



Escuela de Administración

Graduate School of Business (Rosario GSB)

Maestría en Administración (MBA)

Análisis del impacto y costos de los volúmenes de producción de agua en tres campos de la Gerencia Operativa para la implementación de mejores prácticas en el marco de los compromisos de sostenibilidad* de la empresa

Presentado por:

Mónica Gisela Gutierrez Torres

Bogotá, D.C. 27 de junio de 2023



**Universidad del
Rosario**

Escuela de Administración

Graduate School of Business (Rosario GSB)

Maestría en Administración (MBA)

Análisis del impacto y costos de los volúmenes de producción de agua en tres campos de la Gerencia Operativa para la implementación de mejores prácticas en el marco de los compromisos de sostenibilidad* de la empresa

Modalidad: Problemática empresarial

Presentado por:

Mónica Gisela Gutierrez Torres

Bajo la dirección de:

Clara Inés Pardo Martínez

Bogotá, D.C. 27 de junio de 2023

Contenido

Contenido	3
Agradecimientos	4
Dedicatoria.....	5
Declaración de originalidad y autonomía	6
Declaración de exoneración de responsabilidad.....	7
Lista de figuras.....	8
Lista de tablas	9
Abreviaturas	10
Glosario.....	11
Resumen Ejecutivo	14
Palabras clave	14
Abstract.....	15
Keywords	15
1. Introducción	16
2. Contexto Situación Organizacional.....	20
3. Descripción problemática empresarial	28
4. Descripción de las alternativas para mejorar la gestión del agua en los campos de producción de hidrocarburos 1 y 2	37
5. Plan y recomendaciones de implementación y aplicación	51
6. Conclusiones.....	66
Referencias bibliográficas	70
Anexos Técnicos	78

Agradecimientos

A mis padres un agradecimiento infinito por forjar la mujer que soy, por su ejemplo de humildad y perseverancia, por ser el apoyo constante para alcanzar cada uno de mis logros personales y profesionales.

A mis amigos y compañeros de trabajo, quienes me han apoyado con su acompañamiento, experiencia y conocimiento y han creído firmemente en mis capacidades para hacer frente a los retos que me he trazado.

A Ecopetrol, porque me ha permitido tener el tiempo para mi formación y me ha brindado los recursos y herramientas necesarias aportando a mi desarrollo profesional y personal.

A la Universidad del Rosario por ser una institución formadora de seres humanos que promueve el fortalecimiento del conocimiento, las capacidades de los individuos y aporta a la construcción de una sociedad inclusiva en la cual las diferencias nos enriquecen y los valores nos unen.

Mónica Gisela Gutierrez Torres

Dedicatoria

A Dios que me dio la bendición de la vida, a mis padres quienes, con su amor y convicción, han sido el motor que me inspira y motiva para continuar avanzando en este camino.

Mónica Gisela Gutierrez Torres

Declaración de originalidad y autonomía

Declaro(amos) bajo la gravedad del juramento, que he(mos) escrito el presente Proyecto Aplicado Empresarial (PAE), en la propuesta de solución a una problemática en el campo de conocimientos del programa de Maestría por mi(nuestra) propia cuenta y que, por lo tanto, su contenido es original.

Declaro(amos) que he(mos) indicado clara y precisamente todas las fuentes directas e indirectas de información y que este PAE no ha sido entregado a ninguna otra institución con fines de calificación o publicación.

DocuSigned by:
Monica Gisela Gutierrez Torres
C94ECE35B53A42A...
Mónica Gisela Gutierrez Torres

Firmado en Bogotá, D.C. el 27 de junio de 2023

Declaración de exoneración de responsabilidad

Declaro(amos) que la responsabilidad intelectual del presente trabajo es exclusivamente de su(s) autor(es). La Universidad del Rosario no se hace responsable de contenidos, opiniones o ideologías expresadas total o parcialmente en él.

DocuSigned by:
Mónica Gisela Gutierrez Torres
C94ECE35B53A42A...
Mónica Gisela Gutierrez Torres

Firmado en Bogotá, D.C. el 27 de junio de 2023

Lista de figuras

Figura 1. Estructura Organizacional.....	26
Figura 2. Ejes estratégicos para la gestión integral del agua.....	27
Figura 3. Producción de Agua vs Producción Crudo (Vigencias 2018-2022).....	31
Figura 4. Costos Producción de Agua.....	32
Figura 5. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo – Campo 1.....	33
Figura 6. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo – Campo 2.....	34
Figura 7. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo - Campo 3.....	35
Figura 8 Histórico relación Producción Crudo vs Lifting Cost.....	36
Figura 9. Actores Involucrados.....	38
Figura 10. Flujo de Información etapas proyecto de inyección de agua.....	40
Figura 11. Modelo Procesos Operación Asociada.....	42
Figura 12. Actividades transversales a la operación.....	43
Figura 13. Caudales SAARA (BWPD).....	47
Figura 14. KPIs Monitoreo y Seguimiento.....	49
Figura 15. Fases estudio flow assurance campo 3.....	54
Figura 16. Niveles de análisis.....	57
Figura 17. Captación 2022 vs Captación 2023 - Campo 2.....	58
Figura 18. Inyección Continua de Vapor (Hidrógeno).....	60
Figura 19. Inyección Continua de Vapor (Gas Natural).....	60
Figura 20. Generación de Vapor en Subsuelo (Inyección de aire húmedo).....	61
Figura 21. Esquema propuesto SAARA.....	64

Lista de tablas

Tabla 1. Contexto de la industria e implicaciones.....	20
Tabla 2. Aporte del sector petrolero al PIB	22
Tabla 3. Normativa Regulatoria y Cifras Actividades Asociadas	29
Tabla 4. Proyección de costos proyecto SAARA.....	45
Tabla 5. Modelo de roles y responsabilidades seguimiento y monitoreo.....	52
Tabla 6. Hitos relevantes	55
Tabla 7. Tabla uso de agua 2022 vs 2023 - Campo 2.....	59

Abreviaturas

<i>ANH</i>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<i>ANLA</i>	Agencia Nacional de Licencias Ambientales
<i>BES</i>	Bombeo Electrosumergible
Bls	Barriles
<i>BM</i>	Bombeo Mecánico
<i>BOPD</i>	Barriles de petróleo por día
<i>BWPD</i>	Barriles de agua por día
<i>CAS</i>	Corporación Autónoma Regional de Santander
<i>Corpoboyacá</i>	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
<i>Cortolima</i>	Corporación Autónoma Regional del Tolima
<i>FN</i>	Flujo Natural
<i>IDEAM</i>	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
<i>KSCFD</i>	Miles de pies cúbicos estándar por día
L/seg	Litros por segundo
MinAmbiente	Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
<i>MinMinas</i>	Ministerio de Minas y Energía
m ³ /seg	Metros cúbicos por segundo
tCO ₂ e	Toneladas de CO ₂ equivalente

Glosario

Acuífero: Los acuíferos son formaciones geológicas saturadas o parcialmente saturadas que permiten el movimiento del agua bajo la acción de la fuerza de la gravedad o fuerzas de presión, en condiciones tales que hacen adecuada su explotación. Tienen capacidad para conducir y almacenar el agua. Serieys, N. (2004)

Agua azul: es el volumen de agua dulce consumida de los recursos hídricos (aguas superficiales y subterráneas. Hoekstra, A., Chapagain, A., Aldaya, M., Mekonnen, M. (2011).

Agua de Producción: El agua de producción petrolera es el agua obtenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, proveniente de las formaciones geológicas. Es producida durante la extracción de petróleo desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada).(Villegas, 2017)

Agua gris: es el volumen de agua contaminada asociada a la producción de bienes y servicios. Hoekstra, A., Chapagain, A., Aldaya, M., Mekonnen, M. (2011).

Agua Neutralidad Ecopetrol: Reponer al menos el 100% del agua consumida en sus operaciones, logrando generar un impacto positivo en cada cuenca en donde se realizan captaciones. Ecopetrol (2023)

Agua Neutralidad: Agua neutral significa reducir la huella hídrica tanto como sea razonablemente posible, y compensar los impactos negativos de la huella remanente; también menciona que dicha compensación se puede hacer al contribuir o invertir en acciones que propendan por un uso más sostenible y equitativo del agua en las cuencas en donde se mantiene la huella remanente (Hoekstra, 2008).

Agua verde: es el volumen de agua evaporada. Hoekstra, A., Chapagain, A., Aldaya, M., Mekonnen, M. (2011).

Aguas Residuales: las aguas utilizadas o servidas, de origen doméstico o no doméstico. Minambiente (2021)

API: La gravedad API es una propiedad física de los crudos que es usada como un indicador de calidad, a mayor gravedad API los crudos son más livianos, tienen un mayor valor comercial, pequeña viscosidad, escasa tendencia aditiva y alta tendencia o emulsificante. Lo inverso ocurre para los crudos pesados. Orejuela Parra, P. (2010)

Campo: Área donde existe una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo que puede tener reservas separadas a diferentes profundidades. Usualmente, el término campo se utiliza con la presunción de magnitud económica. Betancourt Navarro, P. (2019).

Captación: Es un proceso que consiste en la obtención del agua de la fuente hídrica proveniente de una cuenca natural. Las más habituales son las aguas subterráneas (pozos) y las aguas superficiales (ríos y lagos, regulados a menudo por embalses y presas), pero en ocasiones se utiliza el agua de mar previamente desalada. (Vargas Manzanera, J. (2005).

Costo de Levantamiento: Costos de generar petróleo luego de que la perforación y terminación de los pozos está completa y hasta que se traslada al punto de venta. Ledesma, F. (2015)

Flow Assurance (aseguramiento de flujo): Directriz operacional, cuyo objetivo es el aseguramiento del flujo exitoso y económico, de acuerdo con el equipo técnico de yacimientos “de resultar positivo el proyecto piloto, el cual presenta una probabilidad de éxito $> 85\%$, se tiene planificado la expansión de la inyección de agua en el bloque”, con base en esto se requiere tener un “modelamiento definido del transporte de los fluidos por las redes existentes” (Ecopetrol, 2023).

Huella de Agua: El volumen total de agua dulce que se utiliza para producir bienes y servicios de un individuo, de una comunidad o de una empresa. El concepto de Huella Hídrica (en inglés Water Footprint) se dio a conocer en 2002 por Arjen Hoekstra del Instituto de Educación del Agua de la UNESCO. La Huella Hídrica se mide en el volumen de agua consumida, evaporada o contaminada, ya sea en unidad de tiempo o en unidad de masa. Además, es un indicador del uso de agua, uso tanto directo como indirecto. AQUAE Fundación (2016)

Huella Hídrica: La huella hídrica es un indicador del uso de agua dulce que no se centra únicamente en el uso directo del agua por parte de un consumidor o de un productor, sino que se centra también en su uso indirecto. Es el volumen de agua dulce usado para elaborar el producto, medido a lo largo de la cadena de suministro completa. Hoekstra, A., Chapagain, A., Aldaya, M., Mekonnen, M. (2011)

Inyección de Agua: Métodos en los cuales se interviene al yacimiento con el fin de aumentar su energía natural, utilizando sustancias propias del reservorio. Urbina, S., Velásquez, L. (2018).

Recirculación: Es el uso de las Aguas Residuales en operaciones y procesos unitarios dentro de la misma actividad económica que las genera y por parte del mismo Usuario Generador, sin que exista contacto con el suelo al momento de su uso, salvo cuando se trate de suelo de soporte de infraestructura. Minambiente (2021)

Recobro Mejorado: La recuperación mejorada también llamada EOR por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery es un mecanismo de inyección de fluidos miscibles que tiene como objetivo la recuperación de petróleo remanente y/o residual que se encuentra en el reservorio. Andrade, M.& Ayala, D, (2017).

Reúso: Es el uso de las Aguas Residuales por parte de un Usuario Receptor, para un uso distinto al que las generó. Minambiente (2021)

SAARA: Sistema de Aprovechamiento de Agua para Reúso Agrícola Ecopetrol (2022)

Vertimiento: Disposición de un residuo líquido doméstico, industrial, urbano, agropecuario, minero etc. Betancourt Navarro, P. (2019).

Resumen Ejecutivo

Análisis del impacto y costos de los volúmenes de producción de agua en tres campos de la Gerencia Operativa para la implementación de mejores prácticas en el marco de los compromisos de sostenibilidad* de la empresa

La industria de hidrocarburos es uno de los sectores más importantes dentro de la estructura económica del país, a su vez cobra relevancia debido a los impactos que sus procesos productivos generan a nivel económico, social y ambiental, uno de ellos y el cual será objeto de análisis en este proyecto, es el manejo integral del agua en las operaciones de producción teniendo en cuenta que por cada barril de petróleo extraído se producen aproximadamente 13 barriles de agua, relación que evidencia los esfuerzos en los que la industria debe focalizarse con el fin de disminuir costos, mitigar el impacto de la huella hídrica y propender para lograr que este sector sea sostenible a nivel económico y ambiental.

Al momento de producir hidrocarburos en un campo en explotación, se usan sistemas para la extracción de los fluidos a superficie entre ellos los hidrocarburos, los cuales no se encuentran naturalmente solos, sino en su mayoría mezclados con agua, por lo que al producir petróleo también se trae a superficie agua que debe ser tratada y dispuesta sin afectar los ecosistemas. La estrategia de solución a la problemática ambiental de las aguas producidas con el petróleo se relaciona con aspectos ambientales, técnicos, operativos, económicos y legales, de ahí que deba ser planeada, ejecutada, evaluada y ajustada con una perspectiva integral y multidisciplinaria. (Pérez, 2009). Frente a la solución asociada al manejo integral del agua en tres campos de la Gerencia Operativa, se hizo una revisión relacionada con los costos de producción de fluidos y alternativas para la disposición del recurso hídrico a fin de identificar opciones que permitan una optimización de costos y/o aprovechamiento de agua.

Dentro de los principales resultados obtenidos de la ejecución de algunas de las alternativas de disposición de agua se encuentra que a través de la inyección se logra mejorar el factor de recobro para el campo, la disminución del impacto ambiental por la disposición del recurso en un sitio diferente a la formación productora, la reducción del consumo energético, así como la disminución de la captación en cuerpos de agua.

Palabras clave

Agua, hidrocarburos, medio ambiente, petróleo, normatividad ambiental

Abstract

Analysis of the impact and costs of water production volumes in three fields of the Operational Management for the implementation of best practices within the framework of the company's sustainability commitments.

The hydrocarbon industry is one of the most important sectors within the economic structure of the country, and it is also relevant due to the impacts that its production processes generate at economic, social and environmental levels, one of them, which will be the subject of analysis in this project, is the integral management of water in production operations, taking into account that for each barrel of oil extracted, approximately 13 barrels of water are produced, a relationship that evidences the efforts that the industry must focus on in order to reduce costs, mitigate the impact of the water footprint and strive to make this sector economically and environmentally sustainable.

When producing hydrocarbons in a field under exploitation, systems are used for the extraction of fluids to the surface, including hydrocarbons, which are not found naturally alone, but mostly mixed with water, so that when producing oil, water is also brought to the surface, which must be treated and disposed of without affecting ecosystems. The strategy to solve the environmental problem of water produced with oil is related to environmental, technical, operational, economic and legal aspects, which is why it must be planned, executed, evaluated and adjusted with an integral and multidisciplinary perspective (Pérez, 2009). Regarding the solution associated with the integrated management of water in three fields of the Operational Management, a review was made related to the costs of fluid production and alternatives for the disposal of water resources in order to identify options that allow an optimization of costs and/or use of water.

Among the main results obtained from the implementation of some of the water disposal alternatives is that through injection the recovery factor for the field is improved, the environmental impact is reduced due to the disposal of the resource in a different site from the producing formation, energy consumption is reduced, as well as the reduction of water catchment in water bodies.

Keywords

Water, hydrocarbons, environment, oil, environmental regulation.

1. Introducción

La industria de hidrocarburos en Colombia ha cobrado gran importancia en los últimos años convirtiéndose en uno de los principales actores aportando en el desarrollo del país, gracias a las contribuciones fiscales, de regalías, dividendos, generación de empleo y desarrollo económico de las regiones.

