

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO
HIDRÁULICO Y GAS LIFT EN CAMPOS COLOMBIANOS

JOSE DANIEL QUINTERO SARMIENTO
VANESSA RIOS PÉREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2021

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO
HIDRÁULICO Y GAS LIFT EN CAMPOS COLOMBIANOS

JOSE DANIEL QUINTERO SARMIENTO
VANESSA RIOS PÉREZ

Trabajo de grado para optar título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Erik Giovany Montes Páez
M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector:

Robert Eduardo Padrón García
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y orientarme por el mejor camino, por darme tantas bendiciones a lo largo de mi vida y por brindarme una familia tan maravillosa.

A mi Papa y mi Mama, que son unos seres maravillosos llenos de amor, cariño, comprensión, apoyo, sinceridad. Estoy seguro de que la ayuda incondicional que me brindan y las palabras de amor son el motor que me motiva a ser una mejor persona cada día. No hubiera podido lograr nada de esto sin ustedes, los amo.

A mi hermano por las risas los buenos momentos y el apoyo que me brinda. En general a toda mi familia, mis primos, mis tíos, mis abuelos, que ya no se encuentran en cuerpo, pero estoy seguro de que están orgullosos de mí y fueron un pilar fundamental en mi formación.

A Paula por su amor y por estar incondicionalmente, por motivarme a ser cada día mejor y dar lo mejor de mí en cada circunstancia de la vida.

A todas las personas y amigos que hice a lo largo de mi paso por la universidad, hicieron de esta época la mejor de mi vida.

JOSE DANIEL QUINTERO SARMIENTO

DEDICATORIA

A mi Padre, Dios Todopoderoso, que está por encima de todos y todo, pero aun así me ve y se preocupa por los detalles más pequeños y las situaciones más grandes que pasan en mi vida. Gracias porque me conoce, me entiende, me cuida, me ama, me enseña, me transforma, me da regalos que no merezco todo el tiempo y porque es bueno, todo el tiempo. Gracias porque me permitió entrar a la universidad, porque permitió que mis papás tuvieran los recursos para enviarme y sostenerme durante cada mes que estuve lejos de casa, y porque me permitió conocer tantas personas geniales. Gracias por tu grandeza insondable, Señor, y por estar conmigo.

También le dedico esto a esas personas geniales que conocí en la UIS. A mis compañeros de carrera, a mis amigos de cru y a mis amigos que me llevaron a ver y vivir la espiritualidad de forma práctica, a mis amigos de la residencia en la que viví, a los que conocí gracias a que la UIS está en Bucaramanga, a las amigas que encontré en OU y aun me quieren, a mis familiares que me apoyaron con palabras y mucho más que eso durante mi estadía en otra ciudad; y a todos los que me acompañaron y dieron fuerzas durante cada semestre... y en especial los últimos que parecían no acabar con todo lo que estaba sucediendo en el país y en el mundo.

Y le dedico esto a las tres personas que tuve que dejar en casa, en Cúcuta, que ni por un solo momento dejaron de apoyarme de maneras visibles e invisibles. A mi mami que me ama más de lo que podré entender, que siempre quiso y quiere que haga lo que más me gusta, y que con trabajo duro me ha apoyado siempre y es mi mejor amiga. A mi papá que en todo momento quiere darme lo mejor y trabajó duro toda su vida, sin descanso, para así poder mostrarnos su amor. Y mi hermanito que me da ánimos, me escucha, me hace reír, me aguanta, me perdona, me sonrío, y me ama mucho. Les dedico este título que los hace incluso más felices a ustedes que a mí, porque así de inexplicable es su amor.

Vanessa Rios Pérez

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este libro agradecemos especialmente a:

La Universidad Industrial de Santander, por ser nuestra alma máter y brindarnos las herramientas para ser profesionales en todo el sentido de la palabra, y personas que impacten de forma positiva al país.

Al M.Sc. Erik Giovany Montes Páez, director de esta tesis, por su apoyo, conocimiento, comprensión y cariño hacia nosotros, es algo que no vamos a olvidar nunca. Además, es uno de los mejores profesores que hemos conocido y se nota lo mucho que ama enseñar.

Al Ingeniero Robert Eduardo Padrón García, codirector de esta tesis, por su continua ayuda, disposición y colaboración que fue fundamental en el desarrollo del proyecto.

