



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 15 de noviembre de 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Ana María Garzón Puentes, con C.C. No. 1.081.160.136,

Julieth Carolina Botina Ortega, con C.C. No. 1.085.343.138,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Evaluación técnico-económica para la optimización de las facilidades del Campo Rio Ceibas presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: *Ana María Garzón*

Firma: *Julieth Carolina Botina*

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
<ul style="list-style-type: none">- Garzón Puentes- Botina Ortega	<ul style="list-style-type: none">- Ana María- Julieth Carolina

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
<ul style="list-style-type: none">- Flórez Chaux- Sepúlveda Gaona	<ul style="list-style-type: none">- Carlos Andrés- Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 99

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



Diagramas ___ Fotografías Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: N/A

MATERIAL ANEXO: N/A

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): N/A

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Costo de extracción	Extraction cost	6. Optimización	Optimization
2. Evaluación económica	Economic evaluation	7. Producción	Production
3. Evaluación técnica	Technical evaluation	8. Vida útil	Service life
4. Facilidades campo Rio Ceibas	Rio Ceibas field facilities	9. Direccionamiento de fluidos	Fluid routing
5. Utilidad por barril	Profit per barrel	10. Sistema de levantamiento artificial	Artificial lift system

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Debido a la volatilidad de la industria del petróleo, se hace necesario revisar constantemente diferentes alternativas de optimización y mejora en el campo. Los cambios de sistemas de levantamiento artificial y las mejoras en las facilidades de producción permiten a las empresas generar utilidades y volverse rentables en el tiempo.

Este proyecto llevará a cabo una evaluación técnica y económica de las facilidades de producción del campo Rio Ceibas perteneciente a Ecopetrol S.A, planteando diferentes escenarios de optimización que permitan mejorar la vida útil del campo y a su vez generar mayor confianza en los procesos que hacen parte de este. Para realizar dichas evaluaciones y optimizaciones, se contemplará la idea de mantener las dos facilidades en las condiciones que se encuentran actualmente. Adicionalmente, se realizarán pruebas para un direccionamiento de fluidos de una estación a otra centralizando la producción y sin requerir ningún tipo de inversión en el campo.

Finalmente, se evaluará un escenario que contempla ciertas modificaciones que también permitirá direccionar los fluidos a una sola Estación.

Finalmente, se realizará una proyección económica que permita determinar cuál de las alternativas propuestas es la mejor opción para conservar o mejorar la vida útil del campo y que permita a Ecopetrol S.A



tomar una decisión al respecto.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Due to market volatility in the oil industry, its necessary to check constantly different optimization alternatives and to improve the field. The artificial lift systems change and improvements in production facilities allows companies to be profitable and generate profits.

This project will carry out an economical and technical evaluation of the facilities production in campo Rio Ceibas which belongs to Ecopetrol S.A, proposing different ways to optimize the field to improve useful life and built confidence in processes at the same time. To do those evaluations and optimizations will be considered the idea of maintaining the two facilities in the conditions they're currently in. Additionally, test will carry out to direct fluids form a station to another, centralizing production and without additional investment in the Field. Also, will test a setting that contemplates certain modification also will allow direct the fluids to a unique station.

Finally, an economic projection will be made that allow us to determine which proposals is the best option to discuss and improve the useful life of the Field and to allows Ecopetrol S.A. to decide.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: José Miguel Galindo Sánchez

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS
FACILIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS

Ana María Garzón Puentes
Julieth Carolina Botina Ortega

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería de Petróleos
Neiva
2022

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS
FACILIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS

Ana María Garzón Puentes
Julieth Carolina Botina Ortega

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al
título de ingeniero de petróleos

Director
Ing. Carlos Andrés Flórez Chauz
Codirector
Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería de Petróleos
Neiva
2022

Nota de aceptación

Trabajo de grado aprobado



Director Ing. Carlos Andrés Flórez Chaux



Codirector Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona



Jurado. Luis Fernando Bonilla



Jurado. Jose Miguel Galindo Sánchez

Dedicatoria

Dedico este proyecto a Dios por ser mi guía durante este proceso y hacer realidad una meta más en mi vida.

A mi madre Nelly Marina Ortega Ordóñez, mi hermana Yudy Patricia Botina Ortega, y a mi tía Esperanza Ortega Ordóñez, por ser mi ejemplo a seguir, por todo su apoyo, amor y alegría, por ser personas ejemplares que perseveran, luchan y consiguen lo anhelado por medio propio, por ser mi más grande orgullo como también mi gran bendición.

A Hamilton López Luna por brindarme sus consejos y por estar presente en los buenos y malos momentos con su apoyo incondicional, a mis tíos y primos por ser un importante pilar en mi familia, lleno de comprensión, apoyo y afecto.

Julieth Carolina Botina Ortega

Dedico este proyecto a Dios, ya que sin él nada de esto hubiera sido posible.

A mi mayor motivación, mis padres Ariel Garzón Gutiérrez y Clarena Puentes Vargas, por su apoyo incondicional y todo el amor que me han brindado siempre. Ha valido completamente la pena todo su esfuerzo y dedicación, y gracias a ustedes culmino con éxito una etapa más en mi vida.

A mi hermano Felipe Andrés Garzón, mis sobrinos Dylann y Mariangel por ser un gran motor en mi vida.

A mi abuela Adela Vargas quien me acompañó en el proceso pero no alcanzó a verme culminar esta etapa de mi vida, sé que desde el cielo me sigue cuidando y acompañando. A mi familia, por haber estado siempre presente en los momentos importantes en mi vida.

A mis amigos que siempre me han apoyado y acompañado.

Ana María Garzón Puentes

Agradecimientos

Agradecemos a Ecopetrol S.A por brindarnos todo su apoyo durante la realización del proyecto.

A la Universidad Surcolombiana por la formación integral brindada durante todos estos años.

Al Ing. Carlos Andrés Flórez Chauz, director del proyecto, por brindarnos todo el apoyo, tiempo y dedicación durante este trabajo y por confiar en nuestras capacidades.

Al Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, codirector del proyecto, por el apoyo y colaboración brindada durante la realización del proyecto.

Tabla de contenidos

Dedicatoria	1
Agradecimientos	2
Tabla de contenidos	3
Lista de tablas	7
Lista de figuras	8
Lista de fotografías	10
Lista de gráficas	11
Resumen	12
Abstract	13
Introducción	14
1. Descripción general del proyecto	15
2. Generalidades	16
2.1. Generalidades del campo Rio Ceibas	16
2.1.1. Antecedentes	16
2.1.2. Ubicación geográfica	16
2.1.3. Características del yacimiento	17
2.1.3.1. Porosidad	18
2.1.3.2. Permeabilidad	18
2.1.3.3. Saturación de agua	18
2.1.3.4. Presiones de formación	18
2.1.3.5. Reservas de petróleo y gas	19
2.1.3.6. Factor de recobro	19
2.1.4. Modelo geológico y estratigráfico del campo Rio Ceibas	19
2.1.5. Características de los fluidos del campo Rio Ceibas.	25

2.1.5.1. Caracterización del crudo.	25
2.1.5.2. Caracterización del agua de inyección	26
2.1.5.3. Caracterización del gas	26
2.1.6. Pozos del campo Rio Ceibas.	27
2.1.7. Curvas de producción.	27
3. Flujo natural de fluidos y sistemas de levantamiento artificial	28
3.1. Flujo natural de fluidos	28
3.2. Sistemas de levantamiento artificial	28
3.2.1. Bombeo mecánico (BM)	28
3.2.2. Bombeo por cavidades progresivas (BCP)	28
3.2.3. Bombeo electrosumergible (BES)	29
3.2.4. Levantamiento artificial por gas	29
3.2.5. Bombeo hidráulico (BH)	29
4. Facilidades de producción del campo Rio Ceibas.	30
4.1. Estación Rio Ceibas Norte.	30
4.1.1. Sección de inyección de químicos	31
4.1.2. Sección de recolección	32
4.1.3. Sección de trampas para raspadores	33
4.1.4. Sección de separación	33
4.1.5. Sección de prueba	35
4.1.6. Sección de tratamiento de crudo	37
4.1.7. Sección de almacenamiento y despacho de crudo.	41
4.1.8. Sección de tratamiento y despacho de agua.	43
4.1.9. Sección de tratamiento, consumo y quema de gas.	46
4.1.9.1. Sistema de compresión.	46

4.1.9.2.	Sistema de deshidratación y entrega de gas.	48
4.1.9.3.	Sistema de quema de gas.	54
4.1.10.	Sección de recuperación.	55
4.2.	Estación Rio Ceibas Sur.	60
4.2.1.	Sección de inyección de químicos	61
4.2.2.	Sección de recolección	62
4.2.3.	Sección de trampas para raspadores	63
4.2.4.	Sección de separación	64
4.2.5.	Sección de prueba	65
4.2.6.	Sección de tratamiento de crudo	66
4.2.7.	Sección de almacenamiento y despacho de crudo	67
4.2.8.	Sección de almacenamiento y despacho de agua	68
4.2.8.1.	Sistema de recolección y disposición de aguas aceitosas	68
4.2.8.2.	Sistema de despacho de agua	69
4.2.9.	Sección de tratamiento, consumo y quema de gas	70
4.2.9.1.	Sistema de compresión	70
4.2.9.2	Sistema de gas consumo	71
4.2.9.3	Sistema de quema de gas	72
5.	Evaluación técnica para la optimización de las facilidades del campo Rio Ceibas	73
5.1.	Escenario 1: Caso base	73
5.2.	Escenario 2: Prueba de direccionamiento de fluido	75
5.3.	Escenario 3: Modificación de las facilidades	77
5.3.1	Modificaciones Isla Z1	77
5.3.2	Modificaciones Isla I	78
5.3.3	Múltiple isla H	79

5.3.4 Pozos troncal G, H, N2 _____	79
5.3.5 Modificaciones en el proceso de separación y tratamiento de crudo _____	80
6. Evaluación Económica. _____	80
6.1. Escenario 1 _____	81
6.2. Escenario 2 _____	81
6.3. Escenario 3 _____	82
6.4. Utilidad por barril _____	83
7. Conclusiones _____	84
8. Recomendaciones _____	84
9. Anexo _____	85
Anexo A. Cálculo de producción promedio escenario 1. _____	85
Anexo B. Cálculo de costo de levantamiento escenario 1. _____	89
Anexo C. Cálculo de VPN, TIR _____	94
Bibliografía _____	95

Lista de tablas

Tabla 1. Estratigrafía del campo Rio Ceibas	22
Tabla 2. Características del crudo del campo Rio Ceibas	25
Tabla 3. Características del agua de inyección	26
Tabla 4. Cromatografía gas Rio Ceibas Norte	26
Tabla 5. Pozos campo Rio Ceibas	27
Tabla 6. Datos de producción campo Rio Ceibas	27
Tabla 7. Distribución de los pozos por isla (estación Rio Ceibas Sur)	73
Tabla 8. Distribución de pozos por isla (estación Rio Ceibas Norte)	74
Tabla 9. Evaluación económica escenario 1	81
Tabla 10. Evaluación económica escenario 2	81
Tabla 11. Evaluación económica escenario 3	82
Tabla 12. Utilidad por barril para cada escenario	83
Tabla 13. Datos producción total BOPD (junio-diciembre)	85
Tabla 14. Datos precio del crudo hasta diciembre	86
Tabla 15. Datos TRM hasta enero 2023.....	87
Tabla 16. Producción promedio escenario 1	89
Tabla 17. Datos costo de mantenimiento RCS.....	91
Tabla 18. Datos costo de mantenimiento RCN.....	91
Tabla 19. Datos costo de extracción del crudo abril 2022	92
Tabla 20. Costo de extracción del crudo escenario 1	93
Tabla 21. Costo de extracción del crudo escenario 2	93
Tabla 22. Costo de extracción del crudo escenario 3	94

Lista de figuras

Figura 1. Locación del campo Rio Ceibas	17
Figura 2. Secuencia de canales formación Honda	20
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada	21
Figura 4. Procesos de la estación Rio Ceibas Norte	30
Figura 5. Diagrama de la sección de separación de la estación Rio Ceibas Norte.	34
Figura 6. Vista interna del separador bifásico.....	34
Figura 7. Líneas y válvulas de los separadores generales (V-301 y V-302).....	34
Figura 8. Sección de prueba.....	36
Figura 9. Líneas, válvulas e instrumentos asociados a los separadores de prueba.	36
Figura 10. Líneas y válvulas de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.....	37
Figura 11. Bombas de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B	37
Figura 12. Diagrama del sistema de calentamiento	38
Figura 13. Líneas y válvulas en el área del calentador	38
Figura 14. Equipo de deshidratación.....	39
Figura 15. Bota de gas.....	40
Figura 16. Vista interior del tanque de separación.....	41
Figura 17. Sección de almacenamiento.....	41
Figura 18. Tanques de fiscalización (TK- 325 y TK- 326).....	42
Figura 19. Bombas para despacho de crudo al oleoducto.....	43
Figura 20. Tanque clarificador, vista interna.	44
Figura 21. Filtro cáscara de nuez/vista interna del filtro.....	45
Figura 22. Sistema de compresión	47
Figura 23. Equipos de deshidratación	50
Figura 24. Válvulas y líneas de la torre contactora.....	50
Figura 25. Válvulas y líneas del intercambiador térmico gas- gas	51
Figura 26. Válvulas y líneas del separador de gas de venta.....	51
Figura 27. Válvulas e instrumentos del tren de medición de gas de venta	52
Figura 28. Funcionamiento del sistema de gas combustible.....	52
Figura 29. Líneas y válvulas en él múltiple de gas combustible.....	53
Figura 30. Vista interna del filtro de gas combustible	53

Figura 31. Funcionamiento del sistema de quema de gas.....	54
Figura 32. Sistema general de recuperación	55
Figura 33. Vista de planta del lecho de secado	58
Figura 34. Vista de planta de las piscinas API.....	58
Figura 35. Vista de planta de las piscinas de oxidación.....	59
Figura 36. Procesos de la estación Rio Ceibas Sur	61
Figura 37. Sección de inyección de químicos.....	62
Figura 38. Distribución de los múltiples de recolección.....	63
Figura 39. Diagrama de la sección de separación de la estación Rio Ceibas Sur	64
Figura 40. Líneas y válvulas de los separadores generales.....	64
Figura 41. Sección de prueba	65
Figura 42. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de prueba	66
Figura 43. Vista lateral del área del tanque de prueba y la bomba de circulación.....	66
Figura 44. Diagrama del sistema de calentamiento	67
Figura 45. Sección de almacenamiento y despacho.....	68
Figura 46. Recolección de aguas aceitosas	69
Figura 47. Funcionamiento del sistema de despacho de agua	70
Figura 48. Sistema de compresión	70
Figura 49. separador de gas de succión.....	71
Figura 50. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de gas consumo	72
Figura 51. Funcionamiento del sistema de teas	72
Figura 52. Apertura de válvulas en múltiple de base Narváez.....	76
Figura 53. Modificaciones propuestas	77
Figura 54. Modificaciones Isla Z1	78
Figura 55. Modificaciones isla I	79
Figura 56. Múltiple isla H.....	79
Figura 57. Pozos troncal G, H, N2.....	80
Figura 58. Modificación proceso de separación y tratamiento de crudo	80

Lista de fotografías

Foto 1. Caseta de inyección de químicos.....	31
Foto 2. Tanques y bombas para inyección de química.....	32
Foto 3. Múltiple de la estación Rio Ceibas Norte.....	32
Foto 4. Bombas (D-319-A y D-319-B) para el llenado de los tanques.	42
Foto 5. Bombas de carga a filtro P-65-003 1/2.....	44
Foto 6. Tanque clarificador.....	45
Foto 7. Bombas de transferencia de agua (P-65-004 1/ 2).....	46
Foto 8. separador de gas general (V-104).....	47
Foto 9. Compresor de gas.	48
Foto 10. Planta de deshidratación de gas.....	49
Foto 11. Caja de aceites y agua lluvia	56
Foto 12. Decantador (DC-65-005).....	57
Foto 13. Bombas de recirculación del decantador.....	57
Foto 14. Bombas de recuperación de agua	59
Foto 15. Tanque de borras	60

Lista de gráficas

Gráfica 1. Producción campo Rio Ceibas	27
Gráfica 2. Resultado perfiles de presión antes y posterior a interconexión de líneas RCN....	75
Gráfica 3. Resultado perfiles de presión antes y posterior a interconexión de líneas RCS	76
Gráfica 4. Proyección de la producción total BOPD (junio-diciembre)	85
Gráfica 5. Proyección precio del crudo hasta diciembre de 2025	87
Gráfica 6. Proyección TRM hasta enero 2023	88
Gráfica 7. Proyección costo de extracción del crudo hasta abril 2022	92

Resumen

Debido a la volatilidad de la industria del petróleo, se hace necesario revisar constantemente diferentes alternativas de optimización y mejora en el campo. Los cambios de sistemas de levantamiento artificial y las mejoras en las facilidades de producción permiten a las empresas generar utilidades y volverse rentables en el tiempo.

Este proyecto llevará a cabo una evaluación técnica y económica de las facilidades de producción del campo Rio Ceibas perteneciente a Ecopetrol S.A, planteando diferentes escenarios de optimización que permitan mejorar la vida útil del campo y a su vez generar mayor confianza en los procesos que hacen parte de este. Para realizar dichas evaluaciones y optimizaciones, se contemplará la idea de mantener las dos facilidades en las condiciones que se encuentran actualmente. Adicionalmente, se realizarán pruebas para un direccionamiento de fluidos de una estación a otra centralizando la producción y sin requerir ningún tipo de inversión en el campo. Finalmente, se evaluará un escenario que contempla ciertas modificaciones que también permitirá direccionar los fluidos a una sola Estación.

Finalmente, se realizará una proyección económica que permita determinar cuál de las alternativas propuestas es la mejor opción para conservar o mejorar la vida útil del campo y que permita a Ecopetrol S.A tomar una decisión al respecto.

Abstract

Due to market volatility in the oil industry, its necessary to check constantly different optimization alternatives and to improve the field. The artificial lift systems change and improvements in production facilities allows companies to be profitable and generate profits.

This project will carry out an economical and technical evaluation of the facilities production in campo Rio Ceibas which belongs to Ecopetrol S.A, proposing different ways to optimize the field to improve useful life and built confidence in processes at the same time. To do those evaluations and optimizations will be considered the idea of maintaining the two facilities in the conditions they're currently in. Additionally, test will carry out to direct fluids form a station to another, centralizing production and without additional investment in the Field. Also, will test a setting that contemplates certain modification also will allow direct the fluids to a unique station.

Finally, an economic projection will be made that allow us to determine which proposals is the best option to discuss and improve the useful life of the Field and to allows Ecopetrol S.A. to decide.

Introducción

La industria petrolera se caracteriza por requerir un alto grado de inversión y cada uno de los negocios que componen su portafolio tiene sus riesgos particulares debido al constante cambio y volatilidad que presenta el crudo a nivel mundial. Encontrar nuevas reservas, es una de muchas actividades de alto riesgo económico para las empresas, sin embargo, el descubrimiento no es suficiente para determinar si ese petróleo o gas que se encuentra en el subsuelo generaría rentabilidad. Para ello, es necesario considerar las condiciones del entorno, realizar estimaciones y proyecciones de los precios del mercado, costos relacionados a la infraestructura, proceso de producción, transporte y logística hasta llevar el producto a su venta final. La evaluación económica aplicada a las propuestas de inversión proporciona a los gerentes y directivos información útil para tomar decisiones con mejor criterio, incrementando la certidumbre de los posibles resultados futuros y por ende contribuye a la sostenibilidad y crecimiento de la empresa.

Las facilidades de producción constituyen una parte importante dentro del proceso de producción de hidrocarburos, aquí se realiza un seguimiento desde que el pozo aporta fluidos en superficie hasta los equipos utilizados para el transporte y comercialización del crudo dentro de especificaciones. Realizar de manera apropiada todos los procesos asociados a la producción de hidrocarburos, permite mantener o reducir los costos de levantamiento en el tiempo, lo que hará que el campo tenga una vida útil ampliada. Este proyecto presenta un estudio a Ecopetrol S.A el cual permitirá evaluar y analizar la mejor condición técnica y económica para mantener o aumentar la vida útil del campo Rio Ceibas, trazando posibles escenarios en los cuales se apreciará la idea de mantener las instalaciones en las condiciones actuales o llevar a cabo ciertas adecuaciones, de las dos facilidades de producción (estación Rio Ceibas Norte y estación Rio Ceibas Sur) que conforman el campo y de esta manera generar el insumo que permita ayudar a tomar la mejor decisión a la empresa.

1. Descripción general del proyecto

Este proyecto tiene como fin la evaluación técnico-económica para la optimización de las facilidades del campo Rio Ceibas, el cual es operado por la empresa Ecopetrol S.A. con este proyecto se pretende analizar posibles escenarios que permitan determinar la mejor condición técnico-económica para mantener o aumentar la vida útil del campo.

Primero se realizará la evaluación técnica de los 3 escenarios propuestos. El primero es el caso base, objeto de estudio. Esto quiere decir, que se deben dejar las operaciones como se encuentran actualmente en el campo teniendo 2 estaciones y los flujos de las islas repartidos de acuerdo con su ubicación geográfica. El segundo escenario contempla una prueba de direccionamiento de fluidos de la estación RCS a RCN sin requerir ningún tipo de materiales (equipos, líneas, válvulas) adicionales a los que se tienen actualmente. El ultimo escenario, contempla la ejecución de algunas modificaciones mecánicas en los sistemas de recolección y que probablemente generen un direccionamiento de fluidos más eficiente pero que aporten gastos adicionales a la compañía. Para cada uno de estos escenarios descritos anteriormente, se ejecutará una evaluación económica, que permita visualizar en términos financieros la aplicación de cada escenario en el campo mediante una proyección económica con una visual de 5 a 10 años.

Finalmente se mostrarán los análisis económicos de las evaluaciones ejecutadas, que permitan a la empresa determinar cuál de las alternativas representa un mayor costo-beneficio para la organización y que pueda ser ejecutado para la optimización del campo Rio Ceibas.

2. Generalidades

2.1. Generalidades del campo Rio Ceibas

2.1.1. Antecedentes

El campo Rio Ceibas fue descubierto en 1988 como consecuencia de la implementación del contrato de asociación Caguán firmado por Ecopetrol S.A con la compañía HUILEX (Esso Colombiana) en 1984 (fecha efectiva enero 01 de 1984) con una participación de 50% - 50%, para explorar y explotar 7.756 hectáreas ubicadas en la subcuenca de Neiva, a 11 kilómetros al suroriente de la ciudad de Neiva. En 1990, Petrobras adquiere los derechos de HUILEX y explora las 7.756 hectáreas del área en asociación. En abril 20 de 1993, Ecopetrol aprueba la comercialidad del campo Rio Ceibas ubicado en un área de 456 acres. (ECOPETROL S.A, 2021)

El campo Rio Ceibas inicia su producción en 1994, presenta su desarrollo principal en los años 1996 (9 pozos), 1997 (13 pozos), 1998 (15 pozos) y 2005 (10 pozos) e implementó tanto un recobro secundario por inyección periférica de agua en 1999 como la inyección de gas para efectos de almacenamiento extendiéndose con todo lo anterior el área comercial a 1.674 acres. El 06 de julio de 2006, Petrobras vende a Pacific Rubiales Energy (PRE) el 27,27% de sus derechos, mantiene el 22.73% de los mismos y Ecopetrol continua con su 50%. Petrobras mantiene su rol de operador del activo.

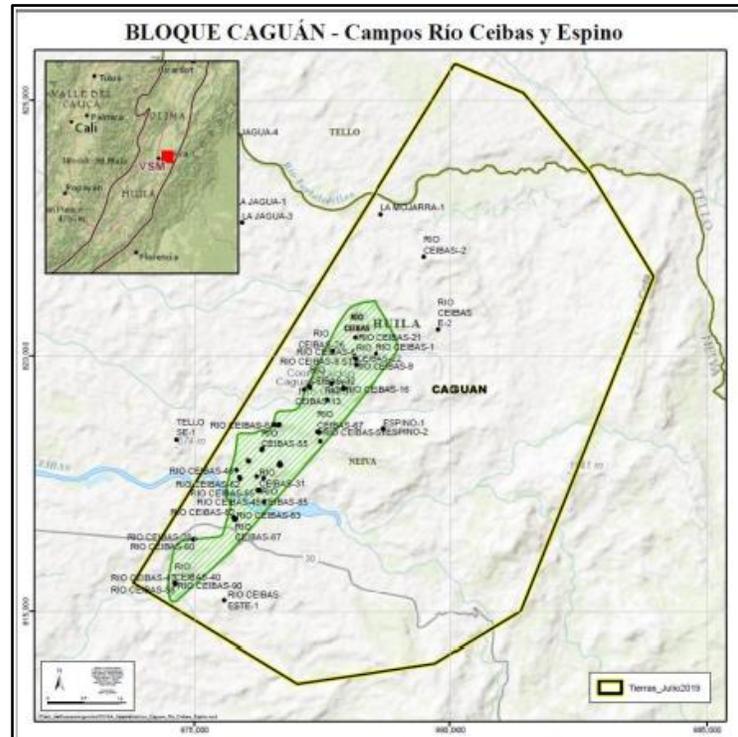
El contrato de asociación Caguán estuvo vigente hasta diciembre 31 de 2012, fecha en la cual Ecopetrol ejerce su derecho comercial mediante la operación y desarrollo directo del campo Rio Ceibas. A enero de 2014 se tienen 85 pozos perforados (cuyos nombres asignados corresponden a Rio Ceibas, Mojarra, Espino, Chaparro y Flor Morado), de los cuales 4 están inactivos, 13 abandonados, 43 pozos productores, 10 inyectoros de agua, y 4 inyectoros de gas. A la misma fecha, el campo tiene una producción de 1.332 BOPD con un acumulado de petróleo de 23.07 MBIs (13.89 provienen de las arenas Basales y 9.18 provienen de las Arenas Superiores), corte de agua del 73% y factor de recobro del 14%. (ECOPETROL S.A, 2021)

2.1.2. Ubicación geográfica

El campo Rio Ceibas está localizado a 11 kilómetros al nororiente de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente en el borde Este de la subcuenca de Neiva (Figura 1), está enmarcada por las vertientes de la Cordillera Oriental y Central y bañada por los ríos Magdalena y Ceibas. Limita al norte con los municipios Tello y Aipe, al noroeste con el departamento del Tolima, al suroccidente con el municipio de

Palermo, al sur con el municipio de Rivera y al oriente con el departamento del Caquetá. (ECOPETROL S.A, 2021)

Figura 1. Locación del campo Rio Ceibas



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2021)

2.1.3. Características del yacimiento

En los yacimientos de las areniscas superiores del campo, de acuerdo con la descripción geológica, la lenticularidad de las areniscas induce a postular que tanto los yacimientos de aceite como de gas no asociado, tendrían un comportamiento volumétrico, es decir, que el mecanismo de producción más probable sería el de expansión de los fluidos combinado con el empuje ocasionado por la salida de gas en solución en los yacimientos de aceite. En el caso de las areniscas basales, yacimientos de aceite con capa de gas original de gas, su mecanismo de producción más probable sería la combinación de la expansión volumétrica de la capa de gas y la salida de gas disuelto en la zona de aceite.

La descripción geológica de las arenas basales indica buena continuidad lateral y los resultados de las pruebas de producción y estudios de ascenso de la presión de fondo realizados en los pozos Pozo RIC01S y Pozo RIC003, no son suficientes para descartar la presencia de un empuje activo de agua en estos yacimientos. (Hernández & Rojas, 2016)

2.1.3.1. Porosidad

La porosidad del yacimiento se ha calculado mediante los registros de densidad, neutrón y sónico en todos los pozos del área; se ha notado que el registro neutrón se ve considerablemente afectado por la presencia de arcillas, el registro sónico no da confiables lecturas debido a la baja compactación de las arenas de la formación Honda, necesiéndose hacer grandes correcciones, siendo entonces el registro de densidad el más adecuado para el área, dado que sus valores correlacionan adecuadamente con los valores obtenidos de los análisis de corazones, los valores deben ser corregidos por un factor de 1.389 unidades de porosidad para ajustarlos a los valores determinados de los análisis de corazones.