De acuerdo con cifras del año 2022 de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) en Colombia, “el sector está compuesto por más de 500 empresas entre operadoras y contratistas de bienes y servicios, con presencia en al menos 97 municipios y 19 departamentos con actividades E&P (Exploración y Producción), y cuenta con 95 mil empleados”

En el marco de la sostenibilidad es importante que la industria enfoque esfuerzos en hacer una transición responsable desarrollando fuentes de energía alternativas y haciendo un uso óptimo de los recursos utilizados para sus procesos productivos que permitan seguir fortaleciendo el sector aprovechando el potencial que el país tiene sin quebrantar el crecimiento de la economía nacional.

En la industria de hidrocarburos el agua es un recurso vital para el desarrollo de sus operaciones, el volumen generado en el proceso de extracción llevado a superficie es bastante considerable, es por ello que hacer una planificación operativa adecuada de este recurso desde la producción, transporte, tratamiento y disposición final, variables que impactan en el aumento del costo de producción, es de gran importancia y promueven la búsqueda de

alternativas de uso y/o reúso claves para la disminución de la huella hídrica contribuyendo al proceso de descarbonización.

En 2022 el volumen total de agua requerida para desarrollar las actividades de la cadena de valor de Ecopetrol fue de 169,6 millones de metros cúbicos. El 77,5% de este volumen (131,5 millones de metros cúbicos) provienen de la reutilización de efluentes, y sólo el 22,5% (38,1 millones de metros cúbicos) fue captado de fuentes naturales y/o comprado a acueductos. El porcentaje de reutilización frente al total de agua requerida para operar ha venido aumentando anualmente, pasando de 56% en 2017 a 77,5% en 2022, lo cual ha permitido una reducción sostenida en las captaciones de agua fresca en los últimos años, a pesar de mayores requerimientos de agua para operar (Ecopetrol, 2023).

Las aguas producidas en el proceso de extracción del petróleo vienen acompañadas de diferentes contaminantes como sales, metales pesados, sólidos suspendidos, grasas y aceite, altas temperaturas, entre otros, elementos que impactan de forma negativa los ecosistemas. Los determinantes del manejo y destino final de estas aguas son (Perez, 2009): a) las características de las aguas producidas (físico, químicas, bacteriológicas, etc.); b) las condiciones de explotación de los yacimientos y formaciones del subsuelo donde puede ser factible su almacenamiento y c) la naturaleza y uso de los cuerpos de agua (ríos, caños, lagos, ciénagas etc.)

Basado en el impacto a nivel ambiental que ocasionan las industrias petroleras y en coherencia con lo enmarcado en el Objetivo de Desarrollo Sostenible 6, que busca garantizar el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible, mejorar la calidad del agua reduciendo la contaminación, eliminando el vertimiento y minimizando la emisión de productos químicos y materiales peligrosos, reduciendo a la mitad el porcentaje de aguas

residuales sin tratar y aumentando considerablemente el reciclado y la reutilización sin riesgos a nivel mundial (Naciones Unidas, 2015), surge la necesidad de identificar una solución estratégica que permita la reducción de los impactos ambientales y las opciones de optimización a nivel de costos asociados al levantamiento, transporte, tratamiento y disposición final de agua producida.

Como resultado del análisis de las variables técnicas y económicas de los campos de la gerencia operativa, se podrá identificar y recomendar la implementación de las mejores prácticas para el manejo integral del recurso hídrico, que lleve a la disminución de la huella hídrica lo cual contribuirá al proceso de reducción de impactos ambientales que pueden aportar a la descarbonización, de igual manera, se podrán identificar alternativas que puedan surgir asociadas a ingresos adicionales derivados de la venta y/o comercialización del agua, así como su uso y/o reúso.

Este documento presenta información relacionada con el contexto actual de la industria a nivel nacional, el impacto generado por factores externos como las políticas gubernamentales, seguridad nacional, sostenibilidad y panorama internacional que afecta de manera directa la situación económica mundial. De igual forma, se expone el proceso productivo en el cual la relación agua-crudo es una variable decisoria al momento de una evaluación económica para dar viabilidad al desarrollo de un campo y algunas estrategias y/o iniciativas que permiten un manejo eficiente de este recurso.

La realización de estos análisis son herramientas claves en la empresa para plantear estrategias que conlleven a la gestión integral del agua, reducción del impacto ambiental, optimización de costos de producción, incremento del factor de recobro de los campos, aplicación de buenas prácticas de la industria, desarrollo de proyectos de economía circular, diversificación, crecimiento rentable, innovación tecnológica, alianzas estratégicas, oportunidades de negocio, pros y contras de la implementación de nuevas tecnologías, desarrollo sostenible y generación de conocimiento, lo cual apalanca el cumplimiento de la estrategia corporativa.

Este documento se divide en 6 sesiones la primera es la presente introducción, la segunda describe el contexto situacional de la empresa en estudio desde la perspectiva de la gestión hídrica, la tercera muestra la problemática actual de la compañía caso de estudio, en la sección 4 se describen las alternativas de solución, luego se presenta un plan de implementación y recomendaciones y se finaliza con las conclusiones.

2. Contexto Situación Organizacional

La situación actual de la industria de hidrocarburos en Colombia es vista con preocupación debido a las políticas gubernamentales y acciones realizadas por grupos al margen de la ley que han afectado la infraestructura petrolera y el normal desarrollo de sus operaciones, conllevando a una crisis social y económica lo cual puede derivar en la disminución de la inversión extranjera, el incremento del desempleo, la insuficiencia energética y la desaceleración del desarrollo del país.

La Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, presenta el informe económico en el cual, entre otros, plantea los aportes que el sector podría hacer al país, así como los escenarios en los cuales: i. Se sostiene la exploración y producción de petróleo y gas y, ii. Se debilita el proceso (ACP, 2021), con base en lo anterior se presenta un análisis del impacto generado con ocasión del posicionamiento del nuevo gobierno en Colombia y las decisiones de política energética adoptadas (ver tabla 1)

Tabla 1. Contexto de la industria e implicaciones

Contexto	Implicaciones
<i>Política Gubernamental</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Desaceleración industria extractiva • Reducción inversión extranjera • Sobretasa al impuesto de renta para la producción de petróleo • Prohibición de deducción de las regalías al impuesto de renta • Restricción para la firma nuevos contratos de E&P

<i>Seguridad Nacional</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la infraestructura • Potenciales daños ambientales • Falta de garantías para el desarrollo de proyectos que incrementen la autosuficiencia energética • Desempleo
<i>Transición a energías con baja emisión de carbono</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de proyectos enfocados en la disminución de emisiones de carbono • Adecuada gestión de los recursos utilizados en procesos productivos • Eficiencia en el uso de materiales, agua y energía • Implementación de tecnologías • Generación de alianzas y colaboraciones con los demás actores de la industria
<i>Invasión a Ucrania</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Elevada inflación • Incremento en precios de energía e insumos básicos • Endurecimiento de condiciones financieras para la industria generando una desaceleración económica global • Incremento de la demanda energética mundial • Intensificación de búsqueda de alternativas para asegurar la oferta energética en el mediano y largo plazo

Fuente: Construcción Propia

En el marco de la V Cumbre del Petróleo, Gas y Energía realizado en el mes de noviembre de 2022, se reiteró la importancia de generar estrategias que permitan hacer una transición energética responsable y progresiva manteniendo a la industria como una de las principales fuentes de recursos que le permitan al país seguir trabajando en proyectos que brinden calidad de vida y crecimiento económico.

Con el fin de resaltar el relevante papel del sector en la economía nacional, se presenta el aporte de la industria en el año 2022 con respecto al año inmediatamente anterior al PIB nacional (ver tabla 2).

Tabla 2. Aporte del sector petrolero al PIB

(miles de millones de pesos constantes de 2015)

	2021	2022
PIB nacional	907,352	975,365
PIB extracción de petróleo	24,813	25,444
Aporte PIB petróleo	2.7%	2.6%

Fuente: Informe de sostenibilidad Ecopetrol 2022

En la empresa objeto del estudio, la cual ha redefinido el concepto de sostenibilidad en términos de generación de valor para la compañía y sus accionistas, a través de la “estrategia de SosTECnibilidad” es uno de los cuatro pilares de la estrategia corporativa” (Ecopetrol, 2019) en ella se integra la tecnología, innovación y la transformación digital como herramientas para alcanzar los retos sociales, ambientales y de gobernanza.

El compromiso de la empresa es ser agua neutralidad a 2045 es por esto que con el fin de apalancar la estrategia se ha adoptado un indicador denominado “Agua Neutralidad” como una alternativa para la gestión integral del agua en las actividades con alta dependencia de este recurso, Hoekstra (2008) señala que el agua neutral significa reducir la huella hídrica tanto como sea razonablemente posible y compensar los impactos negativos, esta compensación se puede hacer al contribuir o invertir en acciones que propendan por un uso más sostenible y equitativo del agua en las cuencas en donde se mantiene la huella remanente.

A pesar del entorno complejo que la industria ha venido afrontando desde la pandemia, desabastecimiento y la invasión a Ucrania, la compañía ha logrado grandes resultados en cada una de las líneas de negocio, en 2022 logro un índice de reposición de reservas de 104%, incorporando 249 MBE derivados de la gestión de los campos de desarrollo, maduración de nuevos proyectos, sumado a lo anterior se logró el descubrimiento de siete (7) proyectos exploratorios que contribuirán a la soberanía energética del país, a través del abastecimiento del mercado de gas natural (Ecopetrol, 2022).

En 2022 la producción incremento en un 4,5% con respecto al año 2021, superando la meta planeada con 709,5 KBPED; en lo relacionado con el aspecto ambiental y en concordancia con el compromiso de la reducción de emisiones netas de CO₂ a través de proyectos de eficiencia energética y renovables se ha logrado una reducción acumulada desde el año 2020 de 910,113 toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂e), al cierre de 2022 la meta de reducción de emisiones fue superada en un 59%.

Durante 2022, se reutilizaron 131.5 millones de m³ de agua que equivalen al 77,5% del total de agua requerida para operar, cifra que con respecto al año anterior representa un aumento del 18%, adicionalmente se redujo la captación de este recurso lo que se acerca al compromiso de ser agua neutralidad a 2045.

La empresa continua comprometida con el desarrollo social y sostenible de los grupos de interés, el cierre de brechas de inequidad a través de inversiones que permiten la diversificación de las economías locales lo cual se vio reflejado con la ejecución de

aproximadamente 615.000 MCOP en inversión socioambiental, de la misma manera se generaron alrededor de 130.000 empleos en los cuales se evidencia la inclusión de personas con discapacidad, grupos étnicos, víctimas del conflicto armado y primer empleo.

Es importante resaltar el papel del gobierno corporativo para la obtención de los resultados de la empresa al cierre 2022, siendo este uno de los mejores años pese a las circunstancias, gracias a su orientación estratégica, visión y compromiso permanente con los desafíos trazados por el entorno local, nacional e internacional, que ha retado a la compañía y la ha conducido a adoptar la SosTECnibilidad* como un generador de valor y apalancador de la transición energética.

Actualmente los desafíos a los que se enfrenta la empresa son importantes, las políticas gubernamentales son generadores de incertidumbre frente al desarrollo de proyectos en pro de la soberanía energética, los gravámenes de la reforma tributaria que han llevado a que las compañías modifiquen sus estrategias de inversión en el país, la delicada situación de seguridad en las áreas en las cuales se opera y la falta de garantías para continuar con el normal desarrollo de los procesos productivos planeados, lo que ha conllevado al aplazamiento de planes y proyectos así como también a la reducción de presupuestos y restricción de caja. La figura 1 muestra la estructura organizacional de la empresa, es importante señalar que Ecopetrol ostenta un carácter dual, (i) sociedad operativa en la industria del petróleo y gas, y soluciones de bajas emisiones, y (ii) matriz de o inversionista en las compañías que componen el Grupo Ecopetrol (Ecopetrol, 2022)

En 2022 la empresa lanzo la estrategia 2040 “Energía que transforma”, con la cual se definió “el desarrollo de nuevas líneas de negocio para apalancar la transición energética”, a raíz de lo cual se revisó el modelo de dirección generando con ello la evolución de su modelo en donde se definió una nueva estructura en pro de gestionar de manera articulada un portafolio diversificado (Ecopetrol, 2022).

En línea con la estrategia se definieron tres líneas de negocio: (i) Hidrocarburos, liderada por el Vicepresidente Ejecutivo Operativo, cuyo foco es mantener la eficiencia, competitividad y la descarbonización de sus operaciones; (ii) Soluciones de Bajas Emisiones, que se concentra en “incubar y desarrollar negocios de soluciones energéticas asociados a gas, biogás, Gas Licuado del Petróleo (GLP), energía, hidrógeno, renovables, captura, almacenamiento y uso de carbono; (iii) con la adquisición de ISA se establece la línea de transmisión y vías, con foco en la maximización de valor y captura de sinergias frente a negocios maduros de infraestructura de transmisión de energía, infraestructura vial y telecomunicaciones (...)” (Ecopetrol, 2022)

Figura 1. Estructura Organizacional



Fuente: Ecopetrol, 2022

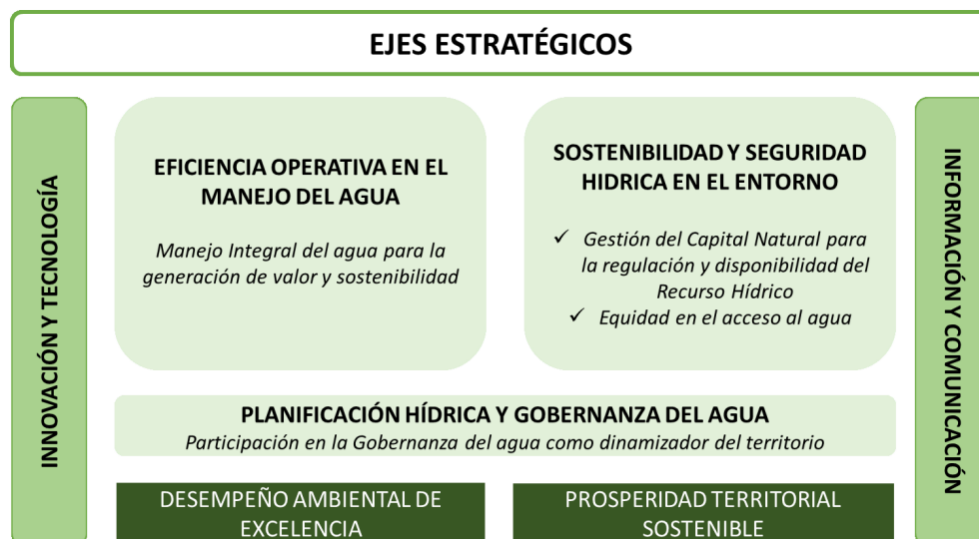
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/EstructuraOrganizacional>

La Vicepresidencia de HSE de Ecopetrol es la autoridad a nivel corporativo que regula y direcciona la gestión del agua, desde el año 2010 en los informes de gestión sostenible, se integró el reporte consolidado de los datos de gestión del agua en las operaciones, “relacionados con captaciones, vertimientos y reutilizaciones de agua. En el año

2015 se implementó el sistema de información de aguas SIGAR-AGUAS, el cual consolida toda la información ambiental asociada al uso y aprovechamiento del agua en las instalaciones y proyectos de la operación directa de Ecopetrol. Este sistema ha permitido avanzar en la estandarización de procesos, en el aseguramiento de calidad de la información reportada, en la verificación del cumplimiento de requerimientos legales, en la actualización de los balances de agua por instalaciones y en la integración con otros sistemas de la compañía (Ecopetrol, 2018).

El objetivo general de la estrategia de Gestión Integral del Agua es “Incorporar en la cadena de valor de la organización el manejo eficiente del agua, como habilitador de proyectos y operaciones, buscando la sostenibilidad de la empresa, la reducción de impactos ambientales y conflictos asociados al agua y la seguridad hídrica en el entorno” (Ecopetrol, 2018). La figura 2 muestra los ejes estratégicos para la gestión integral del agua.

