

**Aprovechamiento de las Aguas de Producción del Campo La Cira Infantas para la Obtención
de Hidrógeno mediante Electrólisis**

Robinson García Márquez

Julio Cesar Guerra López

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Adán Yovani León Bermúdez

Ph.D. en Ingeniería Química

Codirectores

Darío Yesid Peña Ballesteros

Ph.D. en Corrosión

Michell Andrey Jiménez Caballero

Químico

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

El presente trabajo se lo dedico a Dios por ser mi creador, por darme sabiduría y fortaleza para cumplir mis propósitos, a mi familia, especialmente a mi padre Julio Cesar Guerra Fuentes que fue de gran apoyo desde el inicio de mi trabajo académico, a mi madre Yamith López Benítez por su paciencia y dedicación en los momentos que más necesitaba, por sus esfuerzos y oraciones que tanto he necesitado en momentos difíciles. A mis hermanos Carmen Nazrin y Oskar Alexander Guerra López que siempre estuvieron atentos para apoyarme en los diferentes requerimientos propios de la tesis y por último a mi compañero que me soportó con mis cualidades y debilidades en los procesos para la elaboración del libro A todos ellos gracias.

Julio Cesar Guerra López

Doy gracias a mi madre Marlene Márquez Vargas madre soltera cabeza de hogar, por amarme, apoyarme y sacarme adelante junto con mi hermana, ella sola, sin ayuda de nadie. Mi inspiración, heroína y mi modelo a seguir.

A mi compañero de trabajo de investigación por permitirme compartir con él esta hermosa experiencia de estudio.

Robinson García Márquez

Agradecimientos

Al finalizar, los integrantes del grupo agradecen el apoyo de todas las personas que con su esfuerzo y dedicación colaboraron para la puesta en marcha de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos en Bucaramanga, por haber colaborado en el desarrollo y culminación de esta investigación, a través de sus profesores, directivos y demás personal. Igualmente agradecemos a nuestros profesores de carrera, cuyos conocimientos transmitidos durante años en la academia, fueron vitales para formarnos como excelentes Ingenieros de Petróleos, agradecemos particularmente al director PhD. Adán Yovani León Bermúdez, excelente profesor y gran ser humano, que, con sus conocimientos y experiencia, guío todos los procesos en la elaboración de este trabajo de grado

Agradecemos al Químico Michell Andrey Jiménez Caballero, quien; es nuestro codirector y se caracterizó por ser un gran profesional, gran ser humano y un excelente guía para el proceso de elaboración de este libro. Agradecemos a Franky Hernán Pacheco Flórez, quien dio su apoyo en relación con la consecución de las aguas, para poder realizar los procesos experimentales.

Finalmente, agradecemos al PhD. Darío Yesid Peña Ballesteros, también codirector para este trabajo; excelente profesor, quien facilitó todas las herramientas e insumos del laboratorio para culminar y entregar excelentes resultados para llegar a buen puerto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	15
1. Objetivos.....	17
1.1. Objetivo general.....	17
1.2. Objetivos específico.....	17
2. Fundamentación Teórica	18
2.1. Eficiencia Operativa en el Manejo del Agua en Colombia	18
2.1.1. Agua Requerida para Operar.....	18
2.1.2. Captaciones de Agua en Fuentes Naturales y Acueducto	19
2.1.3. Volumen de Agua Captada.....	20
2.1.4. Reutilización de Agua	21
2.1.5. Reutilización de Agua Captada	22
2.1.6 Reutilización de Aguas de Producción	23
2.2. Gestión de Afluentes	23
2.2.1 Reinyección de Aguas de Producción	24
2.2.2 Reúso de Aguas de Producción.....,,,,,,	25
2.3. Tratamiento de Aguas Residuales	25
2.3.1 Clasificación de Tratamientos de Aguas Residuales	26
2.3.1.1 Tratamientos Físicos	26
2.3.1.2. Tratamientos Químicos	27

2.3.1.3. Tratamientos Biológicos.....	27
2.4. Gestión	28
2.4.1. Sistema de Gestión Ambiental	28
2.4.2. Normativa ISO 14001:2015.....	29
2.5 Campo la Cira Infantas	30
2.5.1. Historia del Campo	30
2.6. Historia de Producción	31
2.6.1. Método de Producción	32
2.6.2. Grafica de Producción	33
2.7. Características del Yacimiento	33
2.8. Historia de Producción e Inyección de Agua del Campo	34
2.9. Hidrógeno	36
2.9.1 Obtención del Hidrógeno	37
2.9.2 Producción de Hidrógeno a partir de Aguas de Producción	39
2.9.2.1 Electrólisis	39
3. Metodología	49
3.1. Fase 1. Organización sistemática del trabajo de investigación.....	49
3.2. Fase 2. Realización de la experimentación.....	50
3.2.1 Montaje Electrolizador	50
3.2.2 Diseño Experimental	51
3.2.3 Caracterización de las aguas de Producción.....	52
3.2.4. Determinación del pH.....	52

3.2.5. Determinación de conductimetría.....	52
3.2.6. Determinación de salinidad.....	53
3.2.7. Determinación de compuestos orgánicos.....	53
3.2.8. Modelo cinético multivariable.....	59
3.3 Fase 3. Procesamiento de la información recolectada.....	59
4. Resultados y Análisis.....	59
4.1. Modelo Cinético Multivariable de Aguas de Producción.....	65
4.2. Construcción Del Modelo.....	72
4.3. Costos de Energía Eléctrica.....	74
4.4. Relación kWh volumen de Hidrógeno Producido.....	75
4.5 Estudio de Costos	80
5. Conclusiones.....	82
6. Recomendaciones.....	83
Referencias Bibliográficas.....	84

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento.....	34
Tabla 2. Presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento.....	34
Tabla 3. Se detallan las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno molecular.....	36
Tabla 4. Valores seleccionados para el diseño experimentales.....	52
Tabla 5. Valor de concentración de sal y conductimetría para las aguas de producción.....	53
Tabla 6. Resultados de componentes orgánicos.....	54
Tabla 7. Resultados de los Modelos.....	55
Tabla 8. Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada.....	56
Tabla 9. Varianza.....	57
Tabla 10. Análisis de Variables.....	58
Tabla 11. Resultados de los Modelos.....	60
Tabla 12. Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada.....	61
Tabla 13. Varianza.....	63
Tabla 14. Análisis de Varianza.....	63
Tabla 15. Valor de los equipos utilizados para el proceso de Electrolisis.....	67
Tabla 16. Tarifas NO Residenciales.....	68
Tabla 17. Resultados.....	69
Tabla 18. Resultados del Estudio de Costos.....	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Agua requerida para operar.....	17
Figura 2. Captación por tipo de fuente.....	18
Figura 3. Volumen de agua fresca captada.....	19
Figura 4. Reutilización del agua.....	20
Figura 5. Destino de efluentes 2021.....	22
Figura 6. Aguas residuales urbanas tratadas en Colombia.....	23
Figura 7. Reinyección de aguas de producción.....	24
Figura 8. Localización del Campo La Cira Infantas.....	31
Figura 9. Producción de agua, petróleo y inyección de agua histórico.....	33
Figura 10. Rendimiento histórico del Campo La Cira Infantas.....	35
Figura 11. Fuentes de obtención de hidrógeno para su utilización a nivel mundial	37
Figura 12. Consumo de hidrógeno.....	38
Figura 13. Configuración del electrolizador conectado en paralelo.....	41
Figura 14. Esquema metodológico.....	49
Figura 15. Electrolizador conectado a la fuente de alimentación.....	51
Figura 16. Selección del Modelo cinético multivariable.....	55
Figura 17. Modelo de regresión lineal múltiple.....	57

Figura 18. Gráficos obtenidos por el Software Statgraphics 18	59
Figura 19. Selección del modelo.....	60
Figura 20. Construcción Del Modelo Cinético Multivariable.....	62
Figura 21. Relación de los valores predichos y observados en la producción de hidrogeno...64	
Figura 22. Diagrama de Pareto.....	65

Glosario

Ánodo: Electrodo en el que se produce una oxidación durante una reacción electroquímica.

Cátodo: Electrodo en el que se produce una reducción durante una reacción electroquímica.

Corriente: Flujo de carga eléctrica a través de un conductor.

Electrólisis: Proceso químico que utiliza electricidad para descomponer un compuesto en sus componentes.

Hidrógeno: Elemento químico con el símbolo H y número atómico 1.

Orgánico: Compuesto químico que contiene carbono y se encuentra en organismos vivos.

pH: Medida de la acidez o alcalinidad de una solución.

Salinidad: Concentración de sales disueltas en una solución.

Producción: Proceso de fabricación o creación de bienes o servicios para su venta o distribución.

Resumen

Título: Aprovechamiento de las Aguas de Producción del Campo La Cira Infantas para la Obtención de Hidrógeno mediante Electrólisis

Autores: Julio Cesar Guerra López, Robinson García Márquez.

Palabras Clave: Electrólisis, Hidrógeno, Producción, Agua.

Descripción:

La presente investigación tuvo como propósito evaluar la generación de hidrógeno a escala laboratorio a partir de la electrolisis de las aguas de producción del campo La Cira Infantas para su potencial uso en la industria. Es importante destacar que el parámetro de la relación de producción agua-petróleo (RAP) en este campo se encuentra alrededor de 14; por lo que, es necesario aplicar practicas eficientes con el medio ambiente. El aprovechamiento de las aguas de producción del campo petrolero La Cira Infantas es ideal para la generación de hidrogeno mediante electrolisis, teniendo en cuenta que su uso como vector energético, no genera gases de efecto invernadero. Las pruebas de electrolisis se realizaron empleando una fuente de alimentación EC570-90 y electrodos de grafito. Inicialmente, se generó un diseño experimental mixto 2x3x3 tomando de niveles de concentración de salinidad (2000 y 20000 mg/Lt), 3 variaciones de amperaje (100-150-200 mA), y 3 variaciones de pH (4-7-10). La medición del volumen de hidrogeno producido para cada una de las pruebas se realizó durante 15 minutos.

Los datos obtenidos fueron registrados en el software Statgraphics 18, por tanto, los parámetros estadísticos y el diagrama de Pareto mostraron que la variable más importante e influyente en el diseño planteado fue la corriente, seguido en menor proporción la concentración de sal. Entre tanto, se evidencio que el pH presento un efecto poco significativo en el proceso. Los resultados de esta investigación demuestran que el uso de aguas de producción para la generación de hidrogeno mediante el proceso de electrolisis se puede escalar en diferentes aguas de producción. Así mismo, la implementación de la electrolisis con tecnologías alternativas puede considerarse como un vector energético sostenible, el cual puede complementar la energía requerida en las etapas de extracción y diferentes actividades de superficie para la industria del petróleo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Adán Yovani León Bermúdez. Codirectores: Darío Yesid Peña Ballesteros. Michell Andrey Jiménez Caballero

Abstract

Title: Hydrogen Production Through the Electrolysis Process of Production Waters From the La Cira Infantas Oil Field.

Authors: Julio Cesar Guerra López, Robinson García Márquez.

Keywords: Electrolysis, Hydrogen, Production, Water.

Description:

The purpose of this research was to evaluate the generation of hydrogen on a laboratory scale from the electrolysis of production waters from “La Cira Infantas” field for its potential use in the industry. It is important to highlight that the parameter of the water-oil production ratio (WOR) in this field is around 14; thus, it is necessary to apply efficient practices with the environment. The use of production water from “La Cira Infantas” oil field is ideal for the generation of hydrogen through electrolysis, taking into account that its use as an energy vector, does not generate greenhouse gases. Electrolysis tests were performed using an EC570-90 power supply and graphite electrodes. Initially, a mixed 2x3x3 experimental design was generated taking salinity concentration levels (2000 and 20000 mg/Lt), 3 amperage variations (100-150-200 mA), and 3 pH variations (4-7-10). The volume of hydrogen produced for each of the tests was measured for 15 minutes.

The data obtained were recorded in the Statgraphics 18 software, therefore, the statistical parameters and the Pareto diagram showed that the most important and influential variable in the proposed design was the current, followed in a lesser proportion by the salt concentration. Meanwhile, it was evidenced that the pH had an insignificant effect on the process. The results of this research show that the use of production waters for the generation of hydrogen through the electrolysis process can be scaled in different production waters. Likewise, the implementation of electrolysis with alternative technologies can be considered as a sustainable energy vector, which can complement the energy required in the extraction stages and different surface activities for the oil industry.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Adán Yovani León Bermúdez. Co-directors: Darío Yesid Peña Ballesteros. Michell Andrey Jiménez Caballero.

Introducción

Durante el año 2020, la empresa Ecopetrol generó un volumen total de efluentes de 422,2 millones de metros cúbicos, de los cuales el 92% de éstos equivalen a aguas de producción (Ecopetrol, 2022). En el caso del campo La Cira Infantas ubicada en el Valle Medio del Magdalena, para el mes de septiembre del 2018, se reportó un corte de agua promedio del 95% y una producción de agua aproximada de 500.000 BWPD. En estas cantidades de agua se encuentran altas concentraciones de compuestos orgánicos e inorgánicos, sedimentos, sales, metales pesados y gases. Según las características del agua, se determinaron los tratamientos necesarios para llevar a cabo los procesos de desinfección, desalinización, remoción de los residuos del crudo, desgasificación, eliminación de los sólidos en suspensión y metales pesados para la reutilización del recurso, lo que permitió posteriormente darles un uso industrial (Occidental De Colombia, LLC, 2018).

Las aguas de producción provienen de la extracción de hidrocarburos, en donde se encuentran mezcladas con el crudo y/o gas. Estas aguas son un residuo poco agradable para la industria de los hidrocarburos por su alta producción, ya que, de cada barril equivalente producido en promedio, se generan 12 barriles de aguas de producción. Las empresas dedicadas a la extracción de petróleo y gas natural utilizan estas aguas para varios usos, como su reutilización en las reinyecciones, el tratamiento de estas aguas para fines agroindustriales o para vertimientos en cuerpos de aguas superficiales. Sin embargo, antes de ello, éstas deben ser sometidas a diversos tratamientos con el fin de remover las concentraciones de sustancias de interés ambiental y así, dar cumplimiento a los límites máximos permisibles establecidos en la normatividad colombiana (Ecopetrol, 2022).

Una forma de aprovechar la alta producción de estas aguas es empleándolas como materia prima en la producción de hidrógeno, un combustible con alto poder calorífico y amigable con el medio ambiente. El reto es grande, ya que no se halla libre en el medio, y debido a sus características químicas, reacciona fácilmente con otros elementos, siendo encontrado en gran medida como compuesto en la naturaleza. Por ello, se debe hacer uso de procesos como la electrólisis que permiten aportar energía para separarlo y obtenerlo en forma de hidrógeno molecular (H_2). En la actualidad, el hidrógeno se utiliza para fines industriales, más específicamente en la industria petroquímica, y en pequeñas proporciones como combustible de cohetes y automóviles.

Así mismo, esta investigación buscó motivar a que la industria petrolera diversifique su oferta energética, explorando la capacidad de producción y comercialización de nuevas fuentes energéticas diferentes a los hidrocarburos, aportando así, aún más a la transición energética a nivel mundial. La alta producción de agua en la extracción de hidrocarburos y su posterior tratamiento, suponen una gran inversión para el desarrollo sostenible de las actividades extractivistas, por lo que se plantea aprovecharlas para la obtención del hidrógeno haciendo uso del proceso de electrólisis.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Aprovechar las aguas de producción del campo La Cira Infantas para la obtención de hidrógeno mediante la electrolisis.

1.2. Objetivos Específicos

- Documentar las características fisicoquímicas de las aguas de producción provenientes del campo petrolero La Cira Infantas mediante pruebas de laboratorio.
- Evaluar el efecto de las condiciones del proceso de electrólisis y las propiedades fisicoquímicas de las aguas de producción para la generación de hidrógeno a escala de laboratorio.
- Relacionar la producción de hidrógeno a escala laboratorio con las condiciones fisicoquímicas del agua de producción haciendo uso de un modelo cinético multivariable con el Software Statgraphics 18.
- Realizar un estudio de costos de generación de hidrógeno a escala laboratorio para su potencial escalamiento a campo.

2. Fundamentación Teórica

2.1. Eficiencia Operativa en el Manejo del Agua en Colombia

El manejo integral del agua en los negocios genera valor a través de la habilitación de producción y reservas, garantiza la disponibilidad y continuidad del suministro actual y futuro de agua para los proyectos y operaciones, aportando a la sostenibilidad del recurso hídrico (Ecopetrol, 2022).

2.1.1. Agua Requerida para Operar

En el año 2021, el volumen total de agua requerida para desarrollar las actividades de la cadena de valor de Ecopetrol fue de 151,4 millones de metros cúbicos. El 74% de este volumen (111,3 millones de metros cúbicos) fue proveniente de la reutilización de efluentes, y sólo el 26% (40,1 millones de metros cúbicos) fue captado de fuentes naturales y comprado a acueductos. De acuerdo con la Figura 1, el porcentaje de reutilización frente al total de agua requerida para operar ha venido aumentando anualmente, pasando de 56% en 2017 a 74% en 2021.

Figura 1

Agua requerida para operar.