Esta aproximación debe ser usada para las arenas superiores y basales considerando que los dos grupos de arenas productoras presentan un modelo de depositación semejante. Los valores obtenidos de porosidad tuvieron como resultado entre el 15% y el 21%. (Hernández & Rojas, 2016)

2.1.3.2. Permeabilidad

La permeabilidad del campo se ha estimado en cada pozo de acuerdo con registros de restauración de presión. Los valores de las permeabilidades oscilan de 10 a 15 md para las arenas superiores y de 20 a 25 md para las arenas basales. (Hernández & Rojas, 2016)

2.1.3.3. Saturación de agua

El cálculo de la saturación de los fluidos se ha llevado a cabo mediante la utilización de los registros eléctricos, se han hecho análisis a muestras de agua de formación tomadas en pruebas de producción en algunos pozos.

En general, la resistividad del agua es muy baja, dificultando su uso en la interpretación de los registros eléctricos. Existe una variedad de aguas presentes en los intervalos de la formación Honda y diferentes contenidos de arcilla, lo cual dificulta tener un valor confiable de saturación de agua, se optó por utilizar un valor de saturación de agua del 30% que corresponde a una saturación de petróleo del 70%, considerada representativa del área teniendo en cuenta el comportamiento histórico de los pozos perforados. (Hernández & Rojas, 2016)

2.1.3.4. Presiones de formación

En el campo Rio Ceibas se han identificado dos sistemas independientes de presión de la formación. El grupo superior de las arenas productoras se clasifica como de presión sub-normal con un gradiente de formación de 0.34 psi/ft, y en el grupo de las arenas basales se clasifica como

de presión normal con un gradiente de 0.45 psi/ft. Este sistema de presiones está ligado directamente con los mecanismos de producción actuando en cada grupo de arenas. (Hernández & Rojas, 2016)

Dando a entender la necesidad del uso de un método de recobro para el campo, actualmente las presiones varían de bloque a bloque y ciclo a ciclo de la formación Honda y se encuentra entre los 850 y 1200 psi. (ECOPETROL S.A, 2021)

2.1.3.5. Reservas de petróleo y gas

El volumen de petróleo y gas originales en el yacimiento se han determinado basados en el cálculo volumétrico de roca porosa y usando los factores de porosidad y saturación original.

Como factor volumétrico de petróleo se usa un valor de 1,08 RB/STB para las arenas Superiores y un valor de 1,20 para las arenas Basales.

Las reservas estimadas serian 4.5 MBPE al 2025 (volumen neto con riesgo aplicado). De acuerdo con el cronograma de desarrollo se considera como primer año de incorporación el 2024 por maduración asociado a la sanción de fase 3 y como segundo año de incorporación el 2025 contra ejecución de la actividad. (ECOPETROL S.A, 2021)

2.1.3.6. Factor de recobro

En el año 2020 se actualiza el modelo estático y dinámico del campo, consolidando un OOIP de 260MMBls, en promedio el factor de recobro del campo es 9.8% a 2020, se espera obtener un factor de recobro en un rango de 12.6 % - 13.5% de acuerdo a la actividad consolidada en el Plan Integrado de Desarrollo enfocado en la optimización del proceso de inyección de agua; debido a las heterogeneidades del yacimiento y a la incertidumbre en cuanto a la inyectividad en la formación Honda el desarrollo del campo está limitado a las pruebas de inyectividad contempladas en las fases iniciales de maduración del proyecto. (ECOPETROL S.A, 2021)

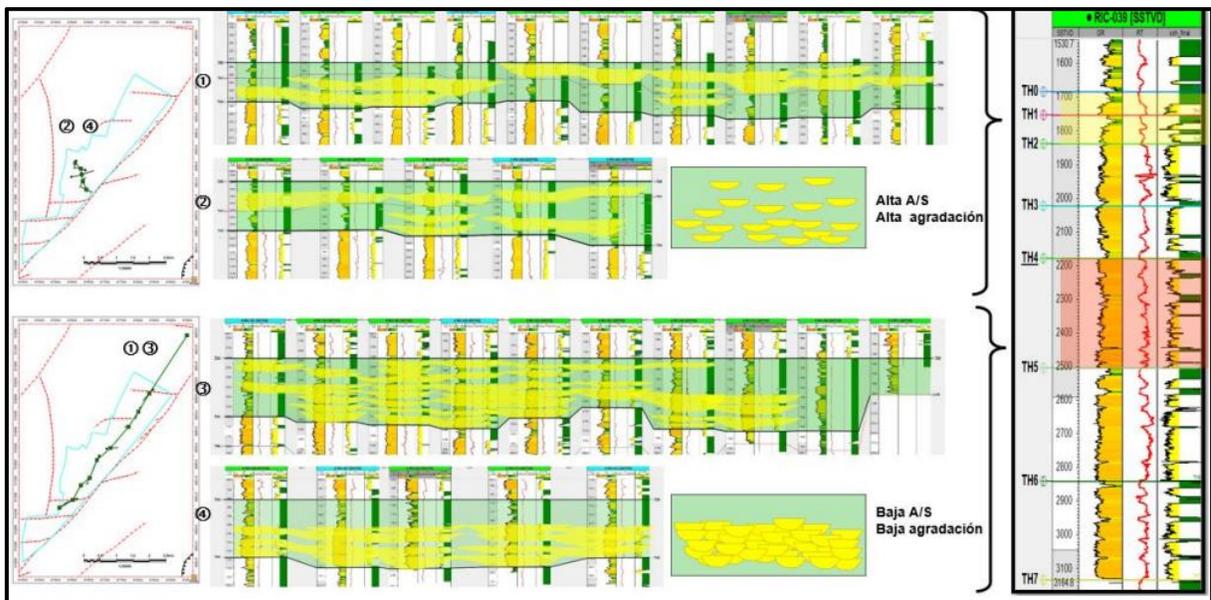
2.1.4. Modelo geológico y estratigráfico del campo Rio Ceibas

Modelo geológico. El campo Rio Ceibas se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, hace parte del Bloque Caguán que está localizado en la porción noreste de la subcuenca de Neiva, cerca al límite con la Cordillera Oriental. La estructura del campo Río Ceibas es un monoclinal con buzamiento regional Noroeste. El bloque está sobre un alto de basamento (Alto de Río Ceibas) entre dos sinclinales: sinclinal de Neiva al oeste (a lo largo del Río Magdalena) y el sinclinal de San Antonio al este, que actúa como control estratigráfico de las areniscas. (Hernández & Rojas, 2016)

El campo Rio Ceibas es productor de la formación Honda, el intervalo basal de la formación se depositó en un ambiente fluvial, en el cual los canales han depositado una secuencia de areniscas y arcillolitas intercaladas, de diferentes características litológicas y petrofísicas donde cada arenisca productora presenta un diferente ambiente deposicional. (Hernández & Rojas, 2016). La formación Honda está compuesta por dos secuencias definidas. Secuencias superiores (TH0-TH2-TH3) donde los cullos lutíticos son predominantes debido al tipo de depositación, mostrando una alta relación A/S verticalmente (Alta gradación). En las secuencias más profundas (TH4-TH5-TH6), se presenta un claro amalgamamiento de canales donde las lutitas son más discontinuas, generando levas canales; estos canales presentan buena continuidad lateral y podrían estar conectados verticalmente (baja relación A/S y baja gradación). Ver **Figura 2**.

La estructura del campo en superficie se relaciona con un anticlinal que presenta doble cabeceo y está limitado en su extremo oriental por la falla del Rio Ceibas. En el subsuelo la estructura del campo es prácticamente un monoclinal con buzamiento hacia el suroeste, dirección noreste-suroeste (N38 ^E), la cual tiene una longitud aproximada de 15 km por 1,5 km de ancho. Se encuentra localizada en el lado bajo y al oeste de la falla del mismo nombre, la falla de Rio Ceibas es de desplazamiento normal a nivel de basamento, aunque parece haber sufrido un proceso de inversión posterior. (Chaparro, 2014)

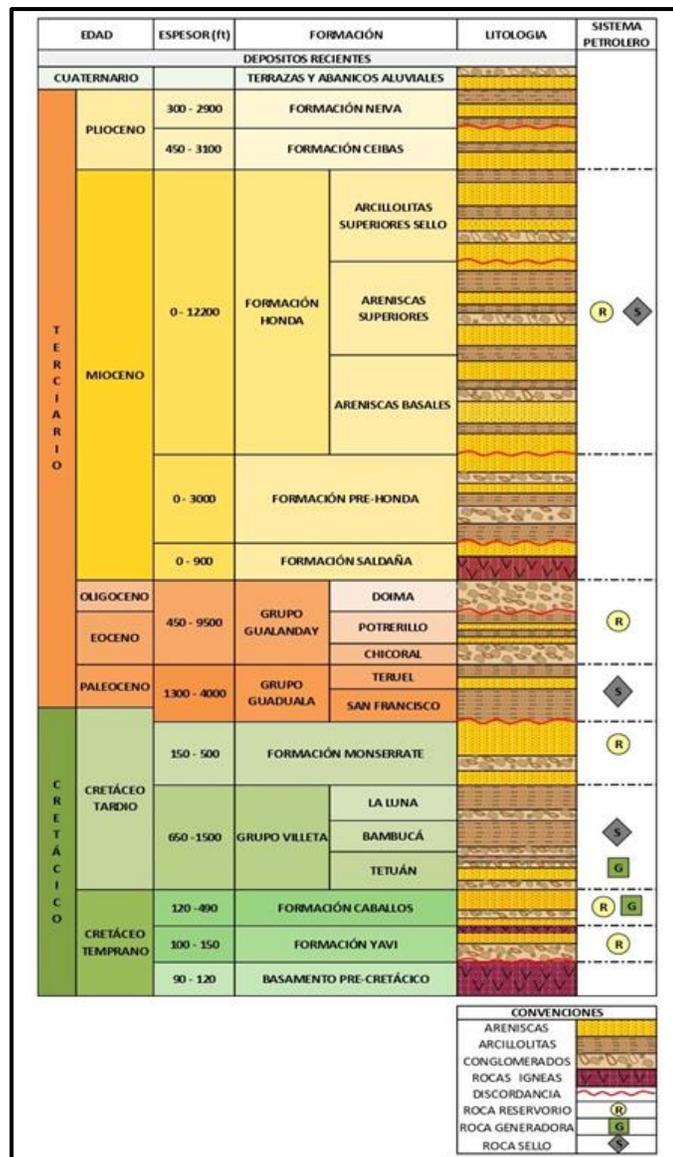
Figura 2. Secuencia de canales formación Honda



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2021)

Modelo estratigráfico. La sección estratigráfica perforada en el área del campo Rio Ceibas, está restringida a secuencias correspondientes desde el terciario tardío al cuaternario. En la **Figura 3**, se observa la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. La **Tabla 1**, muestra una descripción litológica detallada de las secuencias del Valle Superior del Magdalena de base a tope. Las formaciones descritas a continuación no presentan continuidad en todo el campo; sin embargo, se puede observar fácilmente la repetición de estos paquetes a profundidades de perforación diferentes lo que permite afirmar el concepto de múltiples fallas dentro de la estructura. (Chaparro, 2014)

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada



Fuente de: (Chaparro, 2014)

Tabla 1. Estratigrafía del campo Rio Ceibas

Formación	Características
Basamento pre-cretácico	<p>Se depositó en una espesa secuencia constituida por rocas metamórficas de bajo grado, por flujos de lava, con un espesor entre 90 y 120 pies.</p> <p>El Basamento infrayace discordantemente a la Formación Yavi y pertenece al cretáceo temprano.</p>
Formación Yavi	<p>Es una unidad constituida por un conjunto rocoso donde se alternan areniscas feldespáticas con limolitas y arcillolitas. Las características litofaciales sugieren un ambiente de depósito de tipo continental en llanura aluvial, con presencia de corrientes meándricas y trenzadas.</p> <p>La Formación Yavi suprayace en forma discordantemente el basamento Pre-Cretácico e infrayace transicionalmente a la Formación Caballos. La Formación Yavi pertenece al Cretáceo Tardío con un espesor que varía entre 100 y 150 pie</p>
Formación Caballos	<p>La Formación Caballos, pertenece a la base del Cretáceo, constituida por areniscas con estratificación cruzada de grano medio a grueso con intercalaciones de limonitas y lutitas, depositadas en ambientes marinos poco profundos. La Formación Caballos infrayace el Grupo Villeta y tiene un espesor de 120 a 490 pies.</p>
Grupo Villeta	<p>El Grupo Villeta está comprendido por tres formaciones: Formación Tetuán, Bambucá y La Luna. Esta unidad litológica está formada por intercalaciones de arcillolitas negras, conglomerados y calizas con un espesor entre 650 y 1500 pies.</p> <p>Esta unidad se depositó durante el Cretáceo Tardío, en un ambiente de sedimentación de plataforma externa e interna. El Grupo Villeta es concordante y suprayace con el nivel superior de la Formación Caballos.</p>
Formación Monserrate	<p>Formación compuesta por lodolitas de llanura costera y de inundación con esporádicas intercalaciones de areniscas líticas, depositadas durante el Cretáceo Tardío, con un espesor entre 150 y 500 pies.</p> <p>Suprayace concordantemente al Grupo Villeta y es suprayacida por la Formación San Francisco del Grupo Guaduala.</p>

<p style="text-align: center;">Grupo Guaduala</p>	<p>Constituida por las Formaciones San Francisco y Teruel, que corresponden al periodo de tiempo del Paleoceno. Tiene un espesor entre 1300 a 4000 pies.</p> <p>Se encuentra constituida primordialmente por arcillolitas y lodolitas presentes en paquetes y capas gruesas. Se depositó en un ambiente transicional a continental, infrayaciendo al Grupo Gualanday.</p>
<p style="text-align: center;">Grupo Gualanday</p>	<p>El Grupo Gualanday está conformado por las formaciones Gualanday Inferior (Formación Chicoral), Gualanday Medio (Formación Potrerillo) y Gualanday Superior (Formación Doima), suprayacido por la Formación Saldaña. La unidad está conformada por una secuencia de areniscas, conglomerados y arcillolitas compactas. Estos sedimentos fueron depositados en abanicos aluviales, ríos y ambientes de llanura de inundación El Grupo Gualanday, de edad Eoceno-Oligoceno tiene un espesor entre 450 y 9500 pies.</p>
<p style="text-align: center;">Formación Saldaña (basamento)</p>	<p>El Basamento Económico en el campo Río Ceibas está conformado por una secuencia de rocas volcánicas y areniscas, que infrayacen discordantemente la Formación Pre-Honda. En el tope de la formación se identifica la presencia de lito arenitas y lito arenitas feldespáticas intercaladas con arcillolitas. En la base la litología es principalmente de rocas volcanoclásticas conglomeráticas, de origen volcánico y epiclástico de ambiente continental y a veces marino. La Formación Saldaña se depositó durante el Mioceno, con un espesor entre 0 y 900 pies.</p>
<p style="text-align: center;">Formación Pre-Honda</p>	<p>La Formación Pre-Honda está formada por areniscas conglomeráticas con pequeñas intercalaciones de arcillolitas. Las arcillolitas son moderadamente firmes, localmente limo líticas y no son calcáreas. Las areniscas conglomeráticas son de grano fino a grueso. Estas areniscas son líticas y lítico-feldespáticas. La formación se depositó por un sistema de corrientes meándricas de ríos trenzados, durante el Mioceno. Esta formación no está presente en la parte Norte del campo y tiene espesores entre 0 y 3000 pies. La Formación Pre-Honda infrayacen concordantemente las limolitas basales y las arcillolitas de la Formación Honda.</p>

<p style="text-align: center;">Formación Honda</p>	<p>La Formación Honda es una sucesión de areniscas conglomeráticas, areniscas líticas y arcillolitas. Las areniscas conglomeráticas varían en tamaño de grano muy fino a conglomerático. Las areniscas líticas tienen una consistencia deleznable o firme y un cemento ligeramente calcáreo. Las arcillolitas son limo líticas de consistencia firme. La Formación Honda tiene un espesor entre 0 y 12200 pies y suprayace concordantemente con la Formación Pre-Honda. La acumulación de los sedimentos se depositó en sistemas meandro fluviales y llanuras de inundación, durante el Mioceno Superior.</p>
<p style="text-align: center;">Formación Ceibas</p>	<p>La litología de la formación está compuesta principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso a fino. La unidad conglomerática se encuentra inter-digitada con sedimentos de la Formación Neiva. Las características de estos sedimentos sugieren que se depositaron en un ambiente de abanicos aluviales, provenientes de la Cordillera Oriental durante el Terciario-Plioceno. Tiene un espesor de 450 y 3100 pies. La Formación Ceibas suprayace en forma discordante a la Formación Honda, y en algunas partes de la subcuenca hay una marcada discordancia angular.</p>
<p style="text-align: center;">Formación Neiva</p>	<p>Conformada por depósitos vulcano-clásticos provenientes de la actividad volcánica de la Cordillera Central. Litológicamente está compuesta por un conjunto de areniscas bien seleccionadas, de grano fino con aporte volcánico, e intercaladas con limolitas poco densas, depositadas durante el Plioceno, y con un espesor entre 300 y 2900 pies.</p> <p>La Formación Neiva suprayace discordantemente a la Formación Ceibas.</p>
<p style="text-align: center;">Cuaternario</p>	<p>Los depósitos cuaternarios constan de conglomerados polimícticos y lodolitas conglomeráticas en matriz arenosa de un ambiente continental. Por la dinámica fluvial y la acción de la gravedad, se conforman depósitos aluviales, vulcano clásticos y fluviolacustres.</p> <p>Los depósitos cuaternarios suprayacen a la Formación Neiva.</p>

Fuente de: (Chaparro, 2014)

2.1.5. Características de los fluidos del campo Rio Ceibas.

2.1.5.1. Caracterización del crudo.

La información sobre la caracterización del crudo del campo Rio Ceibas se muestra en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Características del crudo del campo Rio Ceibas

	Método	Unidades	Campo Rio Ceibas
Gravedad API	ASTMD 1250	°API	24.2
Densidad @ 15°C	ASTMD 5002	g/ml	0.9074
Viscosidad cinemática @ 40° C	ASTMD 445	Cst	26.64
Viscosidad cinemática @ 50° C	ASTMD 446	Cst	18.04
Contenido de Sal	ASTMD 3230	lb/1000bbl	1.75
Contenido de Azufre	ASTMD 4294	%Peso	0.584
Factor K UOP	UOP 37-(07)	N/A	11.69
Análisis	Método	Unidades	200844657
			Batería Rio Ceibas (25-01-13)
Destilación Simulada	ASTM D 5307-(07)	---	---
IBP		°C	32.4
5 % Volumen		°C	110.4
10 % Volumen		°C	155.7
20 % Volumen		°C	229.3
30 % Volumen		°C	286.7
40 % Volumen		°C	332.9
50 % Volumen		°C	384.5
60 % Volumen		°C	436.0
67 % Volumen		°C	473.2
68 % Volumen		°C	479.1
69 % Volumen		°C	485.2
70 % Volumen		°C	491.5
79 % Volumen		°C	552.0
80 % Volumen	°C	559.7	
Gases Disueltos	ASTM D 6729-(09)	---	---
Parafinas		% Peso	0.958
I-Parafinas		% Peso	1.227
Aromáticos		% Peso	0.055
Mono-Aromáticos		% Peso	0.055
Naftenos		% Peso	1.561
Mono-Naftenos		% Peso	1.561
Olefinas		% Peso	0.009
n-Olefinas		% Peso	0.007
C7+		% Peso	96.183

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2020)

2.1.5.2. Caracterización del agua de inyección

El campo cuenta con dos fuentes de agua diferentes para la inyección como recobro secundario, en primer lugar, los pozos Pozo Tigre 1 y Pozo Tigre 2 que suministran agua libre de hidrocarburos y baja en solidos; en segundo lugar, se tiene el agua asociada al crudo que se separa a lo largo del proceso y se dispone a inyección en el sistema de tratamiento y almacenamiento. (ECOPETROL S.A, 2020)

Tabla 3. Características del agua de inyección

PUNTO DE MUESTREO (Linea de inyección Rio Ceibas) BATERIA(Rio Ceibas)					
Alcalinidad (mg/L CaCO3)	497	Sulfatos (mg/L SO4 2-)	0.3	Ca++	14
Bicarbonatos (ppm)	606	Cloruros (mg/L Cl)	683	Mg++	2.5
Dureza total (mg/L CaCO3)	83	Hierro total (mg/L Fe)	0.37	Sr+	1.05
Dureza calcica (mg/L CaCO3)	50	Solidos sup total (mg/L TSS)	55	pH	7
Dureza magnesica (mg/L CaCO3)	33	Grasas y aceites (mg/L OIW)	5.6		
Bario (mg/L Ba)	1.3	Turbidez	36.64		

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2020)

2.1.5.3. Caracterización del gas

Las características del gas de producción a la salida de los separadores en la estación Rio Ceibas Norte se muestra en la **Tabla 4.**

Tabla 4. Cromatografía gas Rio Ceibas Norte

AST/GPA Calculation: Temperature 60°F Idela values Base Pressure 14.733 psia							
Compound	RT	Area	Vol%	Mole%	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	1.762	312	0.196	0.197	0.003	0.000	0
ETHANE	4.022	5919.2	3.541	3.561	0.037	63.182	57.802
PROPANE	4.316	545.7	1.243	1.262	0.019	31.838	29.294
I-BUTANE	4.477	181.4	0.294	0.302	0.006	9.850	9.085
N-BUTANE	4.607	271.6	0.425	0.439	0.009	14.349	13.245
OXYGEN	4.992	9.5	0.006	0.006	0.000	0.000	0
I-PENTANE	5.052	164.3	0.199	0.209	0.005	8.384	7.753
NITROGEN	5.157	828.3	0.524	0.522	0.005	0.000	0
N-PENTANE	5.272	130.4	0.158	0.168	0.004	6.734	6.225
METHANE	5.843	115240.1	93.347	93.267	0.517	944.368	849.931
N-HEXANE	6.787	51.5	0.067	0.067	0.002	3.205	2.967
Total					0.607	1081.91	976.302

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	1084.511 BTU	1066.834 BTU
Net Heat Value per CF	978.649 BTU	961.901 BTU
Net Heat Value per Gallon	36931.05 BTU	36790.341 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	17.604 Gallons	17.396 Gallons
Mean Molecular Weight	17.585	17.593
Compressibility Factor	0.998	0.997
Specific Gravity	0.609	0.609

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2020)

2.1.6. Pozos del campo Rio Ceibas.

Los pozos del campo Rio Ceibas se muestran en la **Tabla 5**

Tabla 5. Pozos campo Rio Ceibas

POZOS	Pozos productores activos	38	Pozos cerrados	0
	Pozos inyectoros activos	14	Pozos abandonados	14
	Pozos inactivos	15	Total pozos	81

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2020)

2.1.7. Curvas de producción.

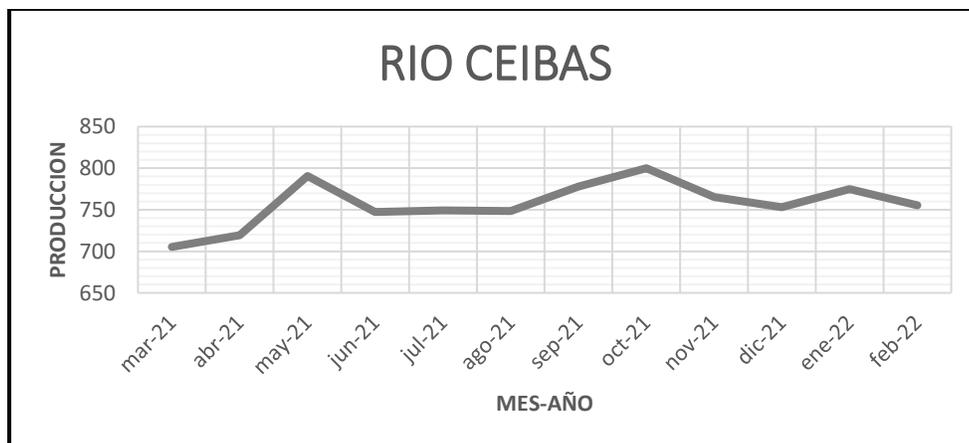
La producción promedio por mes de marzo-2021 hasta febrero 2022 del campo Rio Ceibas se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Datos de producción campo Rio Ceibas

FECHA (mes)	PRODUCCIÓN (Bbl)	FECHA (mes)	PRODUCCIÓN (Bbl)
mar-21	705	sep-21	778
abr-21	719	oct-21	800
may-21	791	nov-21	765
jun-21	747	dic-21	753
jul-21	749	ene-22	775
ago-21	749	feb-22	755

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

Gráfica 1. Producción campo Rio Ceibas



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

3. Flujo natural de fluidos y sistemas de levantamiento artificial

3.1. Flujo natural de fluidos

El mecanismo de flujo natural es el más económico ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento. Normalmente en los pozos productores de petróleo, cuando se inicia la extracción del petróleo, algunos de estos yacimientos poseen suficiente presión en el fondo del pozo y se explotan por flujo natural de sus propios fluidos, si la estructura lo permite; cuando el levantamiento se lleva a cabo por la presión natural del fondo del yacimiento, el crudo fluye por sí mismo sin utilizar mecanismos artificiales. Los controles de flujo se realizan en la superficie por medio del llamado “árbol de navidad” compuesto por una serie de válvulas que permite abrir y cerrar el pozo a voluntad. El flujo se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo. (Jocolt, 2003)

3.2. Sistemas de levantamiento artificial

El levantamiento artificial es necesario si un pozo dejó de fluir de manera natural, o si la tasa de flujo es inferior a la deseada. Los sistemas de levantamiento artificial son los siguientes:

3.2.1. Bombeo mecánico (BM)

El bombeo mecánico es un método de levantamiento artificial de succión y transferencia continua del petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde consta de una bomba instalada en el pozo para incrementar la presión ya que el yacimiento posee una determinada presión que le está dando un determinado nivel al pozo y la bomba le proporciona una presión para que este supere las pérdidas de presión del pozo. (Monsalve, 2017)

3.2.2. Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

El bombeo por cavidades progresivas (BCP), es un sistema de levantamiento artificial que presenta alta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos ($22 < \text{°API} < 29.9$) o pesados ($\text{°API} < 21.9$) en el pozo donde se instale.

En cuanto a su mantenimiento, es un equipo que presenta bajos niveles de intervención ya que posee mínimas partes móviles, las BCP son bombas de desplazamiento positivo (las cavidades se encuentran selladas hidráulicamente entre sí) que cuentan con un cabezal de accionamiento, el cual se ubica en superficie y una bomba de fondo que se compone por un rotor de acero en forma helicoidal el cual gira dentro de un estator de elastómero sintético o de metal en un tubo de acero. (Figuerola & Tibaduisa, 2016)

3.2.3. Bombeo electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible (BES), es un sistema de levantamiento artificial que permite la producción de altos caudales de crudo, con alta eficiencia para el levantamiento de crudos medianos y livianos. Este sistema de levantamiento funciona mediante la acción de una bomba centrífuga de múltiples etapas ubicada en el subsuelo y accionada por energía eléctrica que es suministrada desde superficie, la cual levanta los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. Los componentes de un sistema electrosumergible pueden ser divididos en dos grupos: equipo de fondo y equipo de superficie.

3.2.4. Levantamiento artificial por gas

El principio de este sistema de levantamiento consiste en la inyección de gas a alta presión en la columna de fluidos para su levantamiento desde el subsuelo hasta la superficie. Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas son levantamiento continuo y levantamiento intermitente. El principio de operación de levantamiento continuo consiste en la inyección de gas a través de una serie de válvulas GLVs ubicadas a lo largo de una tubería de producción; el efecto de este gas inyectado es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta superficie.

En el levantamiento intermitente, se inyecta gas en forma cíclica en la columna de fluido para levantar en flujo intermitente. El flujo intermitente es permitir la acumulación de fluido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar una cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas, para poder desplazar el líquido de la tubería con el gas almacenado. (Gil & Jose, 2009)

3.2.5. Bombeo hidráulico (BH)

El bombeo hidráulico utiliza un fluido hidráulico, este puede ser petróleo o agua en la superficie (fluido motriz), una unidad de potencia en superficie para manejar alta presión que permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo (pistón o jet) ejecutada por el fluido motriz inyectado a alta presión.