Figura 2. Ejes estratégicos para la gestión integral del agua



Fuente: Estrategia de Gestión Integral del Agua (Ecopetrol, 2020)

3. Descripción problemática empresarial

Como parte del compromiso de ser agua neutral a 2045, se viene trabajando en alternativas para reducir el uso de este recurso en los procesos de producción en la medida de su viabilidad técnica y económica, dentro de las estrategias propuestas para alcanzar este objetivo se plantean metas a corto, mediano y largo plazo, para el 2023 la empresa ha trazado;

- i. Límite máximo de captación de 724 KBWPD;
- ii. reutilización del agua de producción en un 31,5%;
- iii. Reutilización de agua fresca captada: 40,1%;
- iv. Reúso en piloto de cultivo agroforestal 60 KBWPD de aguas de producción tratadas.

Con base en el análisis del manejo de las aguas de producción generadas durante el proceso de extracción de hidrocarburos en tres campos de la gerencia operativa, se pudo establecer el volumen de producción de agua asociado, así como también los costos relacionados con el levantamiento, transporte y tratamiento de este fluido y la correlación agua, crudo y gas que se genera durante este proceso, lo cual permite identificar alternativas para el uso de este recurso que sean sustentables técnica y económicamente.

Adicional a lo anterior, estas alternativas valoradas se enmarcan en lo establecido a nivel regulatorio a través de las licencias ambientales, planes de manejo ambiental y los permisos de uso y aprovechamiento de agua, de manera tal que se viabilicen las iniciativas a implementar para el mejoramiento de factores tales como recobro, disminución del impacto

ambiental, disminución del consumo energético y reducción de la captación del recurso hídrico de los campos.

En la tabla 3 se integra la información relacionada con las licencias, planes de manejo, permisos de uso y aprovechamiento del agua de los tres campos de la gerencia operativa objeto de este análisis en donde se relaciona el permiso y los volúmenes de cada actividad asociada de las últimas cuatro (4) vigencias, algunas de las variaciones de estos volúmenes se relacionan con el incremento de actividades de desarrollo como campañas de perforación de nuevos pozos pero a su vez se identifica que derivado de la materialización de algunas alternativas de reúso y/o reutilización del agua se ha logrado una optimización del uso del recurso hídrico en los campos.

Tabla 3. Normativa Regulatoria y Cifras Actividades Asociadas

Permiso/Actividad	Nombre del Punto	Acto administrativo que autoriza la actividad	Caudal Autorizado	Campo	Unidad	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
1. Captación de Aguas	Captación Agua Superficial	Resolución 1171 de 2009 Resolución DGL 000928 de 2018	642,38	Campo 1	L/s	46.351,00	16.326,00	20.289,00	19.211,00

Permiso/Actividad	Nombre del Punto	Acto administrativo que autoriza la actividad	Caudal Autorizado	Campo	Unidad	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
1. Captación de Aguas	Terraza de Captación	Resolución 1156 10/11/2000	0,73	Campo 2	m3/s	1.188.276,67	1.702.429,21	1.474.843,50	955.823,72
3. Recirculación (Reutilización) de Agua	Reinyección para Recobro	NA	NA		m3/mes	4.945.205,60	4.670.298,23	4.652.066,98	4.374.513,81

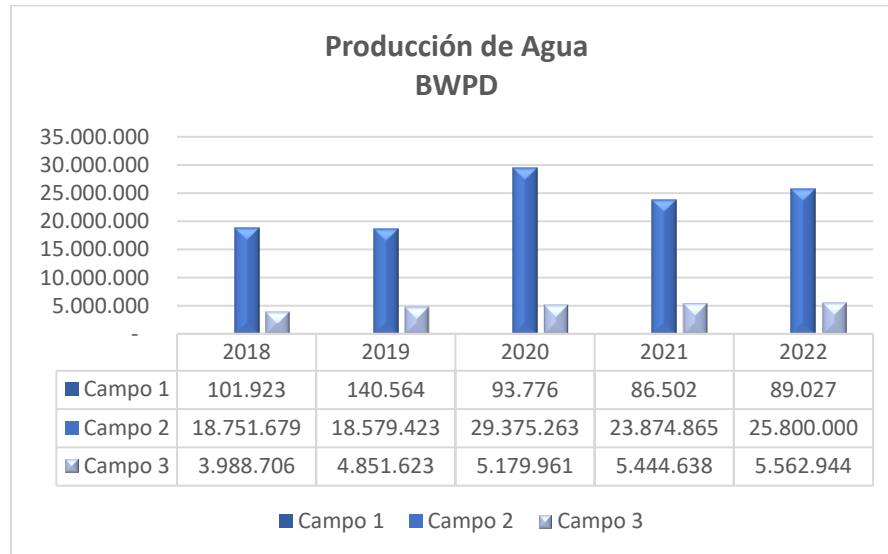
Permiso/Actividad	Nombre del Punto	Acto administrativo que autoriza la actividad	Caudal Autorizado	Campo	Unidad	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
1. Captación de Aguas	PW1	Resolución 1351 27/04/2018	3,6	Campo 3	L/s	60.097	61.318	76.836	82.119
	Pozo E-No. 2	Resolución 4099 12/12/2016	2,19		L/s	919	887	2.159	5.564
	Pozo PW2 E-4	Resolución 4099 12/12/2016	2		L/s	1.479	8.968	21.119	22.185
	Estación	Resolución 1061 08/04/2019 Resolución 4465 23/12/2019	2,084		L/s	-	433	329	357
2. vertimientos de aguas residuales no domésticas	Pozo inyector P-26 - Disposal	Resolución 2386 18/12/2013 CORPOBOYACA Resolución 0460 20/02/2018 CORPOBOYACA Pasan a Resolución 1458 de 19/08/2021 ANLA	36000		Bl/s	145.813	113.651	170.787	313.392
	Pozo inyector P-97- Disposal					12.354	133.796	126.854	64.807
	Pozo inyector P-120- Disposal					28.367	71.707	65.337	76.048
	Pozo inyector P-194- Disposal					296.595	318.678	328.821	328.238
	Pozo inyector P-195- Disposal					178.398	183.558	172.717	104.825
3. Recirculación (Reutilización) de Agua	Reinyección para Recobro	NA	NA		m3/mes				0
	Riego en vías para control de material particulado	Res. 1256 de 2021	NA	m3/mes				2.047	
	Otros (Especifique cual)	NA	NA	m3/mes				0	

Fuente: Licencias Ambientales / PMAs / Permisos Corporaciones Autónomas Regionales / Data uso del agua VFS

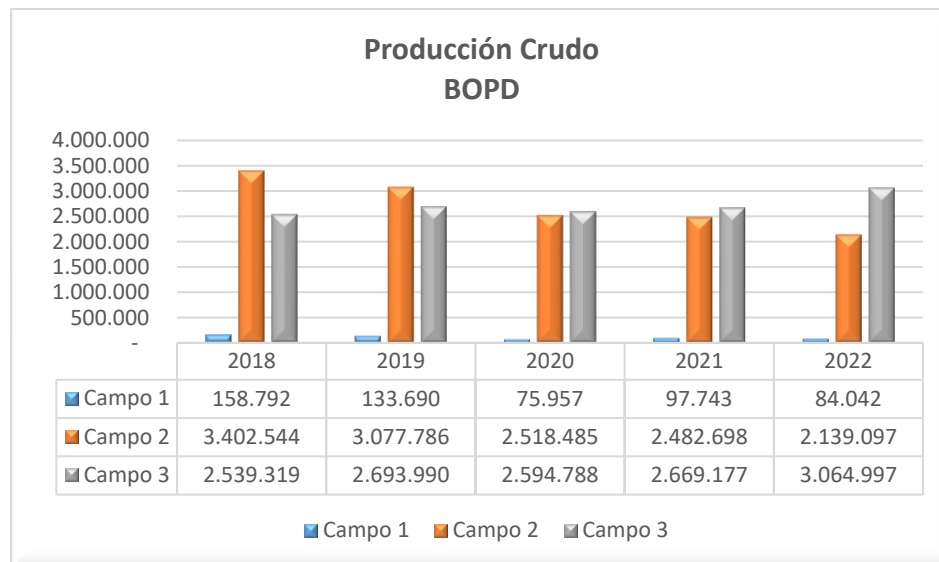
Como se ha indicado anteriormente, en el proceso de exploración y explotación de hidrocarburos, la producción de agua es relevante teniendo en cuenta los volúmenes de este recurso obtenido de cada pozo lo cual es una de las variables para determinar la viabilidad técnica y económica para el desarrollo de un campo, es por esto que durante la evaluación se hace necesario identificar alternativas que permitan la mitigación, control y reducción de escenarios que conlleven a la suspensión y/o cancelación de actividades de desarrollo.

En la figura 3, se presenta la relación de la producción de agua y de crudo de tres campos de la Gerencia Operativa durante las vigencias 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, con el fin de identificar los volúmenes llevados a superficie, la relación crudo-agua, así como la tendencia de producción en cada vigencia cuyos volúmenes se ven afectados por actividades como perforación de nuevos pozos, trabajos de workover y declinación natural del campo entre otras.

Figura 3. Producción de Agua vs Producción Crudo (Vigencias 2018-2022)



Fuente: Base de Datos Petrolera / Formas Ministeriales 9



Fuente: Base de Datos Petrolera / Formas Ministeriales 9

Como se observa en la figura 3, los campos 2 y 3 evidencian altos volúmenes de agua producidos con respecto al crudo llevado a superficie, de acuerdo con la experticia de los ingenieros esta importante diferencia radica en aspectos tales como la maduración del campo

y problemas técnicos. Para el caso del campo 1 esa correlación no es tan alta debido a las características propias del yacimiento el cual no tiene una alta producción de agua.

Sumado a lo anterior y con el fin de poder hacer un análisis integral del proceso vinculado a la extracción del hidrocarburo, se presentan a continuación los datos relacionados con los costos de producción de agua de los campos objeto de estudio, es preciso indicar que estos corresponden a las tarifas dadas las condiciones operativas particulares de cada activo, no obstante se observa que a pesar de que la correlación de las variables agua vs crudo que presenta el campo 1, cuya diferencia no es tan significativa como en los otros, sus costos si evidencian una diferencia importante lo que advierte que es un campo muy costoso con respecto a la producción que aporta, razón por la cual se hace necesario un análisis de alternativas que permita su optimización y/o incremento del factor de recobro para hacerlo viable a nivel económico, técnico y sostenible (ver figura 4).

Figura 4. Costos Producción de Agua

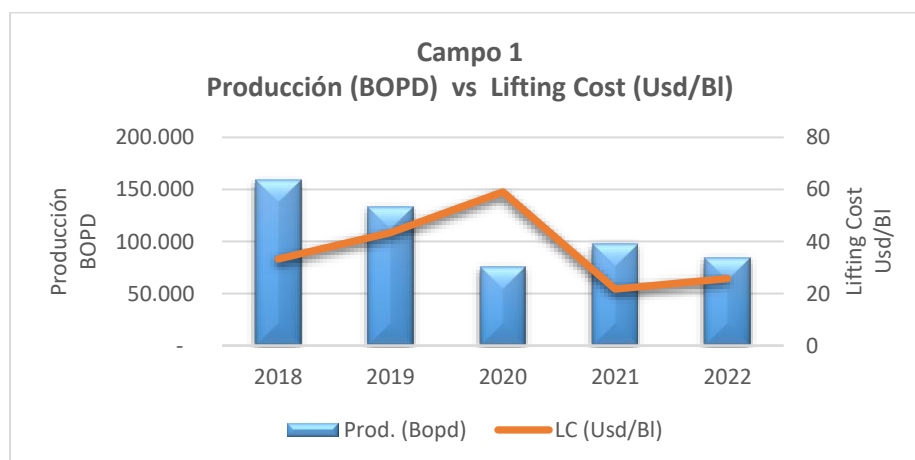


Fuente: Base de Datos tarifas Opex VFS

En las figuras 5, 6 y 7 se representa la relación entre el costo de levantamiento en términos de dólares por barril y la producción de aceite por día que tiene cada uno de los campos para la producción de un barril de petróleo, lo cual conduce a determinar mejoras de proceso y/o técnicas que conlleven a la eficiencia de estos indicadores que afectan las economías.

Es pertinente señalar que el Lifting Cost (Costo de Levantamiento), es un “indicador que valora la eficiencia económica de asegurar la disponibilidad de crudo y gas en especificaciones de uso (Cargas o Ventas) tomando en consideración para ello, los costos de los procesos en Extracción, Recolección, Tratamiento, Almacenamiento y Despacho, excluyendo de dicho cálculo los costos asociados a Depreciaciones y Amortizaciones, Gastos de Soportes Administrativos y Corporativos, así como los desembolsos asociados a la gestión social y otras operaciones de apoyo que por efecto de la situación propia del país, no permitirían la comparabilidad de los costos con otras empresas a nivel mundial.” (Ecopetrol, 2019)

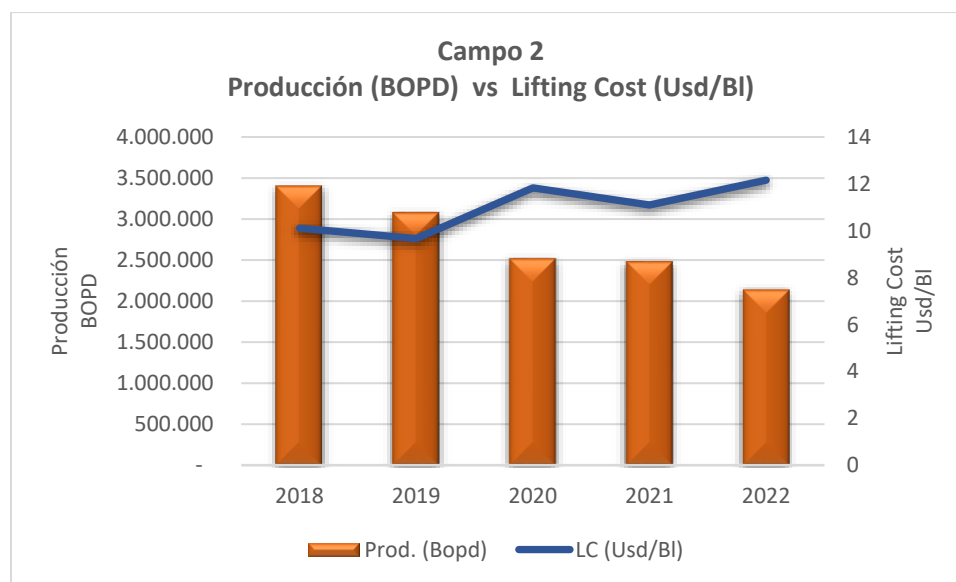
Figura 5. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo – Campo 1



	Campo 1		Campo 2		Campo 3	
	Producción (BOPD)	Lifting Cost (Usd/Bl)	Producción (BOPD)	Lifting Cost (Usd/Bl)	Producción (BOPD)	Lifting Cost (Usd/Bl)
2018	158.792	33,27	3.402.544	10,11	2.539.319	7,23
2019	133.690	43,41	3.077.786	9,67	2.693.990	7,4
2020	75.957	59,05	2.518.485	11,83	2.594.788	6,31
2021	97.743	21,71	2.482.698	11,1	2.669.177	7,28
2022	84.042	25,78	2.139.097	12,16	3.064.997	5,98

Fuente: Reporte de Costos y Producción VFS

Figura 6. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo – Campo 2

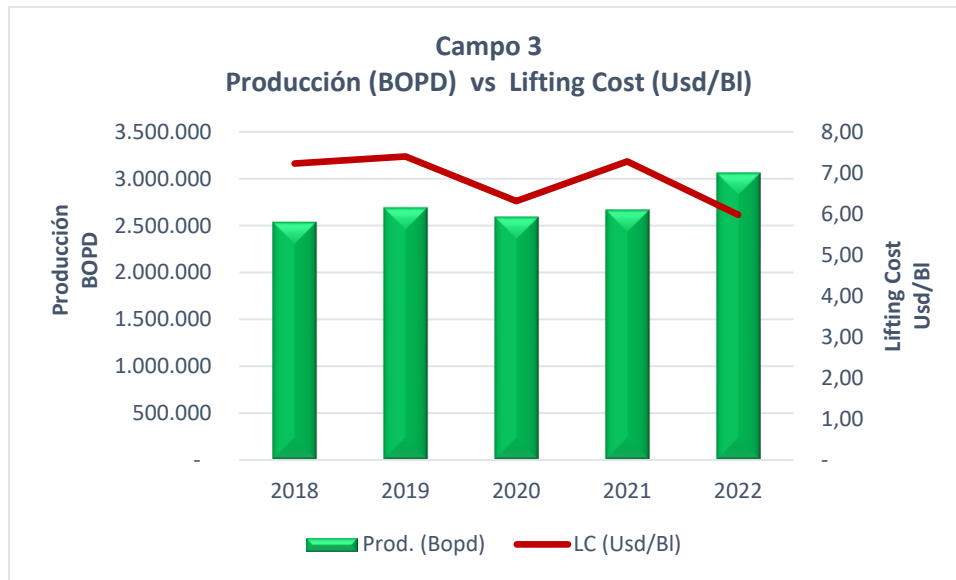


Fuente: Reporte de Costos VFS

A diferencia del campo anterior, este presenta una alta producción de crudo, a lo largo de las vigencias 2018, 2019 y 2020 los costos de levantamiento se han mantenido, para las vigencias restantes, se observa una disminución de la producción y una considerable alza en los costos, de acuerdo con lo analizado parte del impacto de la disminución en la producción

está relacionado con la declinación natural del campo y el incremento en los costos se asocia a intervenciones que se están realizando para incrementar su factor de recobro.