Al grupo de investigación Galileo por querer hacer algo diferente, y a todos sus integrantes por su disposición para ayudarnos a mejorar continuamente.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1 USO DE LA ENERGÍA Y HUELLA DE CARBONO	17
2.1.1 Cálculo de la huella de carbono	21
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	24
2.2.1 Gas lift	26
2.2.2 Bombeo hidráulico	31
3. METODOLOGÍA	37
3.1 DISEÑO Y SENSIBILIDADES	37
3.1.1 Diseño del gas lift	39
3.1.2 Sensibilidades del gas lift.....	49
3.1.3 Diseño del jet pump	52
3.1.4 Sensibilidades del jet pump	56
3.2 CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	59
3.2.1 Resultados de la huella de carbono en el sistema gas lift	60
3.2.2 Resultados de la huella de carbono en el sistema jet pump.....	62
3.3 BALANCE ENERGÉTICO.....	63
3.3.1 Gas lift	64
3.3.2 Jet pump.....	66
3.4 BALANCE FINANCIERO	67

3.4.1 Gas lift	68
3.4.2 Jet pump	70
3.5 ANÁLISIS FINANCIERO.....	71
3.5.1 Gas lift	72
3.5.2 Jet pump	73
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	75
4.1 GAS LIFT.....	75
4.2 JET PUMP	82
4.3 COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .	90
5. CONCLUSIONES	92
6. RECOMENDACIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Consumo de energía mundial (1965-2019).....	17
Figura 2. Emisiones anuales de CO ₂ (1965-2019).....	18
Figura 3. Fases en el estudio de un análisis de ciclo de vida.....	23
Figura 4. Esquemas de gas lift continuo e intermitente.....	27
Figura 5. Esquemas de los dos tipos principales de bomba hidráulica	33
Figura 6. Interfaz SNAP.....	40
Figura 7. Pestaña General.....	41
Figura 8. Pestaña PVT	41
Figura 9. Pestaña Inflow y curva IPR Valle Superior Magdalena	42
Figura 10. Pestaña Wellbore.	42
Figura 11. Gráfica Presión vs. Caudal con sensibilidades de profundidad.	43
Figura 12. Gráfico de caudal total de líquido contra la relación total de gas líquido.	44
Figura 13. Pestaña de Gas Lift Details.....	45
Figura 14. Parámetros del gas lift.	46
Figura 15. Gráfico de diseño de válvulas.	47
Figura 16. Interfaz de SNAP.....	53
Figura 17. Pestaña general. Tomado del software SNAP.....	54
Figura 18. Parámetros diseño jet pump.	54
Figura 19. Gráfica de diseño de jet pump.	55
Figura 20. Otros parámetros calculados en el diseño de jet pump.....	56
Figura 21. Huella de carbono (ton CO ₂ /año) en el sistema gas lift.....	75
Figura 22. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Llanos Orientales.	76
Figura 23. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Medio del Magdalena.....	76

Figura 24. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Catatumbo.	77
Figura 25. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Superior del Magdalena.	78
Figura 26. Efecto del corte de agua en la huella de carbono. Gas lift.	79
Figura 27. Efecto de la gravedad API en la huella de carbono. Gas lift.	79
Figura 28. Efecto de la profundidad de pozo en la huella de carbono. Gas lift.	80
Figura 29. Efecto de la presión de yacimiento en la huella de carbono. Gas lift.	80
Figura 30. Análisis financiero. Caso de mayor producción vs. Caso de menor huella de carbono.	81
Figura 31. Huella de carbono (ton CO ₂ /año) en el sistema jet pump.	82
Figura 32. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Llanos Orientales.	83
Figura 33. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Medio del Magdalena.	84
Figura 34. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Catatumbo.	85
Figura 35. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Superior del Magdalena.	85
Figura 36. Efecto del corte de agua en la huella de carbono. Jet pump.	86
Figura 37. Efecto de la gravedad API en la huella de carbono. Jet pump.	87
Figura 38. Efecto de la profundidad de pozo en la huella de carbono. Jet pump.	88
Figura 39. Efecto de la presión de yacimiento en la huella de carbono. Jet pump.	88
Figura 40. Análisis financiero. Caso de mayor producción vs. Caso de menor huella de carbono.	89
Figura 41. Comparación entre los sistemas de levantamiento artificial. Promedio de huella de carbono por barril producido.	91