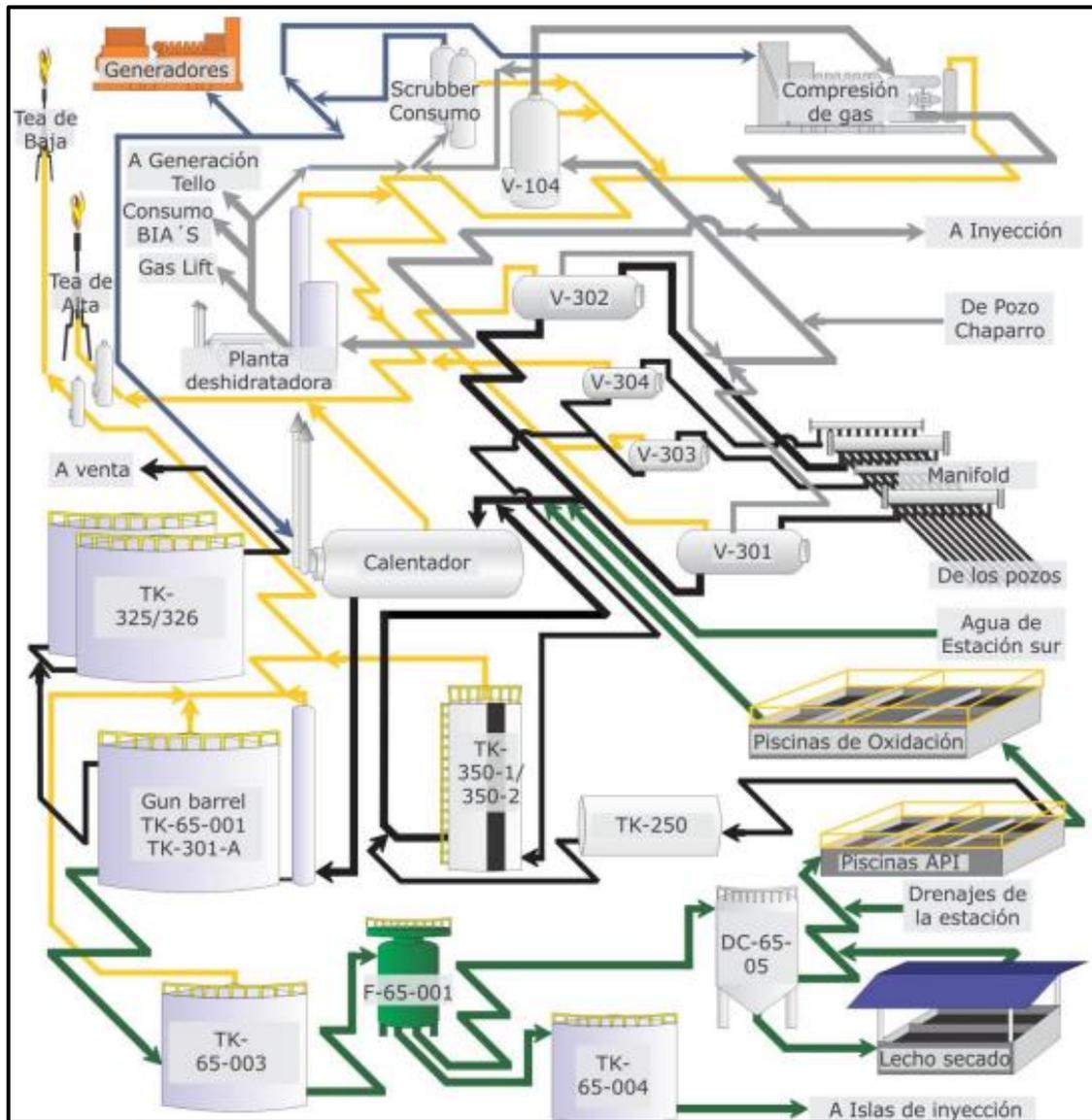
La unidad de fondo convierte la energía del fluido motriz a energía potencial o presión de fluidos producidos, permitiendo que el fluido motriz y los fluidos provenientes del yacimiento vayan hacia la superficie después de pasar a través de una unidad de fondo.

4. Facilidades de producción del campo Rio Ceibas.

4.1. Estación Rio Ceibas Norte.

La estación Rio Ceibas Norte, recibe los fluidos de producción de 39 pozos (con corte diciembre del 2021) con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor o igual a 0.5% y un contenido de sal menor a 20lb/1000 Bbls), recibiendo adicionalmente la producción de la estación Rio Ceibas Sur. (ECOPETROL S.A., 2015)

Figura 4. Procesos de la estación Rio Ceibas Norte



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.1. Sección de inyección de químicos

El objetivo de esta sección es adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un conjunto de sustancias cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de estos dentro de los equipos de la estación, logrando que el crudo salga en condiciones necesarias para su posterior venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E.

Una vez el fluido producido llega al múltiple de entrada, se somete a un tratamiento con productos químicos tales como desemulsificante o rompedor directo y antiespumante que se inyectan antes de los separadores. El tratamiento se realiza desde una caseta que dispone de dosificadores eléctricos para inyectar el químico a cada uno de los colectores de producción general y de prueba.

Además del tratamiento de crudo, se debe realizar la dosificación de productos químicos para el tratamiento del agua asociada y agua libre. Los productos más utilizados son: rompedor inverso, y clarificadores. Estos productos se dosifican con bombas eléctricas, en la línea de entrada del tanque TK-65-003 y el calentador desde una segunda caseta ubicada cerca al calentador.

Foto 1. Caseta de inyección de químicos



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Para la inyección de estos químicos se cuenta con:

- Cinco (5) bombas dosificadoras de químicos
- Cuatro (4) tanques almacenadores

Foto 2. Tanques y bombas para inyección de química.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.2. Sección de recolección

El objetivo de esta sección es recibir los fluidos de los pozos que llegan a la estación Rio Ceibas Norte, para distribuirlos según se requiera.

El sistema de recolección está estructurado a partir de ocho múltiples distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba, que a su vez colectan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, hasta los múltiples externos (satélites) que agrupan los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan al múltiple general que se localiza en la estación Rio Ceibas Norte, el cual reparte la producción a los cuatro colectores para dar flexibilidad a la operación del campo.

Foto 3. Múltiple de la estación Rio Ceibas Norte.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Para la recepción de los fluidos producidos por los pozos, el campo Rio Ceibas Norte cuenta con:

- Un (1) múltiple general
- Ocho (8) múltiples externos: reciben y distribuyen las líneas de producción y prueba de los pozos que se encuentran en las islas; agrupando los fluidos en las líneas troncales que llegan a la estación. Estos múltiples son:
 - Múltiples de las Islas (2-1-N2-H-G-6)
 - Múltiple de la Y.
 - Múltiple de Base Narváez
- Dos (2) múltiples selectores

4.1.3. Sección de trampas para raspadores

El objetivo de esta sección es proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre el múltiple general y los múltiples externos.

Es fundamental realizar maniobras de limpieza de tuberías debido a la producción de parafinas, estas maniobras de limpieza se desarrollan de dos formas principales, una de ellas es el bombeo de baches alcalinos o de solventes que desprendan las obstrucciones y reducciones de naturaleza orgánica; la segunda manera en que se puede limpiar la tubería mediante el desplazamiento de raspadores que barren a nivel interno las depositaciones que pueden ocasionar obstrucción.

Para la limpieza de las troncales del campo Rio Ceibas Norte, cada trampa cuenta con:

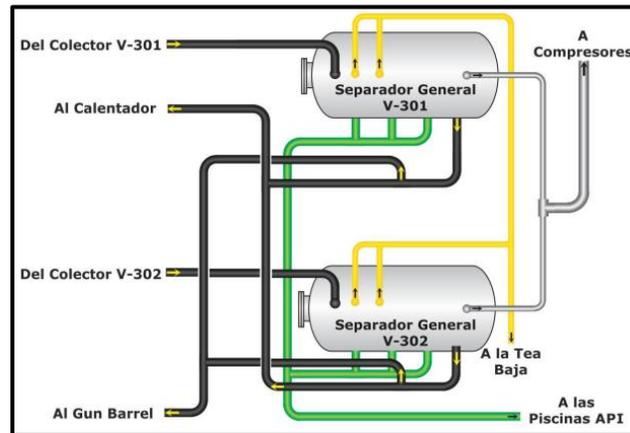
- Cámara de inserción o extracción.
- Indicador de presión.
- Indicador de paso del raspador.

4.1.4. Sección de separación

El objetivo de esta sección es separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión agua-petróleo).

El sistema de separación de la estación cuenta con cuatro separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a pruebas de pozo y los otros dos se destinan a la separación de la producción en general. El gas separado es direccionado al separador de gas general, mientras que, la emulsión agua-crudo se envía al calentador o tanque de separación de acuerdo con las condiciones operativas.

Figura 5. Diagrama de la sección de separación de la estación Rio Ceibas Norte.

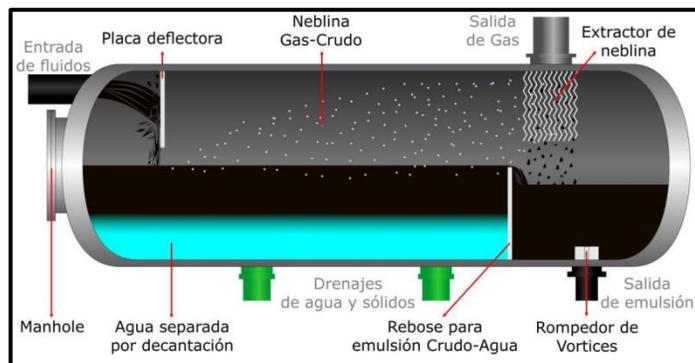


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Los separadores anteriormente mencionados con los que cuenta la estación son:

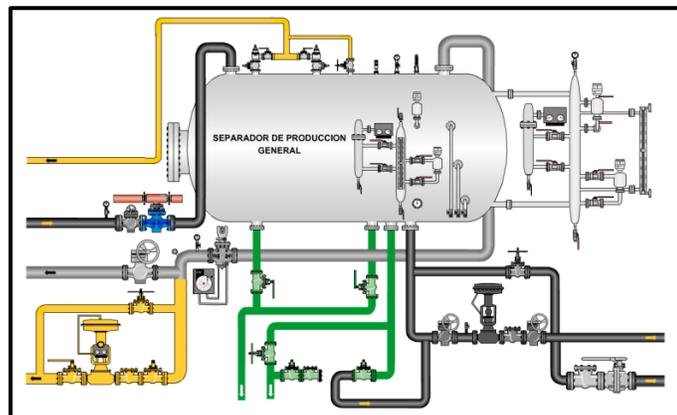
- Dos (2) separadores horizontales

Figura 6. Vista interna del separador bifásico.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Figura 7. Líneas y válvulas de los separadores generales (V-301 y V-302)



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Los dispositivos de control son los siguientes:

- Válvulas automáticas controladoras de nivel (LCV), regulan el nivel de líquido dentro del separador.
- Válvulas reguladoras de presión (PCV), esta válvula regula la presión de operación del separador y cuenta con un controlador neumático para su operación.
- Válvulas de seguridad (PSV), su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula controladora de presión no actúa. Tanto los separadores de producción general como los de prueba, disponen de dos PSV cada uno.
- Válvulas de cierre (ESDV), su actuador es de tipo solenoide que la cierra para impedir la entrada de fluidos al separador, cuando las variables de presión o de nivel han excedido los puntos de seteo establecidos en la operación.
- Control de alta presión, cuando se presenta alta presión en el separador, éste controlador actúa enviando una señal a la ESDV para que se cierre.
- control de alto nivel (LSH), usado para prevenir que el líquido entre en la línea de gas. Cuando se presenta alto nivel de líquidos en el separador, envía una señal a la ESDV para que se cierre.
- Alarma indicadora de alta presión (PIAH): su señal es enviada al panel de control.
- Alarma indicadora de baja presión (PIAL): su señal es enviada al panel de control.
- LIAH: alarma indicadora de alto nivel.
- LIAL: alarma indicadora de bajo nivel.
- FR: Registradores de flujo.

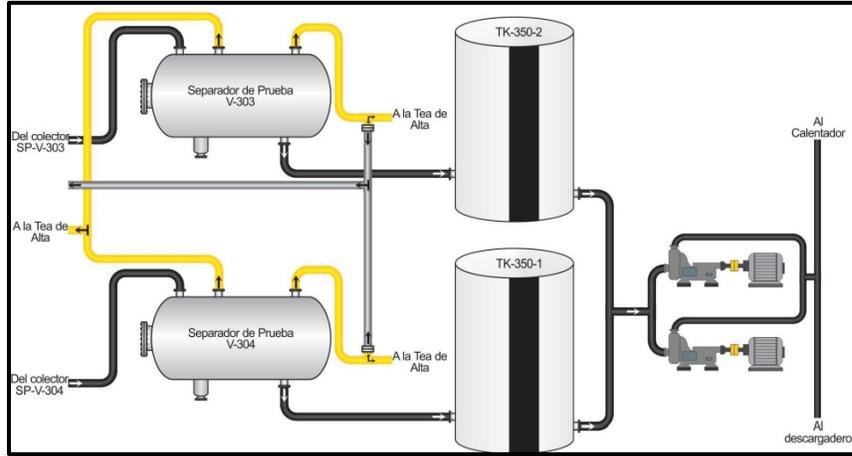
4.1.5. Sección de prueba

El objetivo de esta sección es determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

El fluido del pozo que se pone en prueba es dirigido a través del colector al separador bifásico de prueba, el cual, por medio de varios dispositivos, permite realizar las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo con el potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba (TK-350-1 ó TK-350-2), donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen de líquido producido, que luego se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el

potencial real del pozo. Una vez terminado el proceso de prueba, los fluidos son enviados hacia el tanque de separación gracias a las bombas de recirculación de dichos tanques.

Figura 8. Sección de prueba.

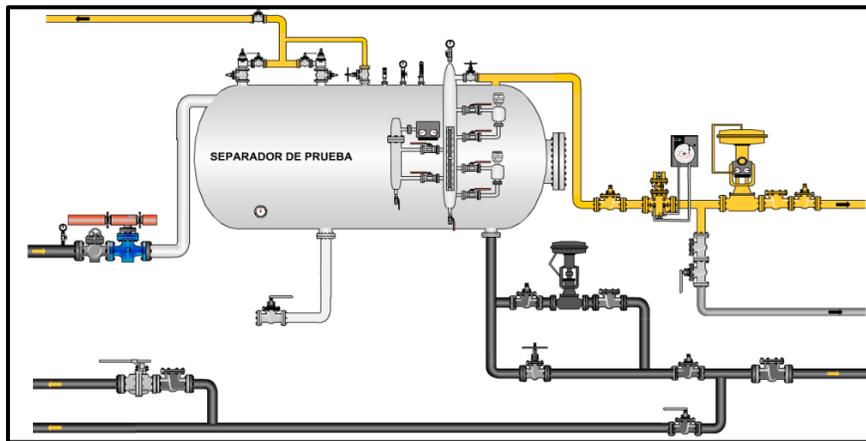


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

La sección de prueba está constituida por:

- Dos (2) separadores horizontales bifásicos

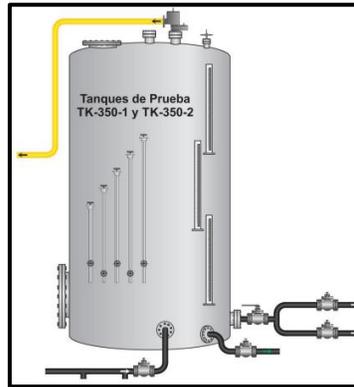
Figura 9. Líneas, válvulas e instrumentos asociados a los separadores de prueba.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) tanques verticales de prueba (TK-350-1 y TK-350-2)

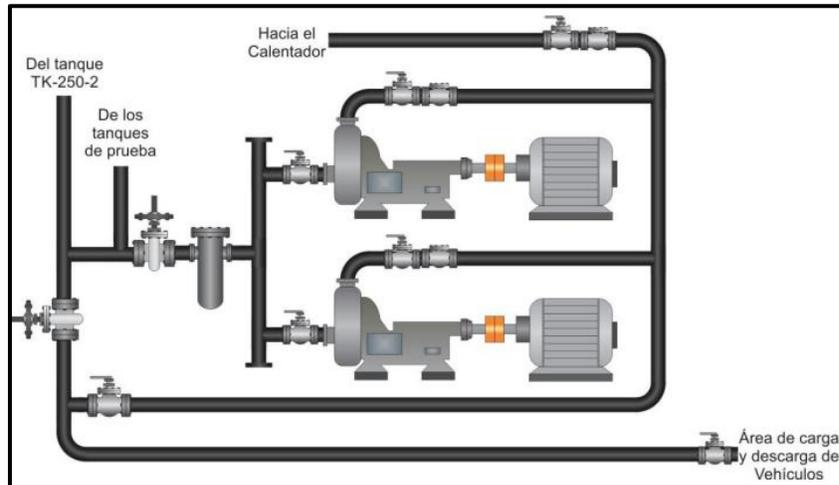
Figura 10. Líneas y válvulas de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) bombas de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B

Figura 11. Bombas de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B



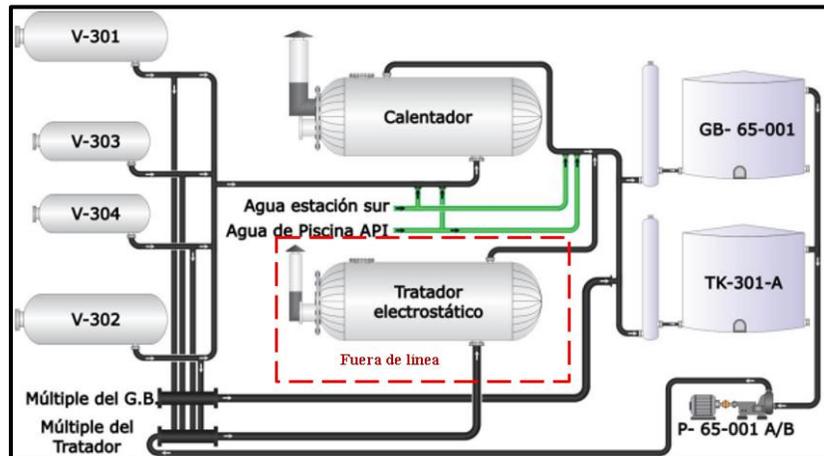
Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.6. Sección de tratamiento de crudo

El objetivo de esta sección es elevar la temperatura de emulsiones crudo-agua, para mejorar su proceso de deshidratación, tanto para los fluidos de salida de los separadores como para el crudo deshidratado en los tanques de separación.

Las emulsiones desgasificadas en los separadores (V-301/302/303 y 304), se circulan hacia el calentador (H-65-001), este equipo genera calor suficiente gracias a la combustión del gas de consumo que se le suministra, para luego conducir el fluido hacia el tanque de separación con una temperatura que facilita la deshidratación del crudo.

Figura 12. Diagrama del sistema de calentamiento

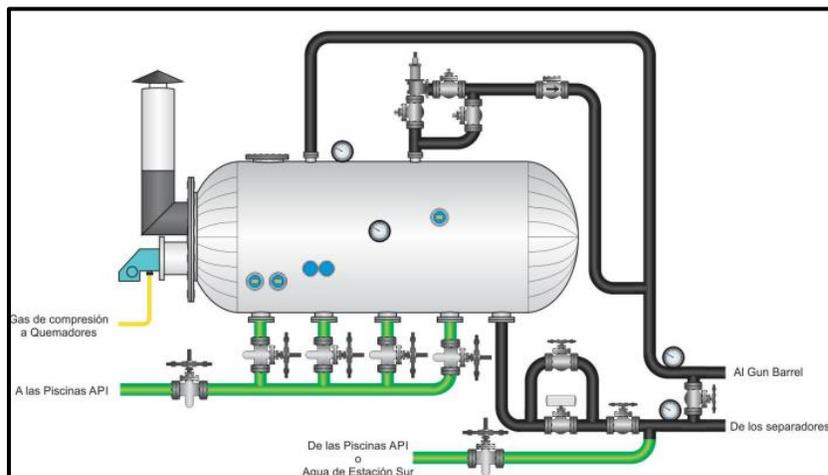


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

El sistema de tratamiento está constituido por:

- Un (1) calentador (H-65-001), equipo en cuyo interior se encuentran dos tuberías flexionadas en forma de “U” llamadas piro tubos, por cuyo interior fluye una corriente de aire que los mantiene calientes. Cuando los líquidos provenientes de los separadores entran por debajo del calentador, hacen contacto con los piro tubos de manera que la temperatura del crudo se incrementa hasta los valores deseados; Cada piro tubo cuenta con un sistema de quemador, un sistema de piloto y una chimenea, el funcionamiento de los quemadores depende de las condiciones a las que ingresa el fluido, si la temperatura es baja, la combustión de gas será alta o en caso contrario se mantendrán apagados.

Figura 13. Líneas y válvulas en el área del calentador

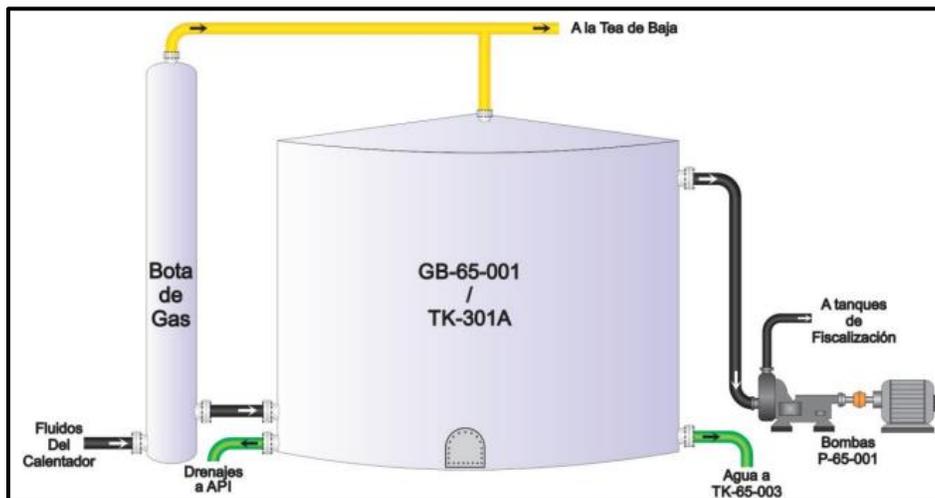


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Sistema de deshidratación, el objetivo del equipo es retirar la mayor cantidad de agua que conforma la emulsión, y permitir la recuperación (por rebose) de crudo con valores mínimos de agua en suspensión.

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas del tanque de separación que se encuentra en funcionamiento, esta se encarga de retirar los remanentes de gas con que pueda venir asociados al crudo. Al salir de la bota, el crudo ingresa por la parte inferior del tanque de separación en donde reside el agua separada a manera de colchón, sobre el cual flota el crudo por efecto de la diferencia de densidades. Estos tanques están provistos de líneas externas de muestreo que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes alturas y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interface crudo-agua y el nivel del crudo limpio. Además, cuenta con ánodos de sacrificio, los cuales son elementos que permiten aumentar la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión causada por agua y/o gas producido.

Figura 14. Equipo de deshidratación

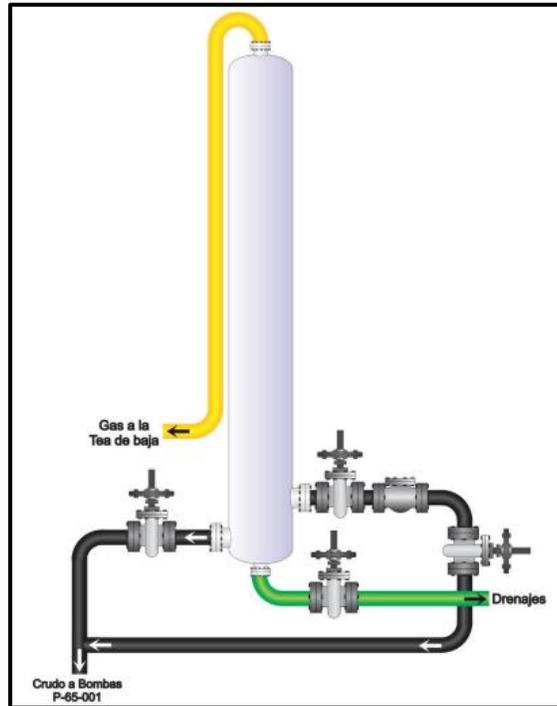


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

El sistema de deshidratación está constituido por:

- Bota de gas

Figura 15. Bota de gas.

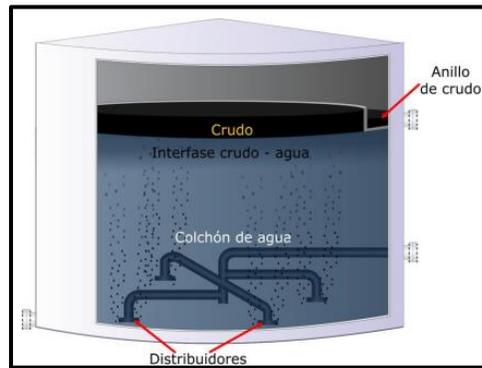


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

• Dos (2) tanques de separación (GB-65-001 y TK-301-A), La función del tanque de separación es mejorar la calidad del crudo, puesto que allí se da un tiempo de retención mayor, que permite una mejor separación y limpieza del agua libre y del crudo. Finalmente, luego de realizar el proceso de deshidratación, se espera que el fluido rebozado en el tanque se encuentre bajo especificaciones y pueda ser direccionado a los tanques de almacenamiento. Los tanques de separación se componen de:

- Tanque cilíndrico vertical en acero soldado.
- Válvula de venteo.
- Tubo conductor.
- Campana difusora.
- Toma de muestras
- Válvula controladora de nivel de interface (LCV).
- Transmisor de nivel por radar.

Figura 16. Vista interior del tanque de separación



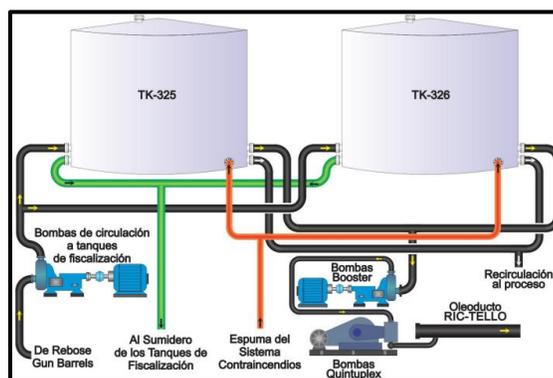
Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.7. Sección de almacenamiento y despacho de crudo.

El objetivo de la sección de almacenamiento y despacho es ofrecer un sitio para el almacenamiento transitorio del crudo proveniente del tanque de separación y la cabeza de succión adecuada a las bombas de transferencia.

El crudo rebozado en los tanques de separación, generalmente bajo las especificaciones exigidas por el MM&E (BSW < 0.5% y salinidad < 20 libras por cada mil barriles), es enviado por efecto de la gravedad hacia los tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326). En caso de que el nivel de los tanques sea superior al de la zona media, el llenado se puede ver afectado, para esto se tiene un juego de bombas que me permiten completar dicho proceso. Una vez allí, se almacena temporalmente, se fiscaliza y se evacua a través de las bombas hacia el oleoducto Rio Ceibas - Tello. En caso dado en que el crudo no se encuentre en las condiciones requeridas, se tiene la facilidad de retornar el fluido hacia los tanques de separación para que el fluido sea puesto es especificaciones.

Figura 17. Sección de almacenamiento



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Para cumplir con su objetivo, la sección de almacenamiento cuenta con los siguientes equipos:

- Dos (2) bombas para llenado de los tanques de fiscalización (D-319-A y D-319-B), estas Bombas tipo centrífugas, accionadas por motores eléctricos, pueden encenderse de forma manual u operarse de manera remota desde el sistema; su principal propósito es de asistir el llenado de los tanques cuando por el nivel de llenado, el rebose por gravedad es insuficiente. Además, es posible usarlas para recircular el crudo hacia el proceso general de la estación, cuando el líquido no supera el control de calidad (Principalmente basado en la medición de BS&W).

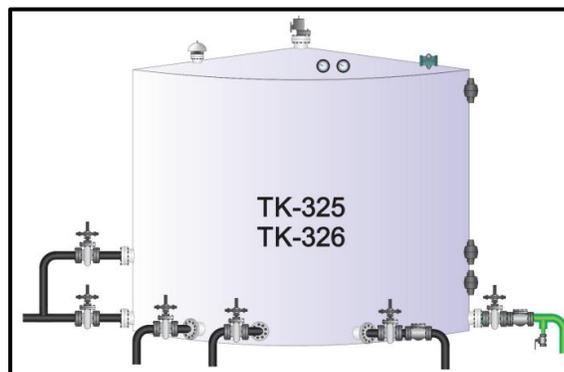
Foto 4. Bombas (D-319-A y D-319-B) para el llenado de los tanques.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326), su función es la de almacenar el crudo para ventas que ha sido transferido de las dos estaciones del campo (RCN y RCS). En condiciones normales de operación, el tanque que está recibiendo el crudo transferido de las estaciones, es el mismo que entregará al oleoducto, no obstante, en ningún momento se debe transferir crudo del tanque que lo esté recibiendo al mismo tiempo.