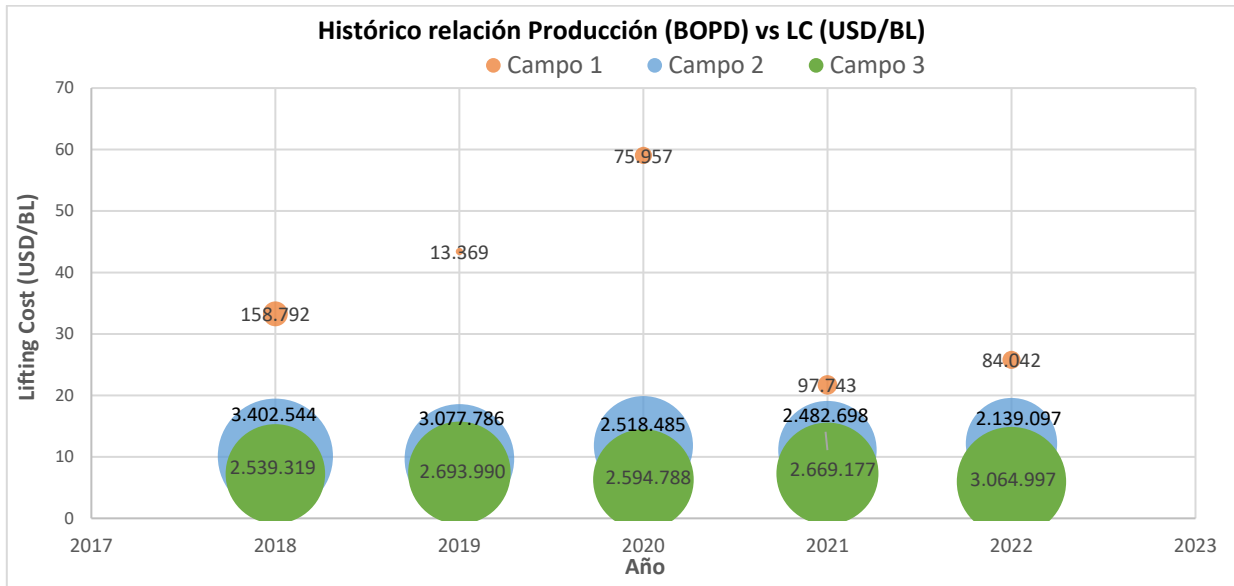
Figura 7. Relación Lifting Cost vs Producción Crudo - Campo 3



Fuente: Reporte de Costos VFS

El campo 3 muestra una tendencia de incremento de producción a lo largo de las vigencias analizadas, adicionalmente se puede decir que es el que presenta un modelo de costos eficiente, lo que permite a partir de ese manejo, una revisión y valoración de las mejoras prácticas y la posibilidad de crear sinergias para una implementación de este modelo en los otros campos, todo ello en el marco de lo establecido en la regulación aplicable y en la relación costo-beneficio que su implementación pudiese generar.

Figura 8 Histórico relación Producción Crudo vs Lifting Cost



Con base en los datos presentados anteriormente y la problemática de la gestión del agua en los procesos de producción de hidrocarburo de los campos 1 y 2, así como la eficiencia en el manejo de costos que ha presentado el campo 3, este proyecto busca definir estrategias o estándares que permitan traducir las necesidades y resultados operativos en términos de rentabilidad y eficiencias para fortalecer la gestión financiera y la toma de decisiones orientadas a la generación de valor y la sostenibilidad.

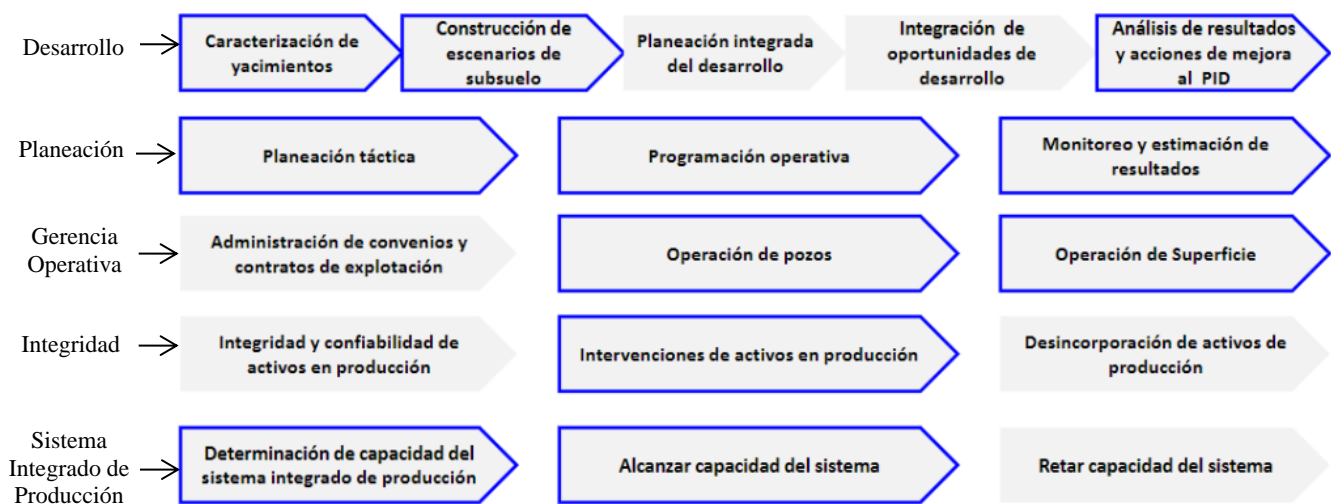
4. Descripción de las alternativas para mejorar la gestión del agua en los campos de producción de hidrocarburos 1 y 2

Como parte del análisis integral de la problemática empresarial presentada, se considera importante resaltar que la empresa en la cual se realiza este análisis es una organización inteligente, dinámica e inmersa en un constante cambio, se denomina organización inteligente por varias razones, una de ellas es su preocupación constante en el desarrollo del talento humano a través de la estructuración de planes de aprendizaje encaminados al cierre de brechas de conocimiento, a su vez vela por potencializar las capacidades y competencias de los colaboradores lo cual genera como resultado la creación de comunidades de práctica y conformación de equipos multidisciplinarios de alto rendimiento, genera procesos de sucesión en los cuales promueve la formación de líderes integrales, por todo lo anterior, esta empresa se destaca como una de las más importantes a nivel nacional haciendo frente a los desafíos diarios que se presentan.

Lo anterior se enmarca en lo planteado por Peter Senge en su libro *La Quinta Disciplina*, que describe a las organizaciones inteligentes cuando estas integran la coexistencia de todas las disciplinas: Desarrollar la maestría personal, identificar y desarrollar nuestros modelos mentales, impulsar la visión compartida, fomentar el trabajo en equipo y generar un pensamiento sistémico Senge, P. (2012), resultados van en función de su aplicación.

Basados en la teoría relacionada con los equipos multidisciplinarios y con el fin de identificar alternativas que permitan dar solución a la problemática, se vienen adelantando mesas técnicas con el objetivo de analizar los procesos, técnicas y recursos empleados, de igual forma se han analizado desarrollos tecnológicos que impulsen el manejo del costo eficiente del agua de producción, para su libre uso y disposición a partir de las etapas de gestión y actores involucrados (Ver figura 9).

Figura 9. Actores Involucrados



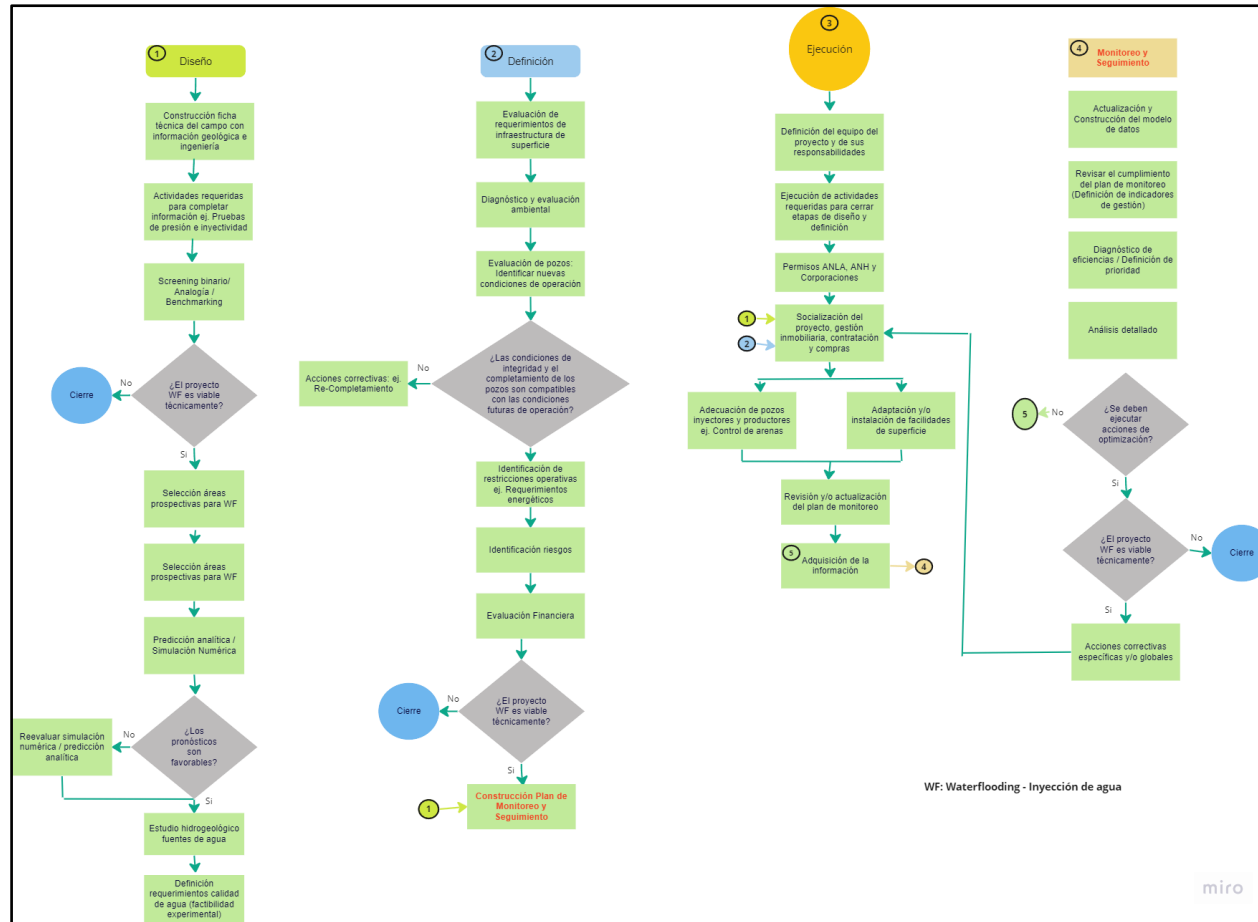
Fuente: Guía para monitoreo, seguimiento y control en proyectos de inyección de agua (Ecopetrol, 2021)

En esta dinámica constante de cambio, se puede reconocer que la empresa aplica modelos como el propuesto por Kotter (2010), en el cual se plantean ocho (8) pasos hacia el cambio uno de ellos relacionado con “formar una poderosa coalición”, lo anterior teniendo en cuenta que el área de la organización en donde se identifica la problemática actual, está directamente relacionada con el relacionamiento con socios y con filiales, lo que ha permitido

crear alianzas generando como resultado importantes proyectos que han aportado al desarrollo de los campos, la construcción de estrategias conjuntas para mitigar y/o resolver problemáticas asociadas a los desafíos del día a día y obtener la maximización de valor de los activos, la extensión de relaciones comerciales, el apalancamiento de proyectos de inversión social que benefician a los grupos de interés y aportan al desarrollo del país.

Con la conformación de un equipo multidisciplinario se busca asegurar lineamientos estandarizados para la implementación de la metodología de análisis y diagnóstico en el seguimiento y optimización de un proyecto de recobro secundario por inyección de agua, para cada uno de los campos se integró un equipo técnico-financiero tanto de Ecopetrol como de la Asociada dando como resultado la puesta en marcha de pilotos que permitan capturar el flujo de información para cada una de las etapas que conforman un proyecto de inyección (diseño, definición, ejecución, monitoreo y seguimiento). La figura 10 muestra el flujo de información de las etapas del proyecto de inyección de agua.

Figura 10. Flujo de Información etapas proyecto de inyección de agua



Fuente: Guía para monitoreo, seguimiento y control en proyectos de inyección de agua (Ecopetrol, 2021)

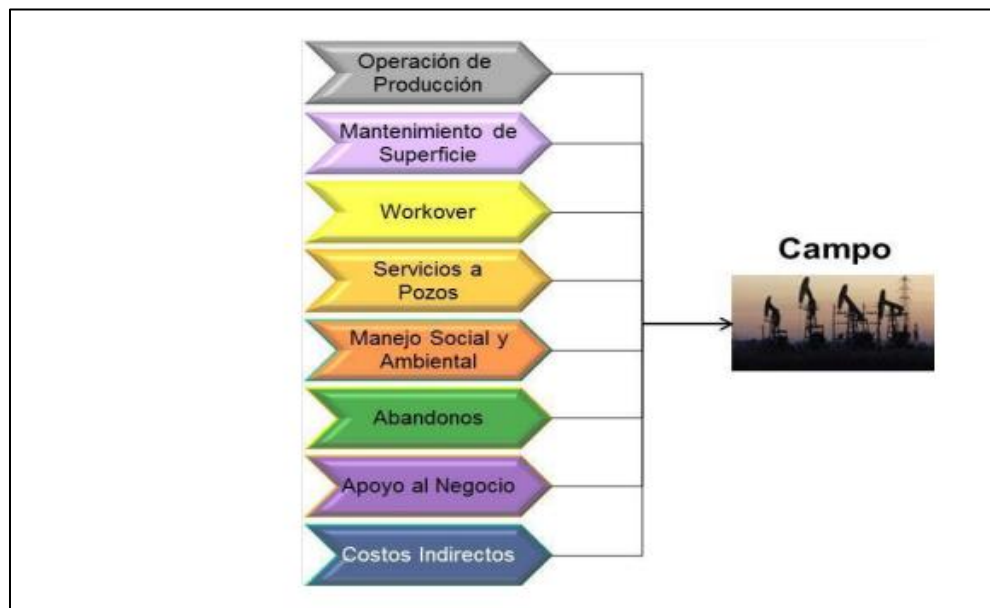
Derivado de ese proceso de relacionamiento y teniendo en cuenta que esta unión nace de un interés común asociado a la rentabilidad que representa la puesta en marcha del desarrollo de un campo petrolero, es claro que para lograr este beneficio económico las Partes involucradas deben monitorear permanentemente variables económicas (Capex – Opex), ambientales y sociales entre otras. Basados en ello, se ha reconocido la necesidad de buscar eficiencias a través de un modelo de costos o de la implementación de alternativas técnicas que permitan la mayor rentabilidad posible y una eficiencia a nivel de toda la cadena de valor.