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Screening para la aplicación del sistema de gas lift.	31
Cuadro 2. Screening para la aplicación del sistema de jet pump.	36
Cuadro 3. Datos pozos tipo.	38
Cuadro 4. Profundidad válvula de operación utilizada en la sensibilización.	50
Cuadro 5. Relaciones gas líquido utilizadas en la sensibilización.	50
Cuadro 6. Resultados de sensibilidades del sistema gas lift.	51
Cuadro 7. Resultados de sensibilidades del sistema jet pump.	58
Cuadro 8. Resultados de la huella de carbono del sistema gas lift.	61
Cuadro 9. Resultados de la huella de carbono del sistema jet pump.	62
Cuadro 10. Poder calorífico del aceite pesado y liviano.	63
Cuadro 11. Balance energético del sistema gas lift.	65
Cuadro 12. Balance energético del sistema jet pump.	66
Cuadro 13. Balance financiero en el sistema gas lift.	69
Cuadro 14. Balance financiero en el sistema jet pump.	70
Cuadro 15. Análisis financiero para los casos con mayor producción en el sistema gas lift.	72
Cuadro 16. Análisis financiero para los casos con menor huella de carbono en el sistema gas lift.	72
Cuadro 17. Análisis financiero para los casos con mayor producción en el sistema jet pump.	73
Cuadro 18. Análisis financiero para los casos con menor huella de carbono en el sistema jet pump.	74

LISTA DE ANEXOS

Los anexos están adjuntos y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

Anexo A. Archivo de Excel, Evaluación de la huella de carbono en SLA.

Anexo A-1. Screening de gas lift y jet pump.

Anexo A-2. Datos Pozos Tipo.

Anexo A-3. Poder calorífico.

Anexo A-4. Evaluación GAS LIFT.

Anexo A-5. Sensibilidades gas lift.

Anexo A-6. Economía gas lift.

Anexo A-7. Evaluación JET PUMP.

Anexo A-8. Sensibilidades jet pump.

Anexo A-9. Economía jet pump.

Anexo A-10. Gráficas.

Anexo A-11. Huella de carbono.

Anexo A-12. Resultados de SNAP.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO Y GAS LIFT EN CAMPOS COLOMBIANOS*

AUTORES: JOSE DANIEL QUINTERO SARMIENTO, VANESSA RIOS PÉREZ**

PALABRAS CLAVE: HUELLA DE CARBONO, EMISIONES, DIÓXIDO DE CARBONO, SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, GAS LIFT, BOMBEO HIDRÁULICO, IMPACTO AMBIENTAL.

DESCRIPCIÓN:

La lucha contra el cambio climático es cada vez más relevante y las implicaciones sociales, políticas y económicas relacionadas con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se encuentran en incremento. Para la industria petrolera, actuar en línea con la agenda mundial en cuanto a protección ambiental debe ser una prioridad.

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son claves para la industria petrolera, ya que aportan la energía necesaria para llevar los fluidos desde el pozo hasta superficie. Para seleccionar qué tipo de SLA se instalará en un pozo, se utilizan varios factores técnicos y económicos. Este proyecto busca incluir un parámetro ambiental en este proceso de selección: la huella de carbono.

En el presente trabajo se desarrolla una evaluación técnica, financiera, ambiental y energética a los sistemas de levantamiento artificial gas lift y jet pump en diferentes pozos tipo ubicados en diversas cuencas sedimentarias de Colombia: Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. Para el diseño y aplicación de sensibilidades a los pozos se usó SNAP, un software gratuito de la compañía Ryder Scott. Finalmente, se compararon los resultados referentes a la huella de carbono de los sistemas evaluados con resultados obtenidos en estudios anteriores de otros sistemas y se encontraron maneras de aumentar la eficiencia energética de las prácticas en la industria, además de generar una iniciativa para prevenir el impacto que las emisiones de GEI producen en el ambiente y en la vida humana.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ingeniero Robert Eduardo Padrón García.