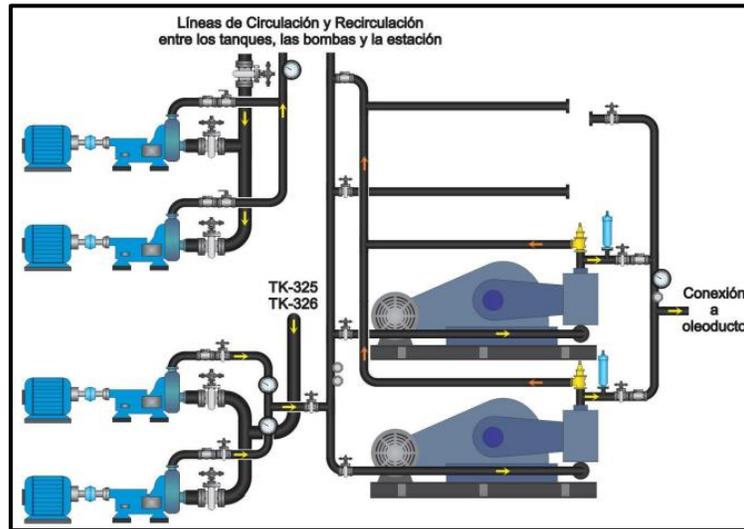
Figura 18. Tanques de fiscalización (TK- 325 y TK- 326).



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Seis (6) bombas para despacho de crudo al oleoducto Rio Ceibas - Tello, este juego de bombas compuesto por bombas centrífugas y bombas quintuplex de desplazamiento positivo. Su objetivo es el de suministrar suficiente presión para que el crudo se desplace por el oleoducto con la presión y caudal especificados.

Figura 19. Bombas para despacho de crudo al oleoducto.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

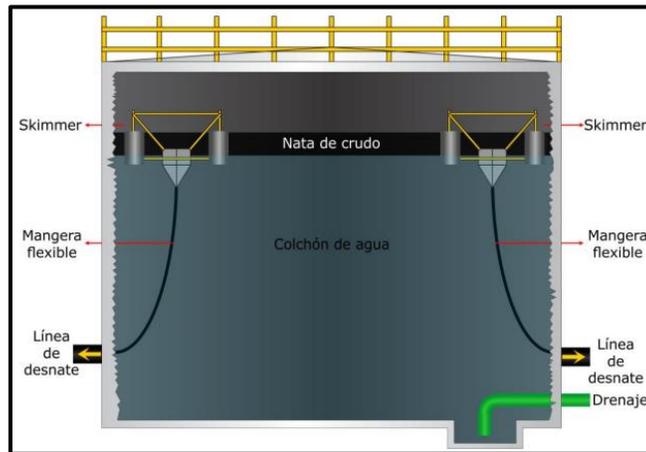
4.1.8. Sección de tratamiento y despacho de agua.

El objetivo de esta sección es recibir el agua libre y agua asociada que se separa en el sistema de deshidratación, eliminando la mayor cantidad de trazas aceitosas y sólidos remanentes por medio de varios métodos de tratamiento que incluyen agentes químicos, decantación, coalescencia y filtrado; de manera que se obtengan aguas de producción en las condiciones requeridas para ingresar al sistema de inyección.

La sección de tratamiento y despacho de agua está integrada por los siguientes equipos:

- Un (1) tanque clarificador (TK-65-003): Es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 3.000 bbls. Internamente, los tanques clarificadores están compuestos por dos embudos colectores que gracias a las mangueras flexibles permiten recuperar la nata de crudo en un proceso conocido como desnate; se mantienen al nivel adecuado gracias a una estructura flotante que puede moverse desde las escotillas por medio de cables de acero a fin de facilitar el drenaje de crudo y posibles parafinas que se agrupan en la superficie del crudo.

Figura 20. Tanque clarificador, vista interna.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) bombas de carga a filtro (P-65-003 1/2): Estas bombas de tipo centrífugas, son accionadas por motores eléctricos de 50 HP a 3545 RPM y se ubican junto a la caseta de inyección química para el proceso de tratamiento de agua; su función principal es la de hacer circular el agua clarificada desde el tanque clarificador (TK-65-003) hacia el filtro de cáscara de nuez, siendo la bomba número uno la que normalmente se encuentra en operación, mientras que la bomba número dos se acciona durante las operaciones de retro lavado del filtro.

Foto 5. Bombas de carga a filtro P-65-003 1/2

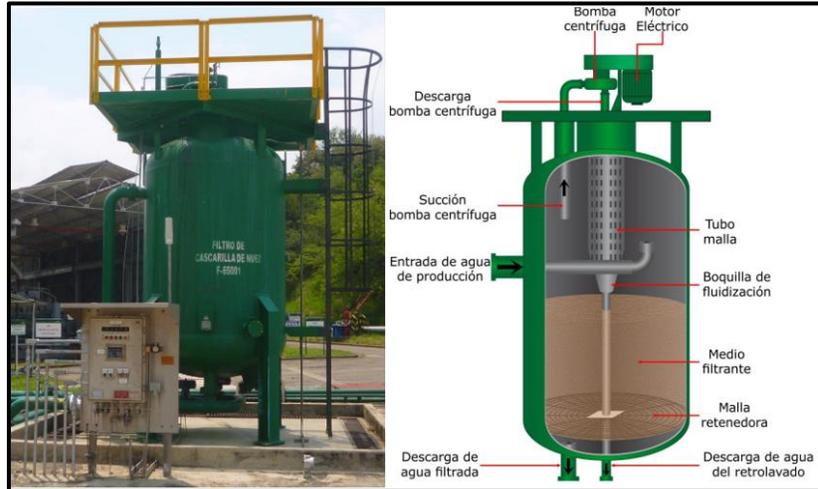


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) filtro de cáscara de nuez (F-65-001): Tiene como objetivo remover la concentración de partículas de aceite y sólidos suspendidos en el agua proveniente del

tanque de agua de producción (clarificador). Estos filtros remueven grasas y aceites desde 80 - 90 ppm hasta menos de 3 ppm. Las propiedades de la cáscara de nuez (material oleofílico) y el método de retrolavado a emplear tienen la gran ventaja de que no requiere la aplicación de aditivos químicos para filtración y retrolavado.

Figura 21. Filtro cáscara de nuez/vista interna del filtro



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) tanque de agua clarificada (TK-65-004): Es un tanque atmosférico, cilíndrico, de capacidad suficiente para almacenar el agua proveniente del filtro cascara de nuez; su objetivo es el de proporcionar cabeza a las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección. El agua que se recibe debe cumplir con los parámetros fisicoquímicos que reducen los daños en la formación por depositación de asfáltenos, carbonatos o cloruros.

Foto 6. Tanque clarificador



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) bombas de transferencia de agua (P-65-004 1/2): Estas bombas se ubican junto al tanque TK-65-004 y tienen como objeto transferir el agua desde el tanque de agua clarificada hasta los tanques localizados en las islas de inyección. Son dos unidades de tipo centrifugas; cada una con su respectivo panel de operación que permite hacerlo de manera automática o de forma manual, cuando su operación es de tipo automática pueden controlarse desde el cuarto de control y su apagado está vinculado a los controladores de bajo nivel del tanque de agua clarificada y los controladores de alta presión en sus líneas de descarga.

Foto 7. Bombas de transferencia de agua (P-65-004 1/2)



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

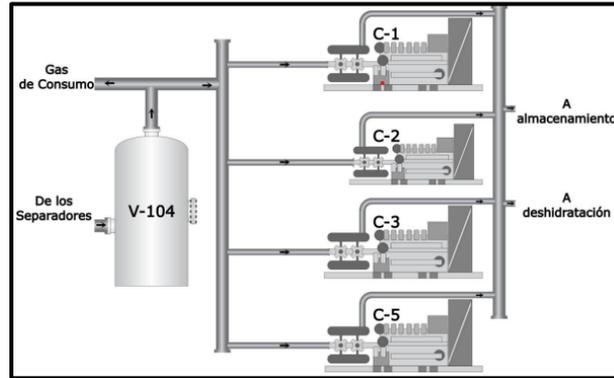
4.1.9. Sección de tratamiento, consumo y quema de gas.

4.1.9.1. Sistema de compresión.

El objetivo de este sistema es elevar la presión de gas colectado para facilitar posteriores procesos de disposición tales como su uso en levantamiento artificial y despacho a cosignatarios.

El campo tiene dos fuentes de producción de gas, la primera es el gas asociado al crudo que se extrae al pasar por los separadores, la segunda es el producido por el pozo de gas “Chaparro” que se incorpora a la línea de gas que de los separadores va al separador de gas general. Una vez que ingresa en el separador de gas general el gas pasa por una serie de extractores de neblina que gracias a proceso de coalescencia extraen remanentes de hidrocarburos líquidos que son arrastrados por el gas, este líquido recuperado se incorpora al colector de salida de los separadores hacia el sistema de tratamiento.

Figura 22. Sistema de compresión



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

El sistema de compresión de gas cuenta con:

- Un (1) separador de gas general (V-104), es una vasija cilíndrica en posición vertical que a nivel interno cuenta con mecanismos de coalescencia (rejillas) cuya tortuosidad hace que el gas fluyente pierda velocidad, esta reducción de velocidad hace que a su vez pierda capacidad de arrastre de líquidos y como consecuencia se agrupan las gotas para luego caer al fondo del separador de gas, en el momento en que el nivel de líquidos alcanza una altura suficiente, se abre una válvula automática de control que permite su incorporación a la corriente de emulsión que va de los separadores hacia el sistema de tratamiento.

Foto 8. separador de gas general (V-104)



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Cuatro (4) compresores recíprocos, accionados por motores de combustión interna cuyo combustible es el gas producido en la estación, Los cilindros compresores de cada máquina son de desplazamiento positivo, alternativo de pistón, de doble efecto. Tiene válvulas de succión y de descarga localizadas adelante y atrás del pistón para permitir la succión y la descarga del gas en forma alterna y simultánea.

Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de botellas que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión como en la descarga.

Foto 9. Compresor de gas.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.9.2. Sistema de deshidratación y entrega de gas.

El objetivo de este sistema es remover el agua asociada al gas natural en forma de vapor, con el propósito de cumplir con los estándares exigidos para consumo interno de la estación, minimizar la generación de hidratos en la red de gasoductos para la inyección en los pozos del campo, prolongar la vida útil de las tuberías y mejorar la eficiencia en el transporte.

La deshidratación del gas comprimido se efectúa en una torre de absorción, conocida como torre contactora. El gas proveniente del cabezal colector de los compresores, a una presión aproximada de 1300 psi, entra en un filtro de elementos intercambiables para retirarle los sólidos y líquidos que pueda contener.

El gas seco sale de la unidad por el fondo del intercambiador de calor, para dividirse en dos ramales: uno que conduce parte del gas al sistema de levantamiento artificial (gas) y el otro se dirige al separador de gas de ventas, pasando primero por la válvula Joule Thompson, la cual permite el paso del gas a través de un intercambiador de calor en donde se le disminuye la

temperatura al gas y luego se envía al separador de gas para que los hidrocarburos líquidos que se han precipitado por las caídas de presión y temperatura, se depositen en el fondo del separador de gas para enviarlos a la tea de alta presión. El gas completamente seco sale por el tope de la vasija hacia el tren de medición que envía el gas hacia la estación Tello para su respectiva venta.

Del gas deshidratado por la torre contactora, una fracción tiene como destino la alimentación de los sistemas de generación de energía para el funcionamiento de la estación. Este gas en condiciones mínimas de humedad pasa por un separador de gas de consumo ubicado junto a la torre contactora; en donde se retiran condensados que surgen por la refrigeración lograda en el intercambiador térmico.

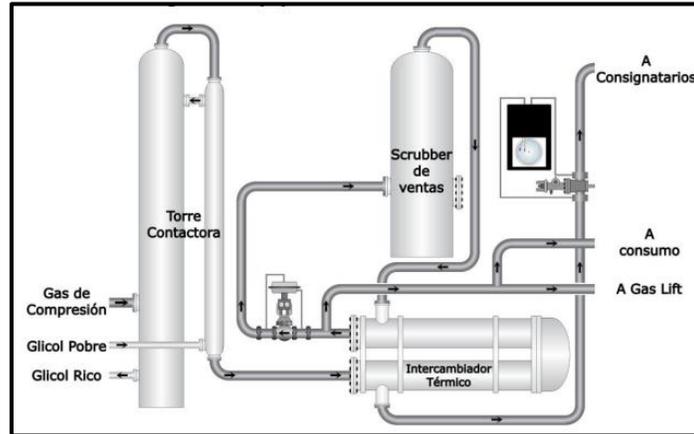
Más adelante el gas de consumo pasa por dos separadores de gas más que mejoran la calidad del gas de consumo, este gas va dirigido hacia un sistema de generación de energía compuesto por una serie de microturbinas que permiten abastecer eléctricamente la estación.

Foto 10. Planta de deshidratación de gas



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Figura 23. Equipos de deshidratación

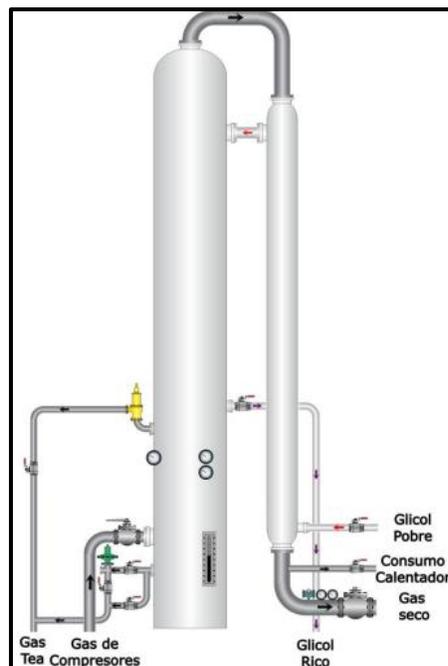


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

El sistema de deshidratación del gas está constituido por los siguientes equipos:

- Una (1) torre contactora de glicol: esta vasija está configurada internamente con ocho platos diseñados para favorecer el contacto entre el vapor de agua (ascendente con la corriente de gas) y el glicol (descendente), por su parte inferior ingresa gas húmedo que sale por su parte superior con niveles mínimos de humedad; el glicol que fluye a través de esta tiene una corriente en sentido inverso a la de gas.

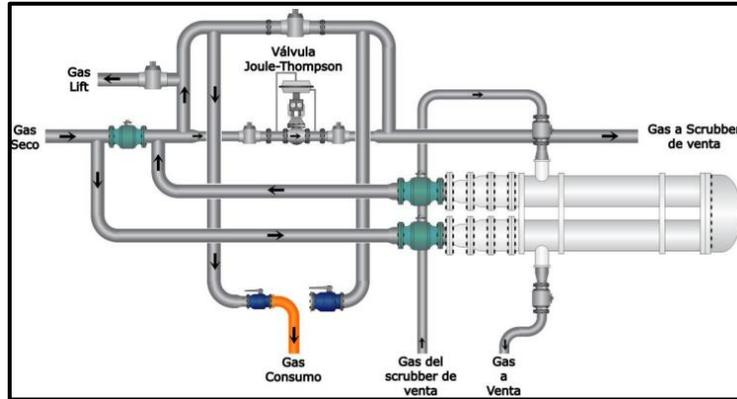
Figura 24. Válvulas y líneas de la torre contactora



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) intercambiador térmico gas – gas, esta vasija en forma de tubo en “U”, está conformada por dos tuberías concéntricas, la tubería interior transporta el gas deshidratado que sale de la torre contactora a alta temperatura, mientras que por el espacio entre las dos tuberías fluye gas a baja temperatura que sale del separador de gas de ventas a una baja temperatura.

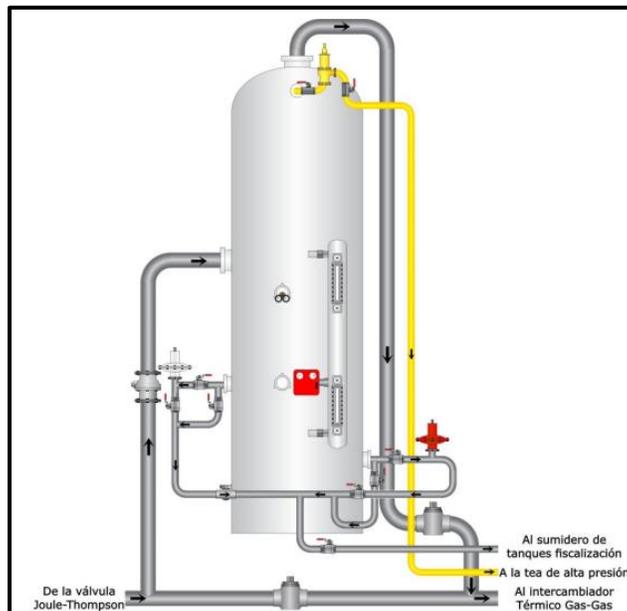
Figura 25. Válvulas y líneas del intercambiador térmico gas- gas



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) separador de gas de venta, que cuenta con extractores de neblina en su zona superior que permiten retener condensados que se puedan ocasionar por el efecto Joule-Thompson al pasar por la válvula de estrangulamiento.

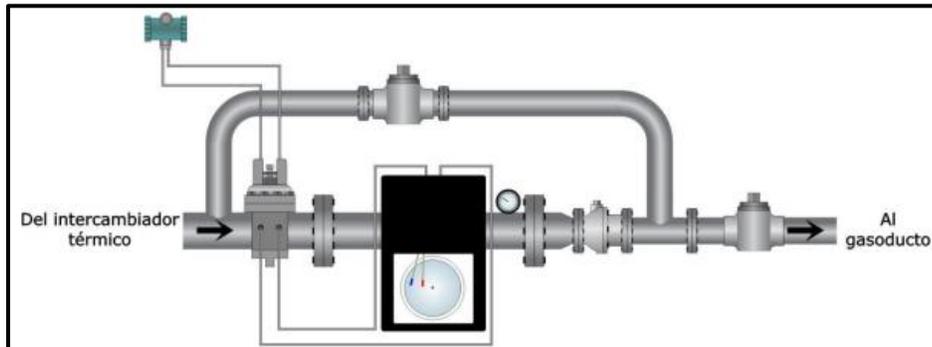
Figura 26. Válvulas y líneas del separador de gas de venta



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

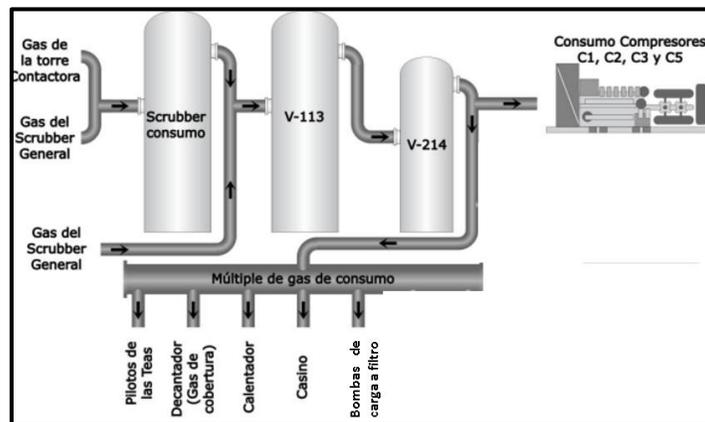
- Un (1) tren de medición, consiste en una secuencia de instrumentos instalados sobre la línea que del Intercambiador térmico conduce el gas hacia el gasoducto; su propósito es realizar el registro de la cantidad y presión del gas que se despacha.

Figura 27. Válvulas e instrumentos del tren de medición de gas de venta



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

Figura 28. Funcionamiento del sistema de gas combustible



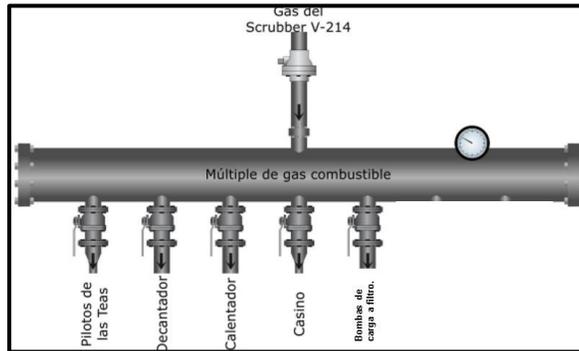
Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

La disposición final del gas consumo está constituido por los siguientes equipos:

- Tres (3) separadores de gas (de consumo, V-214 y V-113): Estos equipos retiran los condensados que se generan en el proceso de distribución del gas de consumo; Pese a que el gas ha pasado por el proceso de deshidratación suelen generarse trazas de humedad al sufrir pérdidas de presión o de temperatura. Las pérdidas de presión se ocasionan cuando el flujo de gas pasa por accesorios como válvulas, medidores y conexiones, pero es considerable también la pérdida de presión por fricción con la tubería, sobre todo cuando se recorren tramos largos.

- Un (1) múltiple de gas combustible: Se encuentra ubicado en el área de generación eléctrica, permitiendo seleccionar los equipos a los que se desee alimentar con gas de consumo, de él se desprenden líneas que van a los tres generadores, al calentador, al casino, al decantador (gas de cobertura), y al piloto de las teas.

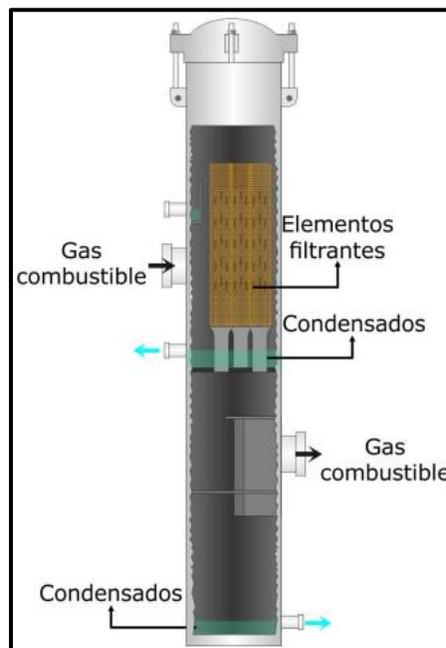
Figura 29. Líneas y válvulas en el múltiple de gas combustible



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Tres (3) filtros de gas combustible: también conocidos como filtros “Peco”, están diseñados para evitar que partículas finas y líquidos ingresen a las cámaras de combustión de los motores; Internamente cuenta con sistemas de retención mecánica para líquidos y con sistema de drenaje automático para los mismos.

Figura 30. Vista interna del filtro de gas combustible



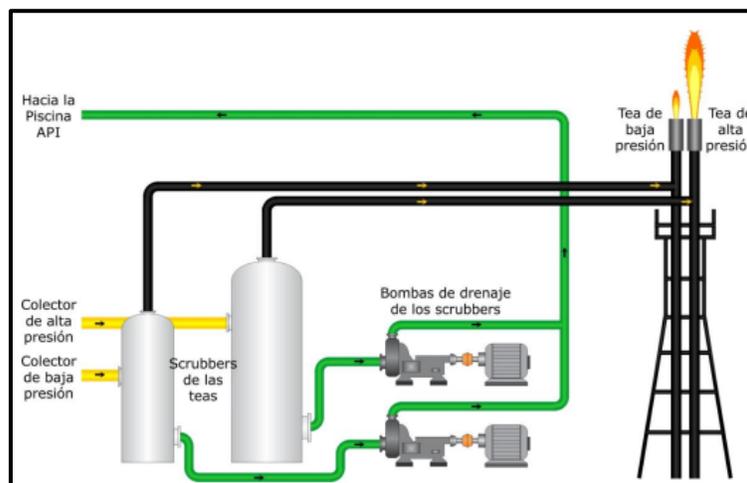
Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.1.9.3. Sistema de quema de gas.

El objetivo de este sistema es efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

El sistema de teas se divide en dos colectores generales, uno para alta presión y otro para baja presión; de manera que aquellos equipos que manejan cantidades bajas de gas disuelto en los fluidos que procesan, cuentan con válvulas de seguridad que alivian dichas concentraciones de gas.

Figura 31. Funcionamiento del sistema de quema de gas.



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

El funcionamiento del sistema de quema de gas está integrado por los siguientes equipos e instrumentos:

- Dos (2) separadores de gas: ubicados entre la piscina contraincendios y las teas; reciben el gas aliviado por las válvulas de seguridad de los equipos y vasijas, su función principal es la de retener condensados (agua e hidrocarburos líquidos) que de otra manera se verterían al ambiente generando, además de pérdidas económicas (Por la combustión de crudo) una serie de efectos que ponen en riesgo el medio ambiente.
- Cuatro (4) bombas de drenaje de los separadores de gas: cada una es de tipo centrífuga y accionada por un motor eléctrico que se enciende al recibir las señales de los controladores de nivel alto, evacuando de los líquidos acumulados en el fondo de la vasija hacia la piscina API. Están dispuestas de forma que dos de ellas drenan el

separador de gas de alta presión y las dos restantes se encargan de la función en el separador de gas de baja presión; en ambos casos las bombas se encienden en paralelo garantizando un drenaje rápido a fin de evitar rebose de las vasijas o posibles vertidos de líquido hacia las teas.

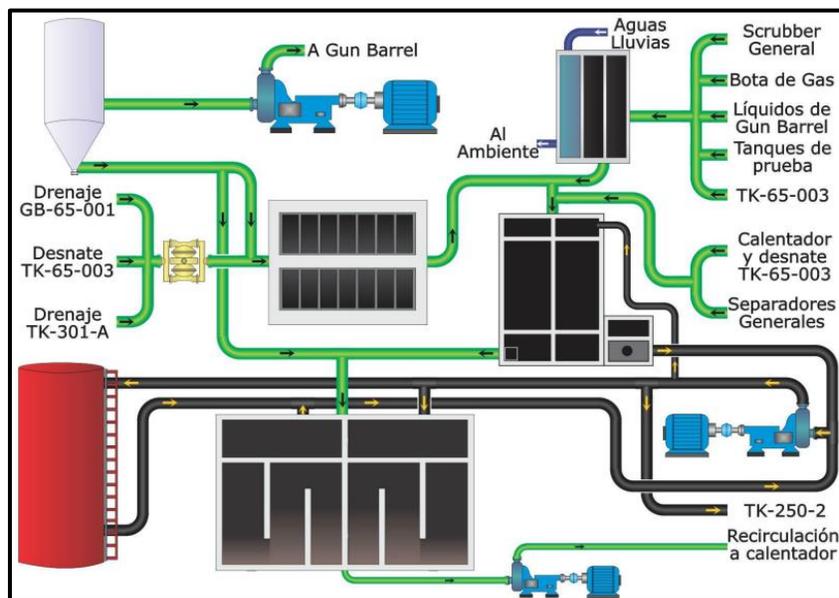
- Dos (2) teas: están ubicadas a una distancia segura del proceso de producción de la estación, en un área despeja de vegetación y a una altura suficiente para que los gases de combustión o el calor no afecten directamente al personal o al medio ambiente. Una de ellas recibe el gas del colector de baja presión, mientras que la otra recibe el del colector de alta presión. Su función es la de incinerar el gas residual de la batería, así como los gases aliviados por las válvulas de seguridad, reduciendo la emanación de gases con alto impacto ambiental que se consideran gases de invernadero (metano y etano primordialmente).

4.1.10. Sección de recuperación.

El objetivo de esta sección es recolectar el agua aceitosa que se drena o se desnata de los equipos utilizados en las operaciones de la batería, para canalizarla hacia su respectivo lugar de manejo.

El flujo que se drena y se desnata, es dirigido directamente por las líneas de conducción o a través de cajillas de recolección, para almacenarlo, tratarlo y en ocasiones enviarlo nuevamente al proceso por el múltiple de recolección.

Figura 32. Sistema general de recuperación



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

La sección de recuperación está integrada por los siguientes equipos:

- Una (1) caja de aceites y aguas lluvias: es una caja excavada en el suelo e impermeabilizada, constituida por tres compartimientos el primero diseñado para la disposición de las válvulas de las líneas de entrada, en el segundo compartimiento se reciben los fluidos de drenaje de los tanques de separación, las botas de gas, los tanques de prueba, y en el tercer compartimiento se recolectan las aguas lluvias provenientes de las cunetas y trampas de los diques; las líneas de salida de aguas aceitosas conducen los fluidos hacia las piscinas API.