Cuando se empiezan a analizar variables tales como producción de crudo, costos de tratamiento, costos de transporte y costos de levantamiento, se encuentra que en los campos objeto de estudio hay grandes diferencias que impactan directamente la obtención de esa rentabilidad esperada por las organizaciones, es por esto y con el fin de encontrar esas opciones que permitan la continuidad de las operaciones que se ha hecho uso de datos cualitativos y cuantitativos partiendo de asesorías técnicas asociadas a los procesos productivos, obligaciones estipuladas en la regulación nacional, estudio del entorno, prácticas de la industria y lecciones aprendidas de operaciones similares que imprimen conocimiento y experiencia y a su vez garantizan una toma de decisiones generadoras de valor.

Partiendo de la premisa de la valoración del proceso de extracción de agua de cada uno de los campos, se considera necesaria la definición de criterios estándar en el manejo de las proyecciones de costos para el corto, mediano y largo plazo, en este debe integrarse la

realidad operativa de cada uno de los campos, teniendo en cuenta que los campos objeto de estudio son campos que se desarrollan en asociación se presenta el modelo de procesos de la operación asociada (ver figura 11)

Figura 11. Modelo Procesos Operación Asociada

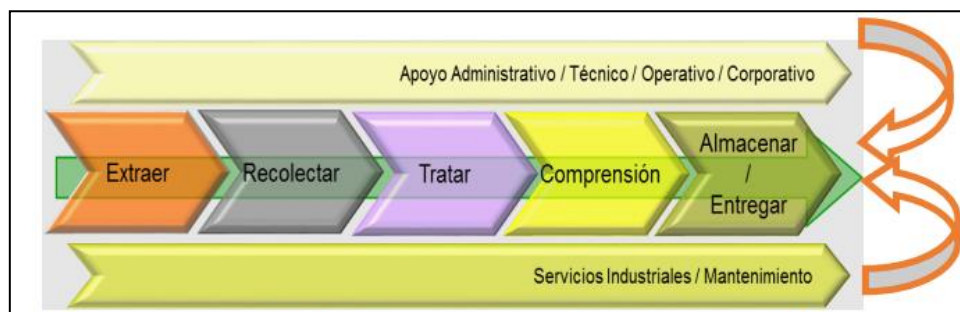


Fuente: Instructivo para el manejo de proyecciones de costos del Upstream (Ecopetrol,2022)

En la figura se detalla el nivel de análisis que se debe tener en cuenta en cada uno de los procesos, dentro de los que se encuentran los costos administrativos y costos de levantamiento entre otros, la adecuada asignación de estos costos en cada campo permitirá tener un costeo de referencia real o proyectado de la vigencia que a su vez proporcionará la valoración de cada oportunidad de negocio de acuerdo con los perfiles de cada ítem que compone determinado proceso.

Adicionalmente, es importante realizar un “proceso de distribución de costos de actividades transversales (ver figura 12), estas hacen referencia a: Apoyo administrativos (nivel de supervisión directo en campo), Actividades de Mantenimiento de subsuelo y superficie y Compra y generación de energía. Debido a que estos costos no se causan directamente en cada proceso y representan entre un 30% a un 40% de los costos de operación”. (Ecopetrol, 2022)

Figura 12. Actividades transversales a la operación



Fuente: Instructivo para el manejo de proyecciones de costos del Upstream (Ecopetrol, 2022)

A través de las proyecciones de costos que se realicen para cada uno de los campos estas permitirán identificar:

- “El comportamiento del real con las proyecciones de la vigencia, aumentando la visibilidad de los próximos retos, los posibles escenarios futuros y alternativas o escenarios de operación.

- Genera un sistema de alertas tempranas con mecanismos de respuesta más rápidos para anticipar y prevenir eventos que puedan afectar la rentabilidad de la compañía ante desviaciones en el proceso de seguimiento.
- Se alinea con la planeación operativa identificando los drivers o palancas de valor que son los generadores de desempeño y la rentabilidad de un segmento.
- Proporciona una mayor transparencia, control y visibilidad de los costos y gastos a nivel empresa.
- Busca cambiar la mentalidad de una planeación anual por una planeación dinámica, habilitando la toma de decisiones, reasignación de recursos y análisis de la rentabilidad.”

Como parte de la dinámica que se viene estableciendo a nivel de empresa se está trabajando con una planeación a largo plazo, ejemplo de ello es el Plan de Desarrollo que se tiene previsto para el proyecto SAARA (Sistema de Aprovechamiento de Agua para Reúso Agrícola), que consiste en una planta con una capacidad de un millón de barriles de agua al día, la cual está diseñada para aprovechar el agua de producción; este es un proyecto orientado bajo el modelo de economía circular multisectorial y empresarial, y funciona como referente para el presente análisis, en la implementación de buenas prácticas en los diversos campos que componen la Vicepresidencia, bajo los parámetros y características particulares de cada uno (ver tabla 4).

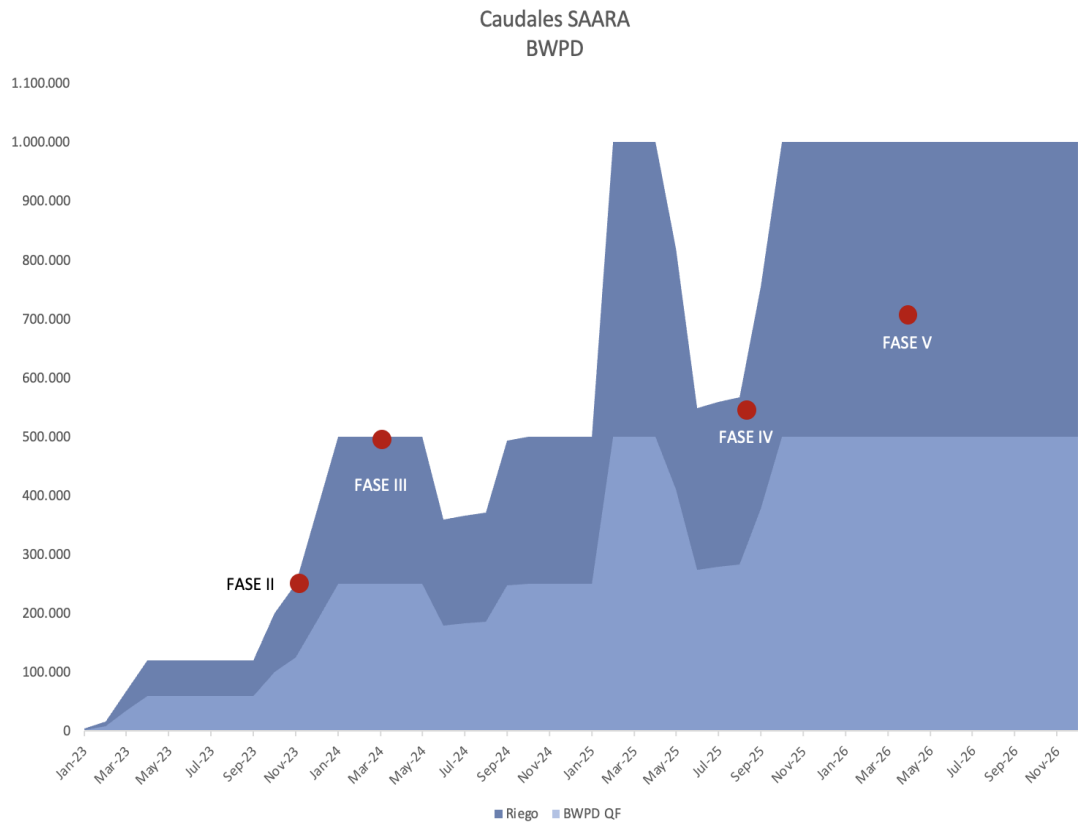
Tabla 4. Proyección de costos proyecto SAARA

		Aporte	Total	COSTOS EN MILLONES DE DOLARES [USD]							
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
				2 S	1 S	1 S	1 S	1 S	1 S	1 S	
DISPOSICION	STATU QUO	1.550	1.550								
	Campo X										
	FASE II (SAARA)	200	1.750	\$ 8,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	2do Pozo Inyector	100	1.850	\$ -	\$ 5,4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	FASE III (SAARA)	125	1.975	\$ -	\$ 2,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	FASE III (SAARA)	75	2.050	\$ -	\$ 1,6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Campo XX										
	FASE IV (SAARA)	100	2.150	\$ -	\$ -	\$ 11,5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	FASE V (SAARA)	100	2.250	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Campo XXX										
FASE III (SAARA)	50	2.300	\$ -	\$ 2,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
TRANSPORTE	Campo X			\$ 3,3	\$ 6,0	\$ 6,0	\$ 6,0	\$ 6,0	\$ 4,9	\$ 2,5	
	Campo XX			\$ 7,8	\$ 21,3	\$ 6,4	\$ 11,7	\$ 6,0	\$ 2,2	\$ -	
	Campo XXX			\$ 16,7	\$ 2,7	\$ 3,6	\$ 2,7	\$ -	\$ -	\$ -	
TRATAMIENTO	STATU QUO	1.830	1.830								
	Campo X										
	AMP. BAT 4	125	1.955	\$ 4,0	\$ 8,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Campo XX										
AMP. BAT 4	300	2.255	\$ 5,0	\$ 12,2	\$ 10,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Campo XXX											
AMP. BAT 4	50	2.305	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
				\$ 47,7	\$ 64,1	\$ 37,5	\$ 21,9	\$ 12,0	\$ 7,1	\$ 2,5	

Fuente: Valoraciones económicas activo

En la tabla 4 se integra la información de la proyección de costos establecida para el Proyecto SAARA durante las vigencias 2023- 2029 en los cuales se toma en consideración cada proceso asociado a la extracción del recurso hídrico (tratamiento, transporte y disposición), al mismo tiempo se establecen las diferentes fases que se desarrollaran durante cada proceso de desarrollo del proyecto.

Con base en lo anterior se presentan a su vez los caudales de agua esperados durante el desarrollo de cada una de estas fases, en el eje Y se visualiza el cronograma proyectado para la obtención de estos caudales (ver figura 13), de acuerdo con la figura se prevé que para noviembre de 2023 se supere la meta inicial de 60.000 KWPD.

Figura 13. Caudales SAARA (BWPD)

Fuente: Valoraciones económicas activo

Partiendo de la estructura de formulación de costos, “en cada campo se pueden analizar los costos fijos, semifijos, variables, semi-variables y cíclicos, y junto con los perfiles futuros de información de cada driver de campo (proyección máxima a 60 años), se proyecta los costos de las oportunidades de negocio” dando paso a la generación de mayores opciones para el desarrollo de los campos y permitiendo una toma de decisiones basada en datos confiables.

Esta toma de decisiones se basa en los principios planteados por Peter Druker, teniendo en cuenta que la definición de la mejor alternativa viable para la problemática que se presenta debe estar soportada en la información que brinda la integralidad del activo desde lo establecido a nivel contractual en donde se enmarcan las obligaciones de cada una de las Partes, así como los inputs aportados por las valoraciones técnico-financieras realizadas por los equipos multidisciplinarios, a partir de esta gestión se podrán tener claros los objetivos y enfocarse en los mismos, plantear alternativas viables y reales, extraer información relevante, valorar los riesgos, reconocer la incertidumbre, analizar que toda causa conlleva una consecuencia, definir criterios de decisión, evaluar e implementar planes de acción que mitiguen posibles desviaciones del plan propuesto.

De la misma manera, es necesario potencializar el uso de los indicadores de gestión/desempeño (KPIs) de la organización, de manera tal que sirvan de herramienta en el proceso de la toma de decisiones, conocimiento y valoración de los procesos y cumplimiento de metas, hay que tener en cuenta que para la definición de estos indicadores se deben diferenciar los estratégicos y los operativos, así como también definirlos en el marco de la competencia de las áreas involucradas en el desarrollo de las alternativas que se plantean por tratarse de equipos multidisciplinarios.

Con base en la problemática expuesta los KPIs que se considera cumplen con la función de monitoreo aplicables al proceso de producción de hidrocarburos e inyección de agua como técnica de recobro mejorado como se muestra en la figura 14.

Figura 14. KPIs Monitoreo y Seguimiento

	Pronóstico Operativo de Inyección	Producción Promedio Crudo Equivalente	Inyección Conforme	Costos del Upstream
Descripción del Indicador	Mide el nivel de cumplimiento de la inyección de fluidos de los campos o agrupación de ellos, en los cuales se tengan sistemas de inyección respecto al plan establecido en el Pronóstico Operativo de Inyección -POI- para el periodo en análisis. Es importante destacar que es clave monitorear tanto el caudal inyectado para el sistema en total, como el número de pozos que están en inyección y cuántos están inyectando en la ventana con respecto al plan de inyección definido para el campo o sistema para tener un adecuado cumplimiento del plan de inyección.	Mide el nivel de cumplimiento de la producción de hidrocarburos (petróleo y gas) de los campos o agrupación de ellos, respecto al plan establecido en el pronóstico operativo de producción -POP- para el periodo en análisis.	Mide el cumplimiento de volúmenes de agua inyectada en cantidad y calidad de acuerdo con las metas y condiciones establecidas, para los campos que tienen inyección de agua en procesos de recobro secundario y terciario. Este indicador busca evidenciar desviaciones en calidad de agua de inyección que estén impactando el logro de las metas de producción de hidrocarburos o el costo de levantamiento.	Los Costos del Upstream están constituidos por los indicadores: * Costo integral de producción y logística: mide la eficiencia económica de los procesos de producción, logística y comercialización necesarios para disponer del crudo y el gas en especificaciones de uso (cargas a refinerías o de ventas a terceros), a objeto de asegurar un costo óptimo que permita mantener o mejorar el margen promedio de cada barril * Costo total de producción: mide la eficiencia económica de la producción de crudo y gas (por barril equivalente), tomando en consideración la totalidad del costo, es decir el costos de levantamiento que incluye los costos de los procesos básicos: Extracción, Recolección, Tratamiento, Compresión, Almacenamiento y Despacho; más los costos totales de procesamiento en plantas; depreciación y amortización de inversiones petrolíferas. * Costo de levantamiento: mide la eficiencia económica de asegurar la disponibilidad de crudo y gas en especificaciones de uso (cargas o ventas) tomando en consideración para ello, los costos de los procesos básicos: Extracción, Recolección, Tratamiento, Compresión y Almacenamiento y Despacho, excluyendo de dicho cálculo los costos asociados a Depreciaciones y Amortizaciones, Gastos de Soportes Administrativos y Corporativos, así como los desembolsos asociados a la gestión social y otras operaciones de apoyo que por efecto de la situación propia del país, no permitirían la comparabilidad de los costos con otras empresas a nivel mundial.
Alertas				
Frecuencia	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual
Unidad de Medida	Porcentaje (%)	Porcentaje (%)	Porcentaje (%)	Pesos / BEQ

Fuente: Hojas de vida indicadores (Ecopetrol, 2019, 2020, 2023)

Con base en lo descrito anteriormente, es importante que la selección e implementación de los KPIs que se realice sean específicos para el proceso de esta forma se asegura que como resultado de su valoración otorgue herramientas necesarias para el mejoramiento de la gestión y/o el proceso que se desarrolle, para este caso puntual se podrían estudiar indicadores asociados a costos, tiempo, seguridad e impacto dentro de la cadena de valor de la organización. Ortiz Buitrago, V, Pardo López, H. (2021)

Como parte de la identificación de la problemática, se ha podido evidenciar una gran debilidad asociada a la alta rotación de colaboradores, lo cual ha conllevado a la pérdida de la continuidad y avance de las estrategias planteadas, reprocesos, disminución de la transferencia de conocimiento, incremento de los tiempos de ejecución de las iniciativas que

ha conllevado a el incumplimiento de los cronogramas operativos y a la debida ejecución de los recursos.