ABSTRACT

TITLE: CARBON FOOTPRINT EVALUATION OF JET PUMPING AND GAS LIFT SYSTEMS IN COLOMBIAN FIELDS*

AUTHORS: JOSE DANIEL QUINTERO SARMIENTO, VANESSA RIOS PÉREZ**

KEY WORDS: CARBON FOOTPRINT, CARBON DIOXIDE, EMISSIONS, ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS, GAS LIFT, HYDRAULIC PUMPING, ENVIRONMENTAL IMPACT.

DESCRIPTION:

The fight against climate change is increasingly relevant, and the social, political, and economic implications related to the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions are on the rise. The oil and gas industry must make it a priority to act in line with the global environmental protection agenda.

Artificial lift systems (ALS) are key to the oil industry, as they provide the energy needed to lift fluids from the wellbore to the surface. Several technical and economic factors are used to select which type of ALS should be installed in a well. This project seeks to include an environmental parameter in this selection process: the carbon footprint.

This work develops a technical, financial, environmental and energy evaluation of gas lift and jet pump artificial lift systems in different type wells located in various sedimentary basins of Colombia: Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo and Valle Superior del Magdalena. SNAP, a free software from Ryder Scott, was used for the design and application of sensitivities to the wells. Finally, the results regarding the carbon footprint of the evaluated systems were compared with results obtained in previous studies of other systems and ways were found to increase the energy efficiency of practices in the industry, in addition to generating an initiative to prevent the impact of GHG emissions on the environment and human life.

* Bachelor Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Advisor: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc. Co-advisor: Robert Eduardo Padrón García, Engineer.

INTRODUCCIÓN

La lucha contra el cambio climático es cada vez más relevante en diversas esferas mundiales, por esto las implicaciones sociales, políticas y económicas relacionadas con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se encuentran en incremento. De acuerdo con el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)⁵, para impedir los efectos más peligrosos del calentamiento global es indispensable tomar acciones ambiciosas de mitigación y evitar que la temperatura mundial supere el límite de 2 grados centígrados establecido como objetivo por los países. En línea con esto, Colombia planea reducir las emisiones de gases efecto invernadero del país en un 51% para el año 2030, según el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible⁶. La industria petrolera no es ajena a este fenómeno, por lo que actuar de acuerdo con la agenda mundial en cuanto a protección ambiental es una prioridad.

En la etapa de producción de un campo petrolero, los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son claves para aportar la energía necesaria para llevar los fluidos desde el pozo hasta superficie. Para seleccionar qué tipo de SLA se instalará en un pozo se consideran factores técnicos y factores económicos. Este proyecto busca incluir un parámetro ambiental y energético en este proceso de selección: la huella de carbono, que describe la cantidad de emisiones de GEI asociadas a una empresa, actividad, servicio, o producto.

⁵ INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Global Warming of 1.5°C. ALLEN, Myles R. DUBE, Opha Pauline. SOLECKI, William, Autores principales coordinadores. 2018. p. 54, 70-71.

⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Colombia reducirá en un 51% sus emisiones de gases efecto invernadero para el año 2030. Bogotá. 26, noviembre, 2020. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4877-colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-de-gases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030#>

La iniciativa de incluir un parámetro ambiental en la selección de los SLA se dio por Useche y Martínez⁷, en su trabajo donde evaluaron la huella de carbono de los sistemas bombeo mecánico, bombeo electrosumergible (BES), y bombeo por cavidades progresivas. Más adelante, Hernández y Uribe⁸ aplicaron el estudio a un caso real, evaluando la huella de carbono del sistema de BES en un campo de la cuenca Caguán-Putumayo. Como resultado, el presente proyecto se enfoca en la evaluación de dos sistemas adicionales al primer trabajo realizado: el gas lift y el bombeo hidráulico tipo jet. Para el desarrollo de esta evaluación, se consideraron las emisiones de dióxido de carbono asociadas al consumo de energía eléctrica por los sistemas de levantamiento artificial, considerando exclusivamente la etapa de uso. Se consideró un año como periodo de tiempo para la evaluación.

En este estudio se realizó una evaluación técnica, financiera, ambiental y energética a pozos tipo ubicados en diferentes cuencas sedimentarias de Colombia: Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. Para el diseño y aplicación de sensibilidades a los pozos se usó SNAP, un software gratuito de la compañía Ryder Scott. Finalmente, se compararon los resultados referentes a la huella de carbono con resultados obtenidos en estudios anteriores y se encontraron maneras de aumentar la eficiencia energética de las prácticas en la industria, además de generar una iniciativa para prevenir el impacto que las emisiones de GEI producen en el ambiente y en la vida humana.