Foto 11. Caja de aceites y agua lluvia



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) decantador (DC-65-005): está diseñado para un caudal máximo de 500 GPM y opera a una temperatura de 120°F; en esta vasija cónica, se retiene el agua con los sólidos procedentes del proceso de retro lavado del filtro de cáscara de nuez por un tiempo aproximado de cuatro horas, al cabo de las cuales se decantan estos sólidos, enviando estos al lecho de secado para luego direccionar el agua hacia la piscina API.

Foto 12. Decantador (DC-65-005)



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) bombas de recirculación del decantador: estas bombas centrífugas con motor eléctrico, permiten recircular el agua libre de sólidos del decantador para reintegrarla al proceso en el calentador o el tanque de separación, según su temperatura y condiciones de operación de la estación.

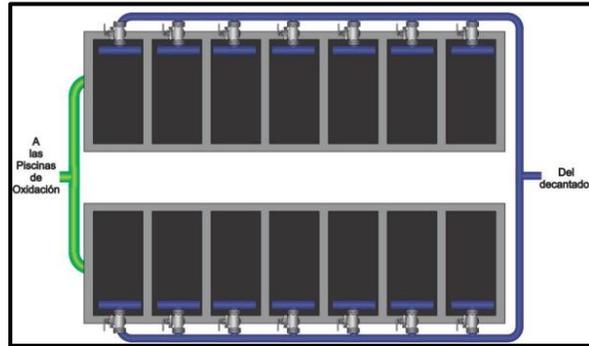
Foto 13. Bombas de recirculación del decantador



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) lecho de secado: es una serie de compartimentos impermeabilizados, cuyo objetivo es el de retener los sólidos producto de las labores de drenaje y retro lavado del filtro de cáscara de nuez, en cada uno de ellos existe un conjunto de capas filtrantes. La fase líquida de las mezclas que aquí se vierten, escurre gradualmente cayendo en una caja de recolección de donde se dirige hacia la piscina API.

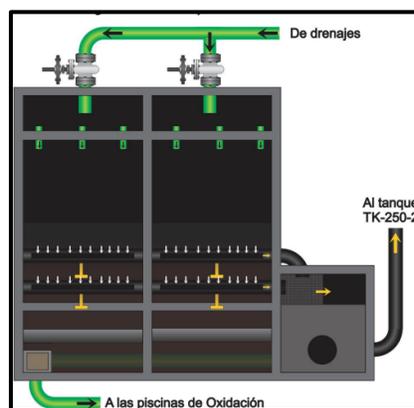
Figura 33. Vista de planta del lecho de secado



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Una (1) piscina API: Se divide en dos cámaras paralelas que retienen las aguas aceitosas durante un tiempo, al cabo del cual se separan sus fases por diferencia de densidades. Dichos fluidos provienen de la caja de aceites y demás equipos, ingresan por dos válvulas de compuerta ubicadas en la parte frontal hacia una trampa donde los sólidos son retenidos por decantación, gracias a un mecanismo de rebose, el agua aceitosa pasa a una etapa de reposo en la que el aceite se agrupa como una capa flotante que gana espesor a medida que transcurre su tiempo de residencia, en dicha instancia dos tuberías ranuradas (flautas) colectan por rebose el crudo flotante, que se almacena gradualmente. Para reducir sólidos suspendidos (generados por el ambiente) el crudo pasa por una rejilla retenedora antes de caer en la caja de recuperación de crudo, de allí puede ser bombeado hacia el tanque TK-250-2 cuando se considere necesario. Por otra parte, el agua aceitosa aún remanente bajo la nata de crudo va llenando gradualmente la zona posterior, de allí gracias a un juego de tuberías drena hacia las piscinas de oxidación.

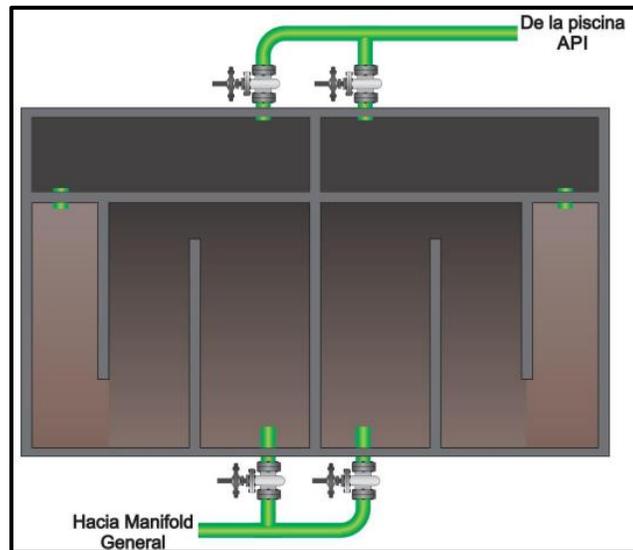
Figura 34. Vista de planta de las piscinas API



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Una (1) piscina de oxidación: compuesta por dos cámaras generales, cada una de las cuales cuenta con un receptor de entrada y un canal zigzagueante diseñado para restar capacidad de arrastre a la corriente; Al final del canal se cuenta con una manguera de succión que gracias a las bombas de recuperación de agua permite reincorporar estas aguas al sistema general de la estación.

Figura 35. Vista de planta de las piscinas de oxidación



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Dos (2) bombas de recuperación de agua: estas bombas centrífugas con motor eléctrico permiten circular el agua almacenado en la piscina de oxidación, enviándola hacia el calentador para que recircule en el proceso general.

Foto 14. Bombas de recuperación de agua



Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

- Un (1) tanque de borras: es una vasija cilíndrica vertical, en la que se almacenan las borras extraídas de la piscina de oxidación por medio de recolección manual o asistida por bombas auxiliares; allí permanecen hasta que se determina su disposición final.

Foto 15. Tanque de borras

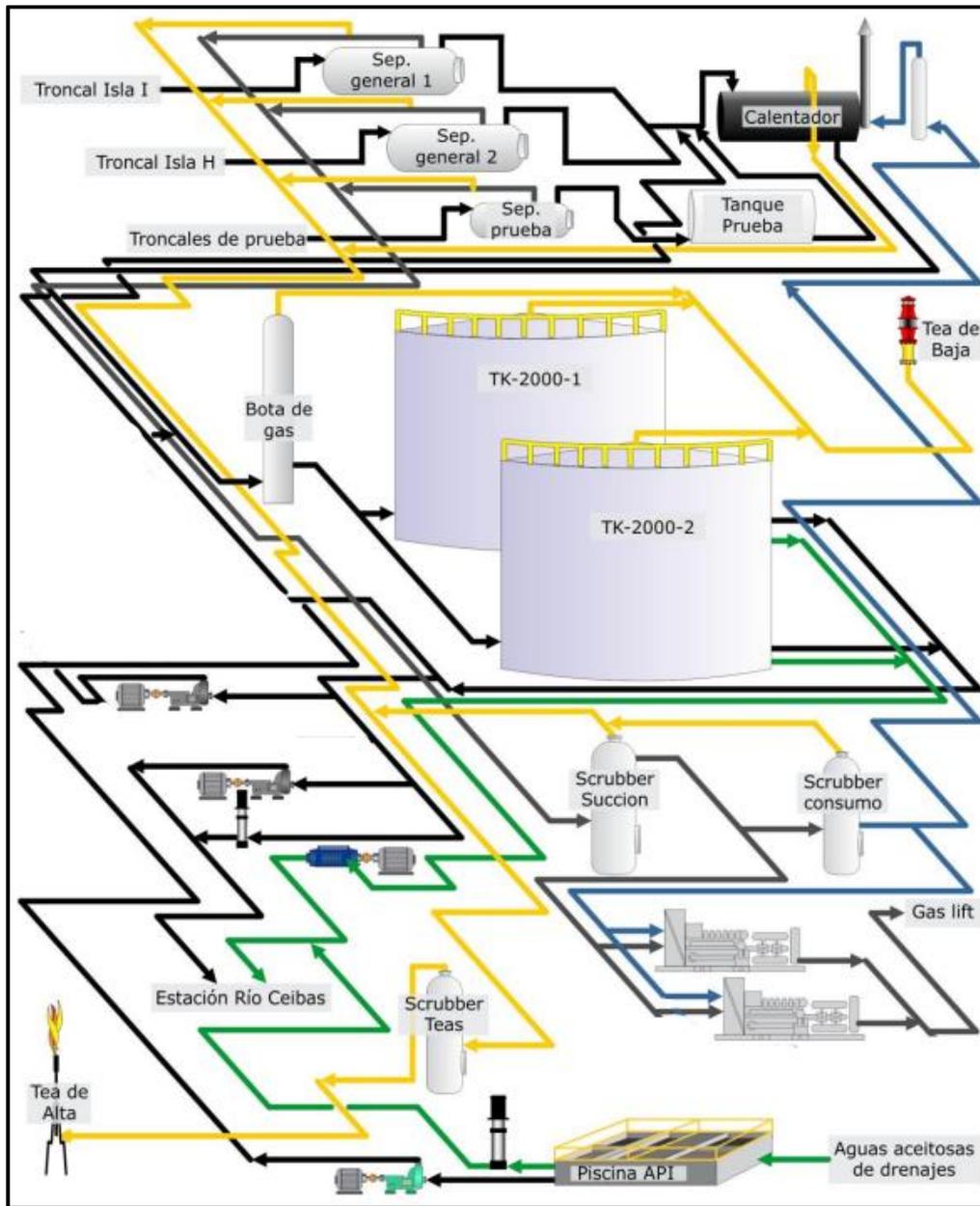


Fuente de: (ECOPETROL S.A., 2015)

4.2. Estación Río Ceibas Sur.

La estación Río Ceibas Sur recibe los fluidos de producción de 12 pozos (con corte diciembre del 2021) provenientes de diferentes sectores (Islas), con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menos o igual a 0.5% y un contenido de sal menor a 20 lb/1000Bbls) y finalmente dirigir el fluido hacia la estación Río Ceibas Norte.

Figura 36. Procesos de la estación Río Ceibas Sur



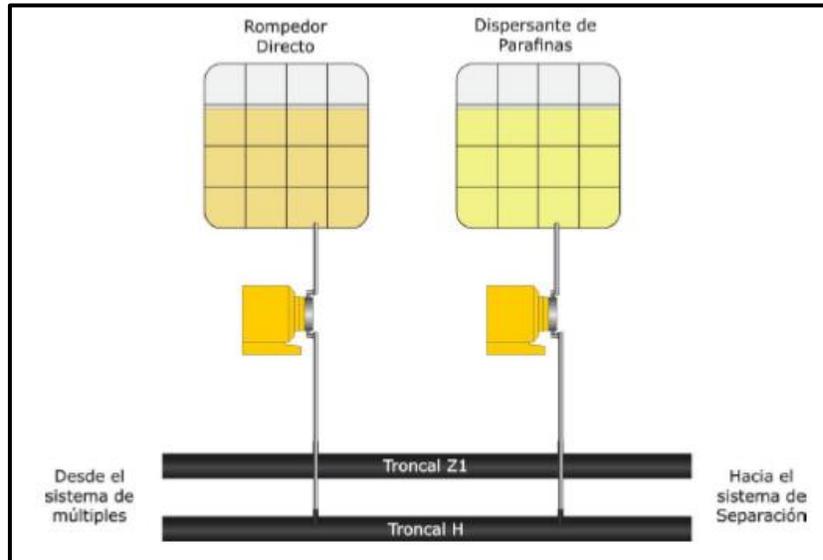
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

4.2.1. Sección de inyección de químicos

El objetivo de esta sección es adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un conjunto de sustancias cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de estos dentro de los equipos de la estación, logrando que el crudo quede en las condiciones necesarias para su posterior venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E.

Una vez el fluido producido llega a la estación por las dos troncales principales, se empieza a tratar con productos químicos como rompedor directo y dispersante de parafinas que se inyectan antes de su ingreso a los separadores. El tratamiento se realiza desde la caseta de inyección de químicos la cual cuenta con dosificadores eléctricos para inyectar el producto directamente a las dos troncales.

Figura 37. Sección de inyección de químicos



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Para la inyección de químicos se cuenta con:

- Una (1) bomba dosificadora de químicos
- Un (1) tanque almacenador

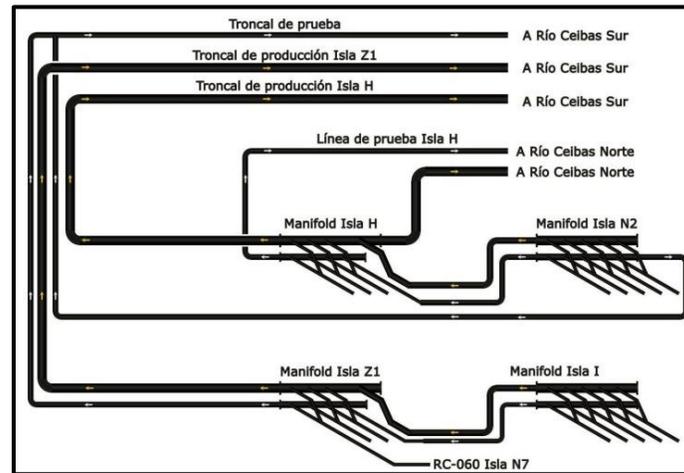
4.2.2. Sección de recolección

El objetivo de esta sección es recibir los fluidos que vienen de los pozos productores que hacen parte del campo para dirigirlos hacia los respectivos separadores.

Este sistema está estructurado a partir de cuatro múltiples distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba que a su vez colectan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, hasta los múltiples externos (satélites) correspondientes a cada isla agrupando así los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan a los separadores de la estación Río Ceibas Sur.

Figura 38.Distribución de los múltiples de recolección



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Para la recepción de los fluidos producidos por los pozos, la estación Río Ceibas Sur cuenta con:

- Cuatro (4) múltiples externos reciben y distribuyen las líneas de producción y prueba de los pozos que se encuentran en las islas, agrupando los fluidos en las líneas troncales que llegan a la estación. Estos múltiples son:
 - Múltiple Isla I
 - Múltiple Isla Z1
 - Múltiple Isla N2
 - Múltiple Isla H

4.2.3. Sección de trampas para raspadores

El objetivo de esta sección es proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería, también llamados “marranos”, para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre el múltiple general y los múltiples externos.

Como parte de la política de confiabilidad de la empresa, es indispensable realizar labores de limpieza de tuberías debido a la considerable producción que se tiene de parafinas en el campo Río Ceibas.

Para la limpieza de las troncales del campo Río Ceibas Sur, cada trampa cuenta con:

- Cámara de inserción o extracción
- Indicador de presión
- Válvulas

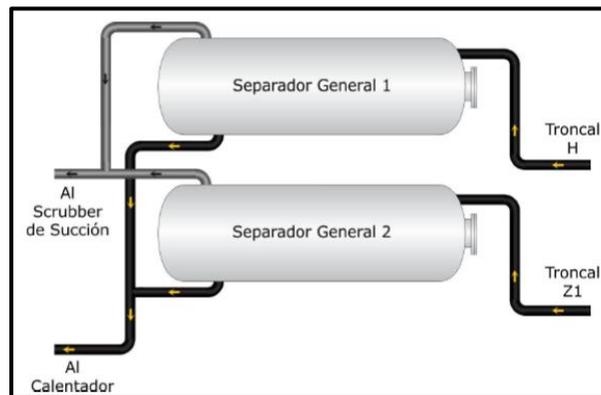
- Válvulas de relevo
- Indicador de paso del raspador

4.2.4. Sección de separación

El objetivo de esta sección es separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión de agua-petróleo).

La estación Rio Ceibas Sur, cuenta con tres separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a la producción general y uno de pruebas de pozo. El gas separado es dirigido al separador de gas general, mientras que la emulsión agua-crudo de destina al calentador o tanque de separación de acuerdo con las necesidades de la operación.

Figura 39. Diagrama de la sección de separación de la estación Rio Ceibas Sur

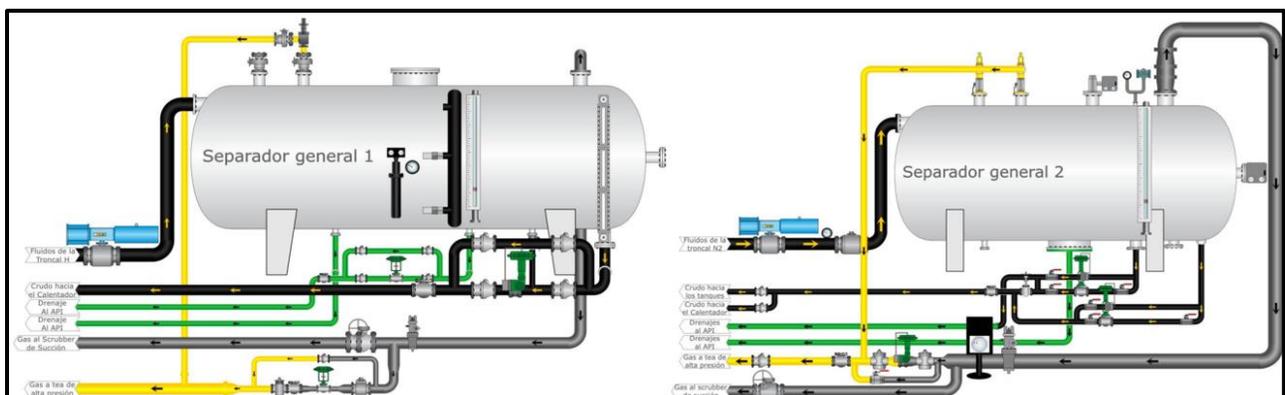


Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Los separadores anteriormente mencionados con los que cuenta la estación son:

- Dos (2) separadores horizontales bifásicos

Figura 40. Líneas y válvulas de los separadores generales



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Los dispositivos de control son los siguientes:

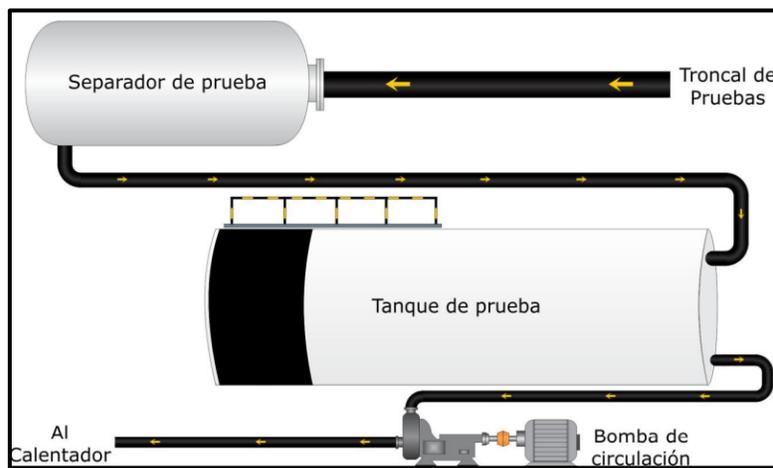
- Válvula automática controladora de nivel (LCV)- normalmente cerrada
- Válvula reguladora de presión (PCV)- normalmente cerrada
- Válvula de seguridad (PSV)- normalmente cerrada
- Válvula de cierre (ESDV)- normalmente abierta
- Control de alta presión (PSH)
- Control de alto nivel (LSH)
- Control de bajo nivel (LSL)
- FR
- Controlador de nivel de líquido (LC)

4.2.5. Sección de prueba

El objetivo de esta sección es determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

El fluido del pozo en cuestión es dirigido al separador bifásico por la troncal de pruebas, el cual, por medio de varios dispositivos electrónicos, permite realizar las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo con el potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba, donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen total del pozo (agua y crudo). Finalmente, se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el potencial real de cada pozo.

Figura 41. Sección de prueba

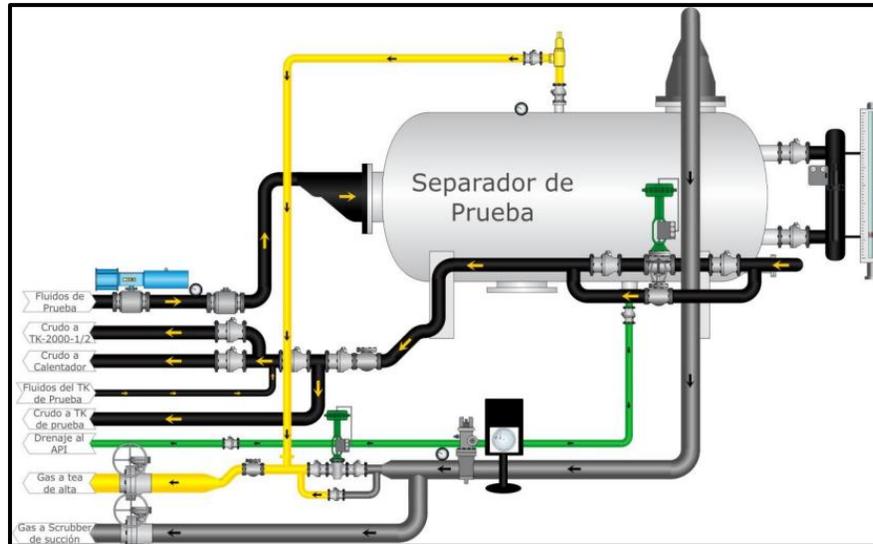


Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

La sección de prueba está constituida por:

- Un (1) separador horizontal bifásico

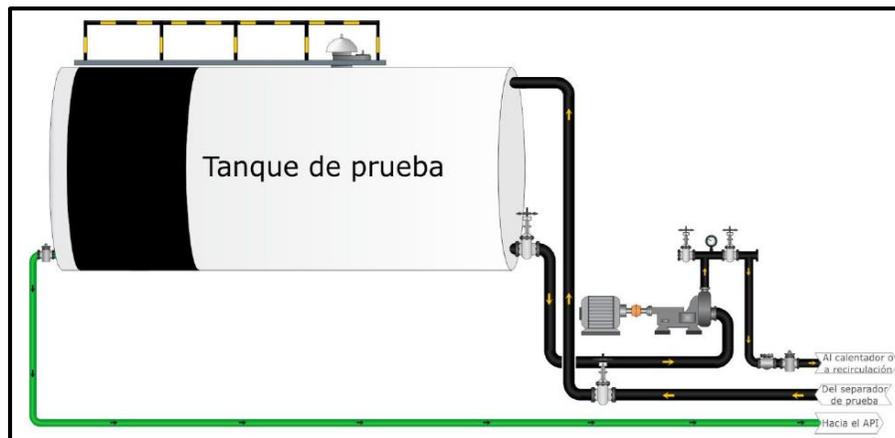
Figura 42. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de prueba



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

- Una (1) bomba de circulación para el tanque de prueba
- Un (1) tanque horizontal de prueba

Figura 43. Vista lateral del área del tanque de prueba y la bomba de circulación



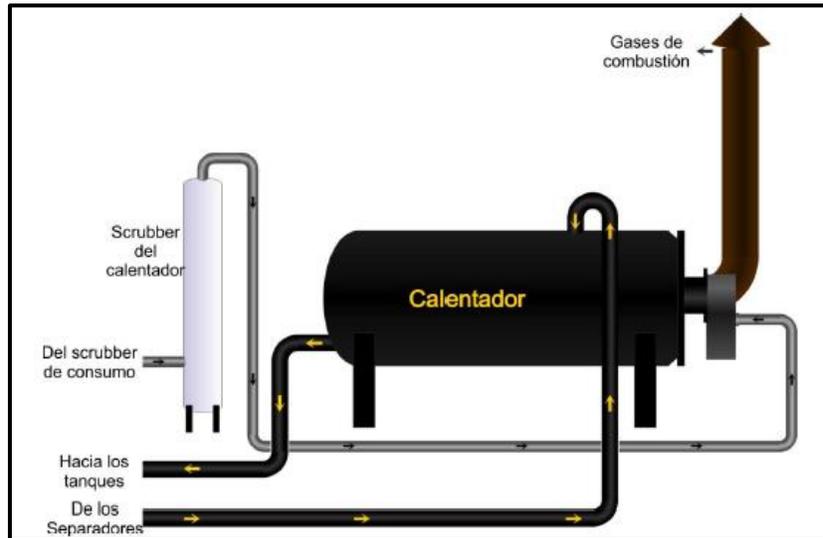
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

4.2.6. Sección de tratamiento de crudo

El objetivo de esta sección es elevar la temperatura de la emulsión crudo-agua, para así mejorar el proceso de lavado en los tanques de almacenamiento.

La emulsión desgasificada en los separadores generales se circula hacia el calentador, equipo que genera calor suficiente gracias a la combustión del gas que se le suministra, para luego conducir el fluido hacia los tanques de almacenamiento con una temperatura, que oscila entre 130-135 °F, la cual facilita el proceso de desnate.

Figura 44. Diagrama del sistema de calentamiento



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

El sistema de tratamiento está constituido por:

- Un (1) calentador, vasija en forma de “U” en cuyo interior se encuentra una tubería por la que fluye corriente de aire caliente que mantiene la temperatura elevada.
- Un (1) subsistema de ignición, permite que el gas combustible proveniente del separador de gas del calentador, entre al quemador a la presión requerida.
- Un (1) separador de gas combustible al calentador, que garantiza el ingreso de gas combustible hacia el quemador.

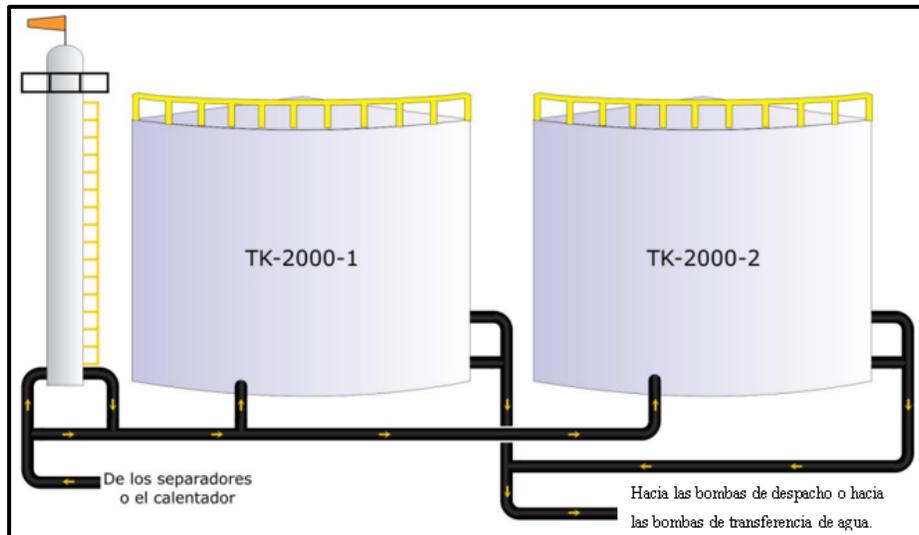
4.2.7. Sección de almacenamiento y despacho de crudo

El objetivo de esta sección es almacenar el fluido tratado, brindándole un tiempo de retención suficiente para que se dé la decantación final de la fase acuosa; de manera que el crudo se encuentre en las condiciones aptas para ser enviado a la estación Río Ceibas Norte.

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas que se encarga de retirar los remanentes de gas que pueda contener el crudo, gracias a su estructura interna. Luego, este ingresa por la parte inferior del tanque de almacenamiento que se encuentre recibiendo fluido,

donde gracias a la temperatura alcanzada, la emulsión se puede separar de manera más eficiente por efecto de la diferencia de densidades.