Adicional a lo anterior, se ha podido identificar que los reprocesos son consecuencia de su falta de estandarización y establecimiento de lineamientos claros, es de vital importancia que las autoridades técnicas de cada uno de los eslabones de la cadena del proceso productivo, definan claramente a través de guías y/o instructivos la documentación requerida, las instancias de decisión, los parámetros para la presentación de proyectos concebidos con los socios de manera tal que se agilicen los tiempos y se materialicen aquellas iniciativas propuestas.

Como consecuencia de la digitalización y adaptación de diversas tecnologías, se han creado demasiadas herramientas para la inclusión de información, desarrollo de procesos entre otras, todo esto ha ocasionado la saturación de instrumentos que en algunos momentos se terminan convirtiendo en cuellos de botella que bloquean el avance que se requiere, por esto se considera pertinente valorar aquellas tecnologías que pueden realmente trabajar en pro de lo que el área necesita y no se conviertan en una carga adicional a todas las actividades que se tienen, adicionalmente es necesario asegurar la unificación de la información en un repositorio oficial que mitigue el riesgo de pérdida de la misma teniendo en cuenta que es uno de los activos más importantes para cualquier organización.

La información en la nube y el uso de las tecnologías tiene grandes ventajas a nivel tecnológico, ambiental, y social, a su vez para las grandes empresas se presentan ventajas de

tipo económico-financiero, de costos, de viabilidad para la recuperación de la información, modernización de los procesos, incremento de los recursos disponibles y celeridad entre otros (Loo, 2021)

A su vez, las desventajas son que se llegan a tener como lo es la limitación en la libertad de gestión por la dependencia de un proceso a la tecnología, se agudiza la falta de interacción entre personas y se generan barreras para dar celeridad a la solución de problemáticas asociadas a su uso (Loo, 2021).

5. Plan y recomendaciones de implementación y aplicación

Considerando la importancia del tema de manejo del agua en las operaciones de Oil&Gas y la urgencia que presentan los campos para la disposición de la misma asociada a los altos costos que acarrea la producción de fluidos desde subsuelo, es necesario adelantar acciones que promuevan la optimización de los procesos de recobro que se implementen en los campos, para ello se debe iniciar con una evaluación general que permita identificar y priorizar los aspectos relevantes para avanzar en menor tiempo y con mayor impacto hacia el análisis detallado e identificación de acciones correctivas y/o de oportunidades de mejora.

Adicionalmente y con la conformación del equipo integrado, es preciso establecer los roles y responsabilidades frente a cada etapa del proceso, de esta forma se establecen

lineamientos y campos de acción claros para todos los actores y se genera una interrelación cíclica para lograr el objetivo final (ver Tabla 5).

Tabla 5. Modelo de roles y responsabilidades seguimiento y monitoreo

CARGO	RESPONSABILIDAD	AREA
Ingeniero de Facilidades	Realizar seguimiento diario a los parametros de agua de inyección y tomar acciones operativas inmediatas para corregir desviaciones de parametros	Departamento de producción
Ingeniero de procesos	1. Desarrollar planes de acción de mediano y largo plazo para corregir desviaciones persistentes. 2. Apoyo tecnico a las estrategias operativas para corregir desviaciones, 3. Evaluación de equipos y tratamiento químico de acuerdo a las especificaciones requeridas. 4. Evaluar resultados fisicoquímicos del agua vs tratamiento .	Departamento de Ingeniería
Profesional de mantenimiento	Garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de tratamiento	Departamento de Mantenimiento
Profesional de integridad mecanica	Retroalimentar de acuerdo a analisis de falla requerimiento de especificación de parametros de control de falla por corrosión	Departamento de Ingeniería
Profesional de Ingeniería Subsuelo	1. Definir distribución de tamaño de garganta del yacimiento para el campo en cuestión. 2. Retroalimentar analisis de perdida de inyectividad en pozos inyectoros	Departamento de Ingeniería
Lider funcional	Priorizar y gestionar recursos técnico y presupuestales ante las gerencias para cumplimiento de planes de acción	Especifico por activo

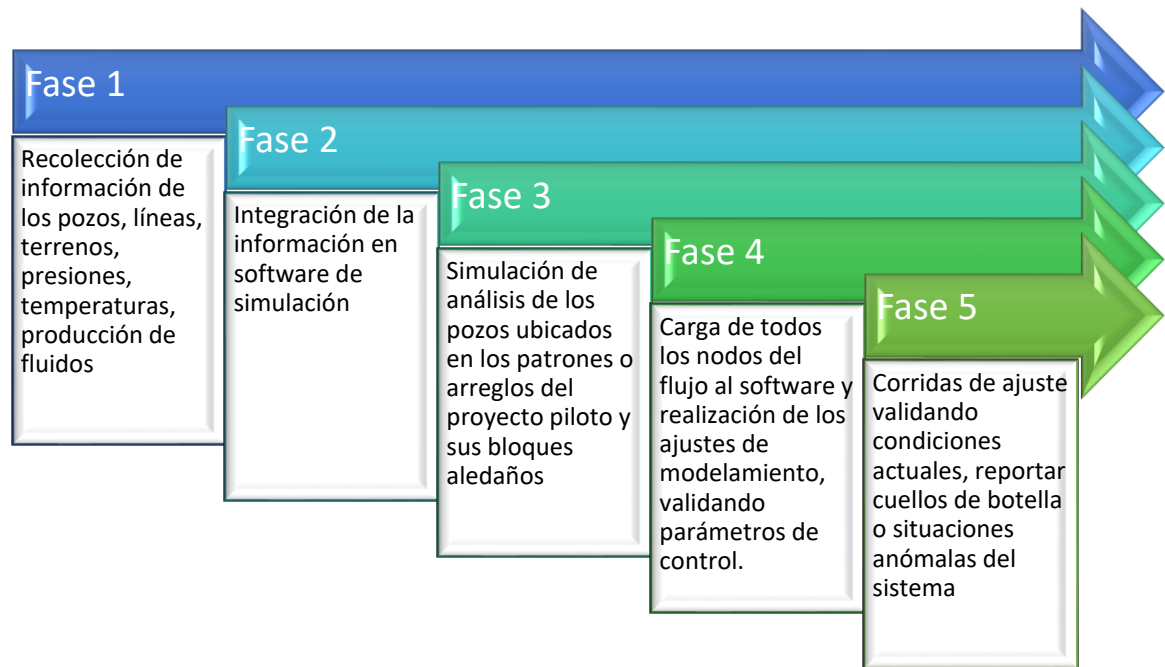
Fuente: Estrategias de monitoreo y seguimiento de calidad de sistemas de inyección de agua VRC (Ecopetrol, 2018)

Actualmente en el campo 3 se está desarrollando un proyecto piloto de inyección de agua a través del cual se espera que se mejore el factor de recobro del campo haciendo uso de las aguas de producción, todo esto en línea con el compromiso de la gestión integral del agua en las operaciones de exploración y producción, a la fecha el proceso de valoración técnico-económica se encuentra en curso, no obstante y como ya se ha hecho evidente por la data integrada, este es el campo que mantiene una importante eficiencia en costos que lo lleva a ser un referente para la aplicación de las mejores prácticas.

Como input desarrollado para el piloto se desarrolló un “Flow Assurance” (aseguramiento de flujo), que corresponde a una directriz operacional, cuyo objetivo es el aseguramiento del flujo exitoso y económico, de acuerdo con el equipo técnico de yacimientos “de resultar positivo el proyecto piloto, el cual presenta una probabilidad de éxito $> 85\%$, se tiene planificado la expansión de la inyección de agua en el bloque”, con base en esto se requiere tener un “modelamiento definido del transporte de los fluidos por las redes existentes” (Ecopetrol, 2023).

El estudio a realizarse consta de tres (5) fases, las cuales se detallan en la figura 15, cuyo resultado brindará al activo: (i) selección adecuada del sistema de completamiento y de levantamiento artificial; (ii) sistema automatizado de cálculo en línea con la actualización de datos mensuales; (iii) detección de cuellos de botella que puedan afectar la producción de los pozos; (iv) metodología integrada de la optimización; (v) definición de estrategias de monitoreo y control y (vi) transmisión de conocimiento al equipo del proyecto (Ecopetrol, 2023).

Figura 15. Fases estudio flow assurance campo 3



Fuente: Estudio de Flow Assurance – Campo 3

Para el desarrollo de las actividades asociadas al proyecto piloto se consideraron las siguientes premisas e hitos relevantes (ver tabla 6): (Ecopetrol, 2023)

1. “El bloque en el cual se desarrollará el proyecto tiene 62 pozos activos y 22 inactivos para un total de 84 pozos
2. El proyecto comprende la revisión, actualización y cargue del total de pozos activos dinámicamente conectados (alrededor de 100)
3. Se estima ejecutar el trabajo en 4 meses

Tabla 6. Hitos relevantes

Hitos Relevantes		
Fecha Inicio	Fecha Fin	Nombre Hito- Tarea
24/04/2023	10/05/2023	EDP- Revisión Integral del Estudio
16/05/2023	16/05/2023	Aprobación SCIR Sanción de FID
22/05/2023	02/06/2023	Contratación del Estudio
05/06/2023	15/12/2023	Ejecución del Estudio
1/08/2023	1/08/2023	Informe avance del análisis
1/11/2023	1/11/2023	Informe avance del análisis
16/12/2023	31/12/2023	Informe Final del Estudio
1/01/2024	28/02/2024	Conciliación de saldos finalizada
15/01/2024	30/03/2024	Capitalización finalizada
21/01/2024	30/04/2024	Cierre Administrativo finalizado

Fuente: Estudio de Flow Assurance – Campo 3

Sumado a lo anterior y teniendo en cuenta la metodología de análisis y diagnóstico que se presenta en la figura 15 se prevé la realización de sesiones de seguimiento al cierre de cada actividad cuyos entregables son las presentaciones y reportes para evaluar los avances, definir ajustes metodológicos y/o resultados esperados (Ecopetrol, 2023).

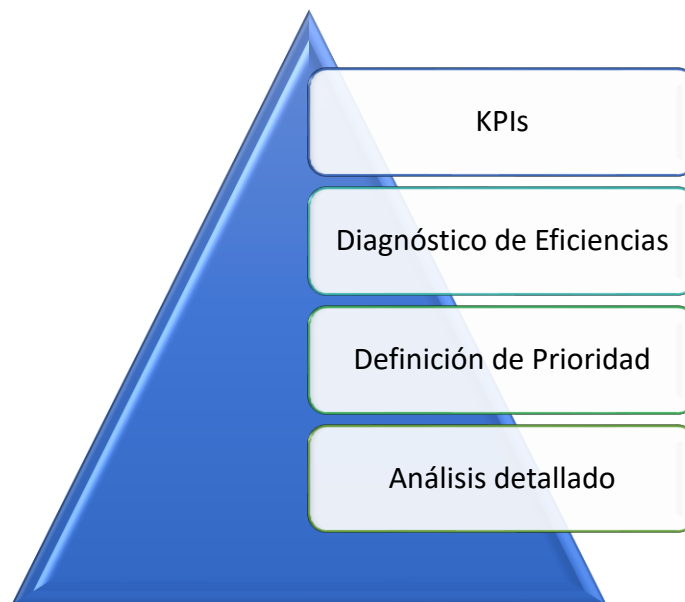
Respecto a los costos del proyecto se tiene un presupuesto estimado de \$757.871.730 COP correspondiente a licencias, servicios de apoyo técnico, costos administrativos y financieros e Iva, dentro del cual se están considerando 7 meses para el estudio. Dentro del apoyo técnico se requiere un profesional especialista en conocimiento del software y la adquisición de las licencias para la ejecución de los análisis necesarios (Ecopetrol, 2023).

Como parte de la estrategia para el desarrollo del piloto se logró la unificación de la visión del Plan de Desarrollo del activo con el Socio y la renegociación del contrato, a través de esta negociación se obtuvo el compromiso de inversión del 100% a cargo de la asociada del orden de hasta 115 MUSD, en un proyecto de alto impacto y riesgos como lo es el Piloto de Inyección de Agua y su posible expansión, de esta forma se amplía la visión del activo y se extiende el contrato hasta el 2049 o al límite económico (Ecopetrol, 2022).

Como resultado de la implementación del Piloto de Inyección se prevé la protección de reservas e incorporación aproximadamente de 2,2 MBE, de la misma forma se viabiliza el proyecto de recobro secundario que permitirá progresar a reservas un potencial de 50 MBE derivado de la sumatoria del piloto más la posible expansión.

Como se ha presentado, el campo 3 ha desarrollado de una forma detallada, basado en análisis cualitativos y cuantitativos las alternativas que le han permitido identificar las mejores técnicas para el logro de la estrategia de desarrollo del activo. Adicionalmente, este campo se encuentra implementando diversas iniciativas en sintonía con el compromiso de la gestión integral del agua, una de ellas es el desarrollo de un sistema de captación de aguas lluvia con una captación promedio de 40 m³ diarios y una reducción del 5% del campo.

En la figura 16 se presenta un “diagrama general de la metodología de análisis y diagnóstico que comprende 4 niveles en donde se considera la información requerida para cada nivel” (Ecopetrol, 2021).

Figura 16. Niveles de análisis

Fuente: Guía para monitoreo, seguimiento y Control en Proyectos de Inyección de Agua (Ecopetrol, 2021)

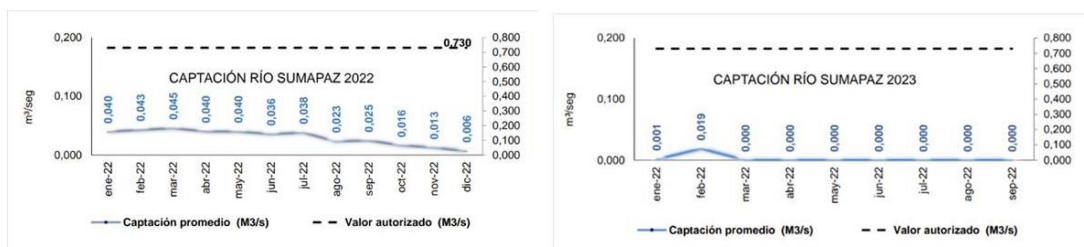
Basados en los niveles de análisis y en la guía para Monitoreo, Seguimiento y Control de Proyectos de Inyección de Agua (Ecopetrol, 2021), es importante realizar estas revisiones de forma sistemática, su frecuencia puede variar entre sesiones semanales o quincenales con el fin de garantizar los tiempos del proyecto, e interrelacionarse con el proceso en ejecución, las reuniones aseguran la continuidad y calidad del proceso de monitoreo, el objetivo principal es que todo el equipo involucrado tenga conocimiento del estado del mismo, problemática, alertas, grado de avance, estos escenarios promueven la discusión y la resolución de problemas que puedan presentarse en la cadena de valor.

Adicional a estas sesiones sistemáticas se considera necesario la implementación de una reunión anual en la cual se defina el plan de monitoreo y las actividades requeridas para la siguiente vigencia y con base en los resultados de los análisis de los niveles 1-3, se construye un plan priorizado para la revisión del nivel 4 (diagnóstico de eficiencias); el cual se desarrollará durante la vigencia en las reuniones sistemáticas. (Ecopetrol, 2021)

De igual forma es pertinente establecer reuniones mensuales cuyo propósito es la revisión de los niveles 1 y 2 que permitirá identificar desviaciones, impacto de las acciones que se tomen durante la vigencia y se realiza a su vez el análisis del nivel 4 para el “área-patrón” definido en la reunión anual (Ecopetrol,2021).