⁷ USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de investigación Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018.

⁸ HERNÁNDEZ CORREA, Mónica Fernanda. URIBE CASTILLO, Yurley Tatiana. Evaluación ambiental y energética del sistema de bombeo electrosumergible en un campo de crudo pesado de la cuenca Caguán-Putumayo. Trabajo de investigación Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2020.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la huella de carbono de los sistemas de bombeo hidráulico y gas lift en campos colombianos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el diseño de los sistemas de levantamiento artificial gas lift y bombeo hidráulico en campos colombianos.
- Hacer la sensibilidad de datos utilizando un software gratuito de análisis del sistema de producción.
- Establecer las condiciones en las cuales se genera la menor huella de carbono al implementar bombeo hidráulico y gas lift en los pozos estudiados.

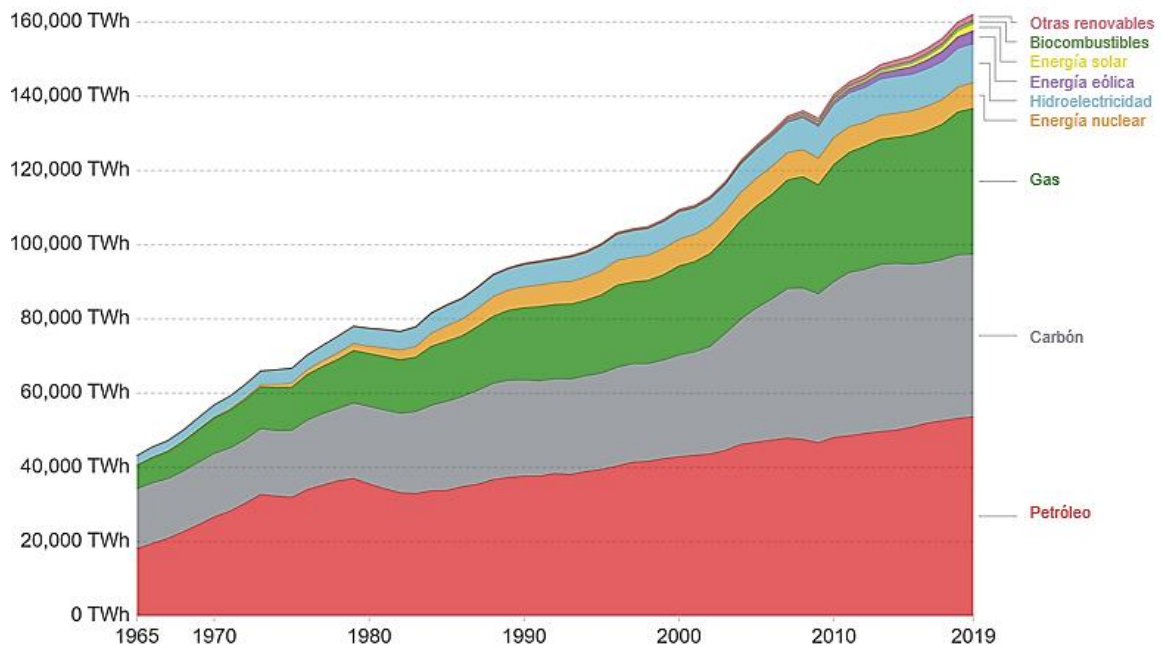
2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se considerarán los fundamentos teóricos y antecedentes del presente trabajo de investigación. Se recopilan y explican conceptos clave para este trabajo; el uso de la energía, la huella de carbono, y los sistemas de levantamiento artificial de gas lift y bombeo hidráulico tipo jet.

2.1 USO DE LA ENERGÍA Y HUELLA DE CARBONO

El consumo mundial de energía ha crecido a gran velocidad durante el último siglo como consecuencia del aumento en la población y el mejoramiento de la economía. Este incremento se presenta en la figura 1, donde el consumo de energía se mide en teravatio-hora. Como resultado del crecimiento del consumo, la demanda de las fuentes de energía disponibles se encuentra también en aumento.