Figura 45. Sección de almacenamiento y despacho



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Para cumplir con su objetivo la sección de almacenamiento y despacho cuenta con los siguientes equipos:

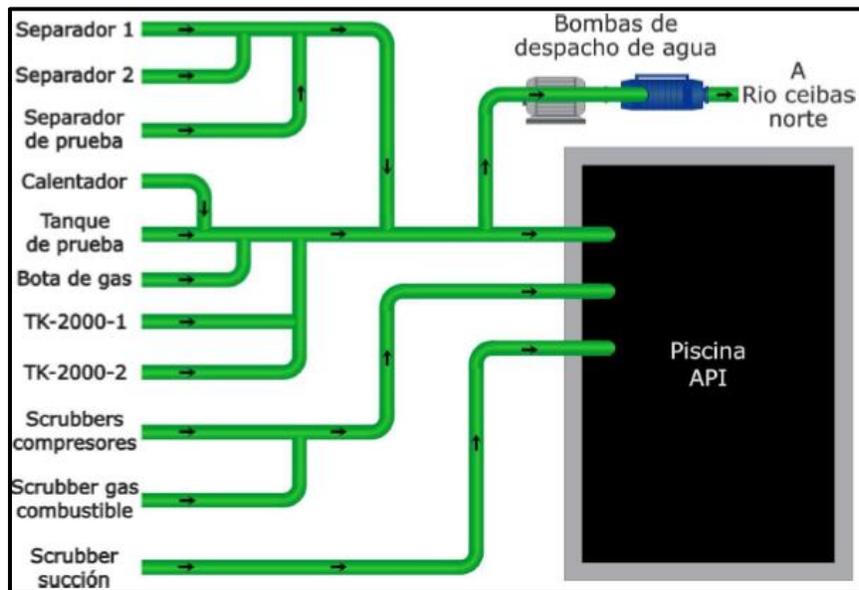
- Una bota de gas, cuyo objetivo es facilitar la liberación de remanentes que no se hayan podido liberar en el sistema de separación, los cuales son más fáciles de retirar después del calentamiento.
- Dos tanques verticales para almacenamiento (TK-2000-1 y TK-2000-2), cuya función es retener el fluido previamente calentado, dándole tiempo para terminar la separación de las fases.
- Dos bombas de recirculación, que permiten succionar el fluido de los tanques de almacenamiento y bombearlo hacia el calentador.
- Dos bombas de despacho, su función es bombear el crudo de los tanques de almacenamiento hacia los tanques en la estación Rio Ceibas Norte.

4.2.8. Sección de almacenamiento y despacho de agua

4.2.8.1. Sistema de recolección y disposición de aguas aceitosas

El objetivo de este sistema es recibir el líquido y los sólidos remanentes en el fondo de las vasijas de la estación, cuando se realizan operaciones de drenaje, lavado o mantenimiento en general, facilitando la recuperación de agua y crudo asociados los fluidos de drenaje.

Figura 46. Recolección de aguas aceitosas



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Este sistema está integrado por los siguientes equipos:

- Una piscina API, su estructura está diseñada a partir de cámaras de flotación que permiten coleccionar por rebose el crudo, que por diferencia de densidades se separa de la fase acuosa.
- Una motobomba de recuperación de crudo, mediante la cual se drena el crudo flotante por medio de una manguera flexible de succión y retorna por la línea de recirculación hacia el calentador o los tanques de almacenamiento.
- Una motobomba de recuperación de agua, cuyo propósito es el de succionar el agua de la piscina y despacharla hacia la estación Río Ceibas Norte o recircularla hacia el proceso principal.

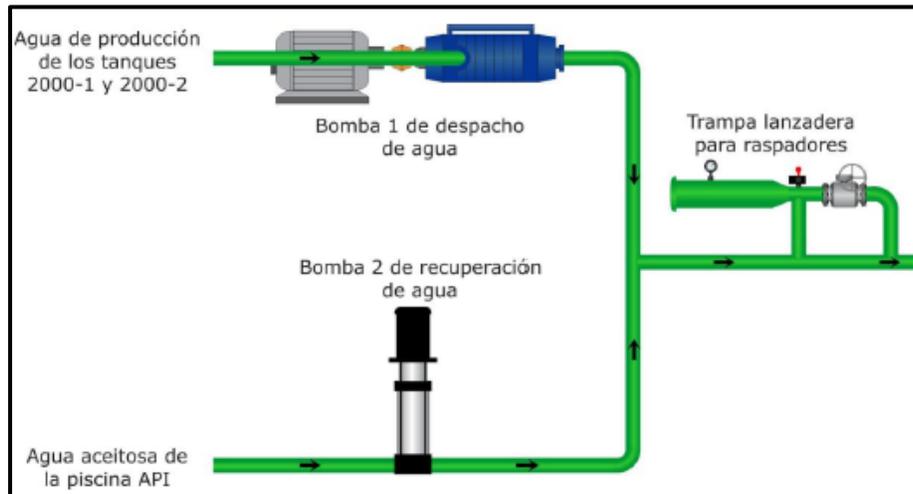
4.2.8.2. Sistema de despacho de agua

El objetivo de este sistema es drenar el agua de la piscina API hacia la estación Río Ceibas Norte, bajo las condiciones operacionales seguras que mantengan la integridad de los ductos y bombas asociados al proceso.

El sistema de despacho de agua está compuesto por:

- Una bomba de despacho de agua
- Una trampa de lanzamiento de raspadores

Figura 47. Funcionamiento del sistema de despacho de agua



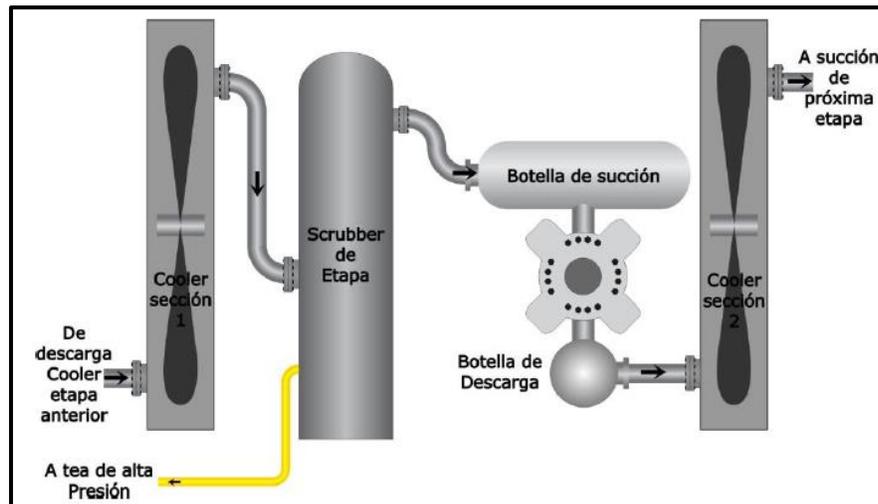
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

4.2.9. Sección de tratamiento, consumo y quema de gas

4.2.9.1. Sistema de compresión

El objetivo de este sistema es elevar de manera segura y eficiente, la presión del gas colectado para facilitar su transporte seguro desde la estación hacia las islas en donde se aprovecha como gas de levantamiento en los pozos que producen por sistema artificial por gas.

Figura 48. Sistema de compresión



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

Este sistema de compresión de gas está compuesto por:

- Un (1) separador de gas de succión de los compresores, está ubicado junto al área de compresores, el gas llega a él por el colector de los tres separadores con el propósito de

que la condensación de humedad o hidrocarburos sea retirada gracias a los extractores de neblina instalados en su interior, que por ser un medio tortuoso restan capacidad de arrastre al gas generando la coalescencia de líquidos que se decantan en el fondo de la vasija y son drenados hacia la piscina API.

Figura 49. separador de gas de succión



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

- Dos (2) motocompresores recíprocos

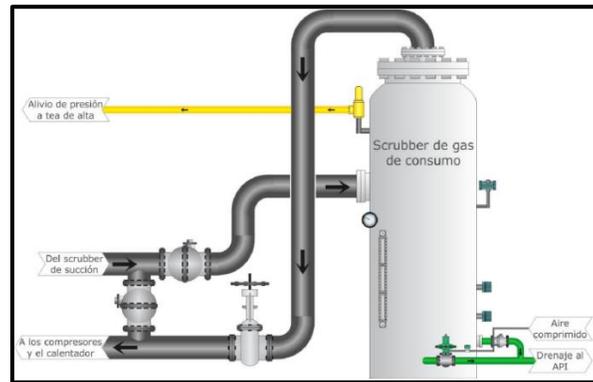
4.2.9.2 Sistema de gas consumo

El objetivo de este sistema es aprovechar una fracción del gas producido por la estación Río Ceibas Sur, garantizando un suministro constante de gas combustible en las mejores condiciones posibles para los equipos y vasijas que lo requieren.

Este sistema está constituido por los siguientes equipos:

- Un (1) separador de gas de consumo, el cual se ubica cerca del separador de gas de succión; recibe una parte del gas que sale de dicha vasija, mejorando sus parámetros de humedad y arrastre de finos; logrando así que el gas combustible pueda ser empleado como combustible de manera óptima.

Figura 50. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de gas consumo



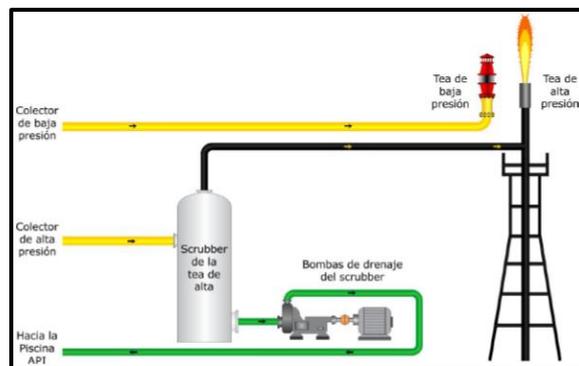
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

- Dos (2) separadores de gas combustible

4.2.9.3 Sistema de quema de gas

El objetivo de este sistema es efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

Figura 51. Funcionamiento del sistema de teas



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2015)

El funcionamiento del sistema de teas está integrado por los siguientes equipos e instrumentos:

- Un (1) separador de gas
- Dos (2) bombas de drenaje del separador de gas
- Una (1) tea de alta
- Una (1) tea de baja, está ubicada a una distancia segura del proceso de producción de la estación, junto al área de los tanques de almacenamiento y a una altura suficiente para

que los gases de combustión no afecten directamente al personal o al medio ambiente. Su función es la de ventear gradualmente el gas residual de los tanques que manejan remanentes poco significativos de gas.

5. Evaluación técnica para la optimización de las facilidades del campo Rio Ceibas

5.1. Escenario 1: Caso base

Actualmente, las facilidades del campo Rio Ceibas están distribuidas en dos estaciones, Rio Ceibas Norte y Rio Ceibas Sur, para realizar el análisis técnico-económico del campo, se ejecutará una evaluación del escenario actual con los equipos y procesos existentes descritos anteriormente.

La estación Rio Ceibas Sur recibe los fluidos provenientes de 12 pozos (con corte diciembre del 2021), que colecta los fluidos de las Islas en dos troncales, la Troncal Isla Z1; que colecta los fluidos de la Isla I, Isla N7 y la Isla Z1, y la Troncal Isla H que colecta los fluidos de las Islas G, H, N2 para su separación y tratamiento. La tabla 7 muestra la distribución de los pozos por Isla que llegan a la Estación Rio Ceibas Sur.

Tabla 7. Distribución de los pozos por isla (estación Rio Ceibas Sur)

ESTACIÓN RIO CEIBAS SUR							
Ubicación	Pozo	SLA	API	BFPD	% BS&W	BOPD (individual)	BOPD (por Isla)
Isla H	Pozo RIC010S	GL	29.4	8.24	35.7	5	11
	Pozo RIC063	PCP	29.5	34.94	83.2	6	
Isla N2	Pozo RIC036	BM	29.5	129.75	48.7	67	67
Isla I	Pozo RIC052	GL	31.8	32.05	1.1	32	50
	Pozo RIC064	GL	29.7	4.44	1.1	4	
	Pozo RIC082L	GL	25.3	8.76	20.9	7	
	Pozo RIC031	BM	30.2	7.45	1.1	7	
Isla Z1	Pozo RIC040	GL	30.3	11.49	1.2	11	17
	Pozo RIC058	GL	29.2	16.16	78.1	4	
	Pozo RIC090	GL	27.3	1.99	0.5	2	
Isla N7	Pozo RIC060	GL	35.0	2.57	1.2	3	3
Isla G	Pozo RIC081S	GL	10	8.24	100	0	0

Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

La estación Río Ceibas Norte, recibe los fluidos de producción de 39 pozos (con corte diciembre del 2021), recibiendo los fluidos de las islas N1, Isla F, Isla 1-2-5-6-7-8-9 y las corrientes de los pozos individuales para su respectiva separación y tratamiento mencionada anteriormente. Una vez tratado el crudo es almacenado en conjunto con la producción de la estación Río Ceibas Sur y bombeado por el oleoducto Río Ceibas-Tello. La tabla 8 muestra la distribución de los pozos por Isla que llegan a la Estación Río Ceibas Norte.

Tabla 8. Distribución de pozos por isla (estación Río Ceibas Norte)

ESTACIÓN RIO CEIBAS NORTE							
Ubicación	Pozo	SLA	API	BFPD	%BS&W	BOPD (individual)	BOPD (por Isla)
Espino-1	Pozo RIC ESPINO	GL	25.4	11.61	21.4	9	9
Individual	Pozo RIC01S	GL	0	0	0	0	0
Individual	Pozo RIC003	GL	20.2	1.83	50.3	1	1
Isla 2	Pozo RIC011	PCP	19.4	319.66	76.8	74	80
	Pozo RIC012	PCP	10	115.33	100	0	
	Pozo RIC016	PCP	20.6	526.5	98.9	6	
Isla 1	Pozo RIC007	GL	20.8	5.11	76.3	1	1
Isla 9	Pozo RIC023L	GL	20.4	4.12	68.9	1	67
	Pozo RIC032	PCP	20	188.34	64.8	66	
Individual	Pozo RIC004	PCP	20.4	56.59	16.3	47	47
Isla F	Pozo RIC008A	PCP	19.8	74.63	32.7	50	165
	Pozo RIC024ST	PCP	20.8	29.11	38.2	18	
	Pozo RIC035	PCP	20.7	107.46	37.9	67	
	Pozo RIC095	PCP	20.2	103.1	70.6	30	
Isla 5	Pozo RIC020S	GL	20.2	4.31	60.3	2	37
	Pozo RIC027L	PCP	21.3	21.38	22.3	17	
	Pozo RIC051	GL	10	3.75	100	0	
	Pozo RIC067	PCP	20.5	26.8	26.7	20	
Isla 6	Pozo RIC030	PCP	21.4	140.61	87.5	18	174
	Pozo RIC034	PCP	21.3	57.65	16.5	48	
	Pozo RIC039	PCP	19.3	257.06	91.3	22	
	Pozo RIC054	PCP	20.5	195.67	59.4	79	
Isla N1	Pozo RIC028	BES	20.3	1219.67	99.4	8	36
	Pozo RIC041	PCP	22.3	264.48	90.4	25	
	Pozo RIC055	GL	22	4.12	24.5	3	

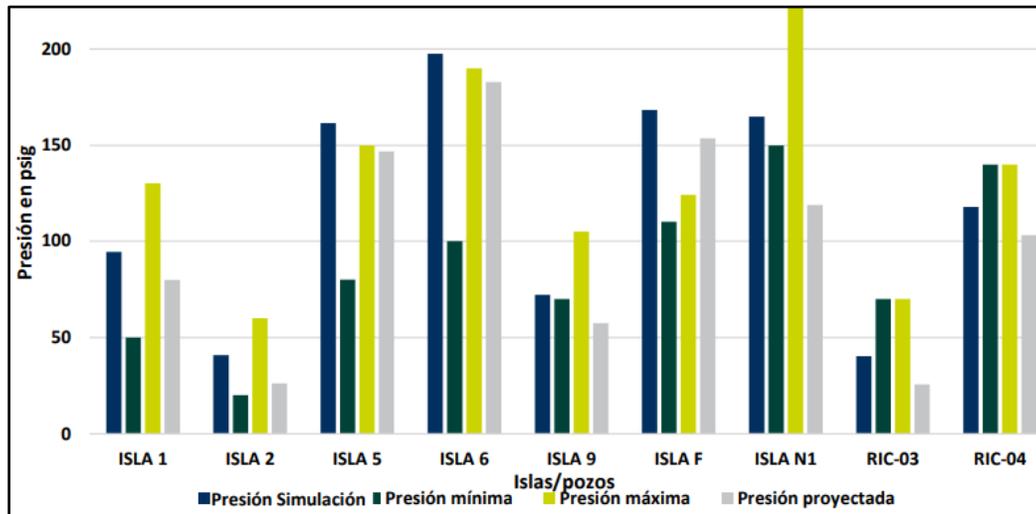
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

5.2. Escenario 2: Prueba de direccionamiento de fluido

En este caso se plantea el direccionamiento de fluidos de la Estación Río Ceibas Sur para realizar su tratamiento en la estación Río Ceibas Norte aprovechando la capacidad disponible. Antes de ejecutar la prueba, se hace necesario realizar simulaciones para evaluar las posibles restricciones hidráulicas que puedan existir en el campo teniendo en cuenta el bajo nivel de caudal de los pozos de las islas H, N2, I, N7 y Z1 y los cambios topográficos que se presentan entre las dos estaciones, con el fin de analizar su impacto en las presiones de cabeza de los pozos y validar la necesidad de energía adicional para que los fluidos lleguen de manera satisfactoria a la estación Río Ceibas Norte.

Ecopetrol S.A realizó un modelamiento hidráulico usando la troncal de las Islas G, H, N2 y troncal base Narvéez hasta la facilidad Norte. Sin embargo, esta opción quedó descartada debido al taponamiento de la troncal desde G, H, N2 hasta el múltiple de la “Y”. Debido a esto la simulación pasó a realizarse conectando la troncal G, H, N2 con la Isla N1, la cual también llega directamente hacia la estación Río Ceibas Norte. A continuación, se presentan los perfiles de presión y el resumen de resultados del análisis hidráulico:

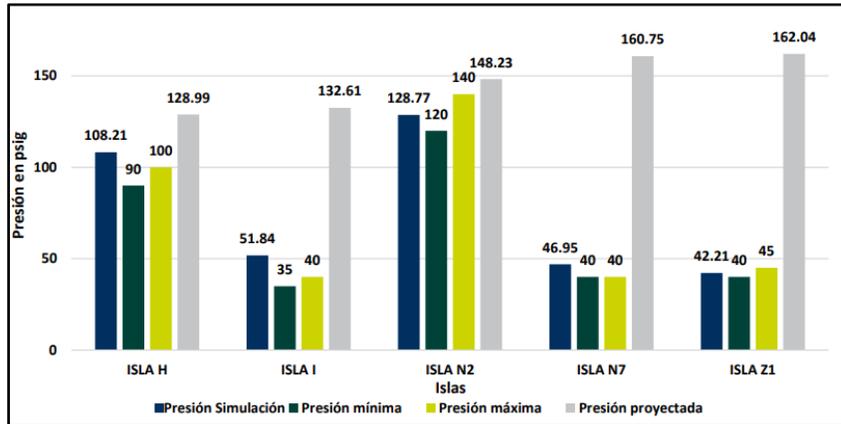
Gráfica 2. Resultado perfiles de presión antes y posterior a interconexión de líneas RCN



Fuente de: ECOPETROL S.A

En la gráfica 3 se presenta el perfil de presión de las islas alineadas a Río Ceibas Sur.

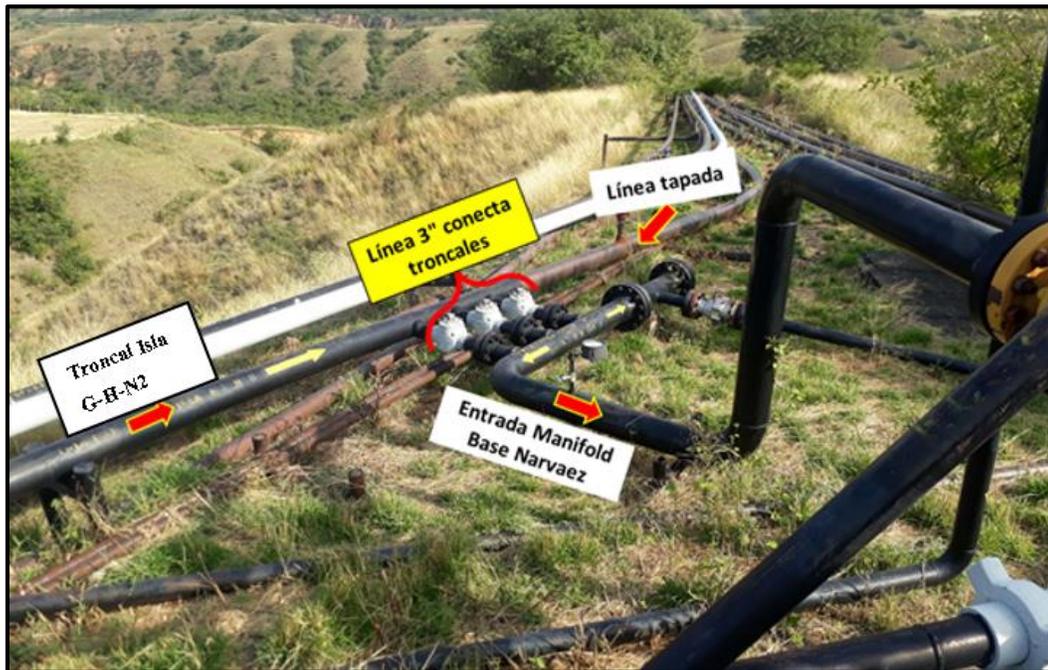
Gráfica 3. Resultado perfiles de presión antes y posterior a interconexión de líneas RCS



Fuente de: ECOPETROL S.A

Esta alternativa permite recolectar los pozos del sector Sur por la troncal G, H, N2 y llevándolos directamente hacia la Estación Río Ceibas Norte por la línea de la isla N1 abriendo las 3 válvulas de 3” que se visualizan en la figura 52.

Figura 52. Apertura de válvulas en múltiple de base Narváez



Fuente de: (ECOPETROL S.A , 2020)

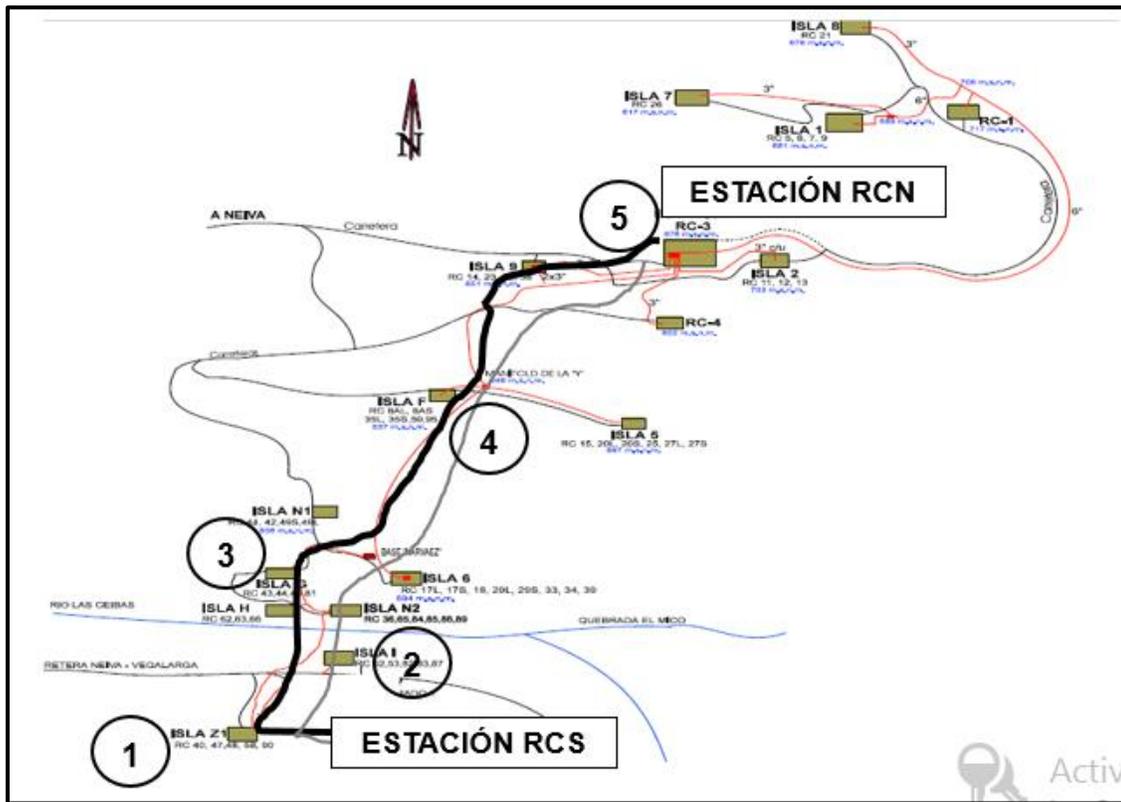
Con la prueba realizada sin contar con el tramo taponado de base Narváez a múltiple de “La Y”, se evidenciaron incremento y manejo de presiones en cabeza de pozo alrededor de las **220 Psig**, dato aproximado a lo esperado de acuerdo con las evaluaciones hidráulicas que se han

corrido; con los datos anteriores las diferidas asociadas se han estimado entre **97 y 104 BOPD**. (ECOPETROL S.A, 2022)

5.3.Escenario 3: Modificación de las facilidades

Para el tercer y último escenario a evaluar, se plantean cuatro (4) modificaciones en el proceso de recolección y una (1) en el proceso de separación y tratamiento del crudo de las facilidades, con el fin de direccionar los fluidos mediante las facilidades existentes y teniendo la posibilidad de realizar las pruebas de pozo correspondientes, describiéndose una a una a continuación.

Figura 53. Modificaciones propuestas



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

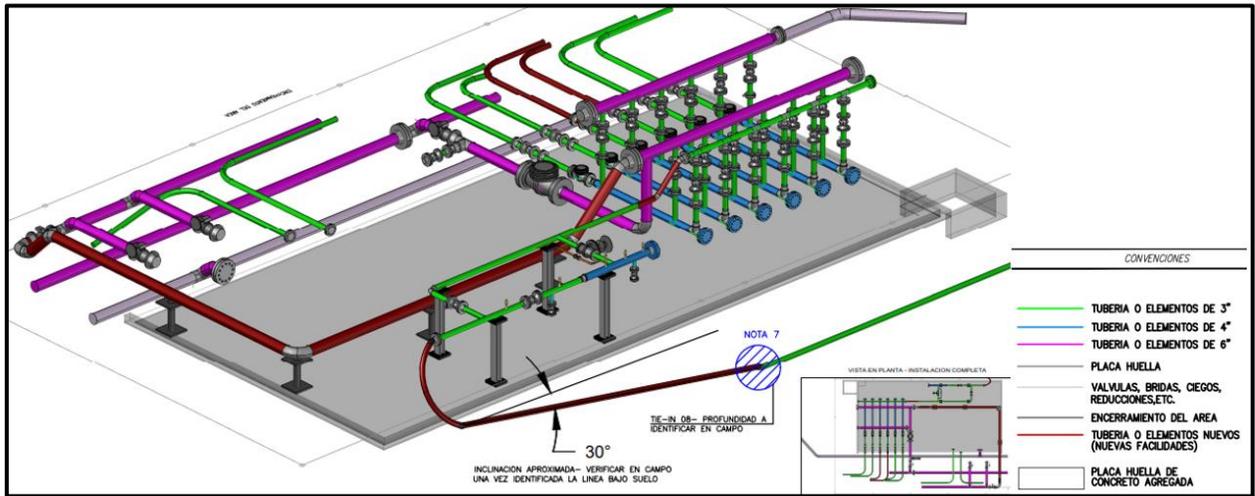
5.3.1 Modificaciones Isla Z1

En esta Isla, se debe reubicar la trampa para la línea de 3” que corresponde a la antigua línea de transferencia de agua de RCS a RCN, esto para poder utilizarla como la nueva línea de pruebas de pozo del sector Sur. Una vez acondicionada la trampa, se debe conectar a la línea de 3” y de esta manera poder direccionar los pozos a probar de la Isla Z1 hacia la estación Río Ceibas Norte.

Para poder direccionar la producción general de la Isla Z1 hacia la estación Río Ceibas Norte se debe redireccionar el flujo por la línea de 6” que enviaba los fluidos de G, H, N2 hacia la Isla

Z1, esta línea será subductada por lo que no tendrá necesidad de ser marraneada y permitirá direccionar los fluidos desde Z1 hasta isla H y posteriormente a la estación Río Ceibas Norte realizando un flujo inverso al actual.