El campo 2 pese a presentar algunos inconvenientes de carácter técnico frente al proyecto de optimización de la inyección de agua, desde el 1Q de 2023 ha evidenciado el impacto real del proyecto por lo cual establece una meta de reducción de agua de captación de un 30%, de esta forma se logra un apalancamiento de la meta propuesta en el hito de la gestión integral del agua (ver figura 17).

Figura 17. Captación 2022 vs Captación 2023 - Campo 2



Fuente: Cartilla Subcomité técnico campo 2 (Ecopetrol, 2022)

De la misma forma se evidencia que la tasa de uso de agua del año 2022 con respecto a lo corrido del 2023 ha disminuido notoriamente (ver tabla 7)

Tabla 7. Tabla uso de agua 2022 vs 2023 - Campo 2

TASA USO DE AGUA			
Captación			
Mes	Captación promedio (M3/s)	Valor autorizado (M3/s)	%
ene-22	0,040	0,730	5,44
feb-22	0,043	0,730	5,85
mar-22	0,045	0,730	6,23
abr-22	0,040	0,730	5,50
may-22	0,040	0,730	5,44
jun-22	0,036	0,730	4,87
jul-22	0,038	0,730	5,22
ago-22	0,023	0,730	3,17
sep-22	0,025	0,730	3,38
oct-22	0,016	0,730	2,22
nov-22	0,013	0,730	1,73
dic-22	0,006	0,730	0,89

TASA USO DE AGUA		
Captación		
Mes	Captación promedio M3/s	Valor autorizado (M3/s)
ene-23	0,001	0,730
feb-23	0,019	0,730
mar-23	0,000	0,730
abr-23	0,000	0,730
may-23	0,000	0,730
jun-23	0,000	0,730
jul-23	0,000	0,730
ago-23	0,000	0,730
sep-23	0,000	0,730

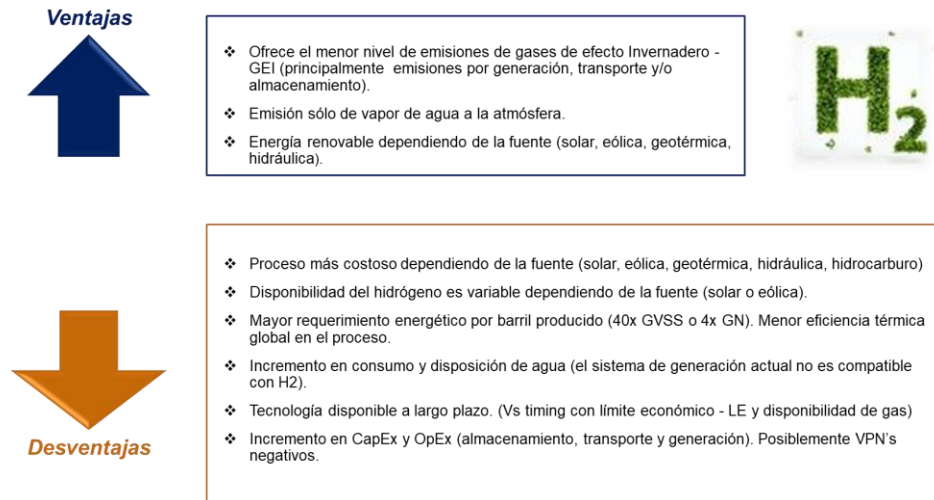
Fuente: Cartilla Subcomité técnico campo 2 (Ecopetrol, 2022)

En una valoración realizada por un equipo interdisciplinario en uno de los campos de la Vicepresidencia Regional Central, se presentaron las principales ventajas y desventajas de la implementación de algunas fuentes de energía para el desarrollo de un proyecto que tiene un potencial de desarrollo de 175 MBLs en reservas 3P a través de actividades de perforación, adecuación y construcción de facilidades e inyección térmica para el yacimiento, lo que conlleva a enormes desafíos para que el proyecto pueda ser viable.

En las figuras 18, 19 y 20, se presentan algunas de las alternativas que se han considerado para la viabilidad del desarrollo del potencial del campo con sus ventajas y desventajas que sirven de insumo para la valoración de otros proyectos que estén en

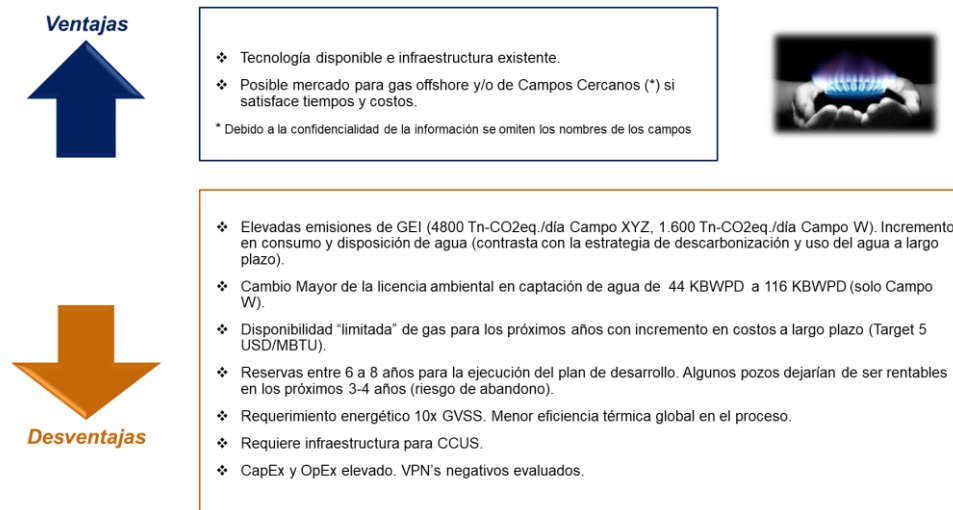
estructuración y/o maduración y pretendan incorporar alguna de las técnicas descritas. (Ecopetrol, 2023).

Figura 18. Inyección Continua de Vapor (Hidrógeno)



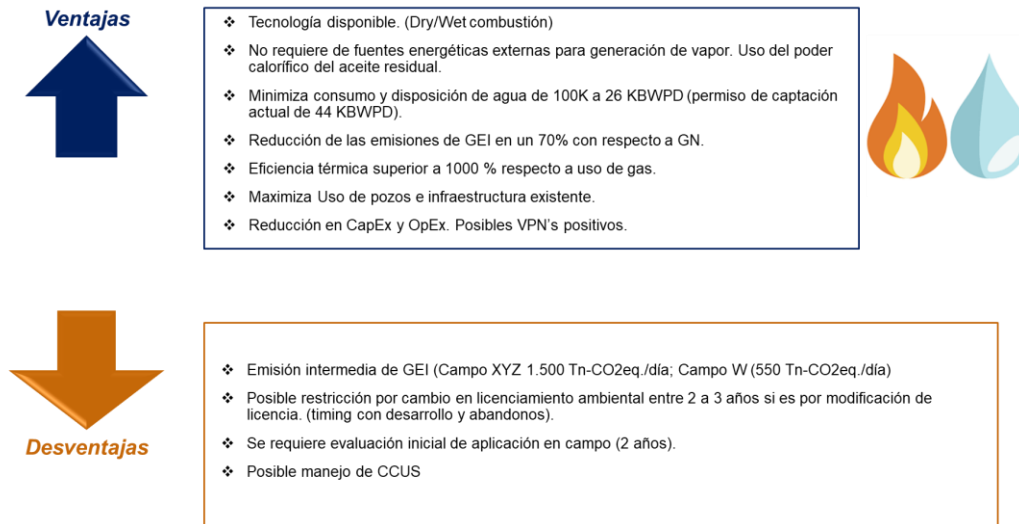
Fuente: Plan de Desarrollo Tren Campo XYZ (Ecopetrol, 2023)

Figura 19. Inyección Continua de Vapor (Gas Natural)



Fuente: Plan de Desarrollo Tren Campo XYZ (Ecopetrol, 2023)

Figura 20. Generación de Vapor en Subsuelo (Inyección de aire húmedo)



Fuente: Plan de Desarrollo Tren Campo XYZ (Ecopetrol, 2023)

Implementación de la tecnología denominada “dewatering”, cuyo objetivo es el control de la afluencia y el descenso de los niveles de agua subterránea, de acuerdo con la información revisada, su beneficio contempla la reducción de volúmenes de agua de vertimiento, reducción del 100% de los volúmenes de captación de agua industrial, reúso del 90% de agua industrial y doméstica, disminuye la posibilidad de inactividad de los pozos por inundación, reduce las presiones de agua, reduce costos de tratamiento y de transporte y disminuye el impacto ambiental (Castillo, et al., 2022)

Esta alternativa se encuentra en evaluación técnico-económica para definir su viabilidad para ser implementado en el campo 1, con base en la experticia de los ingenieros de yacimientos y basados en los resultados obtenidos de su aplicabilidad en otros campos de

la industria, la relación costo-beneficio le otorga al proyecto un plus para su desarrollo teniendo en cuenta el potencial que tiene el campo y permitiría a su vez incrementar su factor de recobro.

Aunado a lo anterior, se describen a continuación los usos y las ventajas del tratamiento de las aguas procesadas por esta tecnología:

- Uso del agua para las operaciones de perforación y completamiento
- Preparación de fluidos de perforación
- Riego de vías y locaciones
- Uso en obras civiles
- Inyección a pozos
- Reducción de transporte de agua
- Beneficios ambientales al reducir las captaciones de agua en fuentes naturales

La segunda alternativa considerada dentro del análisis es la inyección de agua , cuyo piloto en 2017 inyectó cerca de 158.607 BWLS, en su momento se presentó una respuesta positiva en 2 pozos del campo sin embargo debido a la alta complejidad del yacimiento y otras consideraciones técnicas no fue posible predecir el comportamiento por pozo, de igual forma se identificó que los factores de recobro eran bajos lo que presenta un panorama positivo en cuanto a las oportunidades que el campo presenta para su desarrollo, con la integración de un Socio estratégico para este, cabe resaltar que gracias a esta asociación las

facilidades se ampliaron generando con ello una capacidad de 3000 BOPD, se construyó una planta para el tratamiento de agua de inyección con su correspondiente sistema de bombeo para inyección, ventaja positiva si se tiene en cuenta los altos costos que se tendrían que asumir en caso de tener que hacer el tratamiento de este recurso en plantas externas los cuales oscilan cerca de los 11.300 COP por barril, valor que puede incrementar teniendo en cuenta las características del campo, entorno y otros factores para la estipulación de las mismas.

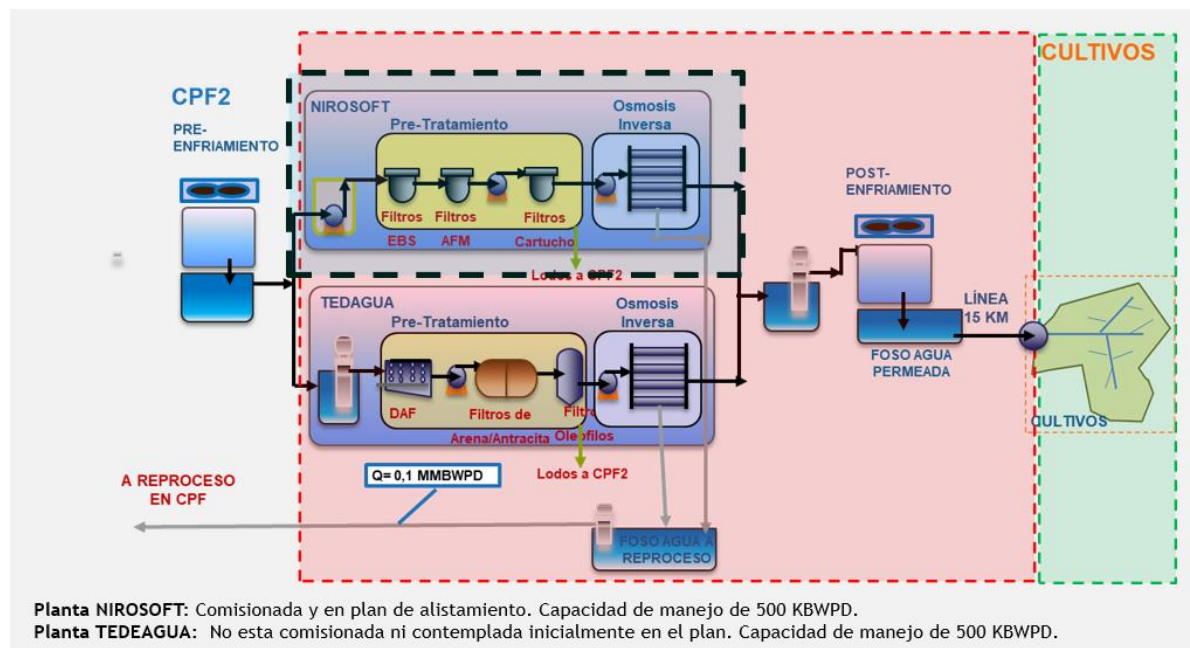
Como ya se ha evidenciado este proceso ha presentado resultados positivos en el campo 2 y 3, sumado a esto es una de las técnicas más usadas en la industria cuyo objetivo principal es mantener o aumentar la energía y extracción de hidrocarburos del yacimiento que a su vez permite el mejoramiento del factor de recobro del campo, la disminución del consumo energético representado en el valor Kw/h, disminución de la captación y reducción del impacto ambiental.

Ejemplo de esto es la implementación del piloto de optimización de inyección de agua en el campo 2, que como ya se mencionó permitió la reducción de la captación de este fluido en aproximadamente 7,5 KBWPD (Río Sumapaz / 30% del total captado desde julio de 2022) y la demanda de energía eléctrica asociada a este volumen.

Teniendo en cuenta que el adecuado manejo del recurso hídrico es vital y está inmerso en todas las operaciones de los campos de producción, a nivel de la Vicepresidencia se está trabajando con en una iniciativa denominada “Tratamiento de agua de producción por medio de osmosis inversa para aprovechamiento, esta técnica es un proceso que se ha venido

utilizando por diferentes industrias para la potabilización de agua de proceso, como en la industria de los alimentos, puede ser usado dentro de la industria de Oil&Gas para el tratamiento de las altas cantidades de agua de producción generadas en campo, esto con la intención de ser aprovechada en diferentes procesos agrícolas. Un ejemplo de esta iniciativa es el proyecto SAARA, a través de este se busca viabilizar y maximizar valor al plan de desarrollo del campo estructurando la disposición, reúso y aprovechamiento del recurso del agua como elemento fundamental, este proyecto habilitaría un caudal de reúso de 60.000 BWPD (ver figura 21).

Figura 21. Esquema propuesto SAARA



Fuente: Material de valoración proyecto SAARA

Con las diversas premisas contempladas como son los cambios en el entorno, el agua está siendo más relevante cada vez, parte de los beneficios que el proyecto contempla son:

- Impacto social de un proyecto agua para uso agrícola, es el tipo de iniciativas que permite la continuidad de la industria.
- Incrementa la producción y puede ajustarse a la estacionalidad de los permisos de vertimiento de uno de los campos operativos en los cuales se está desarrollando.
- Es una alternativa de solución al fenómeno sísmico que se viene presentando en uno de los campos.

Como parte de las iniciativas de sostenibilidad asociadas a la gestión integral del agua se encuentra el riego de vías para control de material particulado, por lo general los campos de explotación de hidrocarburos se encuentran en zonas rurales, que no cuentan con una infraestructura sofisticada ni vías en asfalto, adicionalmente las restricciones que a nivel de licenciamiento se presentan y los altos costos que conlleva la construcción de vías cuyas condiciones son precarias y a través de las cuales transitan permanentemente vehículos livianos y pesados que generan una alta cantidad de material particulado que puede llegar a afectar la salud del personal de campo y de las comunidades, existe la posibilidad de implementar sistemas de aspersión de agua, que pueden ser alimentados con agua de producción, previo a un tratamiento de desmineralización en cumplimiento con las condiciones para el desarrollo de esta actividad.