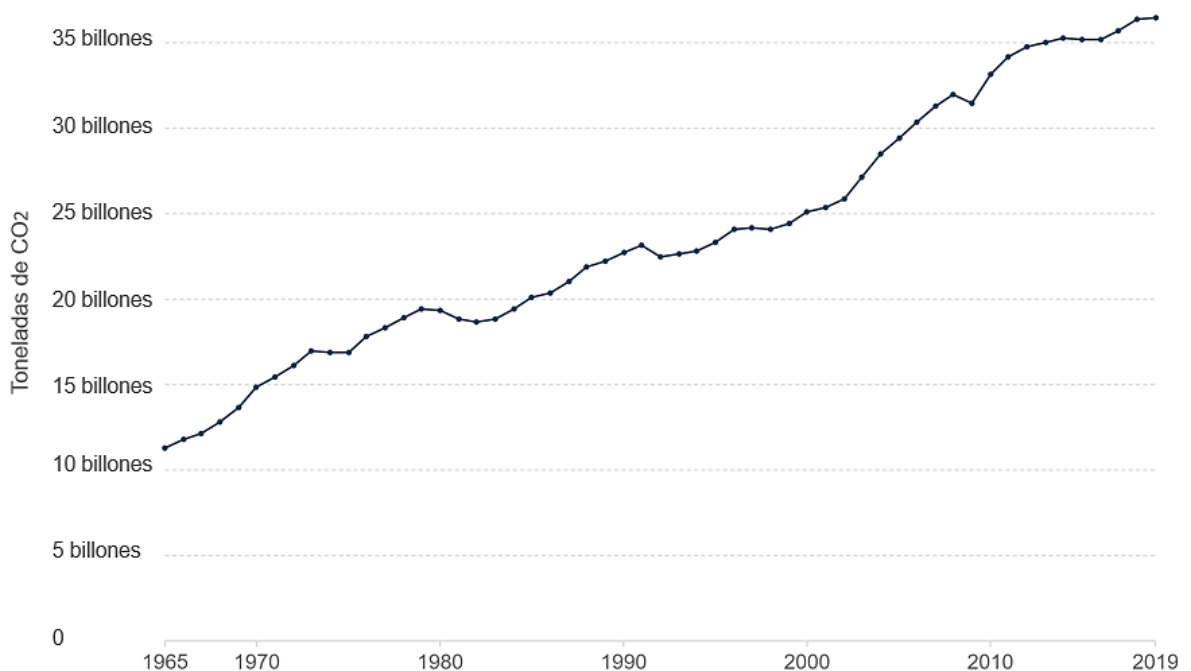
Figura 1. Consumo de energía mundial (1965-2019).



Fuente: Our World In Data & BP Statistical Review of World Energy. 2020. Modificado.

Si bien esto resulta en el mejoramiento del nivel de vida, los combustibles fósiles tienen un impacto de gran magnitud en el cambio climático y su creciente consumo se puede relacionar con el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En la figura 2 se observa el crecimiento de las emisiones de dióxido de carbono generadas por la combustión de combustibles fósiles para obtener energía y la producción de cemento.

Figura 2. Emisiones anuales de CO₂ (1965-2019).



Fuente: Global Carbon Project: Carbon Dioxide Information Analysis Centre (CDIAC) & Our World In Data. Modificado.

Una forma importante de abordar esta problemática ambiental es con la implementación de prácticas de eficiencia energética en todos los aspectos de la producción, distribución y consumo de energía. Un campo petrolero se encuentra en etapa de producción durante su vida útil, y dentro de esta etapa los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son claves. Analizar el consumo energético de los SLA

supone uno de los pasos significativos que se pueden dar hacia la eficiencia energética en un campo petrolero.