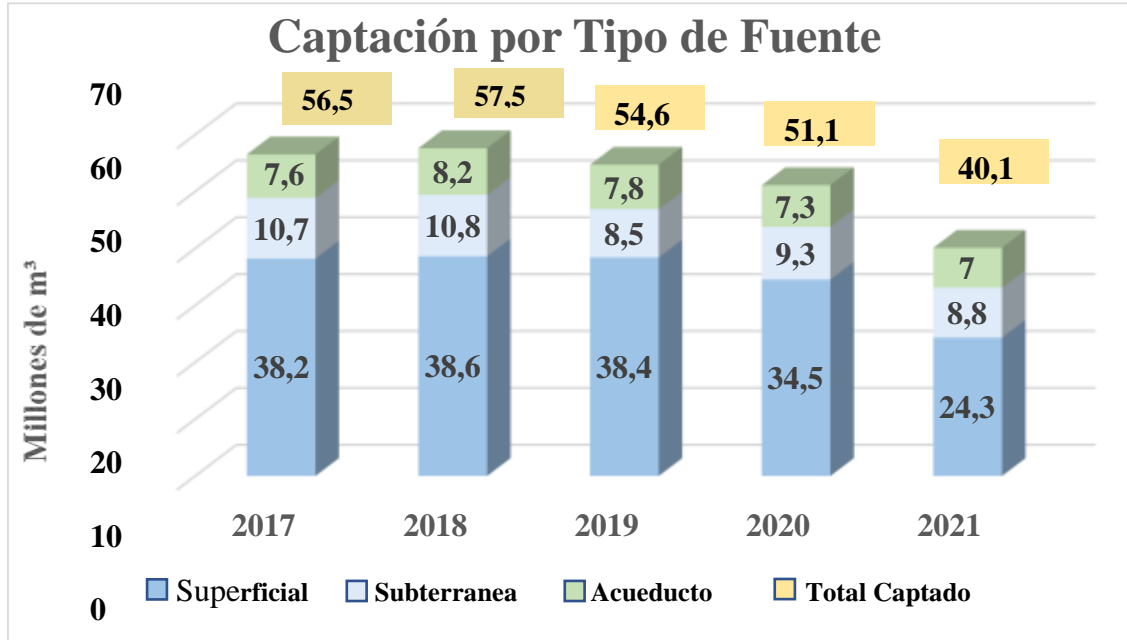
Nota: El grafico representa el porcentaje de reutilización frente al total de agua requerida para operar y cómo ha venido aumentando anualmente. Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

2.1.2. Captaciones de Agua en Fuentes Naturales y Acueducto

En el año 2021, se captaron 40,1 millones de metros cúbicos de agua (-22% frente a 2020), de los cuales el 61% son de fuentes superficiales, 21% subterráneas y 18% acueductos y proveedores externos, a través de 122 puntos de captación. También se retuvieron 0,01 millones de metros cúbicos de aguas marinas para pruebas contraincendios. Como se muestra en la Figura 2, Principalmente el agua captada se utiliza para los procesos de refinación (71,0%), seguido por producción (28,8%) y el restante 0,2% en áreas administrativas e ICP (Ecopetrol, 2022).

Figura 2

Captación por tipo de fuente.



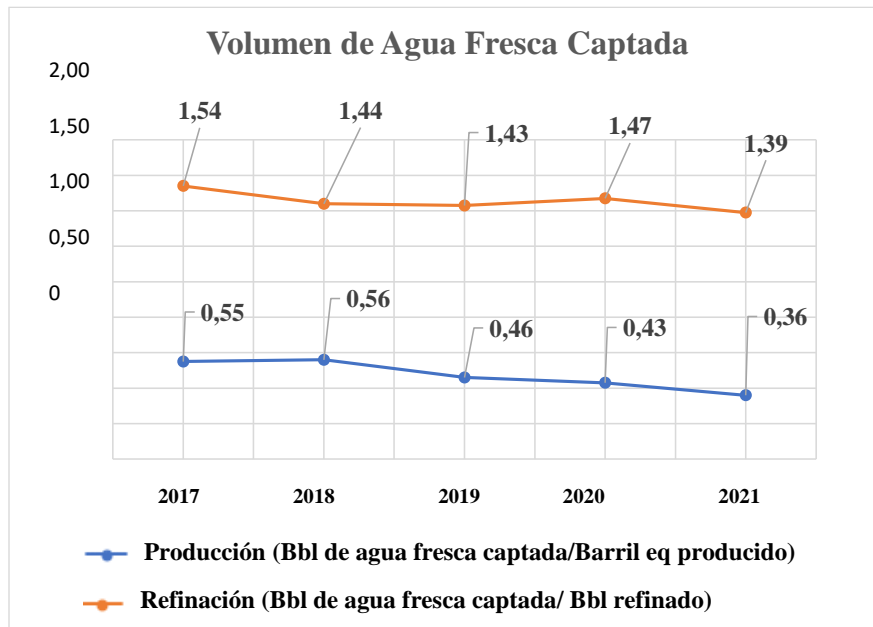
Nota: El grafico representa las captaciones de agua de fuentes naturales y acueductos. Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

2.1.3. Volumen de Agua Captada

La intensidad de extracción de agua fresca en los procesos de mayor demanda (refinación y producción) en la industria de hidrocarburos durante los últimos 5 años se presenta en la Figura 3, con respecto al año anterior, se observa una disminución del 15% en la intensidad del segmento de producción y del 6% para el segmento del *downstream* (Ecopetrol, 2022).

Figura 3

Volumen de agua fresca captada.



Nota: El grafico representa la intensidad de extracción de agua fresca para los procesos de mayor demanda (refinación y producción). Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

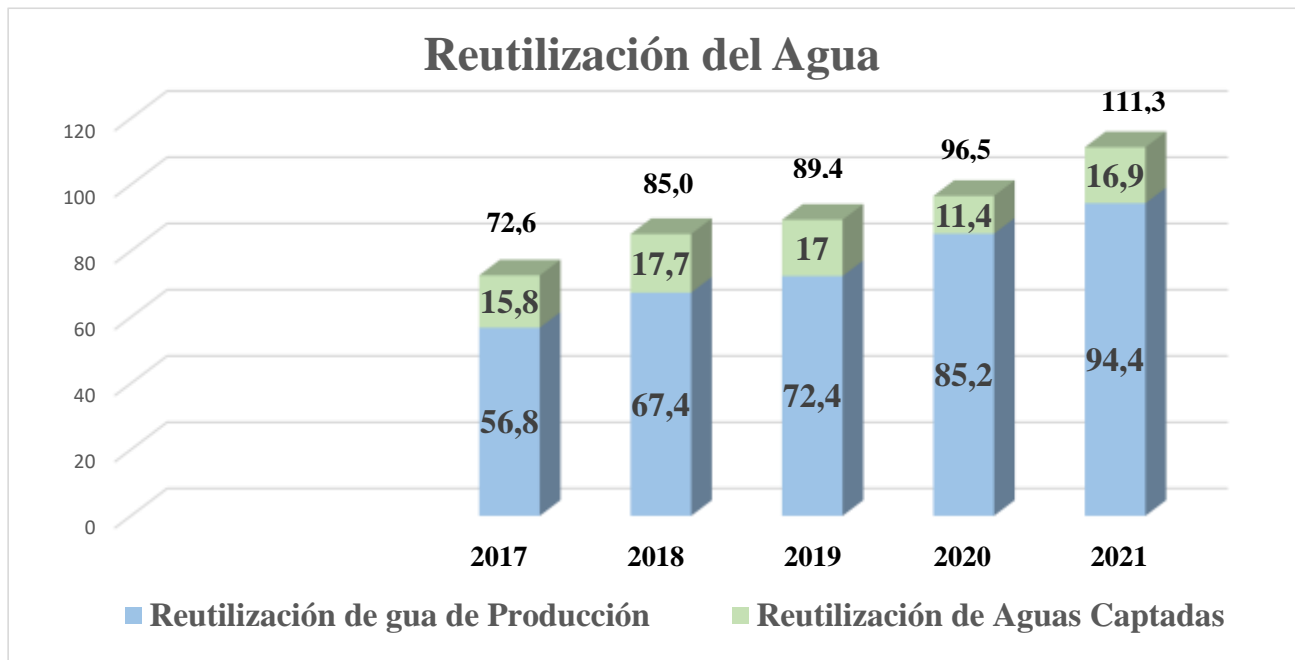
2.1.4. Reutilización de Agua

En este orden de ideas y teniendo en cuenta los datos en el informe de Ecopetrol, se observó, además; que le sigue apostando a la reutilización de aguas como estrategia para disminuir los volúmenes de captaciones de agua fresca y vertimientos. Se muestra en la Figura 4, en todo el 2021 se reutilizaron 111,3 millones de metros cúbicos de agua, que equivalen al 74%

del volumen total de agua requerida para operar, lo cual significa que Ecopetrol evitó la captación y el vertimiento de este volumen de agua. Este valor significa un aumento del 15% con respecto al volumen reutilizado en 2020 (Ecopetrol, 2022).

Figura 4

Reutilización del agua.



Nota: El gráfico representa la reutilización de aguas como estrategia para disminuir los volúmenes de captaciones de agua fresca y vertimientos. Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

2.1.5. Reutilización de Agua Captada

En el año 2021, Ecopetrol reutilizó y recirculó un total de 16,9 millones de metros cúbicos de efluentes provenientes del uso de aguas captadas. El porcentaje de reutilización, que es calculado como la relación entre el volumen de agua reutilizada-recirculada y el volumen total captado, fue del 42%, mostrando un aumento de 15 puntos porcentuales con respecto al 2020, debido a un aumento en la reutilización en la refinería de Barrancabermeja, por la identificación de corrientes de reutilización que no se venían reportando, así como un aumento en la reutilización

de la refinería de Cartagena. Por otro lado, se reutilizan aguas residuales domésticas e industriales en actividades de perforación, las cuales suelen pasar por tratamientos terciarios (ósmosis inversa y desmineralización); se utilizan nuevamente en la elaboración de lodo de perforación, lavado de equipos, agua de refrigeración para las bombas y usos industriales (Ecopetrol, 2022).

2.1.6 Reutilización de Aguas de Producción

En los procesos del Upstream (Exploración y Producción) se reutilizaron 94,4 millones de metros cúbicos de aguas de producción, que representa un aumento del 18% con respecto al 2020, principalmente ocasionado por un mejor desempeño en la reinyección para recobro en los campos Castilla, Apiay, Suria y Chichimene. El porcentaje de reutilización de aguas de producción de Ecopetrol, calculado como la relación entre el volumen de aguas de producción reutilizadas y el total de aguas de producción generadas, fue de 24%, que representa un incremento de tres puntos porcentuales por encima a lo obtenido en el año 2020 (Ecopetrol, 2022).

Los mayores volúmenes de reutilización de aguas de producción se concentran en las actividades de reinyección para mantener la presión de los yacimientos o aumentar la producción de hidrocarburos (94,3 millones de metros cúbicos), y en menor medida (0,1 millones de metros cúbicos de agua), en preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos, sistemas contraincendios, refrigeración de equipos, generación de energía en Termosuria, entre otros (Ecopetrol, 2022).

2.2. Gestión de Afluentes

Los hidrocarburos que son extraídos de los yacimientos petroleros vienen mezclados con el agua del propio yacimiento o acuíferos asociados. Estas aguas son conocidas como aguas de producción, las cuales hacen parte desde el origen de los hidrocarburos. Estas aguas pueden ser

tratadas en el mismo campo y a su vez, ser reinyectadas para mantener la respectiva presión del yacimiento y así, poder aumentar el factor de recobro, también pueden ser tratadas y vertidas en cuerpos de aguas superficiales. De igual forma, pueden ser utilizadas para actividades productivas como pueden ser la agroindustria. En Colombia, Ecopetrol reportó un volumen total de efluentes generado por sus operaciones durante el año 2020 de 422,2 millones de metros cúbicos, los cuales incluyen:

388,4 millones de metros cúbicos de aguas de producción, crudo y gas mezclado con agua (92% del total de efluentes). En promedio, por cada barril de crudo equivalente se generan 12 barriles de agua de producción. Esta mezcla es traída a superficie, en donde se separan los productos (crudo y gas) del agua. Así como 3,8 millones de metros cúbicos de aguas residuales (8% del total de efluentes), entendidas como las aguas residuales producto de la utilización del agua captada para usos industriales y domésticas (Ecopetrol, 2022).

A continuación, en la Figura 5, se presentan las diferentes alternativas que Ecopetrol tiene establecidas para sus efluentes:

Figura 5

Destino de efluentes 2021.



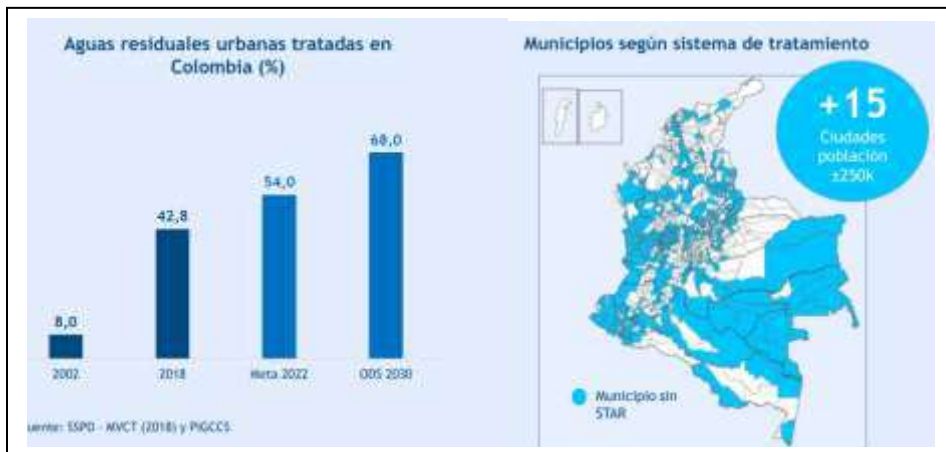
Nota: El gráfico representa las diferentes alternativas que Ecopetrol tiene establecidas para sus efluentes. Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

Así mismo, se encontró otro informe del Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales; en éste se formuló un plan para observar los avances en el saneamiento de aguas residuales priorizando las siguientes acciones: Coordinación institucional nacional y regional, planificación y establecimiento de programas regionales, optimización de la operación de STAR construidos, implementación de infraestructura de saneamiento en municipios y cuencas prioritarias, fomento a nuevas alternativas de manejo y tratamiento de aguas residuales, producción limpia, consolidación del sistema de información del recurso hídrico, reglamentación y modificación normativa, estrategia financiera.

Si bien se ha avanzado, aún hay grandes retos en el saneamiento de vertimientos de aguas residuales municipales. A continuación, en la Figura 6, se muestra las aguas residuales urbanas tratadas en Colombia. (Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales 2022. (Págs. 25 (6 y7).

Figura 6.

Aguas residuales urbanas tratadas en Colombia.



Nota: El gráfico representa el saneamiento de vertimientos de aguas residuales. Adaptada del Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales (2022) (Págs. 25 (6 y7).

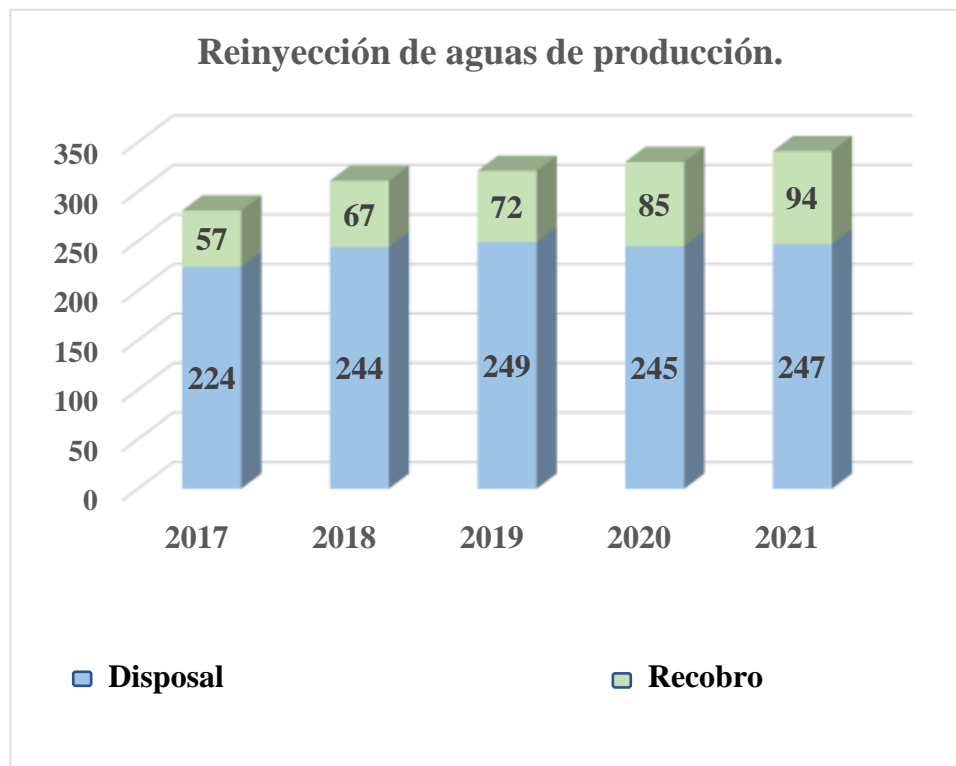
2.2.1 Reinyección de Aguas de Producción

Se reportaron 341,2 millones de metros cúbicos de aguas de producción, equivalentes al 87,6% del total producidas. Para disposición final (Disposal) se reinyectaron 246,9 millones de metros cúbicos de agua, mientras que para recobro (una forma de reutilización) se reinyectaron 94,3 millones de metros cúbicos. (Ecopetrol, 2022).

A continuación, en la Figura 7, se muestra la cantidad de agua de producción utilizada para recobro o disposal.

Figura 7.

Reinyección de aguas de producción



Nota: El gráfico representa la reinyección de aguas de producción. Adaptado de Eficiencia operativa en el manejo del agua. ECOPETROL, 2022. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostenibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>.

2.2.2 Reúso de Aguas de Producción

El reúso es otra alternativa para la gestión de aguas residuales, enmarcada dentro de la normativa ambiental colombiana. Durante el 2021 Ecopetrol reusó 2,3 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratada del Campo Castilla para el riego de cultivos forestales en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA), que equivale al 0,6% del total de aguas de producción. Con respecto al año anterior, se presentó una disminución del 26%, debido a la puesta en marcha del nuevo sistema de riego por aspersión (Ecopetrol, 2022).