Figura 54. Modificaciones Isla Z1

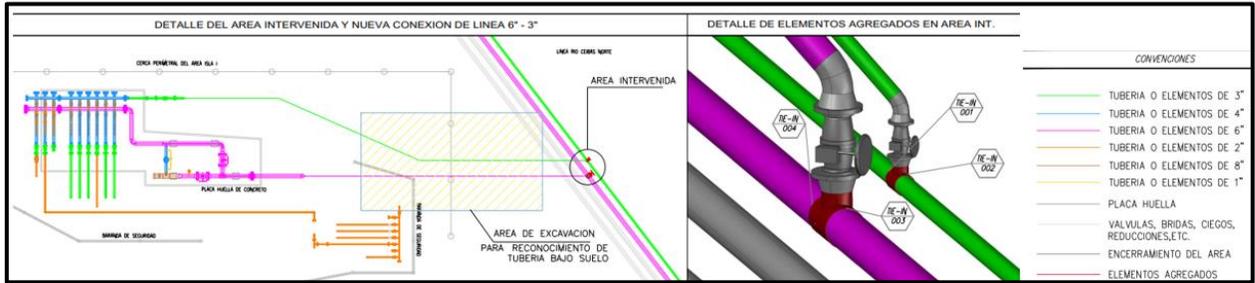


Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

5.3.2 Modificaciones Isla I

En esta isla se realizarán dos conexiones mecánicas que permitan direccionar la producción general y el pozo que se encuentra en prueba a la estación Río Ceibas Norte. Primero, se realizará un TIE IN y una bayoneta que permitan conectar la isla I a la línea de transferencia de agua de 3” y de esta manera direccionar los pozos en prueba de la isla a la estación Río Ceibas Norte al igual que los pozos de la isla Z1. Posteriormente, se realizará el mismo proceso conectando la línea de 6” con la línea que comunica la Isla Z1 con la isla H y de esta manera direccionar la producción general por la misma troncal que en Z1. Estas conexiones se realizarán a 50 metros aproximadamente del múltiple general y evitarían un retorno hasta Z1 como se daba en el escenario 2.

Figura 55. Modificaciones isla I

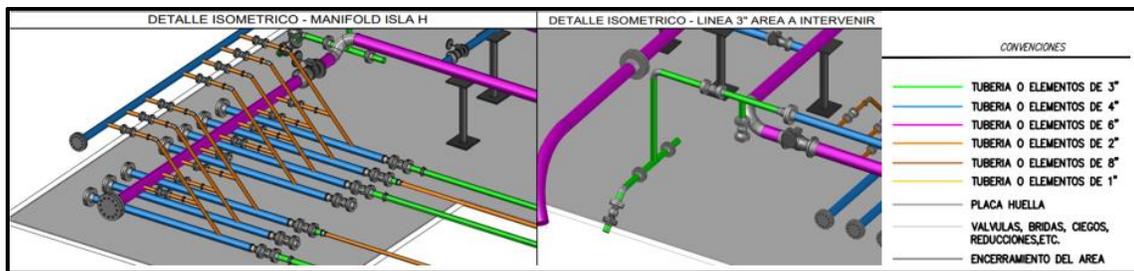


Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

5.3.3 Múltiple isla H

En esta Isla se construirá una flauta para la red de anulares con el fin de conectar la red del sector Sur y poder bajar las presiones en cabeza de pozo para mitigar posibles restricciones al flujo. Luego de direccionar el flujo de isla I y Z1 hacia este múltiple, se deben abrir las válvulas que conectan las Islas G, H, N2 con la estación Rio Ceibas Norte para poder cambiar el sentido de flujo actual y que la producción general de las Islas mencionadas llegue a la facilidad principal. Por otro lado, se debe realizar una conexión de la línea de prueba de 3” de esta isla con la línea de agua industrial, como nueva línea de prueba, proveniente de la estación Sur y de esta manera dejar libres las líneas de prueba de este sector para ser utilizada como red de anulares y finalmente, retirar las líneas inactivas.

Figura 56. Múltiple isla H



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

5.3.4 Pozos troncal G, H, N2

Inicialmente se procederá a comunicar los pozos de la troncal G, H, N2 con la troncal N1 en la Base Narváez a través de válvulas existentes. Posteriormente se conectará la troncal N1 a la troncal G, H, N2 frente al múltiple de la “Y” para aliviar presiones y tener disponible dos líneas de producción general. De acuerdo con una simulación previa realizada por Ecopetrol, los pozos de estas islas se verán beneficiados y disminuirán entre 30 y 40 psig gracias a la conexión planeada.

Figura 57. Pozos troncal G, H, N2



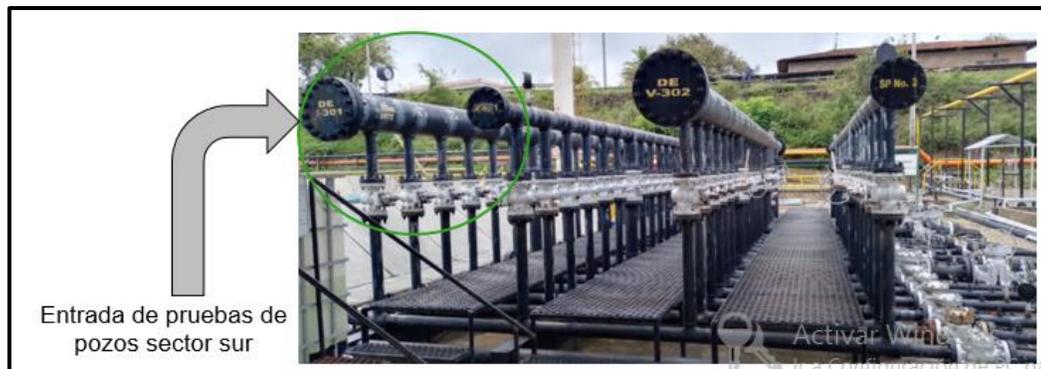
Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

5.3.5 Modificaciones en el proceso de separación y tratamiento de crudo

Dentro de las especificaciones actuales que poseen las vasijas de Rio Ceibas Norte y la baja cantidad de fluidos adicionales que tienen los pozos del sector Sur en el campo, no es requerido adicionar nuevas facilidades para la separación y tratamiento de fluidos.

Como única modificación, se propone conectar la línea de agua industrial de 3” al múltiple de la estación Rio Ceibas Norte mediante la válvula ciega del pozo RIC003.

Figura 58. Modificación proceso de separación y tratamiento de crudo



Fuente de: (ECOPETROL S.A, 2022)

6. Evaluación Económica.

Para poder determinar la viabilidad de las propuestas, se hace necesario realizar una evaluación económica de cada escenario. Para efectos de este estudio, se realizará el flujo de fondos neto a 10 años en USD del campo Rio Ceibas para los 3 casos. Finalmente, se hará una evaluación de la utilidad operativa con las premisas de los escenarios 2 y 3 que plantean el cierre de la Estación Sur.

6.1.Escenario 1

Tabla 9. Evaluación económica escenario 1

EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO 1										
Concepto-Periodos (Año)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
(+) Ingresos	\$ 20.275.158,06	\$ 15.636.824,32	\$ 14.298.841,42	\$ 13.125.130,79	\$ 12.743.756,62	\$ 12.168.685,52	\$ 11.696.778,07	\$ 11.297.439,14	\$ 10.951.861,13	\$ 10.647.666,02
(-) Costo de extracción de crudo	\$ 5.963.286	\$ 6.701.680	\$ 6.874.438	\$ 6.978.069	\$ 7.050.600	\$ 7.105.585	\$ 7.149.388	\$ 7.185.490	\$ 7.215.992	\$ 7.242.256
(-) Depreciación	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Intereses	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad Operacional	\$ 14.311.872,31	\$ 8.935.144,13	\$ 7.424.403,21	\$ 6.147.061,55	\$ 5.693.156,57	\$ 5.063.100,47	\$ 4.547.389,82	\$ 4.111.949,10	\$ 3.735.868,96	\$ 3.405.409,76
(+) Ganancia en venta de activos (1)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Pérdida en venta de activos (2)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad antes de impuestos	\$ 14.311.872,31	\$ 8.935.144,13	\$ 7.424.403,21	\$ 6.147.061,55	\$ 5.693.156,57	\$ 5.063.100,47	\$ 4.547.389,82	\$ 4.111.949,10	\$ 3.735.868,96	\$ 3.405.409,76
(-) Impuestos	\$ 4.722.918	\$ 2.948.598	\$ 2.450.053	\$ 2.028.530	\$ 1.878.742	\$ 1.670.823	\$ 1.500.639	\$ 1.356.943	\$ 1.232.837	\$ 1.123.785
(+) Ingreso no Gravable (3)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad Neta	\$ 9.588.954,45	\$ 5.986.546,57	\$ 4.974.350,15	\$ 4.118.531,24	\$ 3.814.414,90	\$ 3.392.277,31	\$ 3.046.751,18	\$ 2.755.005,90	\$ 2.503.032,20	\$ 2.281.624,54
(+) Depreciación	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(+) Créditos recibidos	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Amortizaciones	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Costos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Flujo de fondos neto	\$ 9.588.954	\$ 5.986.547	\$ 4.974.350	\$ 4.118.531	\$ 3.814.415	\$ 3.392.277	\$ 3.046.751	\$ 2.755.006	\$ 2.503.032	\$ 2.281.625

Fuente de: Autores

En este primer escenario, se mantienen los equipos de las 2 estaciones como se encuentran actualmente, la producción es la más alta de los 3 escenarios (ingresos) y el costo de extracción del crudo también es el más alto de los 3. Los impuestos corresponden al 33% de las utilidades de cada año y es el mismo porcentaje para todos los casos.

El valor de VPN obtenido en la evaluación económica es de \$ 36.873.790 USD; los cálculos realizados para este escenario se pueden detallar en el anexo C.

6.2.Escenario 2

Tabla 10. Evaluación económica escenario 2

EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO 2										
Concepto-Periodos (Año)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
(+) Ingresos	\$ 18.822.474,06	\$ 13.678.424,32	\$ 12.462.841,42	\$ 11.411.530,79	\$ 11.058.885,45	\$ 10.543.347,41	\$ 10.121.018,68	\$ 9.764.165,89	\$ 9.455.761,39	\$ 9.184.610,52
(-) Costo de extracción de crudo	\$ 5.499.577	\$ 5.848.113	\$ 5.978.007	\$ 6.053.568	\$ 6.105.147	\$ 6.143.398	\$ 6.173.266	\$ 6.197.426	\$ 6.217.480	\$ 6.234.456
(-) Depreciación	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Intereses	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad Operacional	\$ 13.322.896,84	\$ 7.830.311,15	\$ 6.484.834,00	\$ 5.357.962,76	\$ 4.953.738,68	\$ 4.399.948,99	\$ 3.947.752,49	\$ 3.566.739,78	\$ 3.238.281,75	\$ 2.950.154,78
(+) Ganancia en venta de activos (1)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Pérdida en venta de activos (2)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad antes de impuestos	\$ 13.322.896,84	\$ 7.830.311,15	\$ 6.484.834,00	\$ 5.357.962,76	\$ 4.953.738,68	\$ 4.399.948,99	\$ 3.947.752,49	\$ 3.566.739,78	\$ 3.238.281,75	\$ 2.950.154,78
(-) Impuestos	\$ 4.396.555,96	\$ 2.584.002,68	\$ 2.139.995,22	\$ 1.768.127,71	\$ 1.634.733,76	\$ 1.451.983,17	\$ 1.302.758,32	\$ 1.177.024,13	\$ 1.068.632,98	\$ 973.551,08
(+) Ingreso no Gravable (3)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Utilidad Neta	\$ 8.926.340,88	\$ 5.246.308,47	\$ 4.344.838,78	\$ 3.589.835,05	\$ 3.319.004,91	\$ 2.947.965,82	\$ 2.644.994,17	\$ 2.389.715,65	\$ 2.169.648,77	\$ 1.976.603,70
(+) Depreciación	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(+) Créditos recibidos	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Amortizaciones	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(-) Costos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
(=) Flujo de fondos neto	\$ 8.926.341	\$ 5.246.308	\$ 4.344.839	\$ 3.589.835	\$ 3.319.005	\$ 2.947.966	\$ 2.644.994	\$ 2.389.716	\$ 2.169.649	\$ 1.976.604

Fuente de: Autores

Este escenario, contempla la prueba realizada de direccionamiento de fluidos de la estación Sur a la estación Norte sin requerir ningún tipo de materiales adicionales. Los ingresos bajan más de un millón de USD debido a que la pérdida de producción en este caso fue de 100 BOPD. El costo de extracción del crudo no varía mucho el primer año debido a que la desincorporación arranca desde el segundo semestre. Sin embargo, a partir del 2023, hay una diferencia de 900.000 USD

aproximadamente, esto gracias a que los costos asociados a los mantenimientos de los equipos de la Estación Sur disminuyen mensualmente el 0,056 usd/bbl (Anexo B).

El valor de VPN basado en el flujo de fondos neto \$31.942.482, 5 millones menos que el escenario 1. Aún sin tener en cuenta otras variables adicionales al mantenimiento de equipos de la estación Sur, se puede analizar que, con el precio de barril actual con sus respectivos pronósticos y la pérdida de producción del campo en esta alternativa, no es atractiva para la empresa.

6.3.Escenario 3

Tabla 11. Evaluación económica escenario 3

EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO 3										
Concepto-Periodos (Año)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
(+) Ingresos	\$ 19.694.084,46	\$ 14.853.464,32	\$ 13.564.441,42	\$ 12.439.690,79	\$ 12.069.808,15	\$ 11.518.550,28	\$ 11.066.474,32	\$ 10.684.129,84	\$ 10.353.421,24	\$ 10.062.443,82
(-) Costo de extracción de crudo	\$ 5.771.128	\$ 6.350.595	\$ 6.506.445	\$ 6.599.004	\$ 6.663.270	\$ 6.711.655	\$ 6.749.961	\$ 6.781.352	\$ 6.807.733	\$ 6.830.333
(-) Depreciación										
(-) Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad Operacional	\$ 13.922.956,09	\$ 8.502.868,98	\$ 7.057.995,94	\$ 5.840.686,83	\$ 5.406.538,06	\$ 4.806.895,75	\$ 4.316.513,51	\$ 3.902.777,79	\$ 3.545.688,58	\$ 3.232.110,78
(+) Ganancia en venta de activos (1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Pérdida en venta de activos (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de impuestos	\$ 13.922.956,09	\$ 8.502.868,98	\$ 7.057.995,94	\$ 5.840.686,83	\$ 5.406.538,06	\$ 4.806.895,75	\$ 4.316.513,51	\$ 3.902.777,79	\$ 3.545.688,58	\$ 3.232.110,78
(-) Impuestos	\$ 4.594.575,51	\$ 2.805.946,76	\$ 2.329.138,66	\$ 1.927.426,65	\$ 1.784.157,56	\$ 1.586.275,60	\$ 1.424.449,46	\$ 1.287.916,67	\$ 1.170.077,23	\$ 1.066.596,56
(+) Ingreso no Gravable (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad Neta	\$ 9.328.380,58	\$ 5.696.922,21	\$ 4.728.857,28	\$ 3.913.260,18	\$ 3.622.380,50	\$ 3.220.620,16	\$ 2.892.064,05	\$ 2.614.861,12	\$ 2.375.611,35	\$ 2.165.514,22
(+) Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos recibidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Costos de inversión	-\$ 125.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Flujo de fondos neto	\$ 9.453.381	\$ 5.696.922	\$ 4.728.857	\$ 3.913.260	\$ 3.622.380	\$ 3.220.620	\$ 2.892.064	\$ 2.614.861	\$ 2.375.611	\$ 2.165.514

Fuente de: Autores

Esta alternativa, contempla la ejecución de algunas modificaciones mecánicas en el sistema de recolección que permite aliviar presiones en distintas zonas del campo y así, minimizar la pérdida de producción. Los ingresos se van a ver menos afectados que en el segundo escenario, puesto que aquí se estima perder alrededor de 40 BOPD. El costo de extracción del crudo disminuye igual que en el escenario dos por la desincorporación de la estación Sur, pero los costos no son iguales por la variación de producción.

En esta propuesta, se realiza una inversión de \$125.000 USD correspondiente a las modificaciones mecánica. Sin embargo, debido a la baja inversión con respecto a la utilidad neta y el flujo de fondos neto, no se calcula una tasa interna de retorno (TIR), pues esta recuperación de la inversión se daría dentro del mismo año de inversión.

El valor de VPN obtenido en la evaluación económica es de \$ 34.564.546 USD; de acuerdo con los cálculos realizados en el anexo C. En esta ocasión la diferencia es de 2.000.000 USD aproximadamente. Cabe resaltar, que esta alternativa es bastante atractiva puesto que el valor del VPN es muy cercano entre la opción 1 y 3 teniendo en cuenta solamente la diferencia en costo de levantamiento por mantenimientos de la Estación Sur.

6.4. Utilidad por barril

Otro factor determinante para determinar la viabilidad económica y el futuro de un activo en Ecopetrol S.A. es la utilidad que deja la producción de cada barril en el campo. La tabla 12, presenta los costos operativos del campo Rio Ceibas para el año 2021 y la disminución de estos para los 3 escenarios planteados en el presente estudio.

Tabla 12. Utilidad por barril para cada escenario

	Costo sin desincorporacion	Costo con desincorporacion	
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
MATERIALES DE PROCESOS	\$3.643.851,60	\$2.915.081,28	\$2.915.081,28
ENERGIA	\$417.490.491,60	\$83.498.098,32	\$83.498.098,32
GASTOS LABORALES	\$80.053.281,60	\$40.026.640,80	\$40.026.640,80
MATERIALES OPERACIONALES	\$67.456,80	\$33.728,40	\$33.728,40
MANTENIMIENTO SUPERFICIE	\$472.019.424,00	\$424.817.481,60	\$424.817.481,60
CONTRATOS DE OPERACIÓN	\$766.004.941,20	383.002.470,60	383.002.470,60
IMPUESTOS Y OTRAS CONTRIBUCIONES	\$968.562,00	\$968.562,00	\$968.562,00
SOPORTE DEPARTAMENTOS	\$148.718.588,40	\$148.718.588,40	\$148.718.588,40
COSTOS SOPORTE DIRECTO DE LA OPERACIÓN	\$107.209.430,40	\$107.209.430,40	\$107.209.430,40
DISTRIBUCION SOPORTE DP	\$217.867.872,00	\$217.867.872,00	\$217.867.872,00
SEGURIDAD FISICA (EXCLUYE CONVENIO)]	\$193.583.916,00	\$38.716.783,20	\$38.716.783,20
COSTOS DE OPERACIÓN (EXCLUYE M. PRIMA)	\$2.407.627.815,60	\$1.447.774.737,00	\$1.447.774.737,00
Disminucion de produccion BOPD	0	-100	-40
BOPD	180	80	140
COSTO UNITARIO EN USD	\$9,40	\$12,71	\$7,26
PRECIO PROMEDIO A DIC 2021	68.33 USD/BL	68.33 USD/BL	68.33 USD/BL
INGRESOS	\$16.752.317.400,00	\$7.445.474.400,00	\$13.029.580.200,00
UTILIDAD OPERATIVA	\$14.344.689.584,40	\$5.997.699.663,00	\$11.581.805.463,00
UTILIDAD POR BARRIL EN USD	\$56,0	\$52,7	\$58,1

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Se observa que la mejor utilidad por barril se obtiene para el escenario 3 con un valor de 58.1 USD, siendo esta la opción más atractiva prolongando así la vida útil del activo.

Además, realizando una iteración en el valor de la disminución de producción BOPD, se observa que el punto de equilibrio sería -71 BOPD, es decir, si se supera este valor la utilidad del campo empezaría a disminuir.

7. Conclusiones

- Realizando la desincorporación de la estación Rio Ceibas Sur, habría una disminución de costo de extracción del crudo mensual del campo por un valor de 0.056 USD/BBL asociada a costos de mantenimiento.
- En cuanto a los resultados de la evaluación hidráulica usando la intersección entre la línea de la troncal GHN2 con la N1 propuesta en el escenario 3, se presenta una disminución de la presión de tubería en cabeza de los pozos de la zona Norte, lo que induce a un ahorro energético en esta zona del campo.
- A medida que pasa el tiempo se observa que en el escenario 3 el flujo de fondos neto va a empezar a igualarse con el del escenario 1, teniendo una brecha cada vez más pequeña, sin tener en cuenta variables adicionales a las planteadas en el proyecto.
- Al tener una inversión tan baja con respecto a la utilidad neta en el escenario 3, no se calcula la TIR para este caso, sería despreciable pues la recuperación se daría en menos de un año.
- Conservar las dos facilidades en este momento como se plantea en el escenario 1, hace que el VPN sea el más alto de los 3 escenarios debido a la producción total de crudo y el precio del barril actual.
- La utilidad por barril en el escenario 3 es 2,1 USD/BBL más que en el escenario 1, aun así, se pierdan 40 barriles de crudo por día, lo que permite aumentar la vida del activo en el tiempo y la hace más atractiva para la empresa.
- El punto de equilibrio con respecto a la utilidad por barril para poder desincorporar la Estación Sur es de -71 BOPD, si la pérdida es mayor a este valor, la utilidad del campo empezaría a disminuir.

8. Recomendaciones

- Realizar un análisis para determinar en qué momento del tiempo deja de ser más rentable conservar las 2 estaciones que mantener solamente Rio Ceibas Norte.
- Para futuros estudios, es importante analizar el factor social por parte de las comunidades para los escenarios en donde se realiza la desincorporación de la estación Rio Ceibas Sur.

- Agregar los diferentes costos operativos que no fueron tenidos en cuenta durante el desarrollo del flujo de fondos neto para los 3 escenarios. (Mantenimientos Mayores, Depreciación y amortización de activos).
- Diseñar un plan de pruebas de pozos que tenga en cuenta los tiempos que tardan en llegar los fluidos desde la estación Sur al Norte y que logre abarcar todos los pozos en un mes calendario evitando sanciones ante la ANH.

9. Anexo

Anexo A. Cálculo de producción promedio escenario 1.

Según datos suministrados por Ecopetrol S.A. se tiene los valores de producción diaria de la estación Sur y del campo RC.

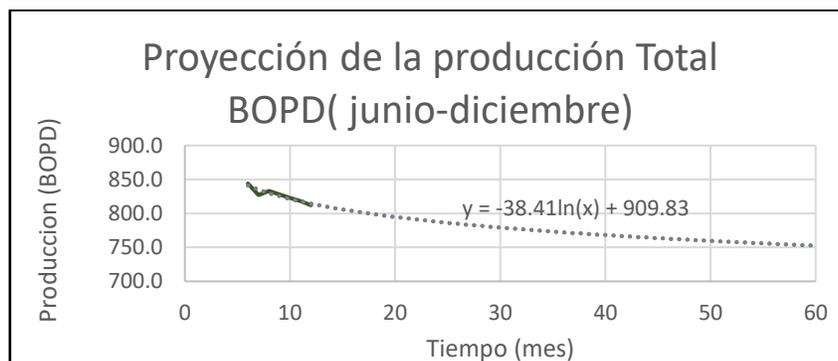
Paso 1. Con los datos suministrados de la producción total del campo a partir del mes de junio hasta diciembre del 2022, se graficaron dichos valores para obtener una línea de tendencia y así tener un valor proyectado para los siguientes años.

Tabla 13. Datos producción total BOPD (junio-diciembre)

Mes	Total BOPD
6	844.000
7	827.000
8	833.000
9	828.000
10	823.000
11	818.000
12	812.000

Fuente de: ECOPETROL S.A

Gráfica 4. Proyección de la producción total BOPD (junio-diciembre)



Fuente de: Autores

Con la ecuación obtenida de la línea de tendencia se calcula la producción total BOPD para los siguientes meses, así:

Muestra de cálculo para el mes 13 (enero de 2023):

$$y = -38.41 \ln(x) + 909.83$$

$$y = -38.41 \ln(13) + 909.83$$

$$y = 811.310 \text{ BOPD}$$

Paso 2. Teniendo la producción total de la estación Sur y del campo RC, se calcula la producción de la estación Norte, así:

Muestra de cálculo para el mes 4 (abril de 2022)

$$X = \text{Total BOPD} - \text{BOPD estación 2}$$

$$X = (790.00 - 145.902) \text{ BOPD}$$

$$X = 644.098 \text{ BOPD estación Norte}$$

Paso 3. Se calcula la producción diaria teniendo en cuenta el porcentaje de las regalías que es de 32%.

Muestra de cálculo para el mes 4 (abril de 2022)

$$X = \text{Total BOPD} * 0.68$$

$$X = 790.000 \text{ BOPD} * 0.68$$

$$X = 537.200 \text{ BOPD}$$

Paso 4. Cálculo de producción BOPM

Muestra de cálculo para el mes 1 (enero de 2022)

$$X = \text{Total BOPD} * 30 \text{ días/mes}$$

$$X = 537.200 \text{ BOPD} * 30 \text{ días/mes}$$

$$X = 16116.00 \text{ BOPM}$$

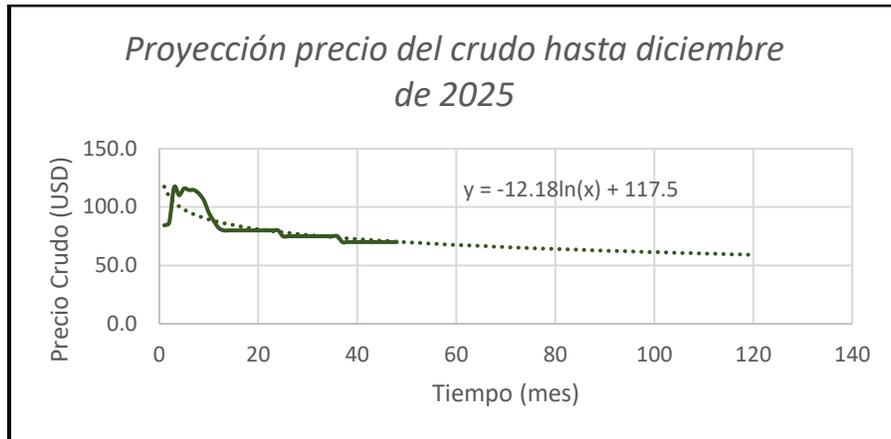
Paso 5. Con los datos proyectados por Ecopetrol S.A. del precio del crudo hasta diciembre de 2025, se graficaron algunos de estos valores para obtener una línea de tendencia y así calcular los valores para los siguientes años.

Tabla 14. Datos precio del crudo hasta diciembre

Mes	Precio crudo	Mes	Precio crudo	Mes	Precio crudo
1	84.36	5	115.90	9	105.86
2	86.54	6	114.53	10	95.31
3	116.97	7	114.60	11	88.12
4	110.11	8	111.57	12	82.11

Fuente de: ECOPETROL S.A

Gráfica 5. Proyección precio del crudo hasta diciembre de 2025



Fuente de: Autores

Con la ecuación obtenida de la línea de tendencia se calcula el precio del crudo para los siguientes meses, así:

Muestra de cálculo para el mes 49 (enero de 2026):

$$y = -12,18\ln(x) + 117,5$$

$$y = -12,18\ln(49) + 117,5$$

$$y = 70.1 \text{ USD/Bbl}$$

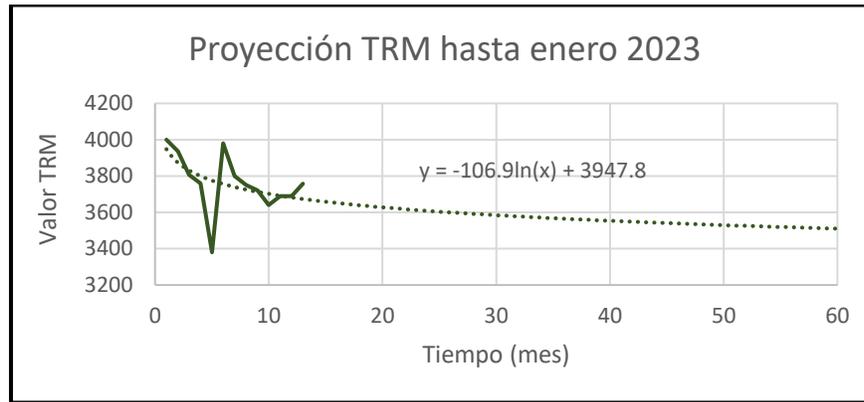
Paso 6. Con los datos proyectados por Ecopetrol S.A. de la TRM hasta enero 2023, se graficaron dichos valores para obtener una línea de tendencia y así tener un valor proyectado para los siguientes años.