De acuerdo con Muthu⁹, la eficiencia energética es un recurso que está siendo usado para satisfacer la demanda energética y potenciar el crecimiento económico, y afirma que este recurso podría incluso llegar a considerarse como una fuente de energía. El objetivo principal de este recurso es obtener el mismo output¹⁰ con un menor uso de energía y es aplicable en tres grandes áreas: facilidades industriales, edificaciones, y transporte. La inversión en eficiencia energética proporcionaría entonces los retornos más efectivos. Asimismo, se debe mencionar que la eficiencia energética incluye la conservación de la energía, pero no se reduce a tomar medidas para disminuir su uso, sino que se asocia con el uso más eficiente y, por lo tanto, menos derrochador de esta en todas las etapas.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés)¹¹ reportó que, a través de la implementación de técnicas de eficiencia energética desde su adopción en el año 2000, hasta 2016, se alcanzó un ahorro energético del 12%. Los ahorros de energía pueden mitigar en gran medida las emisiones de GEI. En el Escenario de Desarrollo Sostenible de la AIE, la eficiencia energética aporta más del 40% de la reducción de estas emisiones durante los próximos 20 años.

Por lo tanto, teniendo en cuenta el creciente interés y preocupación alrededor del cambio climático, el uso de la energía de forma eficiente se convierte en un requisito, más allá de una opción. Los gases de efecto invernadero son los principales agentes

⁹ MUTHU, Subramanian Senthilkannan. Carbon Footprints: Case Studies from the Energy and Transport Sectors / Subramanian Senthilkannan Muthu, Editor. Singapore: Springer, 2019. p. 57.

¹⁰ El “output” de un proceso es el resultado, producto, o rendimiento de este.

¹¹ IEA. Energy Efficiency. Paris, 2017. Citado por MUTHU, Subramanian Senthilkannan. Carbon Footprints: Case Studies from the Energy and Transport Sectors / Subramanian Senthilkannan Muthu, Editor. Singapore: Springer, 2019. p. 58.

que contribuyen al calentamiento global, y entre ellos, el dióxido de carbono (CO₂) es el principal impulsor de este fenómeno. Como muestran Kanoglu y Cengel¹², “la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera a fecha de 2019 es de 410 ppm o 0,41%. Esto es 20 por ciento más alto en comparación al nivel de hace un siglo”. El incremento de CO₂ afecta el incremento de la temperatura de la Tierra, que en el último siglo se indica ha sido cerca de 0,5°C y para 2100 se estima que se eleve 2°C. Esto produce cambios severos en el clima y el bienestar humano. También se predice un incremento en enfermedades epidémicas y efectos adversos en las condiciones de salud humanas, debido a las temperaturas más altas. La urgencia de adoptar medidas para combatir el cambio climático y sus efectos es impulsada por las Naciones Unidas¹³, con el objetivo número 13 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible pertenecientes a la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible, aprobada en 2015.

Así que la evaluación de la cantidad de emisiones de GEI producidas por una actividad u organización es fundamental para la mitigación del cambio climático. La huella de carbono es el parámetro que describe estas emisiones. Se expresa en unidades de CO₂ equivalente, típicamente en toneladas, y considera los seis tipos de gases considerados en el Protocolo de Kioto, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). Además de promover los esfuerzos por la disminución de emisiones de dióxido de carbono, y así prevenir el impacto que este produce en la vida humana y el medio ambiente, contribuye a la creación de un mercado de productos y servicios de bajo carbono que incluye ahorros en energía y los costos asociados a esta.

¹² KANOGLU, Mehmet. CENGEL, Yunus A. Energy Efficiency and Management for Engineers. 1st Ed. McGraw-Hill Education, 2020. p. 6.

¹³ NACIONES UNIDAS. Acción por el clima: Por qué es importante para las empresas. 2016. Disponible en: www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/13-Spanish_Why-it-Matters.pdf

2.1.1 Cálculo de la huella de carbono. El cálculo de la huella de carbono, de acuerdo con el Departamento de Medio Ambiente, Alimentación y Medio Rural de Reino Unido¹⁴, proporciona beneficios tanto ambientales como económicos, ya que permite definir mejores objetivos y políticas para manejar y reducir las emisiones de GEI, cumplir con las reglamentaciones establecidas por el gobierno y la industria, y además proveer información de interés a los clientes o público en general.