2.3. Tratamiento de Aguas Residuales

El objetivo de las operaciones de tipo físico, químico, fisicoquímico o biológico es eliminar o minimizar la contaminación o propiedades no deseadas del agua, ya sea natural, de abastecimiento, de proceso también llamadas, aguas residuales. Con estas operaciones se pretende, además, obtener aguas con las características adecuadas para el uso que se les disponga posteriormente, por lo que la ejecución y procedimiento del tratamiento no es fijo, varía en función tanto de las propiedades de las aguas de inicio como de su destino final (Abastecimiento de Aguas -Tratamientos Iniciales de Potabilización. Francisco J. Pérez de la Cruz Págs.56 (4 – 30).

2.3.1 Clasificación de Tratamientos de Aguas Residuales

Estos tratamientos se pueden clasificar según el tipo de agua residual producida, ya que las características y composiciones de los compuestos varían dependiendo su origen.

2.3.1.1 Tratamientos Físicos

Los tratamientos físicos buscan eliminar partículas sólidas en suspensión que están presentes en el agua residual producida en los procesos, de tamaño variable, pueden ser grandes y mediano, así como los aceites, grasas y material orgánico, reduciendo gran cantidad de carga

contaminante en aguas residuales con sistemas de filtros, rejas, separadores, coagulación y desarenador. Dentro de los tratamientos físicos se puede clasificar en:

Sistemas de desbaste:

Este se lleva a cabo mediante rejas cuyo objeto es retener objetos voluminosos y en suspensión de un cierto tamaño que son arrastrados por el agua.

Los objetivos del desbaste son:

- Evitar depósitos y obstrucciones en canales, tuberías y conducciones,
- Interceptar aquellos elementos que, por sus dimensiones excesivas, podrían dificultar el funcionamiento de unidades posteriores y
- Aumentar la eficiencia de los tratamientos posteriores.

Retención de Rejas: Existen diferentes tipos de rejas, en función de los siguientes criterios:

- Según la inclinación: Horizontales, verticales, inclinadas o curvas
- Según la separación entre barras: Finas (< 1,5 cm), medias (entre 1,5 y 5 cm) y gruesas (entre 5 y 15 cm)
- Según el tipo de limpieza: Manual o automática (de intervalo fijo o en función del grado de obstrucción).

2.3.1.2. Tratamientos Químicos

Por otro lado, los tratamientos químicos se basan en la concentración de minerales presentes en el agua y que son perjudiciales para la salud, para este proceso se aplican los siguientes tratamientos:

- **Neutralización:** La neutralización es una tecnología utilizada en aguas residuales para ajustar el valor de pH. Por lo general se realiza después de procesos como la precipitación y la floculación. Con el fin de neutralizar aguas residuales industriales, usualmente se añaden ácidos o bases según necesidad.

- **Oxidación / Reducción:** La reacción redox (reducción-oxidación) tiene una amplia variedad de aplicaciones en el tratamiento químico de aguas residuales y en el tratamiento de agua potable. Este proceso elimina los hidrocarburos clorados y los pesticidas del agua potable.

- **Adsorción:** En la purificación de aguas residuales, el carbón activado se utiliza para sintetizar sustancias solubles en agua que no pueden eliminarse lo suficiente mediante procesos económicos como el tratamiento biológico de aguas residuales y los métodos de sedimentación y coagulación. Por lo tanto, los tintes en la industria textil solo pueden eliminarse por completo absorbiendo carbón activado.

- **Precipitación:** La precipitación es un proceso químico en el que las sustancias previamente disueltas se separan de la solución. Un método comúnmente utilizado es realizar una reacción de precipitación añadiendo sustancias adecuadas. Los metales pesados pueden ser precipitados, transfiriéndolos a hidróxidos metálicos ligeramente solubles. En ocasiones es necesaria la precipitación.

- **Floculación:** La floculación es una técnica que facilita la separación de partículas finas del agua, tanto en suspensión como en solución coloidal.

- **Intercambio de Iones:** Los intercambiadores de iones son adecuados para

la eliminación selectiva de metales pesados y aniones. Por lo tanto, se utilizan como "filtros de supervisión" después de la sedimentación / floculación. También se utilizan para ablandamiento de agua, desalación y cambios de salinización. Son particularmente importantes en la industria de los semiconductores,

2.3.1.3. Tratamientos Biológicos

Finalmente, los tratamientos biológicos reducen la concentración de materia orgánica, nutrientes y eliminan patógenos y parásitos, aprovechando microorganismos como bacterias o algas, haciendo uso de su capacidad metabólica. Generalmente, estos tratamientos consisten en la eliminación de materia orgánica biodegradable, soluble y coloidal, de la misma manera la laminación de los compuestos que tiene nutrientes como nitrógeno y fósforo. Dentro de los tratamientos biológicos se puede clasificar de la siguiente manera:

- **Sistemas Aeróbicos:** Tienen como aceptor el oxígeno, esto le ayuda a los microorganismos a tener un crecimiento más marcado, dando rendimientos energéticos altos.
- **Sistemas Anaerobios.** Para este caso el aceptor de electrones es la propia materia orgánica, siendo la fuente de carbono para el proceso, en donde su mayoría de componentes orgánicos se destinan para formación de subproductos (Biogás, CO₂ y metano), y una parte mínima se destina a la formación de los lodos, esto generando una doble ventaja cuando de rendimiento del proceso se habla.
- **Sistemas Anóxicos.** Este proceso consiste en que sus receptores no son de oxígeno ni orgánicos, en este caso los receptores suelen ser nitrato, sulfato e hidrógeno. Cuando el aceptor de electrones final es el nitrato, debido al proceso metabólico, el

nitrógeno en la molécula de nitrato se convierte en nitrógeno, captura y elimina el nitrógeno del agua en un proceso llamado desnitrificación. (Abastecimiento de Aguas -Tratamientos Iniciales de Potabilización. Francisco J. Pérez de la Cruz Págs.56 (4 – 30).

2.4. Gestión

Los procesos de gestión constituyen funciones y actividades organizadas que los actores deben llevar a cabo con el fin de lograr los objetivos sistemáticamente planteados con una buena planificación, ejecución, verificación y retroalimentación. Basando en un ciclo PHVA (Planeación, hacer, verificar y actuar).

2.4.1. Sistema de Gestión Ambiental

La gestión medioambiental ha sido un término muy popular desde principios de la década de 1970. Esta surgió debido al aumento excesivo de la población mundial, los derrames de petróleo en alta mar y las emisiones de dióxido de carbono. En el decenio de 1980 se comenzó a hablar del efecto invernadero, de la contaminación marina, de la deforestación, la pérdida de biodiversidad, la lluvia ácida, la reducción de la capa de ozono asociada a los CFC, los desechos peligrosos, la pérdida de hábitat, la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, y suministro de agua dulce, crisis energética, erosión del suelo y desertificación. Gracias a todas estas gestiones y a estos avances, la humanidad comprende que todas las actividades económicas, sociales y culturales cambiarán el ecosistema, por lo que es necesario cambiar la calidad e intensidad de estas relaciones. En este caso, la gestión ambiental parece ser eficiente, como herramienta para buscar el equilibrio entre la demanda de los recursos naturales de la tierra y la capacidad de carga de la tierra, juega el papel de un elemento básico en la búsqueda de los recursos

naturales de la tierra. En cuanto a la sostenibilidad ambiental, el principal objetivo es adecuar las actividades humanas al medio ambiente mediante la estimulación, promoción y control del medio. Misión, lo que significa que, debido a la situación de degradación actual, el comportamiento humano hacia la naturaleza ha sufrido un cambio de paradigma (Informe mundial de las Naciones Unidas. Agua y Cambio Climático, 2020. Pág. 14 -16).

Por esto se puede definir la gestión ambiental como una herramienta que confirma varias acciones, como la conservación y aprovechamiento de los recursos naturales y el medio ambiente. Para poder establecer procesos con el fin de prevenir, compensar y controlar las actividades antrópicas causantes de un mal manejo de estas.

2.4.2. Normativa ISO 14001:2015

La norma ISO 14001:2015 ayuda a las organizaciones a implementar una política para promover la protección ambiental específica para su entorno empresarial, esto fortalece su compromiso con el desarrollo sostenible y la utilización de recursos, el cambio climático y la protección de los ecosistemas. La versión revisada de la norma también examina el proceso de identificación y evaluación de factores ambientales desde la perspectiva del ciclo de vida de ISO, lo que significa que las empresas deben pensar más allá de las áreas bajo su control directo. Los objetivos deben estar completamente integrados con los procesos de la empresa. En términos de planificación y control de la cadena de evaluación, ISO 14001: 2015 introduce un nuevo conjunto de requisitos para gestionar o afectar los procesos ascendentes y descendentes, incluidas todas las actividades externas como el transporte, el embalaje y la eliminación, así como la adquisición de bienes y servicios. Por último, la organización necesita recopilar y proporcionar información sobre su impacto en el medio ambiente durante el uso del producto y la eliminación al final de su vida

útil o durante la prestación de servicios (ISO 14001 2015).

2.5. Campo La Cira Infantas

2.5.1. Historia del Campo

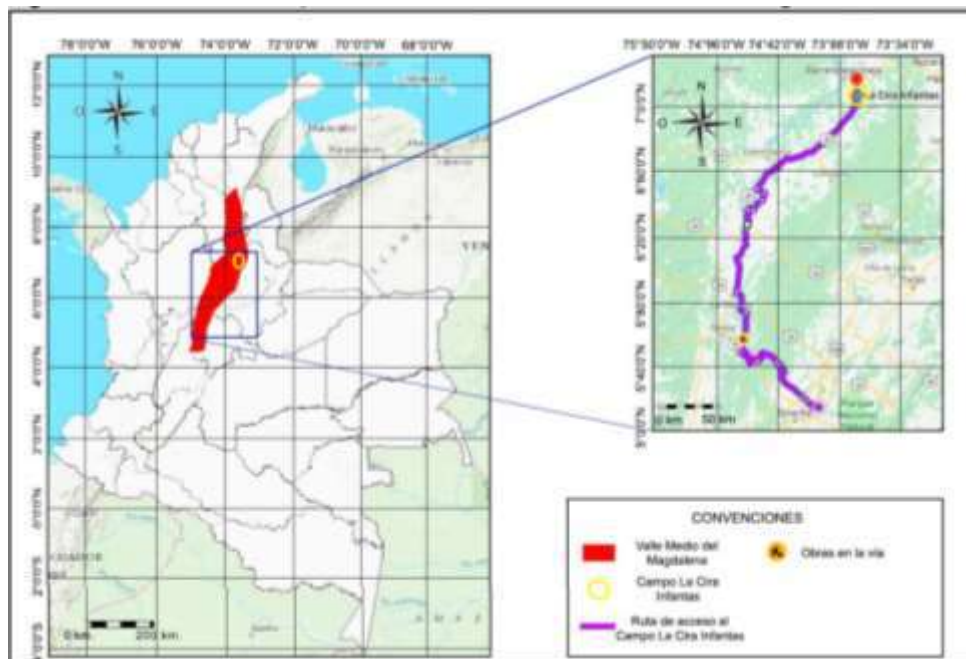
La historia de este campo data del 12 de diciembre de 1917, cuando la compañía Oil Company perforó el pozo descubridor del campo, denominado como; Infantas 2, el cual estaba a una profundidad entre los 1531 a 1580 ft en la Zona C que corresponde a la formación Mugrosa. Luego de ello; el 29 de abril de 1918 se completó el pozo, y se informó el comportamiento de los pozos Infantas 1 y 3 (Llamosa, Oscar, 2010). En 1919 Tropical Oil Company firmó la Concesión de Mares (Ecopetrol, 2018), con el fin de explotar los yacimientos petrolíferos del sitio, por espacio de 30 años. Para el año 1925 se inició la perforación del pozo LC-58 que se completó en la Zona A de la Formación Colorado. En ese mismo año hallaron las Zona B, de la Fm. Mugrosa y las arenas 116 de la Zona A en la Formación Colorado, gracias a la perforación del pozo LC-116. Se amplió la campaña de perforación y en el año 1926 existían 171 pozos productores. En 1939, el Campo La Cira Infantas tenía 786 pozos de producción activos (López Suarez, Alfonso, 2018). En 1951 el Estado Colombiano se responsabilizó de la Concesión de Mares, dando origen a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol, 2004), la cual perfora durante el período 1952-1957, 64 pozos. Desde el año 2005 hasta septiembre del 2018 el campo ha sido operado por Oxy, su área es de 39537 acres; está produciendo activamente mediante recobro por inyección de agua.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales

de Latinoamérica (ECOPETROL - Nuestra historia. 2020). En abril del 2018 el Campo La Cira Infantas cumplió 100 años de producción. Para el 2022 ya cuenta con 104 años de producción. Así mismo, para septiembre de 2018 el Campo La Cira Infantas tiene un total de 2800 pozos. De esos 2800 pozos, actualmente se encuentran 1400 pozos activos, 1000 pozos productores y 400 pozos inyectoros.

Figura 8.

Localización del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Nota. Elaborado por WALTER JULIAN CHAPARRO Y CASTRO DAVID FERNANDO ORDOÑEZ VARGAS, con base en: Geoportal del Servicio Geológico Colombiano http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/ y Google Maps. Tomado de <https://www.google.com.co/maps>

2.6. Historia de Producción

El 29 de abril de 1918 la Tropical Oil Company reportó el descubrimiento de petróleo en el pozo Infantas 2, con una producción inicial de 42 barriles por día a una profundidad comprendida entre los 1531 a 1580 ft. Meses más tarde se informó acerca del completamiento de los pozos Infantas 1 e Infantas 3. El pozo Infantas 1 reportó una producción inicial de 2000 barriles

por día (Ecopetrol, 2014).

En 1939 el Campo La Cira Infantas reportó la mayor producción histórica con 64971 barriles por día, por los 786 pozos de producción activos (Lopez Suarez, Alfonso, 2018). En 1948 la producción de petróleo disminuyó en un 93%, su producción era de 4293 Bbl. Hasta 1951 se habían perforado 1386 pozos de los cuales 1036 estaban activos produciendo 37500 BPD (Portafolio, 2018). Ecopetrol en busca de aumentar la producción se alió con la Forest Oil Company en el año 1957 para llevar a cabo recobro mejorado por inyección de agua. A finales de 1989, existían 1700 pozos en el campo, 572 correspondían a pozos productores activos y 60 pozos inyectores, que producían cerca de 7000 BPD (Llamoso, Oscar, 2010). En 2003 el campo llegó al pico más bajo de producción, 5000 barriles por día. Fue hasta 2005 que Ecopetrol se asoció con Oxy en un contrato de colaboración empresarial, para el redesarrollo del campo mediante inyección de agua. En 2015 Ecopetrol y Oxy pactaron incrementar del 17% a un 30% factor de recobro del Campo La Cira Infantas (Colombia, Presidencia de la República, 2005).

2.6.1. Método de Producción

La producción inicial del Campo La Cira Infantas se dio por flujo natural con el mecanismo primario de empuje por gas en solución. Posteriormente, debido al depletamiento natural de la presión del yacimiento, se instaló el sistema de levantamiento artificial de *gas lift*, que sería desinstalado en 1935 para continuar con un sistema de bombeo mecánico, que a la actualidad sigue siendo el más usado en el campo. Además del bombeo mecánico, en el campo hay otros sistemas de levantamiento artificial, como: bombeo por cavidades progresivas y bombeo electro sumergible. A partir de 1957 la empresa Forest Oil Company, quien operaba en ese entonces el Campo La Cira Infantas, implementó el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección

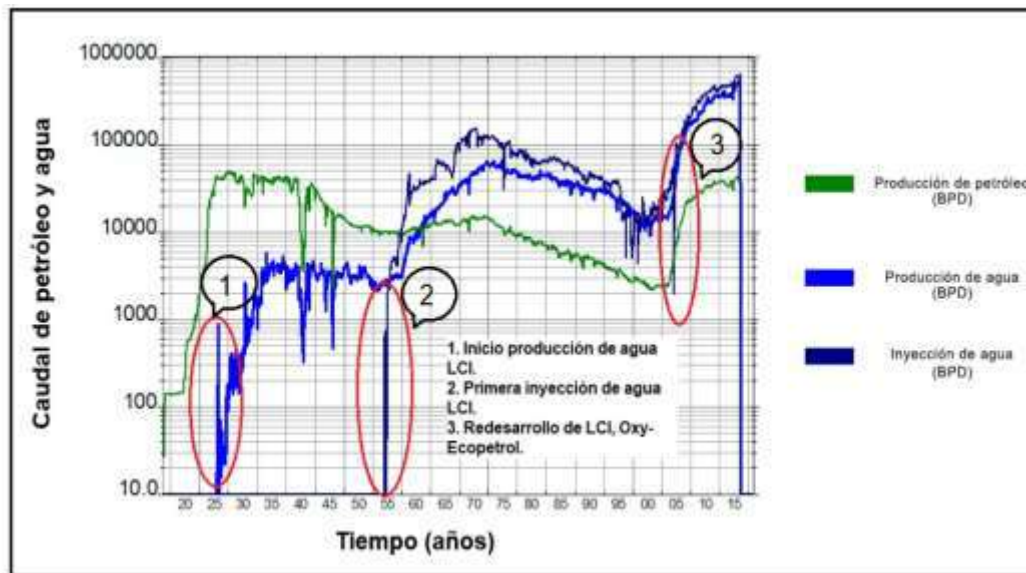
de agua (López Suarez, Alfonso, 2018).

2.6.2. Grafica de Producción

En la Figura 11. Se muestra la producción acumulada de crudo del Campo La Cira Infantas, desde el descubrimiento del pozo Infantas 2 hasta el presente.

Figura 9.

Producción de agua y petróleo e inyección de agua histórica en función del tiempo en años del Campo La Cira Infantas.