Tabla 15. Datos TRM hasta enero 2023

Mes	TRM
1	4000
2	3936
3	3807
4	3760
5	3380
6	3980
7	3800
8	3750
9	3720
10	3640
11	3690
12	3690
13	3758

Fuente de: ECOPETROL S.A

Gráfica 6. Proyección TRM hasta enero 2023



Fuente de: Autores

Con la ecuación obtenida de la línea de tendencia se calcula la TRM para los siguientes meses, así:

Muestra de cálculo para el mes 14 (febrero de 2023):

$$y = -106.9\ln(x) + 3947.8$$

$$y = -106.9 * \ln(14) + 3947.8$$

$$y = 3666$$

Paso 6. Cálculo del valor total de la producción (COP)

$$X = \text{Total mes BOPD} * \text{Precio Crudo} * \text{TRM}$$

$$X = 15.810,695 * 84,36 * 4000$$

$$X = \$ 5.335.161.074 \text{ COP}$$

Paso 7. Cálculo del valor total de la producción (USD)

$$X = \frac{\text{Total COP}}{\text{TRM}}$$

$$X = \frac{\$ 5.335.161.074 \text{ COP}}{4000}$$

$$X = 1.333.790,27 \text{ USD}$$

Tabla 16. Producción promedio escenario 1

Mes	Producción Promedio Escenario 1								
	Rc Norte 1	RC Sur 2	Total BOPD	Regalías	Total mes	Precio Bbl (USD)	TRM	Total COP	Total USD
01/01/2022			775,034	527,023	15810,695	\$ 84,4	\$ 4.000	\$ 5.335.161.074	\$ 1.333.790,27
01/02/2022			755,254	513,573	15407,183	\$ 86,5	\$ 3.936	\$ 5.248.017.015	\$ 1.333.337,66
01/03/2022			769,739	523,423	15702,683	\$ 117,0	\$ 3.807	\$ 6.992.479.885	\$ 1.836.742,81
01/04/2022	644,098	145,902	790,000	537,200	16116,000	\$ 110,1	\$ 3.760	\$ 6.672.243.178	\$ 1.774.532,76
01/05/2022	691,449	144,551	836,000	568,480	17054,400	\$ 115,9	\$ 3.380	\$ 6.680.924.765	\$ 1.976.604,96
01/06/2022	700,784	143,216	844,000	573,920	17217,600	\$ 114,5	\$ 3.980	\$ 7.848.288.277	\$ 1.971.931,73
01/07/2022	685,098	141,902	827,000	562,360	16870,800	\$ 114,6	\$ 3.800	\$ 7.346.895.984	\$ 1.933.393,68
01/08/2022	692,418	140,582	833,000	566,440	16993,200	\$ 111,6	\$ 3.750	\$ 7.109.742.465	\$ 1.895.931,32
01/09/2022	689,690	138,31	828,000	563,040	16891,200	\$ 105,9	\$ 3.720	\$ 6.651.741.047	\$ 1.788.102,43
01/10/2022	686,934	136,066	823,000	559,640	16789,200	\$ 95,3	\$ 3.640	\$ 5.824.650.293	\$ 1.600.178,65
01/11/2022	683,157	134,843	818,000	556,240	16687,200	\$ 88,1	\$ 3.690	\$ 5.426.056.676	\$ 1.470.476,06
01/12/2022	678,362	133,638	812,000	552,160	16564,800	\$ 82,1	\$ 3.690	\$ 5.018.900.836	\$ 1.360.135,73
01/01/2023	678,884	132,426	811,310	551,691	16550,730	\$ 80,0	\$ 3.758	\$ 4.975.811.474	\$ 1.324.058,40
01/02/2023	677,174	131,29	808,464	549,755	16492,662	\$ 80,0	\$ 3.666	\$ 4.836.551.902	\$ 1.319.412,93
01/03/2023	675,647	130,167	805,814	547,953	16438,601	\$ 80,0	\$ 3.658	\$ 4.810.999.232	\$ 1.315.088,11
01/04/2023	674,315	129,02	803,335	546,268	16388,031	\$ 80,0	\$ 3.651	\$ 4.787.154.055	\$ 1.311.042,50
01/05/2023	673,117	127,889	801,006	544,684	16340,528	\$ 80,0	\$ 3.645	\$ 4.764.805.801	\$ 1.307.242,24
01/06/2023	672,041	126,77	798,811	543,191	16295,741	\$ 80,0	\$ 3.639	\$ 4.743.780.421	\$ 1.303.659,26
01/07/2023	671,065	125,669	796,734	541,779	16253,376	\$ 80,0	\$ 3.633	\$ 4.723.932.415	\$ 1.300.270,05
01/08/2023	670,205	124,559	794,764	540,439	16213,184	\$ 80,0	\$ 3.628	\$ 4.705.138.928	\$ 1.297.054,72
01/09/2023	669,405	123,485	792,890	539,165	16174,954	\$ 80,0	\$ 3.622	\$ 4.687.295.291	\$ 1.293.996,31
01/10/2023	668,679	122,424	791,103	537,950	16138,502	\$ 80,0	\$ 3.617	\$ 4.670.311.609	\$ 1.291.080,19
01/11/2023	668,021	121,375	789,396	536,789	16103,672	\$ 80,0	\$ 3.613	\$ 4.654.110.110	\$ 1.288.293,73
01/12/2023	667,422	120,339	787,761	535,677	16070,323	\$ 80,0	\$ 3.608	\$ 4.638.623.064	\$ 1.285.625,87

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Se realiza el mismo procedimiento para el escenario 2 teniendo en cuenta que a la producción total se le resta 100 Bbl y al escenario 3 se le disminuye 40 Bbl a la producción total, a partir del mes de junio 2022 ya que esta es la fecha de la transferencia de los fluidos hacia RCN.

Anexo B. Cálculo de costo de levantamiento escenario 1.

Para calcular el costo de levantamiento, se tienen en cuenta los valores de costo de mantenimiento de cada estación los cuales son suministrados por Ecopetrol S.A.

Se realizan los mismos pasos 1, 2, y 3 del anexo A, y a partir de ahí se realizan los siguientes pasos:

Paso 8: Con los datos suministrados de mantenimiento de RCS, se hace la proyección para los siguientes años, multiplicándolo por el valor de la inflación.

Muestra de cálculo para el año 2022:

$$X = \text{Mantenimiento RCS (2021)} * (1 + \text{inflación})$$

$$X = \$ 479.462.814,00 \text{ COP} * (1 + 4.01\%)$$

$$X = \$498.689.272,84 \text{ COP}$$

Paso 9: Con el dato suministrado de costo de mantenimiento de RCS de abril de 2022, se hace el cálculo dividiendo por el valor de 4 que hace referencia a los meses que van del año, multiplicado por 12 para tener un valor anual.

Muestra de cálculo para el año 2022:

$$X = (\text{Costo de mantenimiento de superficie}/4) * 12$$

$$X = (\$1.333.702.427 \text{ COP}/4) * 12$$

$$X = \$4.001.107,28 \text{ COP}$$

Paso 10. Para calcular el costo de mantenimiento de los años siguientes se tiene en cuenta el valor de la inflación.

Muestra de cálculo para el año 2023:

$$X = \text{Costo de mantenimiento de superficie} * (1 + \text{inflación})$$

$$X = \$4.001.107,28 \text{ COP} * (1 + 4.01\%)$$

$$X = \$ 4.161.551,683 \text{ COP}$$

Paso 11. Cálculo del incremento anual del costo de extracción del crudo para los siguientes años, teniendo en cuenta el valor del costo unitario real (USD/Bbl) suministrado por Ecopetrol S.A.

Muestra de cálculo para el año 2022:

$$X = (\text{mantenimiento RC2} * \text{Costo unitario real (USD/Bbl)}) / \text{Costo de mantenimiento total}$$

$$X = \frac{(\$498.689.272,84 \text{ COP} * 5.35)}{\$4.001.107,28 \text{ COP}}$$

$$X = 0.67$$

Paso 12. Cálculo del incremento mensual del costo de extracción del crudo.

Muestra de cálculo para el año 2022:

$$X = (\text{costo de extracción del crudo anual} / 12)$$

$$X = \frac{0.67}{12}$$

$$X = 0.056$$

Tabla 17. Datos costo de mantenimiento RCS

Año	Mantenimiento RCS	Inflación	Costo mantenimiento total	Inflación	Costo extraccion* año	Costo extraccion * mes
2016	272.674.604,00	5,75%				
2017	348.493.289,00	4,09%				
2018	402.006.696,00	3,18%				
2019	539.954.680,00	3,80%				
2020	538.093.311,00	1,61%				
2021	479.462.814,00	5,62%				
2022	498.689.272,84	4,01%	\$ 4.001.107.281	4,01%	0,67	0,056
2023	518.686.712,68	4,01%	\$ 4.161.551.683	4,01%	0,67	0,056
2024	539.486.049,86	4,01%	\$ 4.328.429.905	4,01%	0,67	0,056
2025	561.119.440,46	4,01%	\$ 4.501.999.945	4,01%	0,67	0,056
2026	583.620.330,02	4,01%	\$ 4.682.530.142	4,01%	0,67	0,056
2027	607.023.505,26	4,01%	\$ 4.870.299.601	4,01%	0,67	0,056
2028	631.365.147,82	4,01%	\$ 5.065.598.615	4,01%	0,67	0,056
2029	656.682.890,24	4,01%	\$ 5.268.729.120	4,01%	0,67	0,056
2030	683.015.874,14	4,01%	\$ 5.480.005.157	4,01%	0,67	0,056
2031	710.404.810,70	4,01%	\$ 5.699.753.364	4,01%	0,67	0,056
2032	738.892.043,61	4,01%	\$ 5.928.313.474	4,01%	0,67	0,056

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Para obtener los costos de levantamiento de la estación 1 se realizan los mismos pasos del 8 al 12, teniendo en cuenta la información de dicha estación suministrada por Ecopetrol S.A. Teniendo como resultado un valor de variación de costo de extracción del crudo por mes de 0.343.

Tabla 18. Datos costo de mantenimiento RCN

Año	Mantenimiento RCN	Inflación	Costo mantenimiento Total	Inflación	Costo extraccion* año	Costo extraccion * mes
2016	\$ 1.768.338.489	5,75%				
2017	\$ 3.421.470.246	4,09%				
2018	\$ 4.067.624.370	3,18%				
2019	\$ 7.438.594.738	3,80%				
2020	\$ 2.618.606.527	1,61%				
2021	\$ 2.956.277.910	5,62%				
2022	\$ 3.074.824.654	4,01%	\$ 4.001.107.281	4,01%	4,11	0,343
2023	\$ 3.198.125.123	4,01%	\$ 4.161.551.683	4,01%	4,11	0,343
2024	\$ 3.326.369.940	4,01%	\$ 4.328.429.905	4,01%	4,11	0,343
2025	\$ 3.459.757.375	4,01%	\$ 4.501.999.945	4,01%	4,11	0,343
2026	\$ 3.598.493.646	4,01%	\$ 4.682.530.142	4,01%	4,11	0,343
2027	\$ 3.742.793.241	4,01%	\$ 4.870.299.601	4,01%	4,11	0,343
2028	\$ 3.892.879.250	4,01%	\$ 5.065.598.615	4,01%	4,11	0,343
2029	\$ 4.048.983.708	4,01%	\$ 5.268.729.120	4,01%	4,11	0,343
2030	\$ 4.211.347.954	4,01%	\$ 5.480.005.157	4,01%	4,11	0,343
2031	\$ 4.380.223.007	4,01%	\$ 5.699.753.364	4,01%	4,11	0,343
2032	\$ 4.555.869.950	4,01%	\$ 5.928.313.474	4,01%	4,11	0,343

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

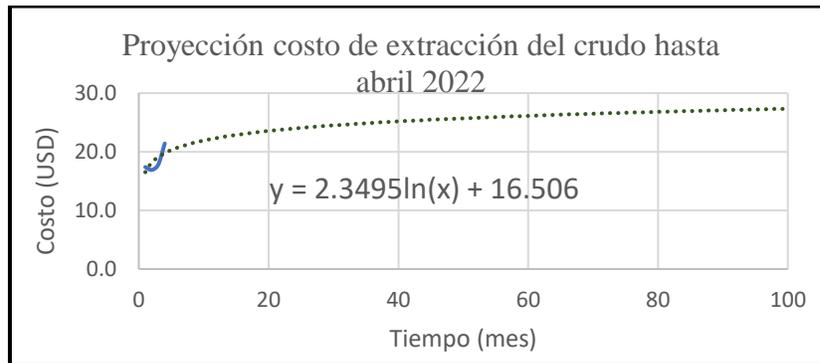
Paso 13. Se cuenta con valores de costo de extracción del crudo con corte abril 2022 suministrados por Ecopetrol S.A., Se graficaron dichos valores para obtener una línea de tendencia y así tener un valor proyectado para los siguientes años.

Tabla 19. Datos costo de extracción del crudo abril 2022

Mes	Costo de extracción del crudo
1	17,4
2	16,9
3	17,8
4	21,4

Fuente de: ECOPETROL S.A

Gráfica 7. Proyección costo de extracción del crudo hasta abril 2022



Fuente de: ECOPETROL S.A

Con la ecuación obtenida con la línea de tendencia se calcula el costo de extracción del crudo para los siguientes meses, así:

Muestra de cálculo para el mes 5 (mayo del 2022)

$$X = 2,3495\ln(5) + 16,506$$

$$X = 20.3$$

Paso 14. Cálculo del valor de costos USD

Muestra de cálculo para enero del 2022

$$X = \text{Total BOPM} * \text{costo de extracción del crudo}$$

$$X = 23.251,023 \text{ BOPM} * 17.4$$

$$X = 404.335 \text{ USD}$$

Paso 15. El valor de la TRM es el mismo que se obtuvo en el paso 5 del Anexo A.

Paso 16. Cálculo del valor de costos COP

Muestra de cálculo para enero del 2022

$$X = \text{valor costos USD} * \text{TRM}$$

$$X = 404.335 \text{ USD} * \$4000$$

$$X = \$1.617.341.140,91 \text{ COP}$$

Tabla 20. Costo de extracción del crudo escenario 1

Mes	Escenario 1							
	Rc Norte 1	RC Sur 2	Total BOPD	Total mes	Costo extracción	Costos USD	TRM	Costos COP
01/01/2022			775,034	23251,023	17,4	\$ 404.335	\$ 4.000	\$ 1.617.341.140,91
01/02/2022			755,254	22657,623	16,9	\$ 382.914	\$ 3.936	\$ 1.507.148.811,62
01/03/2022			769,739	23092,181	17,8	\$ 411.041	\$ 3.807	\$ 1.564.832.384,87
01/04/2022	644,098	145,902	790,000	23700,000	21,4	\$ 507.180	\$ 3.760	\$ 1.906.996.800,00
01/05/2022	691,449	144,551	836,000	25080,000	20,3	\$ 508.807	\$ 3.380	\$ 1.719.768.840,74
01/06/2022	700,784	143,216	844,000	25320,000	20,7	\$ 524.523	\$ 3.980	\$ 2.087.599.582,89
01/07/2022	685,098	141,902	827,000	24810,000	21,1	\$ 522.943	\$ 3.800	\$ 1.987.183.754,77
01/08/2022	692,418	140,582	833,000	24990,000	21,4	\$ 534.577	\$ 3.750	\$ 2.004.664.804,03
01/09/2022	689,690	138,31	828,000	24840,000	21,7	\$ 538.243	\$ 3.720	\$ 2.002.262.241,17
01/10/2022	686,934	136,066	823,000	24690,000	21,9	\$ 541.104	\$ 3.640	\$ 1.969.619.126,24
01/11/2022	683,157	134,843	818,000	24540,000	22,1	\$ 543.312	\$ 3.690	\$ 2.004.821.428,75
01/12/2022	678,362	133,638	812,000	24360,000	22,3	\$ 544.307	\$ 3.690	\$ 2.008.492.313,07
01/01/2023	678,884	132,426	811,310	24339,309	22,5	\$ 548.422	\$ 3.758	\$ 2.060.969.085,89
01/02/2023	677,174	131,29	808,464	24253,914	22,7	\$ 550.721	\$ 3.666	\$ 2.018.768.334,99
01/03/2023	675,647	130,167	805,814	24174,414	22,9	\$ 552.834	\$ 3.658	\$ 2.022.438.301,27
01/04/2023	674,315	129,02	803,335	24100,046	23,0	\$ 554.788	\$ 3.651	\$ 2.025.757.911,50
01/05/2023	673,117	127,889	801,006	24030,188	23,2	\$ 556.602	\$ 3.645	\$ 2.028.776.772,81
01/06/2023	672,041	126,77	798,811	23964,325	23,3	\$ 558.295	\$ 3.639	\$ 2.031.535.165,86
01/07/2023	671,065	125,669	796,734	23902,023	23,4	\$ 559.880	\$ 3.633	\$ 2.034.066.194,90
01/08/2023	670,205	124,559	794,764	23842,918	23,5	\$ 561.369	\$ 3.628	\$ 2.036.397.359,16
01/09/2023	669,405	123,485	792,890	23786,697	23,7	\$ 562.772	\$ 3.622	\$ 2.038.551.721,59
01/10/2023	668,679	122,424	791,103	23733,092	23,8	\$ 564.098	\$ 3.617	\$ 2.040.548.791,86
01/11/2023	668,021	121,375	789,396	23681,870	23,9	\$ 565.354	\$ 3.613	\$ 2.042.405.202,88
01/12/2023	667,422	120,339	787,761	23632,829	24,0	\$ 566.546	\$ 3.608	\$ 2.044.135.235,74

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Para los cálculos de costo de extracción del crudo de los escenarios 2 y 3 se resta el valor del incremento del costo de extracción del crudo de RCS (0.056) ya que en dichos escenarios no está estimado conservar la estación Sur.

Tabla 21. Costo de extracción del crudo escenario 2

Mes	Escenario 2 (-100 BOPD)								
	Rc Norte 1	RC Sur 2	Total BOPD	Total(- 100 BOPD)	Total mes	Costo extracción	Costos USD	TRM	Costos COP
01/01/2022			775,034		23251,0227	17,4	\$ 404.335	\$ 4.000	\$ 1.617.341.141
01/02/2022			755,254		22657,6227	16,9	\$ 382.914	\$ 3.936	\$ 1.507.148.812
01/03/2022			769,739		23092,1807	17,8	\$ 411.041	\$ 3.807	\$ 1.564.832.385
01/04/2022	644,098	145,902	790,000		23700	21,4	\$ 507.180	\$ 3.760	\$ 1.906.996.800
01/05/2022	691,449	144,551	836,000		25080	20,2	\$ 507.403	\$ 3.380	\$ 1.715.021.698
01/06/2022	700,784	143,216	844,000	744,000	22320	20,7	\$ 461.125	\$ 3.980	\$ 1.835.278.979
01/07/2022	685,098	141,902	827,000	727,000	21810	21,0	\$ 458.488	\$ 3.800	\$ 1.742.254.346
01/08/2022	692,418	140,582	833,000	733,000	21990	21,3	\$ 469.171	\$ 3.750	\$ 1.759.390.865
01/09/2022	689,690	138,31	828,000	728,000	21840	21,6	\$ 472.014	\$ 3.720	\$ 1.755.893.421
01/10/2022	686,934	136,066	823,000	723,000	21690	21,9	\$ 474.142	\$ 3.640	\$ 1.725.875.950
01/11/2022	683,157	134,843	818,000	718,000	21540	22,1	\$ 475.686	\$ 3.690	\$ 1.755.282.209
01/12/2022	678,362	133,638	812,000	712,000	21360	22,3	\$ 476.078	\$ 3.690	\$ 1.756.727.213
01/01/2023	678,884	132,426	811,310	711,310	21339,3089	22,5	\$ 479.630	\$ 3.758	\$ 1.802.448.574
01/02/2023	677,174	131,29	808,464	708,464	21253,9142	22,7	\$ 481.411	\$ 3.666	\$ 1.764.701.136
01/03/2023	675,647	130,167	805,814	705,814	21174,4138	22,8	\$ 483.043	\$ 3.658	\$ 1.767.119.548
01/04/2023	674,315	129,02	803,335	703,335	21100,046	23,0	\$ 484.546	\$ 3.651	\$ 1.769.274.843
01/05/2023	673,117	127,889	801,006	701,006	21030,1883	23,1	\$ 485.937	\$ 3.645	\$ 1.771.205.662
01/06/2023	672,041	126,77	798,811	698,811	20964,3246	23,2	\$ 487.230	\$ 3.639	\$ 1.772.943.248
01/07/2023	671,065	125,669	796,734	696,734	20902,023	23,4	\$ 488.438	\$ 3.633	\$ 1.774.513.167
01/08/2023	670,205	124,559	794,764	694,764	20842,9177	23,5	\$ 489.568	\$ 3.628	\$ 1.775.936.565
01/09/2023	669,405	123,485	792,890	692,890	20786,6968	23,6	\$ 490.631	\$ 3.622	\$ 1.777.231.106
01/10/2023	668,679	122,424	791,103	691,103	20733,0918	23,7	\$ 491.631	\$ 3.617	\$ 1.778.411.672
01/11/2023	668,021	121,375	789,396	689,396	20681,87	23,8	\$ 492.577	\$ 3.613	\$ 1.779.490.899
01/12/2023	667,422	120,339	787,761	687,761	20632,8286	23,9	\$ 493.472	\$ 3.608	\$ 1.780.479.595

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Tabla 22. Costo de extracción del crudo escenario 3

Escenario 3 (-40BOPD)									
Mes	Rc Norte 1	RC Sur 2	Total BOPD	Total(-100 BOPD)	Total mes	Costo extracción	Costos USD	TRM	Costos COP
01/01/2022			775,034		23251,0227	17,4	\$ 404.335	\$ 4.000	\$ 1.617.341.141
01/02/2022			755,254		22657,6227	16,9	\$ 382.914	\$ 3.936	\$ 1.507.148.812
01/03/2022			769,739		23092,1807	17,8	\$ 411.041	\$ 3.807	\$ 1.564.832.385
01/04/2022	644,098	145,902	790,000		23700	21,4	\$ 507.180	\$ 3.760	\$ 1.906.996.800
01/05/2022	691,449	144,551	836,000		25080	20,2	\$ 507.403	\$ 3.380	\$ 1.715.021.698
01/06/2022	700,784	143,216	844,000	804,000	24120	20,7	\$ 498.313	\$ 3.980	\$ 1.983.285.348
01/07/2022	685,098	141,902	827,000	787,000	23610	21,0	\$ 496.327	\$ 3.800	\$ 1.886.044.250
01/08/2022	692,418	140,582	833,000	793,000	23790	21,3	\$ 507.575	\$ 3.750	\$ 1.903.406.488
01/09/2022	689,690	138,31	828,000	788,000	23640	21,6	\$ 510.917	\$ 3.720	\$ 1.900.609.912
01/10/2022	686,934	136,066	823,000	783,000	23490	21,9	\$ 513.490	\$ 3.640	\$ 1.869.102.170
01/11/2022	683,157	134,843	818,000	778,000	23340	22,1	\$ 515.437	\$ 3.690	\$ 1.901.963.173
01/12/2022	678,362	133,638	812,000	772,000	23160	22,3	\$ 516.197	\$ 3.690	\$ 1.904.766.023
01/01/2023	678,884	132,426	811,310	771,310	23139,3089	22,5	\$ 520.087	\$ 3.758	\$ 1.954.487.586
01/02/2023	677,174	131,29	808,464	768,464	23053,9142	22,7	\$ 522.182	\$ 3.666	\$ 1.914.154.173
01/03/2023	675,647	130,167	805,814	765,814	22974,4138	22,8	\$ 524.105	\$ 3.658	\$ 1.917.339.301
01/04/2023	674,315	129,02	803,335	763,335	22900,046	23,0	\$ 525.881	\$ 3.651	\$ 1.920.207.912
01/05/2023	673,117	127,889	801,006	761,006	22830,1883	23,1	\$ 527.529	\$ 3.645	\$ 1.922.805.360
01/06/2023	672,041	126,77	798,811	758,811	22764,3246	23,2	\$ 529.064	\$ 3.639	\$ 1.925.168.417
01/07/2023	671,065	125,669	796,734	756,734	22702,023	23,4	\$ 530.500	\$ 3.633	\$ 1.927.327.261
01/08/2023	670,205	124,559	794,764	754,764	22642,9177	23,5	\$ 531.848	\$ 3.628	\$ 1.929.306.926
01/09/2023	669,405	123,485	792,890	752,890	22586,6968	23,6	\$ 533.116	\$ 3.622	\$ 1.931.128.381
01/10/2023	668,679	122,424	791,103	751,103	22533,0918	23,7	\$ 534.314	\$ 3.617	\$ 1.932.809.340
01/11/2023	668,021	121,375	789,396	749,396	22481,87	23,8	\$ 535.447	\$ 3.613	\$ 1.934.364.884
01/12/2023	667,422	120,339	787,761	747,761	22432,8286	23,9	\$ 536.522	\$ 3.608	\$ 1.935.807.948

Fuente de: Autores y ECOPETROL S.A

Anexo C. Cálculo de VPN, TIR

Para el escenario 1 y 2 no obtenemos valor de TIR ya que no contamos con ningún costo inversión.

Escenario 1: Para calcular el VPN, se utiliza la fórmula de Excel con una tasa de 4.08%.

$$X = VNA(4.08\%; (\text{flujo fondos neto (2022: 2031)}))$$

$$X = \$ \$ 36.032.545,37$$

Escenario 2: Para calcular el VPN, se utiliza la fórmula de Excel con una tasa de 4.08%.

$$X = VNA(4.08\%; (\text{flujo fondos neto (2022: 2031)}))$$

$$X = \$ \$ 31.942.482,37$$

Escenario 3: Para calcular el VPN, se utiliza la fórmula de Excel con una tasa de 4.08%.

$$X = VNA(4.08\%; (\text{flujo fondos neto (2022: 2031)}))$$

$$X = \$ \$ 34.564.546,33$$

Al tener una inversión tan baja con respecto a la utilidad neta para el escenario 3, no se calcula la TIR ya que sería despreciable pues la recuperación se daría en menos de un año.

Bibliografía

- Aristizabal, P. (2013). *PROPUESTA DE INVERSIÓN EN EL SERVICIO DE EVALUACIÓN DE BOMBEO HIDRAULICO*.
- Chaparro, C. (2014). *Informe técnico para solicitud de aprobación de piloto de recobro mejorado*. Bogotá D.C.
- Diaz, M., & Mojica, J. (2020). *Desarrollo de un software de análisis predictivo para la detección temprana de tendencias que ocasionen fallas y consideraciones para la prevención de estos efectos en bombas electrosumergibles*. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América.
- ECOPETROL S.A. (2020). *MOC- Alineación de Fluidos RC2/RC1*.
- ECOPETROL S.A. (2015). *Manual de operaciones para la Estación Río Ceibas 2*.
- ECOPETROL S.A. (2020). *VISUALIZACIÓN DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO, GAS Y AGUA PRONOSTICADOS EN EL CAMPO RIOCEIBAS*.
- ECOPETROL S.A. (2021). *Plan Integrado de Desarrollo*.
- ECOPETROL S.A. (2022). *Pozos Estación Río Ceibas*. Neiva.
- ECOPETROL S.A. (2022). *Presentación direccionamiento de fluidos RC2 a RC1*.
- ECOPETROL S.A. (2022). *Producción PPH*.
- ECOPETROL S.A. (2015). *Manual de operaciones para la Estación Río Ceibas 1*.
- Figuerola, O., & Tibaduisa, D. (2016). *SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3*. Bogotá D.C: Universidad de América.
- Florez, C. A. (2017). *OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 Y TL-65*. NEIVA: UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA.
- Gil, J., & Jose, R. (2009). *Selección, Diseño y Prueba de Nuevos Sistemas de Levantamiento Artificial. Aplicación al Campo Colorado*. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander .

- Gordón, N. J. (2013). *Análisis Técnico Comparativo de los Sistemas de Levantamiento Artificial (BES- HIDRÁULICO) Aplicados al Campo Auca Central*. Quito-Ecuador : Universiad Tecnológica Equinoccial.
- Hernández, J., & Rojas, N. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INHIBICIÓN DE FINOS POR ADITIVOS QUÍMICOS PARA CUATRO POZOS SELECCIONADOS EN EL CAMPO RIO CEIBAS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA*. BOGOTÁ D.C: FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.
- Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo por Cavidades Progresivas. *OilProduction.net-Versión2008VI*, 101.
- Hirschfeldt., M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. *OilProduction.net*.
- Jocolt, J. G. (2003). *Guía para la instalación de un campo de extracción de petróleo*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Moix, R. (2014). *EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS ETROLEROS*. Pacific Rubiales. Unidad de planeación minero energética.
- Monsalve, M. (2017). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE UN POZO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL A PARTIR DEL USO DE UN PROGRAMA ESPECIALIZADO. . *Fundación Universidad de America*, 46.
- Schlumberger. (2005). *Curso Bombeo Mecánico*.
- Torres, P. M. (2019). Bombeo de Cavidades Progresivas. *Epmex*.