6. Conclusiones

Los desafíos que plantea la sostenibilidad están llevando a la industria a una transformación y diversificación del foco de negocio (producción de hidrocarburos), lo cual conduce a desarrollar estrategias que garanticen su permanencia y viabilidad en el mediano y largo plazo, sin demeritar su importante papel como motor que potencializa el desarrollo de las regiones en las que hace presencia a través de inversión social, generación de empleo, desarrollo de proyectos productivos, capacitación de la mano de obra y aportes de grandes recursos a la nación a través de impuestos y regalías, para la continuidad de los planes de crecimiento y desarrollo local y regional.

Tomando en consideración que los activos y/o campos objeto de este análisis forman parte de modalidades contractuales de colaboración (Contratos de Asociación, JOA's, Contratos de Producción Incremental etc.), es necesario promover la construcción de sinergias que permitan la viabilidad del desarrollo de proyectos enfocados en el manejo integral del recurso hídrico presente en los procesos de la cadena de hidrocarburos (Upstream, Midstream y Downstream), esto con el fin de buscar soluciones para la optimización del uso del agua, promover medidas de reutilización, compartir las mejores prácticas, hacer frente a los riesgos de desabastecimiento, acceso al recurso, calidad y gobernanza entre otros.

Cabe resaltar que derivado de esas sinergias entre compañías, se han desarrollado pilotos y proyectos que evidencian la optimización y eficiencia del recurso hídrico, así como

también la identificación de buenas prácticas que dan resolución a situaciones que de alguna manera son similares en los procesos de exploración y explotación del crudo.

Una gran oportunidad que se presenta es el desarrollo del proyecto SAARA, en el cual se hará reuso de una considerable cantidad de agua de producción la cual después de ser sometida a un proceso de tratamiento que la deje en las condiciones de calidad establecidas en la licencia, será utilizada para el riego de cultivos de palma. Del proceso de estudio llevado a cabo y que aún se encuentra en desarrollo, se pueden adoptar algunas de las medidas tomadas para su materialización como es el modelamiento de sus costos de tratamiento, transporte y disposición contemplando varias vigencias así como la planeación por fases que permitan monitorear, hacer seguimiento e identificar alertas que conlleven al mejoramiento del proceso, establecimiento de controles y mitigación de la materialización de un riesgo cuyo potencial en la industria es bastante alto.

Del manejo integral de agua depende el relacionamiento con el territorio, es por ello que se debe dar continuidad a los esfuerzos conjuntos para la identificación de alternativas de reuso y reutilización del recurso, actividades enfocadas a la promoción e impulso de la cultura responsable de su manejo no solo técnicamente sino también en el marco de la regulación nacional e internacional, e integrar también a la academia como actor transversal y clave en la consecución de investigaciones, documentación, casos de éxito y todo aquel material que provea información que enriquezca el proceso.

El uso de indicadores como el de la huella de agua traduce en resultados técnicos (habilita producción y reservas), económicos y ambientales, así como también potencia el desarrollo de la economía circular, descarbonización y el cumplimiento de unos de los pilares de la estrategia “agua neutralidad”, de la misma forma evidencia el mejoramiento productivo, reduce los riesgos en la operación continua y viabiliza proyectos que contribuyen a la reducción del uso del recurso.

Es importante hacer el cálculo de la huella de agua para cada activo teniendo en cuenta las particularidades territoriales, productivas y temporales (asociadas a las condiciones de cambio climático), esta métrica permite identificar los puntos críticos entre las operaciones directas e indirectas vinculando a la cadena de bienes y servicios a lo largo del ciclo de vida productivo.

De otra parte, en los procesos de inyección de agua, uno de los más utilizados en los campos objeto de este análisis, es pertinente considerar las prácticas exitosas que se han venido implementando en campos de la operación directa lo cual ha impactado en calidad de agua, tecnologías de completamiento, herramientas de monitoreo y seguimiento que permiten la toma de decisiones minimizando el porcentaje de incertidumbre, oportunidades para realizar análisis que mejoren el gerenciamiento del reservorio así como diagnosticar la problemática que pueda llegar a presentarse durante este proceso.

En línea con la estrategia corporativa, es importante integrar en los ciclos de procesos, la tecnología como herramienta para el análisis, monitoreo, seguimiento e identificación de

alertas que permitan una oportuna y eficiente toma de decisiones basada en datos reales a través de los cuales se logre evitar alguna desviación en su ejecución.

Finalmente se puede concluir a través de este análisis que:

1. La eficiencia operativa es fundamental para optimizar los costos, dado que la disminución de la cantidad de agua que se requiere para operar mejora los volúmenes que se requieren para recobro, aumenta la reutilización y permite a su vez sinergias entre campos de explotación de hidrocarburos.
2. La tecnología como valor agregado juega un papel fundamental, a través de la implementación de técnicas y tecnologías que permitan el reúso y la reutilización eficiente y la medición del impacto.
3. El reúso del agua es un factor esencial para la creación de nuevos modelos de negocio, como lo son las actividades agro-productivas e hidrosiembra de taludes entre otras, adicionalmente el fortalecimiento de proyectos productivos en los territorios fomenta la construcción de alternativas económicas que permiten la independencia de las comunidades frente a la industria.

Referencias bibliográficas

Andrade, M. & Ayala, D (2017). *Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador*. 15(2), 19-30. Recuperado de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7679/8921>

AQUAE Fundacion (2016). *Tus ZAPATILLAS se hacen con AGUA! Las CONSECUENCIAS de la GLOBALIZACIÓN*. Recuperado de https://www.fundacionaquae.org/aquae-tv-entrevista-a-arjen-hoekstra-creador-del-concepto-huella-hidrica/amp/?gclid=Cj0KCQjwnf-kBhCnARIsAFIlg491mNfRzRpGsBWdVPOBSCvBKIIje1BT64ht0rI7daNFVZG8-2C4NyAaAr8fEALw_wcB

Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2022). *Sector de hidrocarburos puede ayudar a Colombia a mejorar sus indicadores económicos y de pobreza en el próximo cuatrienio: ACP*. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/comunicados-de-prensa/1645-sector-de-hidrocarburos-puede-ayudar-a-colombia-a-mejorar-sus-indicadores-economicos-y-de-pobreza-en-el-proximo-cuatrienio-acp>

Betancourt, P. (2019), *Optimización del sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo*. (Trabajo de grado, Fundación Universidad de América) Recuperada de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7630/1/5141932-2019-2-IP.pdf>

Castillo, E., Herrera, J. (2022). *Diseño de una planta de tratamiento de aguas industriales de los contrapozos de explotación petrolera mediante ósmosis inversa para bioproyectos S.A.S* (Trabajo de grado, Universidad Católica de Colombia). Recuperada de <https://repository.ucatolica.edu.co/server/api/core/bitstreams/2e9d9a35-cfb9-42a6-bce1-2a31e704b564/content>

Ecopetrol (2018). *Estrategia de Gestión Integral del Agua*. Recuperado de https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/Estrategia_de_Gesti%C3%B3n_del_Agua_de_Ecopetrol.pdf?nodeid=160107292&vernum=-2

Ecopetrol (2019). *Hoja de Vida del Indicador Costos del Upstream de Ecopetrol y Grupo Empresarial* Recuperado de https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/HOJA_DE_VIDA_DEL_INDICADOR_DE_COSTOS_DEL_UPSTREAM_DE_ECOPE_TROL_Y_GRUPO_EMPRESARIAL.pdf?nodeid=160081637&vernum=-2

Ecopetrol (2019). *Instructivo para la estructuración del Plan Financiero del Grupo Ecopetrol 2020-2022*. Recuperado de https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/INSTRUCTIVO_PARA_LA_ESTRUCTURACI%C3%93N_DEL_PLAN_FINANCIERO_DEL_GRUPO_ECOPE_TROL_2020-2022.pdf?nodeid=160068600&vernum=-2

Ecopetrol (2019). *SosTECnibilidad® en Ecopetrol es*: Recuperado de.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad>

Ecopetrol (2020). *Estrategia de gestión integral del agua* Recuperado de

<https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159790926/->

[/Estrategia de Gestio%C3%B3n del Agua Ecopetrol.pdf?nodeid=159951347&vernum=-2](#)

Ecopetrol (2020). *Hoja de Vida del Indicador Cumplimiento del Pronóstico Operativo de*

Inyección – CPOI. Recuperado de

<https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/->

[/Hoja de Vida del Indicador Cumplimiento del Pron%C3%B3stico Operativo de Inyecci%C3%B3n - CPOI.pdf?nodeid=160118340&vernum=-2](#)

Ecopetrol (2020). *Hoja de Vida del Indicador Inyección Conforme* Recuperado de

<https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/->

[/HOJA DE VIDA INDICADOR INYECCION CONFORME.pdf?nodeid=160156420&vernum=-2](#)

Ecopetrol (2021). *Guía para monitoreo, seguimiento y control en proyectos de inyección de agua*.

Recuperado de

<https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/->

[/Guia Para Monitoreo Seguimiento Y Control En Proyectos De Inyeccion De Agua.pdf?nodeid=160116200&vernum=-2](#)

Ecopetrol (2022). *Informe Anual de Gobierno Corporativo*. Recuperado de <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/agaesp2023/informe-anual-de-gobierno-corporativo-2022-diagramado.pdf>

Ecopetrol (2022). *Informe Integrado de Gestión*. Recuperado de <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/cargas/ecopetrol-rigs-2022-esp.pdf>

Ecopetrol (2022). *Instructivo para el manejo de proyecciones de costos del Upstream*. Recuperado de https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/INSTRUCTIVO_PARA_EL_MANEJO_DE_PROYECCIONES_DE_COSTOS_DEL_UPSTREAM.pdf?nodeid=160109051&vernum=-2

Ecopetrol (2023). *Eficiencia operativa en el manejo del agua*. Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>

Ecopetrol (2023). *Hacia el agua neutralidad*. Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/agua-neutralidad>

Ecopetrol (2023). *Hoja de Vida del Indicador Cumplimiento del Pronóstico Operativo de*

Producción Recuperado de

[https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/Hoja de Vida del Indicador Cumplimiento del Pron%³%B3stico Operativo de Producci%³%B3n.pdf?nodeid=160128519&vernum=-2](https://gestiondocumentalintecp.ecopetrol.com.co/OTCS/cs.exe/fetch/159788726/-/Hoja%20de%20Vida%20del%20Indicador%20Cumplimiento%20del%20Pron%C3%B3stico%20Operativo%20de%20Producci%C3%B3n.pdf?nodeid=160128519&vernum=-2)

Ecopetrol (2023). *Iniciativa: (...) alcanzando un desarrollo rentable y sostenible a través del valor compartido con el socio* – Presentación postulación a Premios a la Excelencia 2022 -

Comité de Excelencia VFS

García, Bernardo (1994). *Compendio de términos comunes utilizados en estudios ambientales de la industria petrolera* (1a ed.)

Hoekstra, A. (2008). *The water footprint of food*. Recuperado de <https://www.waterfootprint.org/resources/Hoekstra-2008-WaterfootprintFood.pdf>

Hoekstra, A., Chapagain, A., Aldaya, M., Mekonnen, M. (2011). *Manual de evaluación de la huella hídrica*. Recuperado de https://www.waterfootprint.org/resources/TheWaterFootprintAssessmentManual_Spanish.pdf

Kotter, J. (2010). *Leading Change*. Recuperado de https://search-ebshost-com.ez.urosario.edu.co/login.aspx?direct=true&AuthType=ip&db=edsnuk&AN=edsnuk.vtl_s002117365&lang=es&site=eds-live&scope=site

Ledesma, F. (2015). *Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera* (Trabajo de Investigación, Universidad Nacional de Cuyo) Recuperado de https://bdigital.uncu.edu.ar/objetos_digitales/7546/ledesma-facundo.pdf

Loo Gil, C. (2021). *La conexión de los humanos con la nube*. 1 (1), 152-169. Recuperado de <https://dialnet-unirioja-es.ez.urosario.edu.co/servlet/oaiart?codigo=8178973>

Minambiente (2021). *Resolución 1256 por el cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones*. Recuperado de <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/12/Resolucion-1256-de-2021.pdf>

Naciones Unidas (2015). *Objetivos de desarrollo sostenible, Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos*. Recuperado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/>

Orejuela Parra, P. (2010), *Caracterización de la gravedad API en el campo Lisama (cuenca Valle medio del Magdalena) a partir de la pirolisis RcoK-Eval VI*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander) Recuperada de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/134067.pdf>

- Ortiz Buitrago, V., Pardo López, H. (2021). *Importancia y ventajas de los KPI (key performance indicators) en los proyectos: Enfoque de procesos en el sector petrolero* (Tesis especialización, Universidad Pontificia Bolivariana). Recuperada de [https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9609/238_1%20\(1\).pdf?sequence=1](https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9609/238_1%20(1).pdf?sequence=1)
- Pérez Otálvaro, J (2009). *Manejo Integral de Aguas Producidas en Campos Petroleros* (1a. ed.).
- Pozo, R. (2015). *Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano* (Trabajo de grado, Escuela Politécnica Nacional) Recuperada de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10268/3/CD-6132.pdf>
- Prada Rojas, A. (2021). *Revisión de las tecnologías para tratamiento de aguas de producción petrolera para su aprovechamiento en el riego de cultivos.* (Monografía especialización, Fundación Universidad de América) Recuperada de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8396/1/823171-2021-I-GA.pdf>
- Senge, P. (2012). *La quinta Disciplina.* Recuperado de <https://books.google.com.co/books?id=PdKuIm3sQroC>

Serieys, N. (2004). *Impacto de recarga artificial sobre la calidad del agua en acuíferos sensibles de la sabana de Bogotá*. (Tesis de postgrado, Universidad de los Andes) Recuperada de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/10445/u251247.pdf?sequence=1>

UPME (2016). *Guía metodológica para la evaluación de la huella hídrica del sector minero colombiano*. Recuperado de https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/EstudiosPublicaciones/Huella_Hidrica.pdf

Vargas Manzanera, J. (2005). *La captación de agua, contrato de concesión o concesión/permiso-el caso de las empresas de servicios públicos*. (Monografía, Universidad de los Andes) Recuperada de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/22285/u262440.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Anexos Técnicos

ACP (2022) *Escenarios de política energética y su impacto para los colombianos* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos/848-informe-economico-escenarios-de-politica-energetica-y-su-impacto-para-los-colombianos/file>

ACP (2022) *Reforma Tributaria: Impacto para el sector de hidrocarburos e implicaciones para los colombianos* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos/852-informe-economico-el-impacto-de-la-reforma-tributaria-para-el-sector-hidrocarburos/file>

ACP (2023) *Tendencias de Inversión en Exploración y Producción (E&P) de Petróleo y Gas en Colombia 2022 y Perspectivas 2023* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos/854-tendencias-de-inversion-en-exploracion-y-produccion-e-p-de-petroleo-y-gas-en-colombia-2022-y-perspectivas-2023/file>

Fedesarrollo (2018) *Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Santander* Recuperado de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3669/CDF_No_66_Septiembre_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Global Reporting (2016). *GRI 303: Agua* Recuperado de

<https://www.globalreporting.org/standards/media/1450/spanish-gri-303-water-2016.pdf>

IDEAM (2022) *Estudio Nacional del Agua* Recuperado de

<http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/024011/024011.pdf>

Naranjo, C., Muñoz, S. & Zapata, A (2010). *Factibilidad Experimental De La Inyección De Agua En Las Arenas Mugrosa Del Campo Lisama*. 8(1), 5-15. Recuperado de

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/1147>

Observatorio Ambiental de Bogotá (2022) *Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono*

ECDBC

Recuperado

de

https://oab.ambientebogota.gov.co/?post_type=dlm_download&p=21688

Rial, A. & González, A (2020). *Reúso del agua de producción de hidrocarburos: reto y*

oportunidad. 23(1), 101-114. Recuperado de <https://doi.org/10.15446/ga.v23n1.87664>

S&P Global (2023) *The Sustainability Yearbook 2023* Recuperado de

<https://www.spglobal.com/esg/csa/yearbook/>

UPME (2013). *Cadena del Petróleo*. Recuperado de

http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf