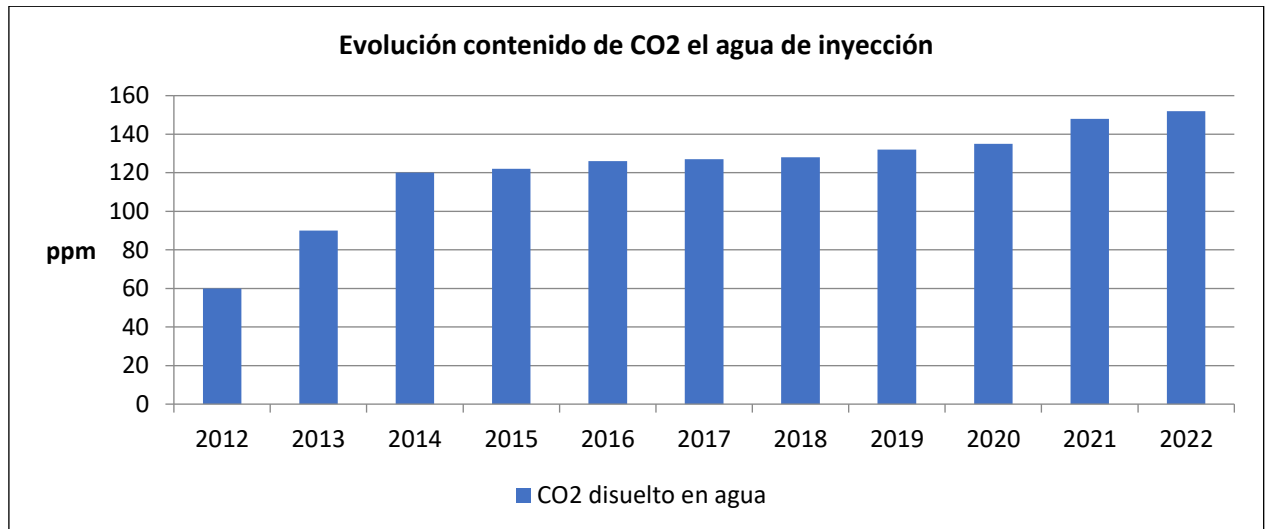
6. VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA Y AMBIENTAL DEL USO DE TORRES DESCARBONATADORAS

6.1 VIABILIDAD TÉCNICA

El contenido de CO₂ en el agua ha tenido un notable crecimiento muy relacionado con aumento en el barrido del yacimiento (ver gráfico 3), por lo tanto, la agresividad del agua para los fenómenos de corrosión también se ha incrementado.

Gráfico 3: Evolución del CO₂ en el agua de inyección

Figura 9. Evolución del CO₂ en el agua de inyección



La separación del CO₂ del agua no se presenta de forma espontánea a condiciones atmosféricas ya que su solubilidad es 24 veces mayor a la solubilidad del oxígeno, por lo tanto, la separación del CO₂ del agua implicaba modificar condiciones de proceso, las principales técnicas de separación planteadas fueron:

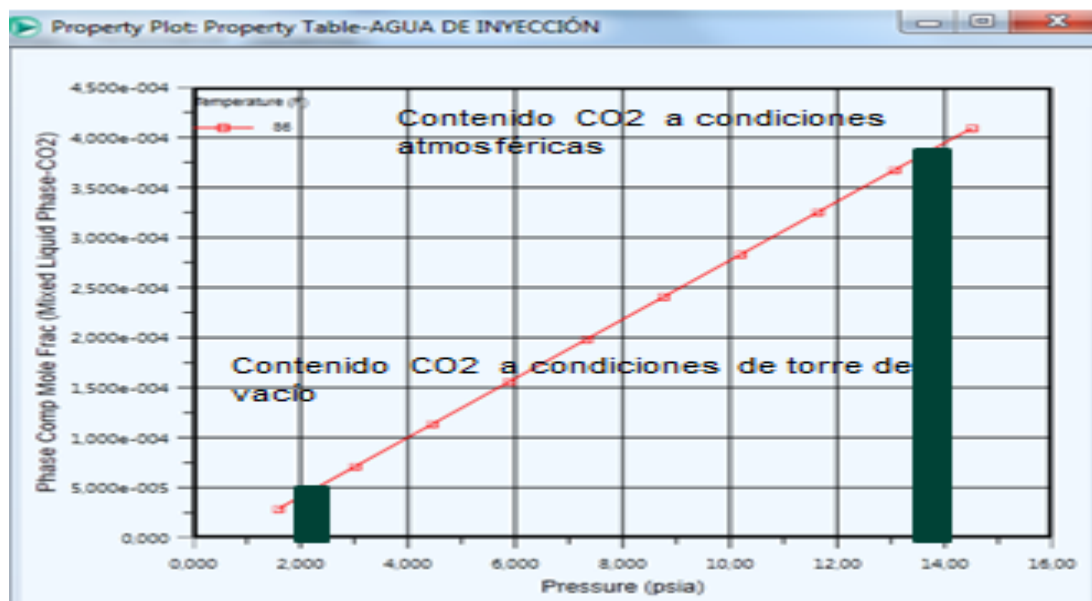
1. Inyección de gas de arrastre.
2. Implementación de vacío.
3. Uso de membranas de remoción de CO₂.

Cada una de las técnicas se evaluaron teniendo en cuenta aspectos económicos y complejidad para implementación de un piloto en campo, de acuerdo con esto la técnica escogida fue la implementación de vacío, ya que dentro del sistema de tratamiento de agua industrial se cuenta con torres de vacío utilizadas para remover el oxígeno del agua industrial.

Para viabilizar el proyecto de torres descarbonatadora hay que tener en cuenta que el mantenimiento de subsuelo representa más del 50% de los costos de levantamiento del campo, así que encontrar proyectos encaminados en reducir las fallas en pozos inyectoros es fundamental para disminuir los costos.

Teniendo en cuenta que el diseño original de las torres es la remoción de Oxígeno, se realizó simulación en HYSIS para establecer si el vacío que alcanzan las torres, era suficiente para remover el CO₂. Los resultados de la simulación se muestran a continuación en la figura 9.

Figura 10. Simulación de retiro de CO₂ de la corriente de agua.



La conclusión de este estudio nos mostró que a las condiciones de la torre de vacío (2 psig*, 60 KBAPD*) se podría alcanzar hasta un 80% de eficiencia, sin embargo, por las reacciones del CO₂ con el agua, esta eficiencia disminuye hasta un 50%.

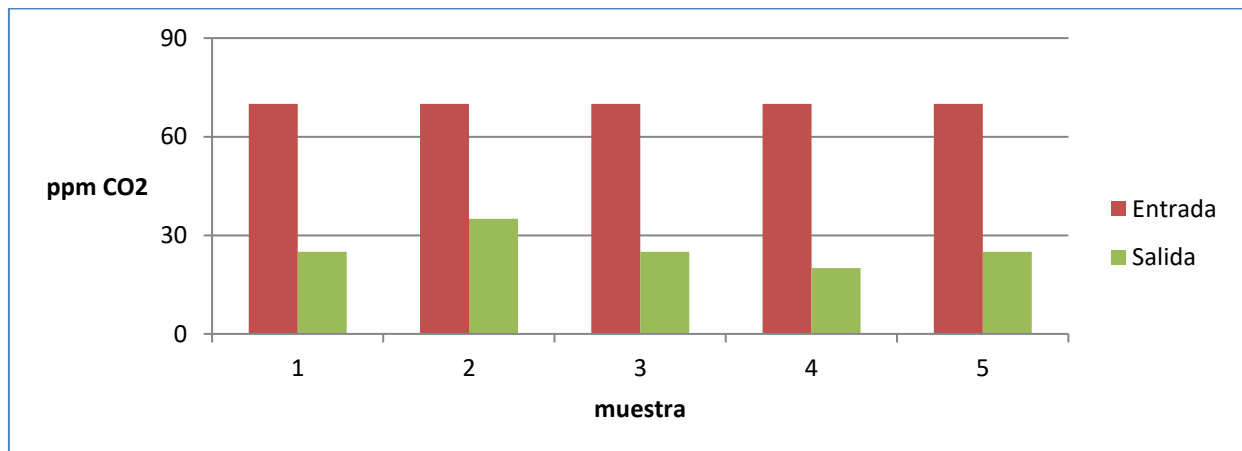
Teniendo en cuenta esto, la prueba se realizará para 30000 BAPD*, que corresponde al 50% de la capacidad de las torres para incrementar la eficiencia aproximada a un 70%.

6.1.1 Evaluación del uso de torres descarbonadoras. El análisis de resultados se analiza en dos partes, la primera corresponde a la eficiencia de remoción de CO₂ por parte de las torres de vacío y la segunda evaluar el impacto de la velocidad de corrosión sobre la velocidad de corrosión.

a) Evaluación de eficiencia de remoción de CO₂ en torres de vacío.

Los resultados de remoción de CO₂, se puede observar en la gráfica 10.

Figura 11. Resultados de remoción de CO₂



La eficiencia promedio de remoción fue del 64%, es decir de un contenido de CO₂ de 80 ppm* a la entrada y se obtiene una salida de 35 ppm* de CO₂.

b) Evaluación de efecto sobre la velocidad de corrosión de disminución del contenido CO₂.

Para realizar la evaluación de la disminución del contenido de CO₂ sobre la velocidad de corrosión se prepara un experimento que consiste en emular condiciones de fondo de pozo mediante autoclaves y bajo estas condiciones exponer cupones del material de los pozos inyectores a agua de producción con diferentes concentraciones de CO₂. Las concentraciones de CO₂ seleccionadas son de 70 ppm* (concentración actual), 35 ppm* (concentración lograda) y 10 ppm* (concentración recomendada).

Con un contenido de CO₂ de 35 ppm y a condiciones de pozo inyector la reducción de la velocidad de corrosión es del 70%, donde se evidencia claramente los beneficios de la remoción de CO₂ en la vida útil del material del pozo inyector.

Los resultados muestran que la remoción de CO₂ es una alternativa para reducir la velocidad de corrosión en pozos inyectores

6.2 VIABILIDAD ECONÓMICA

La viabilidad económica de reducción de CO₂ con torres de vacío se puede observar en el siguiente cuadro:

Tabla 9. Viabilidad económica del uso de torres descarbonatadoras

Reducción de fallas estimado	VPN	TIR
15%	\$10.19	93%
12%	\$7.35	73%
10%	\$ 5.46	59%
5%	\$0.72	33%

Con una promesa de valor de reducir el 5% de fallas (cinco fallas menos al año) la implementación es económicamente viable.

El éxito del piloto representa una implementación innovadora que incluye la tecnología de remoción de CO₂ como una alternativa técnico- económica viable para el control de corrosión en pozos inyectoros.

6.3 VIABILIDAD AMBIENTAL

Para determinar la concentración y los componentes de los gases retirados en la torre descarbonatadora, se realizó la cromatografía del gas emanado donde se evidenció principalmente CO₂ y metano como se evidencia en la tabla 10. Estos gases no pueden ser emanados al medio ambiente, por el contrario, deben ser mitigados para reducir el calentamiento global y cambio climático.

El calentamiento global generado por el incremento de los gases de efecto invernadero es una de las más serias amenazas ambientales, sociales y económicas que actualmente enfrenta el planeta. Es así como las compañías petroleras, constituye como una línea de acción, la estrategia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y aborda específicamente las emisiones fugitivas de gas metano (principal componente del gas

natural) dado el significativo impacto ambiental, operativo, económico y de seguridad industrial que tiene.

El proyecto propuesto busca la reducción de la emanación de gases contaminantes al medio ambiente (CO₂ y metano) de manera confiable y segura que actualmente se emiten por efecto de la operación de las torres decarbonatadoras y reducir las quemas de gas. Debido a que la corriente de gases retirados de la torre decarbonatadora se encuentra en bajas proporciones, esta será llevada por una línea de recolección y mezclada con de gas del campo que es vendido o usado en autogeneración.

Tabla 10. Físicoquímica del gas producido después de la torre decarbonatadora

IDENTIFIC. MUESTRA COMPONENTE	UNIDAD	GAS SALIDA TORRE
Hidrogeno	% Volumen gas	N.D.
Dioxido de carbono	% Volumen gas	53,411
C6	% Volumen gas	2,88
Metano	% Volumen gas	14,541
Etano	% Volumen gas	3,265
Etileno	% Volumen gas	0,008
Propano	% Volumen gas	3,047
Sulfuro de hidrogeno	% Volumen gas	N.D.
Propileno	% Volumen gas	0,001
i-Butano	% Volumen gas	0,49
n-Butano	% Volumen gas	1,149
Oxigeno	% Volumen gas	0,023
Nitrogeno	% Volumen gas	18,905
t-buteno	% Volumen gas	0,037
1-buteno	% Volumen gas	0,005
i-buteno	% Volumen gas	0,004
Monoxido de carbono	% Volumen gas	1,171
c2-Buteno	% Volumen gas	0,069
i-Pentano	% Volumen gas	0,293
n-Pentano	% Volumen gas	0,303
ciclopentano	% Volumen gas	0,031
1,3Butadieno	% Volumen gas	0,019

IDENTIFIC. MUESTRA COMPONENTE	UNIDAD	GAS SALIDA TORRE
metil acetileno	% Volumen gas	0,004
2metil-1buteno	% Volumen gas	0,001
2metil-2buteno	% Volumen gas	N.D.
penteno	% Volumen gas	0,072
c2-Penteno	% Volumen gas	0,258
i-parafinas C6	% Volumen gas	0,011

7. CONCLUSIONES

- El agua de producción de un campo del Magdalena Medio la cual es reinyectada tiene altos contenido de CO₂ disuelto, traduciéndose en fallas por corrosión disminuyendo la vida útil de dichos pozos y aumentando el costo de levantamiento de los campos petroleros.
- Con el uso de torres de vacío o torres descarbonatadoras se logró una eficiencia promedio de remoción del 64%, donde se evidencia claramente los beneficios de la remoción de CO₂ en la vida útil del material del pozo inyector.
- Los resultados muestran que la remoción de CO₂ es una alternativa para reducir la velocidad de corrosión en pozos inyectores, con una promesa de valor de reducir el 5% de fallas (cinco fallas menos al año) la implementación es económicamente viable.
- El proyecto propuesto busca la reducción de la emanación de gases contaminantes al medio ambiente (CO₂ y metano) de manera confiable y segura, es por esto que la corriente de los gases extraídos en baja proporción es enviada a la mezcla de gases del campo que actualmente se vende y se usa para autogeneración.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 26 p.

ASTM G1-03 Standard Practices for Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimens. 2011

ASTM G111-97 Standard Guide for Corrosion Tests in High Temperature or High Pressure Environment, or Both. 2013

ASTM G31-12a Practice for Laboratory Immersion Corrosion testing of Metals.

ASTM G46-94 Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion. 2014

FLARES Diana K., et al. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 333.

NACE RP 0497-2004 Field Corrosion Evaluation Using Metallic Test Coupons.

NACE SP0775-2013 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.

STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 334.