Nota: El gráfico representa producción de agua y petróleo e inyección de agua histórica en función del tiempo en años del Campo La Cira Infantas. Tomado de OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. 2018.

2.7. Características del Yacimiento

En la Tabla 1, se reportan las propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento, que fueron evaluadas en la Formación Mugrosa, Zona C del Campo La Cira Infantas.

Tabla 1.

Propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento.

Propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento		
Propiedad	Símbolo	Valor
Porosidad	Ø	16%
Permeabilidad	K	300mD
Salinidad de agua de formación	TDS	50000ppm
Saturación irreducible de agua	Swir	30%
Saturación residual de petróleo al agua	Sorw	35%
Espesor Neto Petrolífero	Hneto	200ft
Relación Neto/Total	NTG	25%
Relación de Movilidad	Mr	6 – 9

Nota. La Tabla 1, representa las propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento, que fueron evaluadas en la Formación Mugrosa, Zona C del Campo La Cira Infantas. *Tomado de: OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.*

En la Tabla 2, se presentan la presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento, en rangos ya que estas varían a lo largo y ancho del Campo La Cira Infantas.

Tabla 2.

Presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento.

Presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento		
Propiedad	Símbolo	Rango
Presión Inicial de Yacimiento	Pyi	1.100 – 1.500psi
Presión Actual de Yacimiento	Py	200 – 700psi
Temperatura	T	105 – 130°F

Nota. La tabla 2, representa la presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento, en rangos ya que estas varían a lo largo y ancho del Campo La Cira Infantas. *Tomado de OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.*

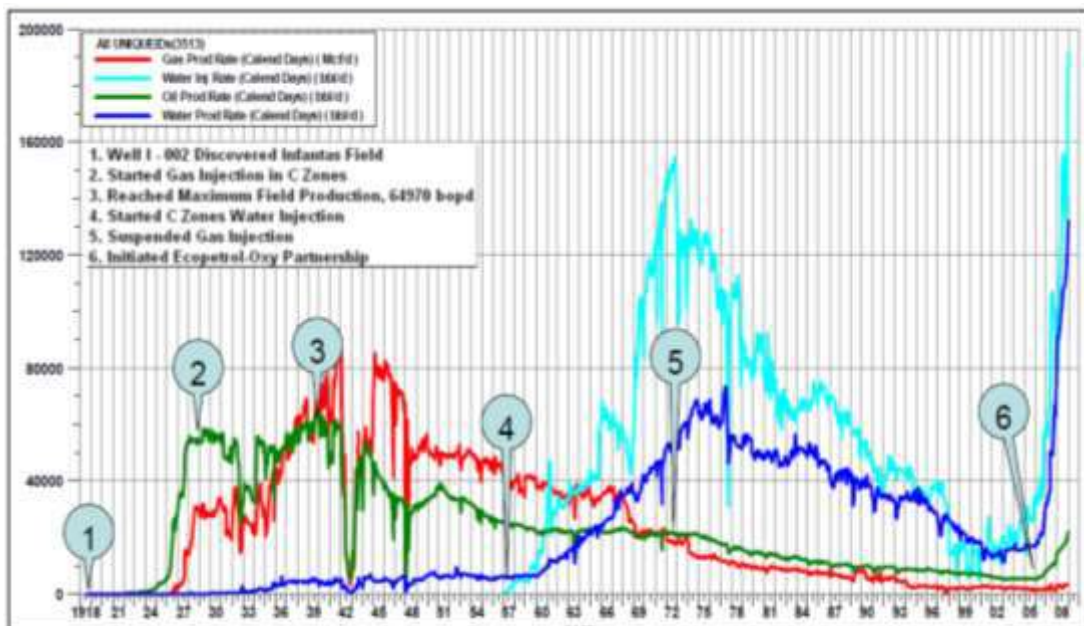
2.8. Historia de Producción e Inyección de Agua del Campo

La producción de agua en este campo comenzó a mediados de 1925, debido a que en el Campo La Cira Infantas existe un acuífero lateral débil. Entre los años 1930 a 1950 la producción de agua incremento a una tasa de 1000 a 4000 BWPD. La producción de agua es directamente proporcional al caudal inyectado. A mayor caudal inyectado, mayor producción de agua. Con el

proyecto de la Forest Oil Corporation de recobro secundario iniciado en el año 1957 el agua producida provenía en gran parte de la inyección de agua. A partir de ese momento el caudal de agua producido aumento de 4000 BWPD a 10000 BWPD. A comienzos del año 1980, la producción de agua disminuyó considerablemente a 5000 BWPD. En 2005, como se mencionó anteriormente, debido al acuerdo de colaboración empresarial para el redesarrollo del campo en la Zona C de la Formacion Mugrosa, el caudal de agua producido incrementó notablemente, superando los 100000 BWPD. En 2013, el campo reportó una producción de agua superior a los 300000 BPWD. A septiembre de 2018, se reportó que el Campo La Cira Infantas presentó un corte de agua promedio del 95% y una producción de agua aproximada de 500000 BWPD (OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC, 2018).

Figura 10.

Rendimiento histórico del Campo La Cira Infantas.



Nota. PRIETO, Maria Elizabeth. MANTILLA, Jorge, et al. *Redevelopment progress for Colombia's La Cira-Infantas Field*, artículo de la SPE 120794. 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia. Mayo 31 a junio 3 2009, p.2.

2.9. Hidrógeno

El hidrógeno es un elemento químico descubierto en el año 1781 por Cavendish quien describió sus propiedades más importantes, en condiciones estándar se comporta como elemento gaseoso, incoloro e inflamable. El hidrógeno no se encuentra en su estado elemental, la mayor parte del hidrógeno en la tierra se encuentra presente en el agua y los hidrocarburos, poseen fuerzas de atracción débiles lo que se evidencia en sus puntos bajos de fusión y ebullición (Brijaldo et al., 2021).

Tabla 3.

Se detallan las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno molecular.

Propiedades	Unidades
Longitud de Enlace	0.7416°A
Energía de Disociación a 25°C	104.19Kcal/mol
Potencial de Ionización	15.427eV
Calor de Fusión	28cal/mol
Calor de Vaporización	216cal/mol
Punto de Ebullición	-252.77°C
Punto de Fusión	-259.20°C

Nota. Tomado de Main Routes in Hydrogen Production (p.3), por Brijaldo et al, 2021.

El hidrógeno compone un sinnúmero de compuestos químicos, entre los que se pueden encontrar, la celulosa, el agua, los hidrocarburos, entre otros. Posee una reacción de oxidación produciendo 120 kJ/g de energía dando como resultado la eliminación de agua, producto de este tipo de procesos. Alrededor de un 95% de su producción están basados en la explotación de residuos fósiles, el 5% restante en metodologías como la electrólisis, termólisis y con la utilización de biomasa. (Montoya-Pérez & DuránHerrera, 2017). Este elemento tiene muchas ventajas; una

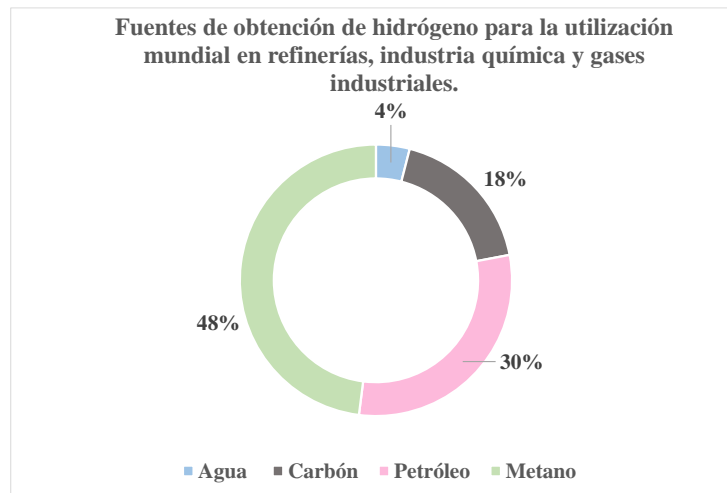
de ellas y no menos importante, es que para su producción se pueden utilizar varias fuentes, como el agua, residuos fósiles o utilizando materia de tipo orgánica. Cada una de estas vías a utilizar tiene sus ventajas y desventajas, en cuanto a porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero, costos de producción, transporte y logística (Crozzoli et al. 2020).

2.9.1 Obtención del Hidrógeno

Existen distintos tipos de Hidrógeno, cada uno está ligado a su proceso de obtención, como son el verde, azul y gris. El hidrógeno verde es producido por acción de fuentes renovables, tiene emisiones de carbono bajas alrededor de 36,4 g CO₂/MJ el proceso utilizado para su obtención es la electrólisis, aprovechando la energía fotovoltaica, eólica, hidráulica y la biomasa. El hidrógeno obtenido por la explotación de residuos fósiles es denominado hidrógeno azul, en este proceso se procura captar los gases secundarios antes que lleguen a la atmósfera para poder reutilizarlos en otros procesos posteriores. El hidrógeno gris es en costos el más económico, es en la actualidad el más sintetizado, su fuente primordial está basada en residuos fósiles a diferencia de los otros este produce emisiones de gases contaminantes que no son captados posteriormente (Sáenz Díaz,2020).

Figura 11.

Fuentes de obtención de hidrógeno para la utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales.

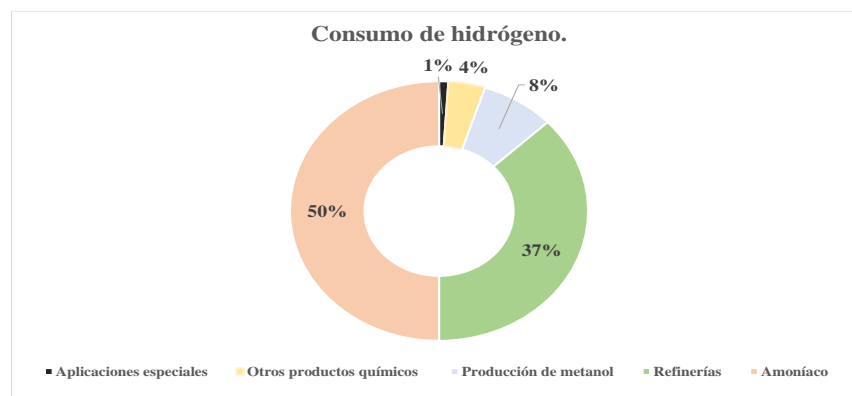


Nota. El gráfico representa las fuentes de hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales. IEA 2013 [6]. Tomado de *Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para CHILE*. (págs. 135 (15 y 16)).

En todo el mundo se producen alrededor de 50 millones toneladas de hidrógeno, aunque de esa producción, una mínima parte se utiliza para producir energía. La industria petroquímica lleva muchos años utilizando el hidrógeno como materia prima de muchos productos derivados del petróleo, también para reducir las partículas, aromáticos y azufres presentes en la gasolina y el gasóleo en complemento con procesos catalíticos. En la Figura 12, se muestra las aplicaciones en forma porcentual que se le da al hidrógeno a nivel mundial (García-Conde, A. G, 2010).

Figura 12.

Consumo de hidrógeno.



Nota. El grafico representa el consumo de hidrógeno. IEA 2013 [6]. Tomado de *Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para CHILE*. (págs. 135 (12 y 13)

El hidrógeno, al no estar libre en el planeta, sino formando compuestos orgánicos, se afirma que no es un recurso natural o fuente de energía primaria, catalogándose como un portador de energía llamado Vector Energético. Para el proceso de obtención del hidrógeno en un compuesto, es necesario aportar energía que permita su separación, y dicha energía puede ser generada por combustibles fósiles, nucleares o renovables.

Hay que resaltar que se puede obtener el hidrógeno a partir de muchas materias primas, utilizando tecnologías de proceso (química, electrolítica, biológica, foto catalítica, termoquímica), donde cada tecnología a utilizar tiene su grado de desarrollo, ventajas, desventajas y desafíos a vencer. La elección de la materia prima, tecnología de producción y la fuente de energía va a depender de varios factores, como la disponibilidad del recurso, madurez de la tecnología de proceso, tipo de demanda, aplicación de mercado, política energética y costos de obtención del hidrógeno.

Las materias primas de las cuales se puede obtener el hidrógeno se clasifican en recursos fósiles derivados del petróleo, gas natural y carbón, y en recursos renovables como el agua y la biomasa. Asimismo, la producción de hidrógeno se puede generar a partir de los

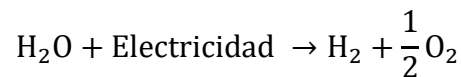
- Procesos de conversión química: (reformado, gasificación y pirolisis).
- Termo líticos: (termólisis directa y por ciclos termoquímicos).
- Electrolíticos: (electrólisis).
- Biológicos: (fermentación y digestión anaeróbica) y
- Fotónicos: (fotoelectrólisis, fotobiólisis y fotocatalisis).

La electrólisis del agua se destaca como forma de obtención de hidrógeno, ya que se utiliza el agua como materia prima y energías renovables como fuente de poder, siendo la más utilizada la energía eólica (García-Conde, A. G, 2010).

2.9.2. Producción de Hidrógeno a partir de Aguas de Producción

2.9.2.1 Electrólisis

La electrólisis es un proceso que logra la separación del hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de electricidad, la cual consiste en hacer circular energía eléctrica a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que facilita separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno, dando como resultado, la obtención de hidrógeno y como residuo, oxígeno, tal como se visualiza en la ecuación 1 (Infante, U. C., Godínez).



La electrólisis es una tecnología muy usada y reconocida por ser limpia en la obtención de hidrógeno a partir del agua proveniente de fuentes renovables. Durante el proceso de electrólisis, la corriente eléctrica fluye entre los electrodos separados y éstos, a su vez, inmersos en un electrolito acuoso, el cual es una solución alcalina que ayuda al agua a aumentar su conductividad eléctrica, reduciendo la resistencia al paso de electrones y así, facilitando el intercambio iónico para una mejor producción de hidrógeno. Las soluciones electrolíticas pueden tener sustancias como: NaCl, NaHCO₃, NaOH, entre otras, y su porcentaje en peso va a estar relacionado al volumen de agua a utilizar. Además, es requerido un separador o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno. Es importante que el agua utilizada en este proceso sea tratada previamente para lograr un nivel alto de pureza, con el fin de evitar la deposición de minerales y, por consiguiente, el deterioro de los elementos de las celdas. Logrando lo anterior, se

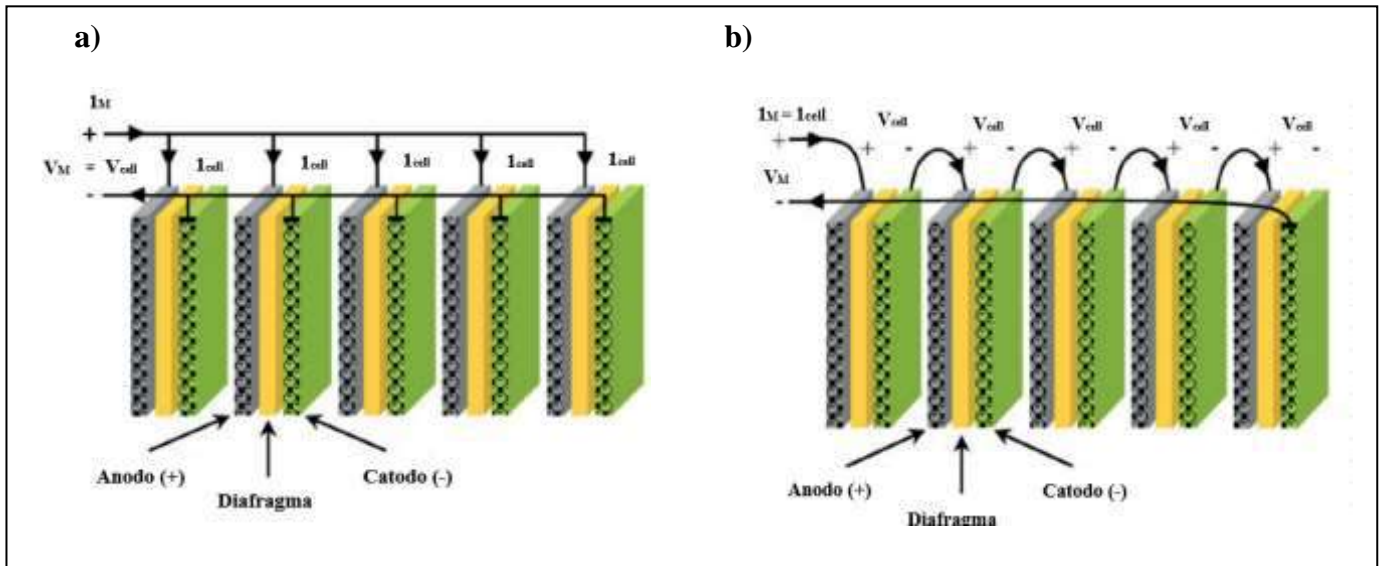
puede garantizar una pureza alrededor de un 99,999% en volumen de hidrógeno extraído. Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que confirman la celda electrolítica. De igual forma, es el elemento más básico que compone el sistema de producción de hidrógeno conocido como electrolizador. La conexión de las celdas puede ser en paralelo o en serie, tal como se muestra en la Figura 13, respectivamente (Infante, U. C., Godínez).

Actualmente, existen 3 tipos de electrolizadores que difieren principalmente en el electrolito utilizado. Según su madurez tecnológica, los electrolizadores se clasifican en alcalinos, membrana de intercambio de protones (PEM) y de estado sólido. Por otro lado, el uso de la electricidad en el proceso de obtención de hidrógeno ofrece una gran ventaja, dado que existe un abanico de fuentes primarias de energía para su producción. Sin embargo, el principal problema consiste en que la molécula del agua es altamente estable, por lo que es necesario el uso de grandes cantidades de energía para lograr su separación, de aproximadamente de 286,45 kJ/mol a 25°C.

Una forma de afrontar esta situación se basa en elevar la temperatura de trabajo, en síntesis, es recomendable disminuir el aporte eléctrico para la electrolisis, dado que el costo del hidrógeno producido será regido y dominado por el costo de electricidad utilizada, con independencia del tamaño del electrolizador (Infante, U. C., Godínez).

Figura 13.

Configuración del electrolizador conectado en paralelo



Nota. El gráfico representa la configuración del electrolizador: (a) celdas conectadas en paralelo, (b) celdas conectadas en serie. IEA 2013 [4]. Tomado de *Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para CHILE*. (págs. 135 (19 y 20)).

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se realizó una revisión bibliográfica donde se hallaron diferentes estudios experimentales con hidrógeno.

Jiménez et al. (2020) comprobaron la viabilidad del montaje de una empresa que posea como objeto social la implementación de una planta productora de hidrógeno por medio del proceso de electrolisis de aguas residuales en Bogotá, y con esto determinar si la empresa proporciona las ventajas para ser considerada viable bajo los enfoques contable, financiero y legal. Para ello se explicó el concepto del negocio y sus características más importantes, así como se realizó un estudio profundo de todos los requerimientos, tanto tecnológicos, humanos, financiero y de ubicación de la empresa necesarios para llevar a cabo el proyecto.

Álvarez C. Stephanny et al. (2020) en esta investigación los autores evaluaron las diferentes variables para un campo en Colombia, específicamente en la cuenca Valle Medio del Magdalena; concluyendo que es posible sustituir por energía solar y eólica el 34% del consumo de

energía eléctrica del campo, generando una reducción del 21% de toneladas de CO₂e provenientes de las operaciones de campo que requieren energía eléctrica para su desarrollo. Mediante el análisis del dimensionamiento se logró estimar la cantidad de paneles a utilizar, con 6 posibles alternativas; así como el uso de un aerogenerador cuyas características son dependientes de la velocidad promedio del viento. Con el propósito de contribuir al aumento de la innovación energética y el aprovechamiento de los aspectos positivos de las energías alternativas y del petróleo. Este proyecto presentó una revisión bibliográfica que mostró las diferentes fuentes de energía que pueden ser utilizadas para la generación de energía eléctrica; basándose en el consumo y potencia requerida por un campo petrolero, se dimensionó la implementación de energía solar y eólica como complemento para suplir la demanda energética del campo.

Jiménez Cerro, Shardaine et al. (2020), en el presente trabajo se realizó un estudio de microelectrólisis en el que se determinaron los parámetros operacionales adecuados (potencial de trabajo, relación de áreas cátodo/ánodo y corriente de celda) que permitieron obtener una alta producción de hidrógeno. Se utilizaron cátodos con diferentes geometrías (laminas y mallas) y superficies (acero inoxidable AISI 304 desnudo y niquelado), y ánodos recubiertos con TiO₂ bajo radiación de luz visible. Con la implementación de un pulido por sandblasting se obtuvo películas de TiO₂ estables sobre mallas de acero inoxidable para el ánodo. El uso de mallas y la electrodeposición de níquel en el cátodo condujeron a un aumento de la producción de hidrógeno. Además, la relación de área cátodo/ánodo de 0,43 permitió controlar las densidades de corriente (4,73 mA.cm⁻² en el cátodo y 2,05 mA.cm⁻² en el ánodo) para simultáneamente asegurar la producción de hidrógeno y evitar la evolución de oxígeno.

Este trabajo fue el inicio de un macroproyecto que buscó utilizar el agua de producción de

los pozos petroleros para producir hidrógeno mediante la técnica de fotoelectrólisis, el cual fue usado en celdas de combustible que abastecen de energía eléctrica los lugares donde se está haciendo la extracción del petróleo. Todo lo anterior por supuesto “in situ” y con iluminación solar. Los resultados mostraron que la electrodeposición de níquel permitió mejorar el cátodo, pues el níquel presentó un menor sobrepotencial para la reducción de hidrógeno que el acero inoxidable. Además, la corriente que se generó con el uso del cátodo niquelado fue mayor que la que se generó con el de acero inoxidable. Otro resultado fue que la distancia de separación entre los electrodos de 0,5 cm fue la que tuvo los menores requerimientos energéticos, sin embargo, la de 1 cm de separación fue la que presentó mayor variación de pH, mayor cantidad de masa oxidada en el fotoánodo y por ende mayor producción de hidrogeno con un requerimiento energético intermedio.

Carvajal Osorio, Hernán S., et al. (2019) en el artículo se presentaron resultados de un estudio técnico-económico y ambiental sobre la producción de hidrógeno (H_2) como vector energético, para una futura Economía de Hidrógeno en Colombia en aprovechamiento de abundantes recursos hidroeléctricos. Se calculó la producción y transporte de cierta cantidad de H_2 (178 kg/h), para alimentar una ciudadela de 15,800 habitantes que utilizaría celdas de combustible para abastecerse parcialmente de electricidad y calor. Se tomó la central de Amoyá, Chaparral, Tolima, como prototipo para la producción de H_2 por electrólisis. Se seleccionaron cinco celdas electrolizadoras, con consumo de 53.4 kWh/kg H_2 . Para el suministro de la energía del H_2 se compararon dos opciones de transporte: por gasoducto de 313 km o por transmisión de electricidad por la red nacional para producir H_2 cerca al usuario. Resultó más favorable la transmisión eléctrica, pero más costosa si la electricidad supera los \$67/kWh. Como demostración, se instaló dentro de la central un electrolizador acoplado a una celda de combustible para abastecer

electricidad a los sistemas auxiliares de la planta. Este estudio no comprendió aplicaciones ni aspectos de seguridad del H₂.

Bedoya Olarte, Nicolas et al. (2021) evaluaron la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua de mar utilizando energía renovable como fuente de energía eléctrica. En primer lugar, se desarrolló toda la revisión bibliográfica referente a la producción de hidrógeno en el mundo y en Colombia, siguiente a esto, se identificó las diferentes formas de producción de hidrógeno. Una de las formas innovadoras de este trabajo fue la obtención de hidrógeno a partir del agua de mar, se realizó revisiones bibliográficas referentes a la ubicación conveniente para la producción de hidrógeno por energía eólica en donde se estableció que La Guajira es el sector apropiado por sus velocidades de viento de 10 m/s y la facilidad para utilizar el agua de mar como electrolito. Una vez seleccionado el método de obtención de hidrógeno, se realizó un diagrama de flujo de proceso especificando los equipos a utilizar y un balance de materia para obtener 6,5 m³/h, datos encontrados de una planta de producción de hidrógeno para simular datos reales de producción de hidrógeno en el país.

Saenz Diaz, Carlos 2020 hizo un análisis comparativo entre dos tecnologías y se concluyó que la tecnología PEM es la más adecuada para implementar en el caso colombiano por adaptabilidad y desarrollo esperado. Por otro lado, en la revisión de literatura se exploró el panorama mundial de la producción de hidrógeno, encontrando a Japón, Alemania, Estados Unidos y Chile como los países líderes en el tema en sus respectivos continentes y se detectó que los avances más importantes que se han propuesto y logrado en el desarrollo de una economía del hidrógeno donde el sector transporte es el mercado potencial.

Finalmente, el análisis técnico económico se desarrolló a partir de un caso de estudio

donde se examinó los detalles técnicos y económicos, de dos plantas electrolizadoras tipo PEM de 3,5 MW y 150 MW, se calculó el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para 2020 mediante la herramienta “H₂A” desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). En adición se presentó un análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos, se determinó que la eficiencia y el costo de la tecnología PEM son las variables determinantes en el precio final de producción, teniendo en cuenta lo anterior y a partir de tendencias de reducción de costo tecnológico y aumentos en la eficiencia energética encontrados en la literatura, se planteó escenarios de evolución del precio de producción del hidrógeno para el 2020-2040 y se compararon con los ingresos al productor de Gas natural, Diesel y gasolina proyectados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) reportadas. Posterior a esto y con la información publicada en el Balance energético colombiano se calculó cuál hubiera sido el consumo de energía para el sector de transporte público y de carga nacional utilizando hidrógeno, se hizo especial énfasis en el ahorro energético dado por la eficiencia que se puede alcanzar con las celdas de combustible con la propuesta tecnológica en transporte de carga en tractomulas. Como conclusión, este trabajo utilizó tendencias tecnológicas reportadas en la literatura para construir escenarios donde producir hidrógeno es más económico que producir hidrocarburos en Colombia, y se especificó un mercado nacional, el transporte público y de carga.

Ramírez Camacho, Guillermo H., et al. (2020) diseñaron sistemas híbridos de distribución consistente en tener varias alternativas de fuentes de energías teniendo en cuenta que siempre debe existir un generador principal. En este caso se obtuvo energía de un sistema fotovoltaico, un almacenamiento de energía tipo celda de combustible de hidrogeno y generación convencional, para alimentar la agrupación de pozos petroleros. Para realizar el diseño se tuvo en cuenta varias

etapas; la caracterización de las cargas, líneas de transmisión, capacidad de transformadores y tensión de operación en cada uno de los nodos. El sistema de potencia se compuso por generadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y la carga. Por lo general la distancia entre las centrales de generación y el usuario final son muy extensas, debido a que las centrales generadoras como hidroeléctricas, térmicas o sistemas eólicos y fotovoltaicos, requirieron de grandes extensiones de terreno y recursos que no se encuentran en las zonas urbanas. La línea de transmisión hizo posible la conexión entre la generación y la subestación de distribución, dicha transmisión se realizó a altos niveles de tensión, esto con el fin de que los conductores sean de un menor diámetro y controlar las pérdidas en la línea. En cada uno de estos segmentos existen transformadores, que según sea el caso aumentan o disminuyen la tensión. En el sistema de potencia se tuvo que garantizar: La confiabilidad, seguridad, disponibilidad, costos y calidad, para que tuviera un sistema óptimo y eficiente.

Vargas Guarín, Luis D., (2020) habló de los avances en el tratamiento de las aguas de producción; según Sandra Mesa et al.⁵¹, las nuevas tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción son las que utilizan membranas bajo presión, tales como ultrafiltración, microfiltración, nanofiltración y osmosis inversa; además, la industria petrolera ha hecho investigación en alternativas más eficientes para la remoción de compuestos contaminantes entre las que destacan oxidación avanzada simple y combinada, fotocátalisis, electro oxidación y oxidación de agua super crítica. A la luz de la recopilación de las tecnologías desarrolladas para la industria petrolera, en Colombia no hay suficiente información que recopile si las empresas están utilizando tecnologías actuales para sus procesos de tratamiento. Por ejemplo, se encontró que Ecopetrol en su planta moderna de Acacias trata diariamente 300000 BWPD para la producción

del pozo Castilla, pero no se reportó el tipo de tratamiento utilizado en esta planta moderna.

Sin embargo, como se notó anteriormente, los tratamientos de placas corrugadas es el más utilizado.

Mayorga Huerfano, Diana L., (2015) resaltó todo lo relacionado con La Estación de Recolección y Tratamiento -ERT- en el Campo Casabe, utilizando 53 Posos de diseño; una capacidad de diseño de 38.000 BFPD (4.300 BOPD y 33.700 BWPD); una capacidad operacional de 35.800 BFPD (3.800 BOPD y 32.000 BWPD). En la actualidad el número de pozos es de 42 CBE + 5 PB&BR + CBSR 3 para un total de (50 pozos). Teniendo en cuenta la producción de crudo actual en la estación: 3666 BOPD y la producción de agua actual en la estación: 15418 BWPD. En cuanto los equipos, utilizó 4 separadores de prueba, tratador térmico-electrostático, depurador de gas, 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bbls, depurador de aire, separador API, piscinas de retención y oxidación. De esta manera la autora continuó con las demás Estaciones de Recolección y Tratamiento.

Saavedra Traslaviña, Stiven., y Sáenz Rojas, Kevin D., (2018) evaluaron la implementación del reporte en campo y de acuerdo con la visita realizada al cabezal de entrega del vertimiento que se dirige al Caño rubiales en el Campo Rubiales. Para lo cual; registraron los siguientes parámetros, y fueron analizados así: un Caudal registrado 1 de marzo de 2018 de 452.544,34 BWPD. Según los parámetros el caudal autorizado en el punto de medición fue de 306.903 BWPD. Teniendo en cuenta un caudal incremental de 147%. En cuanto al Contenido de cloruros registrado 1 de marzo de 2018; el punto De Medición. CE; Los cloruros registrados fueron 399 mg/L. los cloruros autorizados en este campo fueron menores a 250 mg/L; obteniendo así un incremento de cloruro de 159%. En cuanto a Medida de pH registrada en el Punto de medición

CE; se registró un pH de 6,02 y un pH autorizado de 6 a 9, estando dentro del rango permitido. Y según el valor obtenido en el punto de medición con el kit de muestreo del agua, la temperatura que se registró no superó el valor normal para el vertimiento del agua obteniendo un valor real de 27,9°C.

Artunduaga Paris, María J., et al. (2021) describieron las principales características de los dos campos Caño Limón y Carrizales, evidenciaron que en el reservorio: La Carbonera Sup (C4-C5) Carbonera inf (C7-Mirador) Gacheta (K1) Ubaque (K2), se obtuvo una producción de agua de 360.000 BWPD y 23.726 BOPD. En el campo Carrizales en cuanto a los reservorios Carbonera C5, Gacheta y Ubaque se obtuvieron 42.000** BWPD y 216 BOPD respectivamente.

Cada uno de estos trabajos investigativos, tuvo gran relevancia para el presente trabajo, porque aportaron significativamente datos desde la tecnología de la electrolisis y fuentes de energía renovables como la energía solar mediante paneles fotovoltaicos. Así mismo contribuyeron con información de aguas de producción de diferentes campos petroleros en el contexto colombiano.

3. Metodología

A continuación, se describen las fases y actividades metodológicas que se llevaron a cabo en esta investigación, que permitieron el cumplimiento de los objetivos planteados. En la Figura 14 se presenta el esquema metodológico con las principales etapas del proyecto.

3.1. Fase 1.

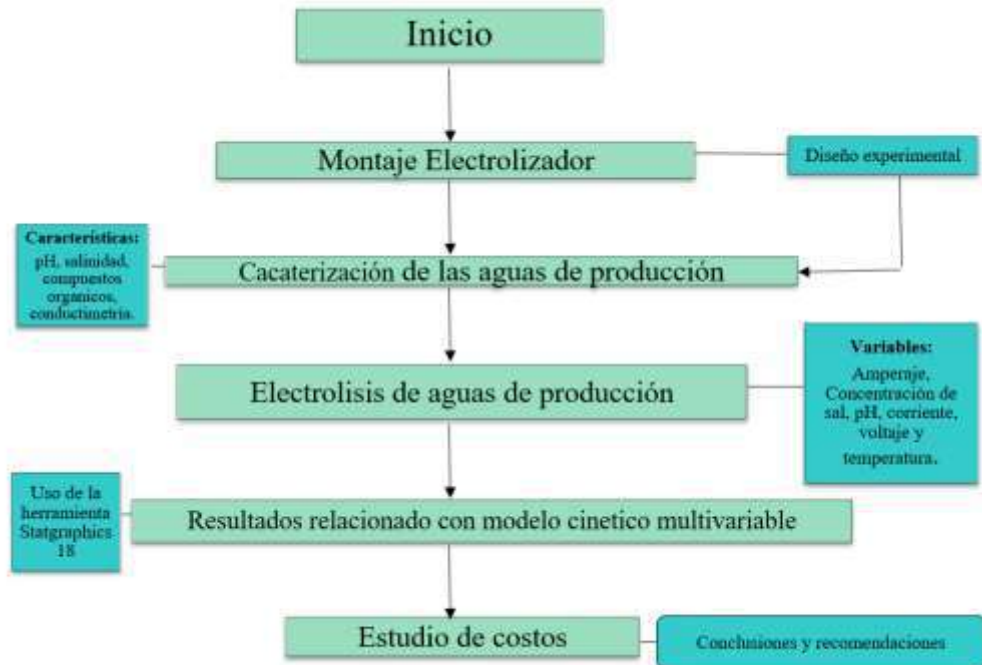
Organización sistemática del trabajo de investigación.

Esta fase comprendió la organización y elaboración del trabajo de manera sistemática; es decir, la definición del problema y de los objetivos, y la selección de las herramientas idóneas para

los procesamientos. Así mismo, la técnica de recopilación documental, a partir de indicadores derivados de un marco teórico que también fue construido en esta misma fase.

Figura 14.

Esquema metodológico



Nota. La figura 14 representa el esquema metodológico de esta investigación. Elaboración propia.

3.2. Fase 2.

Realización de la experimentación

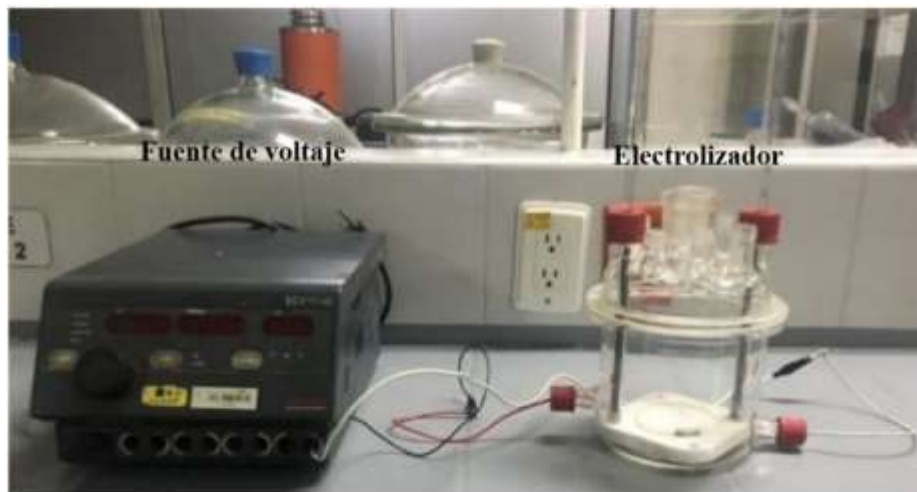
Completada la Fase 1, se adelantó un trabajo de campo consistente en el contacto directo con los insumos proporcionados por la universidad para llevar a cabo el trabajo de investigación. En esta fase también se recolectó la información y se organizó en tablas y figuras para el posterior análisis.

3.2.1. Montaje Electrolizador

Para realizar el proceso de electrólisis, se diseñó y construyó un electrolizador con una carcasa de vidrio junto a una camisa de aluminio que se acopla a el cuerpo de esta para lograr un mayor sello al cierre. Se emplearon tapones de caucho para evitar fugas de agua a los lados de las conexiones. Adicionalmente, se emplearon dos electrodos de grafito con área superficial de 18.5 cm² cada uno, los cuales tienen un 99% de pureza según indicadores del fabricante, y a su vez, cumplen las funciones de cátodo (electrodo negativo de una cuba electrolítica al cual se dirigen los cationes de la disolución) y ánodo (electrodo positivo de una cuba electrolítica al cual se dirigen los aniones de la disolución). Por último, se instalaron 2 probetas con capacidad de 25 m L por encima de los electrodos para capturar el oxígeno e hidrógeno producido durante el proceso. El electrolizador fue construido en el laboratorio del Grupo de Investigaciones en Corrosión GIC. En la figura 15 se puede observar el electrolizador construido en laboratorio para su uso en el experimento.

Figura 15.

Electrolizador conectado a la fuente de alimentación.



Nota. La figura 15 representa el electrolizador conectado a la fuente de alimentación. Elaboración propia.

Para llevar a cabo la electrolisis, el electrolizador se conectó a una fuente de alimentación EC570-90 (Thermo Electron Corp., EE. UU.), que suministra el voltaje y amperaje según el requerimiento y la variación deseada durante el proceso.

3.2.2. Diseño Experimental

Una vez teniendo el montaje del electrolizador junto con la fuente de alimentación completada, se procedió a escoger las variables y características de la solución que podrían tener un mayor impacto en la generación de hidrógeno, teniendo en cuenta su comportamiento a ser sometidos a energía eléctrica y relación con la producción de hidrógeno, como lo son:

- **pH:** Podemos definirlo como el coeficiente que indica el grado de acidez o basicidad de una solución acuosa. También indica el Potencial de Hidrógeno y mide la actividad de los iones hidrógeno expresados en términos cologarítmicos decimales o la inversa del logaritmo de base 10 presentes en el agua. (Quiagral SAC. 2019).
- **Salinidad:** Es una medida de todas las sales disueltas en el agua. La sal se disocia en iones con una pequeña carga eléctrica (el catión sodio Na^+ y el anión cloruro Cl^-). Estos iones pueden moverse libremente en la disolución, ya que la fuerza entre las partículas en un líquido es mucho más pequeña que en un sólido. Por ello, si introducimos los extremos de un circuito eléctrico en una disolución de sal, el movimiento de las partículas cargadas (iones) permitirá el paso de la corriente eléctrica. (Cromtek. 2022).
- **Intensidad de corriente:** Es la cantidad de electricidad o carga eléctrica que circula por un circuito en la unidad de tiempo.

Por lo que se generó un diseño experimental mixto 2x3x3. para obtener datos más precisos y confiables, tomando 2 concentraciones de salinidad, con 3 variaciones de pH y 3 variaciones de intensidad de corriente, dando un total de 18 pruebas experimentales. Adicionalmente, las pruebas se realizaron por duplicado.

En la Tabla 4, se muestra un cuadro con los valores seleccionados de pH, concentración de sal e intensidad de corriente que fueron variando por cada corrida del experimento para evaluar la producción de H₂ cambiando las condiciones iniciales de la solución.

Tabla 4.

Valores seleccionados para el diseño experimentales.

Salinidad [mg/L]	pH	Amperaje [mA]
2000	4	100
	7	150
20000	10	200

Nota. La tabla 4 representa los valores seleccionados para el diseño experimental. Elaboración propia.

Posteriormente, se formuló un agua sintética con las condiciones iniciales de pH, salinidad y se variaron los valores de intensidad de corriente y con ayuda de la fuente; se variaron los valores de amperaje. Para cada prueba se tomaron volúmenes de 1 litro para cada solución. Por otro lado, se utilizaron 2g y 20g de Cloruro de sodio (NaCl) para aumentar la concentración de sal a 200 y 20000 mg/L respectivamente. Así mismo se utilizaron disoluciones de ácido clorhídrico (HCl) 0.1 M, y de hidróxido de sodio (NaOH) 0.1 M para variar el pH del agua.

3.2.3. Caracterización de las aguas de producción.

Se procede a realizar la caracterización de las aguas de producción del campo La Cira-Infantas, con el fin de tener las condiciones iniciales de la solución antes del proceso de electrólisis.

3.2.4. Determinación del pH

Se determinó el valor del pH a temperatura ambiente mediante el instrumento Hach sensION 3 Benchtop pH/mV Meter, 110 VAC, (Hach©, EE. UU.), un pHmetro electrónico, obteniendo un valor de 6.8 de pH, siendo una solución neutra en la escala de pH.

3.2.5. Determinación de conductimetría

Para calcular la conductimetría se empleó el equipo Hach SensION 5 Waterproof Conductivity Meter, arrojando un valor de 36,8 mS a temperatura ambiente.

3.2.6. Determinación de salinidad

Se determinó por conductimetría de aguas sintéticas con una salinidad de 6250 mg/L, 12500 mg/L, 25000 mg/L, 37500 mg/L, 75000 mg/L respectivamente a 24,64 °C seguido de esto se procedió a calcular la conductimetría del agua de producción del campo La Cira Infantas cuyo valor fue de 36.8 mS. Los cálculos de caracterización se realizaron empleando el método de regresión lineal usando la intercepción del eje y hallando la pendiente. En la tabla 5 se muestran los resultados preliminares de la muestra del agua de producción del campo La Cira Infantas, dándonos los siguientes resultados:

Tabla 5.

Valores de concentración de sal, pH y conductimetría para el agua de producción del campo La Cira Infantas.

Características	Aguas de Producción
Conductimetría, Ms	36,8
Concentración de sal, mg/L	24118,0425
pH	6.8

Nota. La tabla 5 representa los valores de concentración de sal, pH y conductimetría para el agua de producción del campo la cira infastas. Elaboración propia.

3.2.7. Determinación de compuestos orgánicos:

Para calcular la masa de los componentes orgánicos presentes en las aguas de producción

de La Cira-Infantas, se adicionaron 500 mL de diclorometano (CH_2CL_2) un litro de agua de producción dentro de un embudo de decantación. Posteriormente, se dejó en reposo durante 24 horas, luego de este intervalo de tiempo se observó las 2 fases presentes en la solución, evidenciando la separación de las fases que generó el diclorometano por diferencia de densidades. Seguido de esto, se procedió a pesar el balón de destilación implementado para el proceso de rotoevaporación de la solución en el equipo IKA RV 10 Digital V, para la separación de los compuestos orgánicos. Durante el proceso de roto vaporación el diclorometano fue recuperado.

Tabla 6.

Resultados de componentes orgánicos.

Características	Aguas de Producción
Componentes orgánicos, mg/lt	
G	0,1039

Nota. La tabla 6 representa los resultados de los componentes orgánicos. Elaboración propia.

Con esto, se da el cumplimiento con el primer objetivo específico planteado: Documentar las características fisicoquímicas de las aguas de producción provenientes del campo petrolero la Cira Infantas mediante pruebas de laboratorio.

3.2.8. Modelo cinético multivariable

El modelo cinético multivariable fue realizado tomando las variables como la intensidad de corriente, pH, concentración de sal, temperatura y fueron analizadas mediante el software Statgraphics 18 seleccionando los mejores valores de cada uno.

Para las pruebas de electrolisis se realizaron empleando una fuente de alimentación EC570-90 y electrodos de grafito. Inicialmente, se generó un diseño experimental mixto 2x3x3 tomando de niveles de concentración de salinidad (2000 y 20000 mg/Lt), 3 variaciones de amperaje (100-

150-200 mA), y 3 variaciones de pH (4-7-10). La medición del volumen de hidrogeno producido para cada una de las pruebas se realizó durante 15 minutos.

3.3. Fase 3.

Procesamiento de la información recolectada.

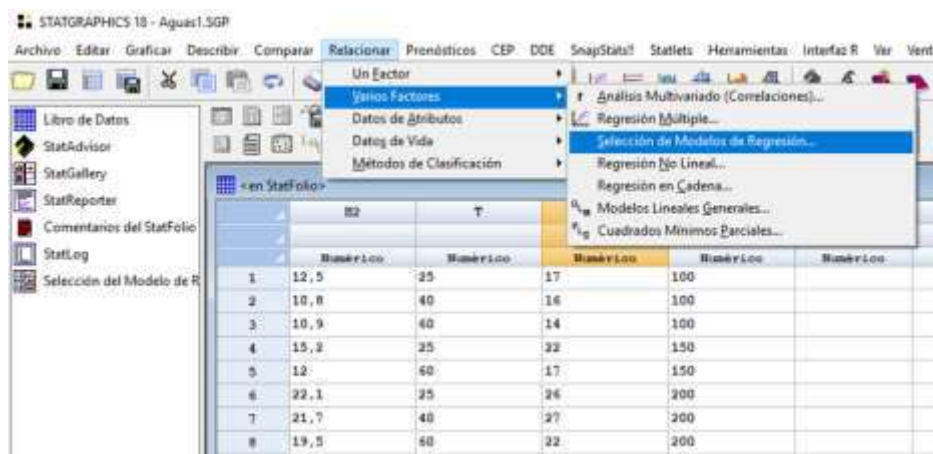
Esta fase incluyó el procesamiento de la información recolectada. Es importante tener en cuenta que el propósito de la investigación fue obtener información y evaluar la generación de hidrógeno a escala laboratorio a partir de la electrolisis de las aguas de producción del campo La Cira Infantas para su potencial uso en la industria.

4. Resultados y Análisis

Para la selección del modelo cinético multivariable se tuvo en cuenta los parámetros de cada variable en donde implementan la temperatura (T), el voltaje (V) y la intensidad de corriente (I) como variables independientes. Además, el modelo que tiene mayor incidencia al momento de generar un parámetro H₂ (figura 16).

Figura 16.

Selección del Modelo cinético multivariable.



Nota. La figura 16 representa la selección del modelo cinético multivariable. Elaboración propia.

De igual manera la selección del modelo estuvo enmarcada por los parámetros estadísticos anteriormente determinados y se buscó encontrar el ajuste estadístico, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7.

Resultados de los Modelos.

CME	R-Cuadrada			Variables
	R-Cuadrada	Ajustada	Cp	Incluidas
30,78	0,0	0,0	27,9574	
30,78	14,2857	0,0	29,7332	A
8,16928	77,2507	73,4591	3,72506	B
4,55	87,3294	85,2177	0,30259	C
6,18075	85,6569	79,9196	2,87055	AB
5,17557	87,9895	83,1853	2,07845	AC
5,07735	88,2174	83,5044	2,00105	BC
6,34502	88,2205	79,3859	4,0	ABC

Nota. La figura 14 representa los resultados de los modelos. Elaboración propia.

La Tabla 7 mostró resultados en donde se ajustaron una variedad de modelos de regresión múltiple en donde se buscó describir la relación entre H₂ y las 3 variables predictoras las cuales son A=T (tiempo, min), B=V (voltaje, mV) y, C=I (corriente, mamp).

Los modelos se ajustaron relacionando todas las combinaciones desde 0 hasta 3 variables, en la Tabla 8, se muestran el cuadrado medio del error (CME), los valores de R-Cuadrada ajustada y sin ajustar y el parámetro estadístico Cp de Mallows.

Tabla 8.

Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada

CME	R-Cuadrada	R-Cuadrada Ajustada	Cp	Variables Incluidas
4,55	87,3294	85,2177	0,30259	C
5,07735	88,2174	83,5044	2,00105	BC
5,17557	87,9895	83,1853	2,07845	AC
6,18075	85,6569	79,9196	2,87055	AB
6,34502	88,2205	79,3859	4,0	ABC
8,16928	77,2507	73,4591	3,72506	B
30,78	14,2857	0,0	29,7332	A
30,78	0,0	0,0	27,9574	

Nota. La tabla 8 representa los valores con mayor R-cuadrada ajustada. Elaboración propia.

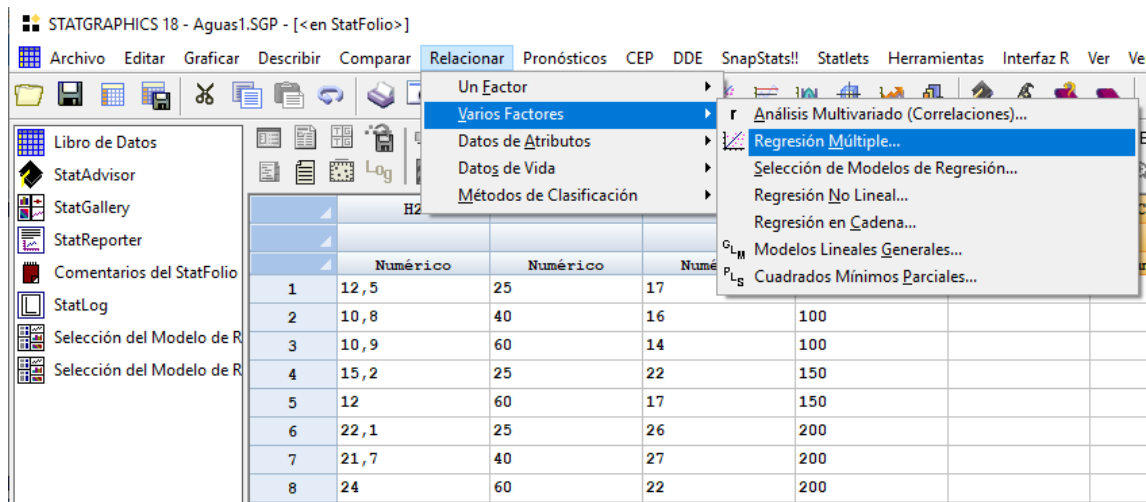
La Tabla 8, describe los modelos que dieron como resultado valores más elevados de R-Cuadrada ajustada, el estadístico de R-Cuadrada ajustada midió la proporción en la que varía H_2 que es definida y explicada por el modelo. Los valores altos de R-Cuadrada ajustada corresponden a valores pequeños de cuadrado medio del error (CME).

Entre estos se muestran 5 modelos en cada subconjunto donde los valores estuvieron entre 0 y 3 variables y el mejor modelo seleccionado fue el que contiene la variable (I) el cual es un parámetro fundamental al momento de generar H_2 . Además, de acuerdo con el análisis estadístico se evidencia las variables V y T son parámetros no significativos al momento de generar H_2 en la selección del modelo de aguas sintéticas. Por otra parte, el diagrama de Pareto mostró que la variable más importante e influyente en el diseño planteado fue la corriente, seguido en menor proporción la concentración de sal.

En la tabla 17 se muestra la construcción del modelo de regresión múltiple usando la herramienta Statgraphics 18.

Figura 17.

Modelo de regresión lineal múltiple.



Nota. La figura 17 representa el modelo de regresión lineal múltiple. Elaboración propia.

La salida definió los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación que se encuentran entre H₂ e (I) variable independiente.

La ecuación modelo ajustada es:

$$H_2 = -0,65 + 0,112 * I \quad (3)$$

Estos se definieron porque el valor-p que se encuentra en la tabla ANOVA es menor que 0,05 y se encontró que existe una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza del 95,0%. (tabla 8).

Tabla 9.

Varianza

Parámetro	Estimación	Error Estándar	Estadístico T	Valor-P
CONSTANTE	-0,65	2,71915	-0,239046	0,8190
I	0,112	0,0174165	6,4307	0,0007

Nota. La tabla 9 representa la varianza. Elaboración propia.

Por otra parte, en la tabla 9 se muestran los parámetros estadísticos reportados en el análisis

de varianza. El parámetro estadístico R-Cuadrada indicó que el ajuste en el modelo es de 87,3294% de variabilidad con respecto a H₂.

El parámetro estadístico de R-Cuadrada ajustada es la más indicada para comparar modelos con distintos números de variables independientes ya que es 85,2177%, el error estándar del estimado arroja que es 2, 133307. Este valor se pudo utilizar posteriormente para construir límites para nuevas observaciones. El error absoluto medio (MAE) de 1,2875 es el valor promedio de los residuos. El estadístico de Durbin-Watson (DW) examinó los residuos para determinar si hay alguna correlación significativa basada en el orden en el que se presentan en el archivo de datos. Puesto que el valor-P es mayor que 0,05, no hay indicación de una autocorrelación serial en los residuos con un nivel de confianza del 95,0%.

Para determinar si el modelo se podía simplificar, se determinó que el valor-P más alto de las variables independientes es 0,0007, que corresponde a I. Ya que el valor-P es menor que 0,05, ese término es estadísticamente significativo con un nivel de confianza del 95,0%.

Tabla 10.

Análisis de Variables

Fuente	Suma de Cuadrados	G1	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Modelo	188,16	1	188,16	41,35	0,0007
Residuo	27,3	6	4,55		
Total (Corr.)	215,46	7			

Nota. La tabla 10 representa el análisis de variables. Elaboración propia.

Parámetros adicionales:

R-cuadrada = **87,3294** por ciento

R-cuadrado (ajustado para g.l.) = **85,2177** por ciento

Error estándar del est. = **2,13307**

Error absoluto medio = 1,2875

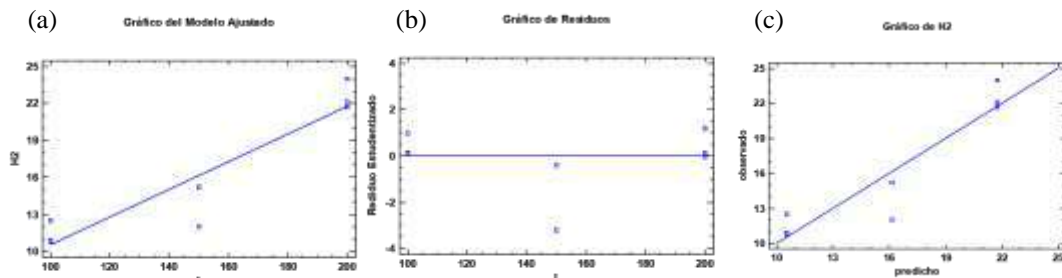
Estadístico Durbin-Watson = 1,48462 (P=0,0886)

Autocorrelación de residuos en retraso 1 = 0,0953297

En la figura 18 se reportan los gráficos obtenidos en relación con el ajuste del modelo y el comportamiento entre los valores calculados (predichos) y experimentales (obtenidos). Para esta última fase sé valida que la variable independiente con mayor incidencia al momento de generar H₂ fue la corriente (I).

Figura 18.

Gráficos obtenidos por el Software Statgraphics 18: a-Gráfico modelo ajustado, b-gráfico de residuos y -c- Relación de valores predichos vs observados.



Nota. La figura 18 representa los gráficos obtenidos por el software Statgraphics18. Elaboración propia.

En general, los parámetros estadísticos como el gráfico de predichos vs observados indican tendencias aceptables para la estimación del rendimiento de hidrogeno (H₂). Sin embargo, para mejorar estas tendencias y construir buenos modelos se recomienda ampliar el intervalo de la variable I en estudio, con la finalidad de obtener un mayor número de ensayos.

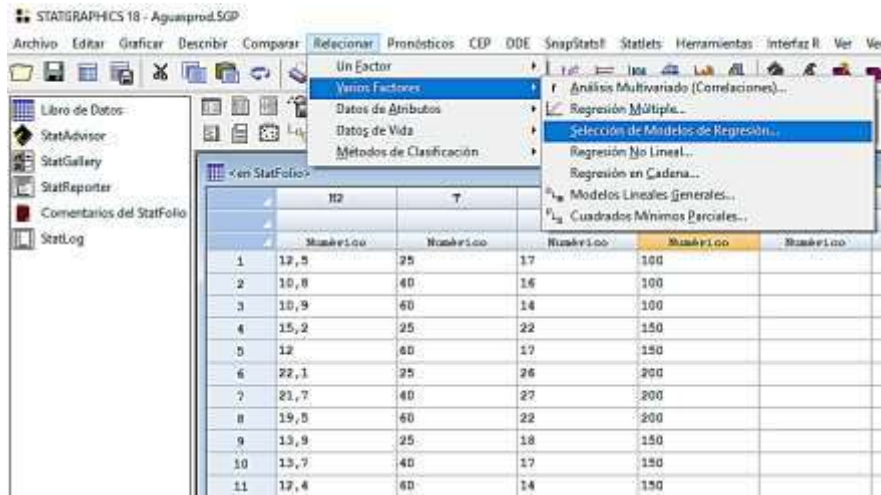
4.1. Modelo Cinético Multivariable de Aguas de Producción

La figura 19 muestra los procesos para la selección del modelo de regresión H₂ para aguas de producción en donde la variable dependiente es H₂ y las variables independientes son A=T,

B=V, C=I.

Figura 19.

Selección del modelo.



Nota. La figura 19 representa la selección del modelo cinético. Elaboración propia.

La figura 19 muestra los valores estadísticos más representativos en donde relacionaron los parámetros BC dando como resultado un valor de R-Cuadrada ajustada de 94,9185 el cual indicó la variabilidad con respecto a H2. De esta manera, los resultados permiten evidenciar que las variables independientes B=V (voltaje), C=I (corriente) son las variables significativas al momento de representar la salida de los resultados.

Tabla 11.

Resultados de los Modelos.

CME	R-Cuadrada	R-Cuadrada Ajustada	Cp	Variables Incluidas
17,4942	0,0	0,0	129,816	
17,4942	10,0	0,0	123,678	A
2,04379	89,4856	88,3173	7,59565	B
3,75631	80,6754	78,5282	19,8256	C
1,77427	91,8864	89,858	6,263	AB
2,94388	86,5378	83,1722	13,6877	AC
1,11121	94,9185	93,6481	2,05395	BC
1,26024	94,9573	92,7962	4,0	ABC

Nota. La tabla 11 representa los resultados de los modelos. Elaboración propia.

En esta tabla 12, se muestran los ocho modelos construidos en donde fueron ordenados de mayor a menor R-Cuadrada ajustada. El estadístico de R-Cuadrada ajustada midió la proporción de variabilidad en H₂ que es explicada por el modelo. Valores grandes de R-Cuadrada ajustada corresponden a valores pequeños de cuadrado medio del error (CME).

Tabla 12.

Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada

CME	R-Cuadrada	R-Cuadrada Ajustada	Cp	Variables Incluidas
1,11121	94,9185	93,6481	2,05395	BC
1,26024	94,9573	92,7962	4,0	ABC
1,77427	91,8864	89,858	6,263	AB
2,04379	89,4856	88,3173	7,59565	B
2,94388	86,5378	83,1722	13,6877	AC
3,75631	80,6754	78,5282	19,8256	C
17,4942	10,0	0,0	123,678	A
17,4942	0,0	0,0	129,816	

Nota. La tabla 12 representa los modelos con mayor R-cuadrada ajustada. Elaboración propia.

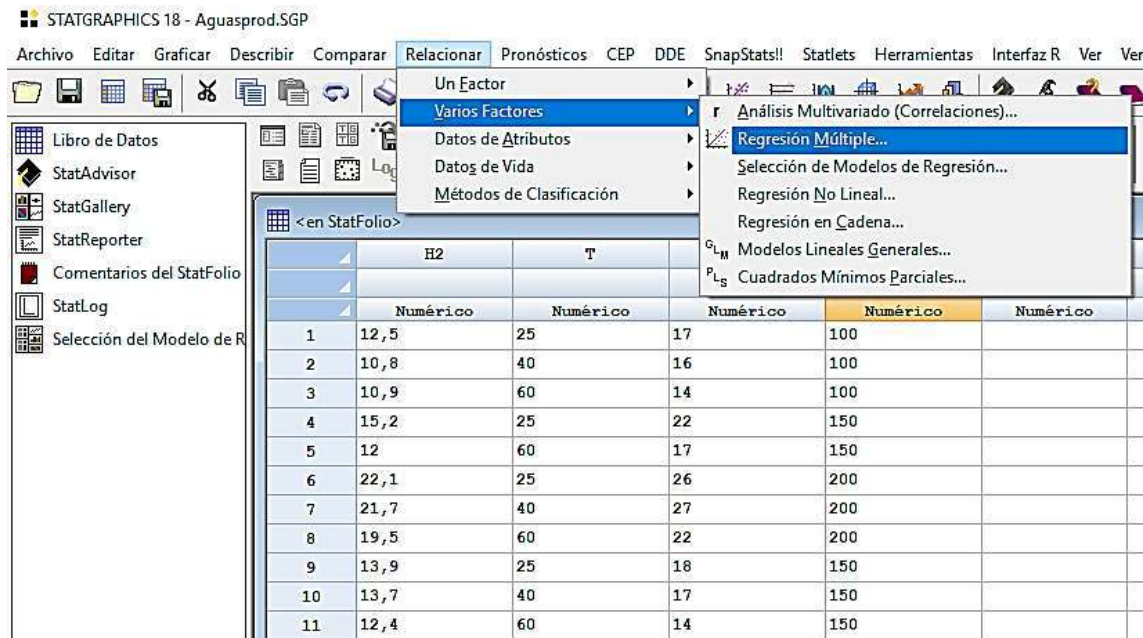
4.2. Construcción del Modelo usando aguas de producción del campo La Cira Infantas.

Construcción Del Modelo

En la Figura 20 se muestra la construcción del modelo de regresión múltiple usando la herramienta Statgraphics 18, para la producción de hidrogeno a partir de las aguas de producción del campo la Cira Infantas.

Figura 20.

Construcción Del Modelo Cinético Multivariable.



Nota. La figura 20 Construcción del modelo cinético multivariables. Elaboración propia.

En las tablas 13 y 14 se reportan los resultados del modelo multivariable construido a partir de los resultados experimentales. El modelo de regresión lineal múltiple muestra que la producción de hidrogeno es directamente proporcional al voltaje y flujo de corriente aplicado en el proceso de electrolisis.

La ecuación del modelo ajustado es:

$$H_2 = -2,56711 + 0,58729 * V + 0,0421862 * I \quad (4)$$

Puesto que el valor-P en la tabla ANOVA es menor que 0,05, existe una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza del 95,0%.

El estadístico R-Cuadrada indicó que el modelo así ajustado explica 94,9185% de la variabilidad en H₂. El estadístico R-Cuadrada ajustada, fue más apropiada para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 93,6481%. El error estándar del estimado

mostró que la desviación estándar de los residuos es 1,05414. Este valor pudo usarse para construir límites para nuevas observaciones, seleccionando la opción de Reportes del menú de texto. El error absoluto medio (MAE) de 0,723254 es el valor promedio de los residuos. El estadístico de Durbin-Watson (DW) examinó los residuos para determinar si hubo alguna correlación significativa basada en el orden en el que se presentaron en el archivo de datos. Puesto que el valor-P es mayor que 0,05, no hay indicación de una autocorrelación serial en los residuos con un nivel de confianza del 95,0%.

Para determinar si el modelo pudo simplificarse, se observó que el valor-P más alto de las variables independientes es 0,0192, que corresponde a I. porque el valor-P es menor que 0,05, ese término es estadísticamente significativo con un nivel de confianza del 95,0%.

Tabla 13.

Varianza

Parámetro	Estimación	Error Estándar	Estadístico T	Valor-P
CONSTANTE	-2,56711	1,4719	-1,74408	0,1193
V	0,58729	0,124023	4,73533	0,0015
I	0,0421862	0,0144247	2,92458	0,0192

Nota. La tabla 13 representa la varianza. Elaboración propia.

Tabla 14.

Análisis de Varianza.

Fuente	Suma de Cuadrados	G1	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Modelo	166,052	2	83,0261	74,72	0,0000
Residuo	8,88969	8	1,11121		
Total (Corr.)	174,942	10			

Nota. La tabla 14 representa el análisis de varianza. Elaboración propia.

Donde:

R-cuadrada = **94,9185** por ciento

R-cuadrado (ajustado para g.l.) = **93,6481** por ciento

Error estándar del est. = 1,05414

Error absoluto medio = 0,723254

Estadístico Durbin-Watson = 2,21845 (P=0,4495)

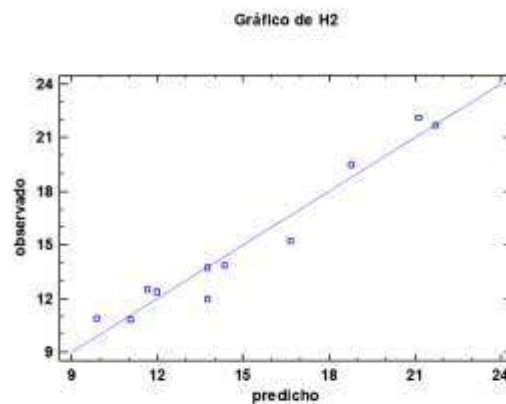
Autocorrelación de residuos en retraso 1 = -0,161049

En la figura 22 se muestran la tendencia de los valores predichos y observados en cuanto a la producción de hidrogeno mediante el proceso de electrolisis sobre las aguas del campo la Cira Infantas.

Figura 21.

Relación de los valores predichos y observados en la producción de hidrogeno.

La tendencia de los valores predichos vs observados indica que la correlación establecida para la producción de hidrogeno mediante el proceso de electrolisis en las aguas de producción del campo La Cira Infantas es aceptable.



Nota. La figura 21 representa la relación los valores predichos y observados en la producción de hidrógenos. Elaboración propia.

Para finalizar y en relación con los datos obtenidos entre el diseño del modelo de aguas sintéticas y el modelo de aguas de producción, se puede afirmar que las diferencias de cada modelo

se obtienen mediante las variables independientes que son significativamente importantes, por ejemplo, la corriente (I) para el modelo de aguas sintéticas y voltaje (V) y corriente (I) para el modelo diseñado con las aguas de producción.

Por otra parte, tomando como ejemplo la correlación obtenida a partir de las aguas sintéticas como se indicó en la ecuación 3, y al estimar los nuevos resultados sin el coeficiente se obtiene la ecuación (5).

$$H_2 = 0,112 * I \quad (5)$$

En trabajos similares, Abdul Hadi et al., 2014 determinaron una correlación en la producción de hidrogeno en función del flujo de corriente como se observa en ecuación 6,

$$H_2 = \frac{n_{cell} \cdot I}{2F} \cdot n_F \quad (6)$$

En dónde:

H_2 : Hidrógeno

n_{cell} : Numero de células electrolíticas

I : Corriente

F : Constante de Faraday

n_F : Numero de Faraday para el H_2

Por tanto, haciendo una analogía en el modelo cinético multivariable obtenido en la presente investigación se define que:

$$H_2 = - 0,65 + 0,112 * I \quad (7)$$

$$H_2 + 0,65 = 0,112 * I \quad (8)$$

$$H_2 = 0,112 * I \quad (9)$$

Consecuentes a esta ecuación planteada se procede a complementar y relacionar términos con la ecuación Abdul Hadi et al., 2014, se tiene:

$$H_2 = \frac{n_{cell} \cdot I}{2F} \cdot n_F \quad (10)$$

$$\frac{n_{cell} \cdot n_F}{2F} = 0,112 \quad (11)$$

$$\frac{n_F}{2F} = 0,112 \quad (12)$$

Lo anterior permite indicar que la correlación al flujo de corriente depende del diseño del electrolizador. Aunque en esta investigación no se consideró el diseño del electrolizador, es posible proyectar futuros trabajos con base en el número de posibles celdas, material de los electrodos y su efecto en la producción de hidrogeno sobre las aguas de producción de diferentes campos colombianos.

En el siguiente estudio económico, se mostraron los costos asociados a todo el proceso de obtención de hidrógeno, el objetivo principal fue mostrar todos los insumos que fueron requeridos para llevar a cabo la electrólisis de las aguas de producción del campo Las Cira Infantas, estos costos se vieron reflejados en una inversión inicial a escala laboratorio. Se reflejaron los costos asociados a la energía utilizada al momento de realizar las pruebas, estos costos estuvieron se relacionaron con las tarifas de energía estandarizadas para el departamento de Santander, se realizó un rastreo de la información correspondiente a las tarifas aplicadas en el sitio de trabajo, los costos de energía por lo general fueron cobrados por kilovatio hora consumido, partiendo de allí, se relacionó el costo por kilovatio-hora de tarifa estandarizada con la intensidad de corriente y voltaje utilizado en la producción de hidrógeno por medio de electrólisis.

Lo anterior fue el punto de partida con respecto a la inversión inicial requerida para la obtención de hidrógeno y para la escalabilidad; por lo tanto, el presente trabajo se puede llevar a futuro, procurando que sirva de referente para otros proyectos de investigación. Cabe resaltar que los costos tarifarios pueden variar dependiendo del departamento donde se realice la electrólisis, por lo que es necesario tener presente que los costos pueden variar dependiendo de la ubicación geográfica como también de la estratificación a la que pertenece el lugar de trabajo. En la tabla 15, se muestran los valores de los equipos utilizados para el proceso de electrolisis.

Tabla 15.

Valores de los equipos utilizados para el proceso de Electrolisis.

Descripción	Cantidad	Valor Unitario [COP]	Valor Total [COP]
Medidor de pH:			
Hach SensION 3 Benchtop	1	9.531.114,78	9.531.114,78
Conductímetro:			
Hach SensION 5	1	230.325,85	230.325,85
Fuente de Alimentación:			
EC570-90	1	1.380.654,00	1.380.654,00
Medidor de Potencia:			
HM8115-2	1	2.886.670,55	2.886.670,55
Agitador Magnético:			
RH-KT/C	1	685.724,82	685.724,82
Balanza Analítica:			
XB 220 A	1	10.341.098,46	10.341.098,46
Rotoevaporador:			
IKA RV 10 DIGITAL	1	24.462.471,00	24.462.471,00
Vaso Precipitado [800ml]	2	128.000,00	256.000,00
Probeta [1L]	1	245.000,00	245.000,00
2 tubos de Ensayo [25mL]	2	7000,00	14.000,00
Balón de Destilación	1	93.844,00	93.844,00
Embudo de Decantación	1	431.635,00	431.635,00
Láminas de Grafito al 99% de pureza.	2	1.000.000,00	2.000.000,00
Sodium Chloride MERCK [1000g]	2	29.800,00	59.600,00
TOTAL			52.648.135,00

Nota. La tabla 15 representa el valor de los equipos utilizados para la electrolisis. Elaboración propia.

4.3. Costos de Energía Eléctrica

ESSA es la empresa encargada de proveer la energía eléctrica en el departamento de Santander. Para conocer los costos de energía, se procede a remitir la información suministrada

por la página de la empresa de servicios. La tarifa es el precio que se paga por una unidad de consumo del servicio de energía eléctrica, es decir, por cada kilovatio-hora (kWh). Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron los siguientes criterios para tener en cuenta para la expedición del régimen aplicable a las fórmulas tarifarias así: eficiencia económica, suficiencia financiera, equidad, transparencia, simplicidad, solidaridad y redistribución del ingreso. (ESSA). ¿Cómo se genera el valor de la energía? El gobierno nacional a través de la Comisión Nacional de regulación de Energía y Gas (CREG, Res.119 de 2007) establece la formula tarifaria que las empresas de energías deben aplicar para calcular el CU (Costo unitario de la prestación del servicio de energía). (ESSA)

Costo unitario variable (\$/kWh)

$$CUv = G + T + D + Cv + PR + R$$

Siendo:

G: Generación

T: Trasmisión

D: Distribución

Cv: Comercialización

PR: Perdidas

R: Restricciones

Adicionalmente al CU establecido por la CREG se le puede aplicar o no, el subsidio o la contribución, este resultado se multiplica por el consumo, para generar el valor de la energía.

Tabla 16.

Tarifas NO Residenciales.

Tarifas NO Residenciales		
Comercial / Industrial		
Propiedad Activos	Contribución 20%	Tarifa \$/kWh
ESSA	158.3095	949.8568

Nota. Elaboración propia. Tomado de ESSA, grupo EPM.

4.4. Relación kWh volumen de Hidrógeno Producido.

Al separar la inversión inicial, costo asumido por una única vez, tomado de los precios de los insumos y equipos, se relaciona la producción de hidrógeno por kilovatio/hora, a partir del amperaje y volumen de H₂ producido por minuto, para generar un valor aproximado de kilovatio/hora x mililitro de hidrogeno (mL de H₂) a costo tarifario de energía suministrada por la Empresa de energía ESSA. Para los resultados se realizaron 18 corridas, con una duración de 15 minutos cada uno, variando las condiciones iniciales de la solución y arrojando los siguientes resultados que se pueden observar en la Tabla 17. Con los siguientes datos obtenidos, se da por cumplido el segundo objetivo específico planteado: Evaluar el efecto de las condiciones del proceso de electrolisis y las propiedades fisicoquímicas de las aguas de producción para la generación de hidrogeno a escala laboratorio.

Tabla 17.

Resultados.

BLOQUES	TIEMPO (Min)	CONCENTRACION (mg/L)	pH	AMPERAJE (mAh)	VOLUMEN DE HIDRÓGENO (m L)	HIDROGENO (kg)
1	15	2000	4	100	10,7	8,792E-07
				150	15,6	1,281E-06
				200	20,8	1,709E-06
1	15	2000	7	100	8,1	6,655E-07
				150	15,8	1,298E-06
				200	21,8	1,791E-07
1	15	2000	10	100	10,3	8,463E-07
				150	15,9	1,306E-06
				200	22	1,807E-06
2	15	20000	4	100	11,6	9,531E-07
				150	18,1	1,487E-06
				200	22,7	1,865E-06
2	15	20000	7	100	12,5	1,027E-06

				150	18,8	1,544E-06
				200	22,1	1,816E-06
2	15	20000	10	100	11,6	9,531E-07
				150	17,5	1,438E-06
				200	22,8	1,873E-06

Nota. La tabla 17 representa los resultados. Elaboración propia.

Los datos obtenidos fueron registrados en el software Statgraphics 18, una herramienta que arrojó resultados estadísticos de acuerdo con el diseño experimental elaborado. A continuación, se observa los resultados obtenidos, en el diagrama de Pareto, el cual indicó la variable más importante e influyente en el diseño planteado, en la Figura 23 se puede observar el diagrama de Pareto.

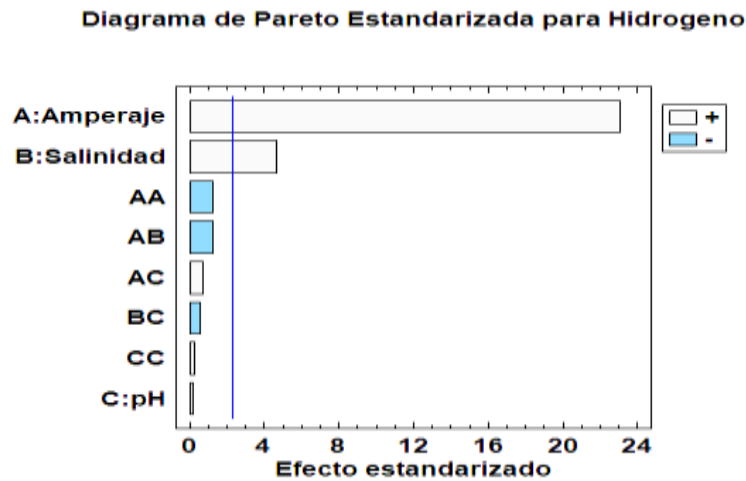
Se pudo observar que los valores altos de R-Cuadrada ajustada corresponden a valores pequeños de cuadrado medio del error (CME).

Entre estos se muestran 5 modelos en cada subconjunto donde los valores estuvieron entre 0 y 3 variables y el mejor modelo seleccionado fue el que contiene la variable (I), el cual es un parámetro fundamental al momento de generar H₂. Además, de acuerdo con el análisis estadístico se evidenciaron las variables V y T, son parámetros no significativos al momento de generar H₂ en la selección del modelo de aguas sintéticas. Por otra parte, el diagrama de Pareto mostró que la variable más importante e influyente en el diseño planteado fue la corriente, seguido en menor proporción la concentración de sal.

Con esto, se da por cumplido el tercer objetivo específico planteado: Relacionar la producción de hidrogeno a escala laboratorio con las condiciones fisicoquímicas del agua de producción haciendo uso de un modelo cinético multivariable con el software Statgraphics 18.

Figura 22.

Diagrama de Pareto.



Nota. *Software Statgraphics 18. Elaboración propia.*

En el diagrama, se observa el análisis de los resultados, donde la variable más importante e influyente en la generación de hidrógeno, es el Amperaje, no obstante, la concentración de sal mostró una influencia, pero poco significativa. Por último, se evidenció la poca incidencia que tiene el pH en la producción de H₂.

Así mismo se observó que la formación de hidrógeno es directamente proporcional al aumento de la densidad de corriente. Se realizaron los experimentos con tres densidades de corrientes y en cada prueba se evidenciaron diferentes factores, tales como: el cambio en el pH, tiempo, voltaje de la fuente, volumen de H₂ y de O₂ producido. Se pudo observar un desgaste mayor en los electrodos.

También se evidenció que las concentraciones de sal variaron, afectando directamente al flujo de corriente para la producción de hidrógeno. Los resultados del presente trabajo en comparación con resultados de otras investigaciones; por ejemplo, de la investigación Jiménez Cerro, Shardaine J., et al. (2020), determinaron parámetros operacionales adecuados (potencial de trabajo, relación de áreas cátodo/ánodo y corriente de celda) que permitieron obtener una alta

producción de hidrógeno. Se utilizaron cátodos con diferentes geometrías (laminas y mallas) y superficies (acero inoxidable AISI 304 desnudo y niquelado), y ánodos recubiertos con TiO_2 bajo radiación de luz visible.

Se obtuvo películas de TiO_2 estables sobre mallas de acero inoxidable para el ánodo. El uso de mallas y la electrodeposición de níquel en el cátodo condujeron a un aumento de la producción de hidrógeno. Además, la relación de área cátodo/ánodo de 0,43 permitió controlar las densidades de corriente ($4,73 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ en el cátodo y $2,05 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ en el ánodo) para simultáneamente asegurar la producción de hidrógeno y evitar la evolución de oxígeno. Los resultados de este trabajo fueron el inicio de un macroproyecto que buscó utilizar el agua de producción de los pozos petroleros para producir hidrógeno mediante la técnica de fotoelectrólisis, el cual fue usado en celdas de combustible que abastecieron de energía eléctrica los lugares donde se está haciendo la extracción del petróleo. Los resultados mostraron además que la electrodeposición de níquel permitió mejorar el cátodo, pues el níquel presentó un menor sobrepotencial para la reducción de hidrógeno que el acero inoxidable. Además, la corriente que se generó con el uso del cátodo niquelado es mayor que la que se generó con el de acero inoxidable. Otro resultado fue que la distancia de separación entre los electrodos de 0,5 cm fue la que tuvo los menores requerimientos energéticos, sin embargo, la de 1 cm de separación fue la que presentó mayor variación de pH, mayor cantidad de masa oxidada en el fotoánodo y por ende mayor producción de hidrogeno con un requerimiento energético intermedio.

Se puede afirmar finalmente que los niveles de producción H_2 varían de acuerdo con las variables y los procesos experimentales que se utilicen, por lo tanto, los resultados en cada investigación serán diferentes en cada Campo petrolero. Por otro lado, la utilización de los

diferentes materiales del ánodo y cátodo en cada investigación son diferentes porque están compuestos de diferentes aleaciones.

Una de las variables encontradas en el presente trabajo fue el amperaje, mientras que en otras investigaciones se utilizó distintos rangos de amperaje para la obtención de hidrogeno. Los datos obtenidos fueron registrados en el software Statgraphics 18, por tanto, los parámetros estadísticos y el diagrama de Pareto mostraron que la variable más importante e influyente en el diseño planteado fue la corriente, seguido en menor proporción la concentración de sal. Entre tanto, se evidencio que el pH presento un efecto poco significativo en el proceso. Los resultados de esta investigación demostraron que el uso de aguas de producción para la generación de hidrogeno mediante el proceso de electrolisis se puede escalar en diferentes aguas de producción. Así mismo, la implementación de la electrolisis con tecnologías alternativas puede considerarse como un vector energético sostenible, el cual puede complementar la energía requerida en las etapas de extracción y diferentes actividades de superficie para la industria del petróleo.

4.5 Estudio de Costos

Es importante conocer los costos relacionados con toda la operación de obtención de hidrógeno a escala laboratorio, con el fin de tener un panorama económico claro para su potencial escalabilidad. El estudio de costos tuvo 3 fases, en la primera, se describieron los costos relacionados con los materiales e insumos utilizados para el proceso de electrolisis, posteriormente, se reconoció la tarifa del Kilovatio-hora (kWh) cobrado por la empresa encargada de prestar el servicio de energía eléctrica en el departamento de Santander, por último, se relacionó el volumen de hidrógeno producido por el precio de Kilovatio-hora, para relacionar los costos asociados a la producción de Hidrógeno con la tarifa del servicio de energía, se presentan los

siguientes factores de conversión:

$$1 \text{ kWh} = 1000 \text{ Wh}$$

Para una tarifa de 949.8568 COP/kWh, se obtuvo 0,95 COP / Wh. Tomando como muestra de las 18 corridas que se realizaron, el de mayor masa en (Kg) de Hidrógeno producido, se reflejan en la siguiente tabla 18.

Tabla 18.

Resultados del Estudio de Costos.

Tiempo (Min)	Concentración (mg/L)	pH	Amperaje (mAh)	Volumen De Hidrógeno (m L)	Hidrógeno (Kg)
15	20000	7	200	22,7	1,865E-06

Nota. La tabla 18 representa muestra escogida para el estudio de costos. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que todas las corridas se realizaron con un voltaje de 500 V, se realizó la conversión de la intensidad de corriente en la corrida (200 mAh) a Wh:

$$\frac{mAh * V}{1000} = Wh$$

Obteniendo un valor de 100 Wh, por lo que, realizando una regla de 3, tenemos el costo asociado a la generación de 0.000001865 Kg de Hidrógeno:

$$0,95 \text{ COP} = 1 \text{ Wh}$$

$$X = 100Wh$$

Por lo que se obtiene un costo de 95 COP la producción de 1,865E-06 Kg de Hidrógeno. Con esto, se da por cumplido el cuarto y último objetivo específico planteado: Realizar un estudio de costos de generación de hidrogeno a escala laboratorio para su potencial escalamiento a campo.

5. Conclusiones

Para el presente trabajo de investigación se tienen las siguientes conclusiones:

- ✓ Las aguas de producción provenientes del campo petrolero La Cira Infantas fueron analizadas mediante pruebas de laboratorio, encontrándose la presencia de 24118 mg/L de sales disueltas, 0,1039 g de compuestos orgánicos provenientes del crudo extraído, los cuales quedaron disueltos en el agua. Lo anterior es necesario, ya que estas trazas de contaminantes pueden afectar de manera significativa la eficiencia del proceso de electrolisis.
- ✓ Los resultados obtenidos a partir de las pruebas de electrolisis y el tratamiento de la información mediante el software Statgraphics 18, permiten indicar que en la producción de hidrogeno por unidad de tiempo, el amperaje es la variable con mayor influencia seguido de la salinidad. Por otra parte, se evidenció que el pH presento un efecto poco significativo en el proceso. Los resultados de esta investigación demuestran que es posible escalar los estudios de electrolisis para el aprovechamiento de las aguas de producción en diferentes campos colombianos, con el propósito de obtener hidrogeno de forma sostenible para las actividades de extracción.
- ✓ El estudio de costos para el presente trabajo, relacionado con la operación de obtención de hidrógeno a escala laboratorio, tuvo un panorama económico claro para su potencial escalabilidad. El estudio de costos tuvo 3 fases, en la primera, se describió los costos relacionados con los materiales e insumos utilizados para el proceso de electrolisis, posteriormente, se reconoció la tarifa del Kilovatio-hora (kWh) cobrado por la empresa encargada de prestar el servicio de energía eléctrica en el departamento de Santander y por último, se relacionó el volumen de hidrógeno producido por el precio de Kilovatio-hora.

6. Recomendaciones

Para el presente trabajo de investigación se tienen las siguientes recomendaciones:

- ✓ Se hace necesario estudiar las diferentes concentraciones de sal para así obtener resultados óptimos para futuros trabajos de grado.
- ✓ Se requiere la implementación del proceso de electrolisis en aguas de producción de diferentes campos colombianos de petróleo, con la finalidad de emitir una relación entre las propiedades fisicoquímicas de las aguas y los rendimientos de producción de hidrogeno. La incentivación de la electrolisis en Colombia debe ser de gran relevancia a la hora de producir hidrogeno mediante procesos experimentales, teniendo en cuenta los diferentes tipos de agua que ofrece los campos petroleros en nuestro país.
- ✓ Se recomienda implementar estudios, herramientas y pruebas de laboratorio que permita la sinergia de energías alternativas como fotovoltaica o eólica con el proceso de electrolisis, con la finalidad de mejorar los costos y el conocimiento sobre la producción de hidrogeno a partir de aguas de diferentes sectores industriales.

Referencias Bibliográficas

- Almansa-Manrique, É. F., Velásquez-Penagos, J. G., & Rodríguez-Yzquierdo, G. A. (2018). Efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias. *Ciencia y Tecnología Agropecuaria*, 19(2), 403-420.)
- Abdul Hadi et al., 2014. Correlación en la producción de hidrogeno en función del flujo de corriente.
- Brijaldo, M., Castillo, C., & Pérez, G. (2021). Main Routes in Hydrogen Production Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. 23(2). <https://doi.org/10.25100/iyca.23i2.11155>
- Crozzoli, P., Gullo, F., Milanese, J., Sánchez, A., & Trivellini, L. (2020). Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.
- Castellanos Monroy, A., Chaparro Fonseca, D. C., & Lozano Escobar, N. (2022). Hidrogeno como sustituto de los combustibles fósiles en Colombia para el sector automotriz (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Ecopetrol se asocia con Occidental en Campo La Cira-Infantas [en línea]. Bogotá. 2005. [Consultado en julio 2018]. Disponible en:
http://historico.presidencia.gov.co/prensa_new/sne/2005/septiembre/06/22062005.htm.
- Ecopetrol. (2022, 18 febrero). *Portal Ecopetrol*. Recuperado 31 de agosto de 2022, de <https://www.ecopetrol.com>
- García-Conde, A. G. (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. *Repositorio Digital de Universitat de Girona*.
- Infante, U. C., Godínez, M. D. S. D., & Vera, H. J. M. Obtención de hidrógeno mediante

electrólisis del agua utilizando energías renovables para su empleo como alternativa energética. *Cambio climático y su impacto en el territorio*, 25.

López Torres, M. D. E., & Gutiérrez Jiménez, N. (2022). Diseño de una celda de generación de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua.

Montoya-Pérez, L., & Durán-Herrera, J. E. (2017). Producción de Hidrógeno a partir de la fermentación de residuos agroindustriales de la piña. *Revista Tecnología En Marcha*, 30(3), 106.

<https://doi.org/10.18845/tm.v30i3.3277>

Menaca, R., & Bedoya-Caro, I. D. (2022). Una revisión del uso del hidrógeno en motores de encendido por compresión (diésel) y un análisis de su posible uso en motores duales en Colombia. *Revista UIS Ingenierías*, 21(3), 33-54.

Piñera Villar, D. (2022). Análisis de un ciclo de potencia que utiliza hidrógeno como combustible. Gutiérrez Quintana, D. (2022). Análisis de la implantación del hidrógeno como combustible renovable en la isla de Tenerife.

Project, G. C. (2001a). *CO2 Emissions | Global Carbon Atlas*. CO2 Emissions | Global Carbon Atlas. Recuperado 24 de julio de 2022, de <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>

Quisbert Mamani, A. (2022). Cinética de formación de hidrogeno mediante el proceso de electrólisis del agua en una celda seca.

Sáenz Díaz, C. S. (2020). Análisis técnico económico de tecnología de electrolisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia. Instname:Universidad de Los Andes. <http://hdl.handle.net/1992/48973>

Tarco, H., & Elizabeth, K. (2022). El hidrógeno como fuente de energía limpia del futuro
(Bachelor's thesis, Quito: UCE).

Importancia del pH. (s. f.). Agraria.pe Agencia Agraria de Noticias. <https://acortar.link/YYiKJS>

Brajovic, F., & Brajovic, F. (2022, 31 enero). Cómo se relacionan la conductividad, salinidad y
TDS - Cromtek. Cromtek - Equipos Analíticos de Laboratorio.
<https://www.cromtek.cl/2022/01/31/como-se-relacionan-la-conductividad-salinidad-y-tds/>