Como menciona Ihobe¹⁵, de acuerdo con el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol en inglés), y la norma ISO 14064, las fuentes de emisiones se clasifican según su origen en tres alcances diferentes:

- Alcance 1: Emisiones de GEI provenientes de fuentes que pertenecen o son controladas por la organización, también se conocen como emisiones directas. En el presente estudio las emisiones no provienen de fuentes consideradas en este alcance.
- Alcance 2: Emisiones de GEI provenientes de la generación de electricidad, calor de vapor de origen externo consumidos por la organización, también se conocen como emisiones indirectas por energía. En nuestro caso, las emisiones se relacionaron con este alcance, ya que provienen del consumo eléctrico de la unidad correspondiente a cada SLA.
- Alcance 3: Emisiones de GEI diferentes de la emisión indirecta por energía, que es consecuencia de las actividades de la organización pero que se origina en fuentes que son controladas por otras organizaciones. En el

¹⁴ REINO UNIDO. DEPARTAMENTO DE MEDIO AMBIENTE, ALIMENTACIÓN Y ASPECTOS RURALES. Guidance on measuring and reporting Greenhouse Gas (GHG) emissions from freight transport operations. 2010. Disponible en: archive.defra.gov.uk/environment/business/reporting/pdf/ghg-freight-guide.pdf

¹⁵ IHOBE, Sociedad Pública de Gestión Ambiental. 7 metodologías para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero. Bilbao, España. 2013.

presente trabajo las emisiones sí son indirectas por energía, por lo que se encuentran fuera de este alcance.

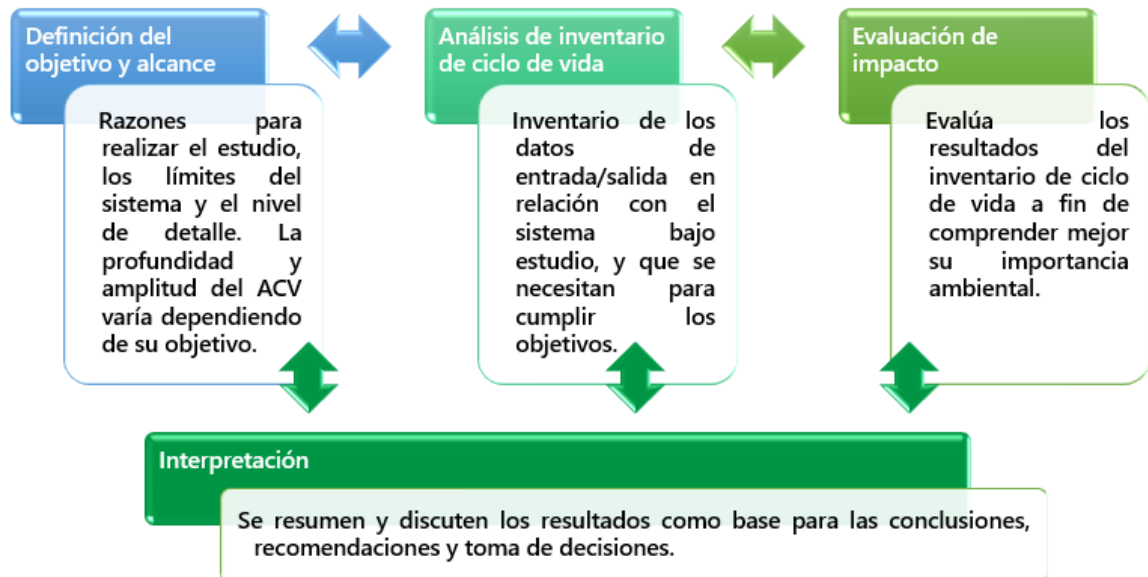
Los estándares más utilizados en la medición de la huella de carbono se clasifican según si se va a evaluar una organización o un producto. Ihobe¹⁶ plantea que, para una organización, se debe generar un inventario de las emisiones directas e indirectas en un periodo de tiempo determinado o año base. Las metodologías más comunes son: GHG Protocol e ISO 14641. Por otro lado, se contempla que para un producto o servicio el inventario abarca las emisiones a lo largo de todo el ciclo de vida del producto o servicio, desde la obtención de la materia prima hasta que se convierte en residuo. Los marcos metodológicos internacionales aceptados son: Norma PAS 2050, ISO 14067, 14040 y 14044.

Tomando en cuenta los objetivos en cuestión del presente proyecto, se escogió la metodología definida por la Norma NTC-ISO 14040¹⁷, que es la aplicación para Colombia de la norma internacional ISO 14040, y se evaluó la huella de carbono producida por un sistema de levantamiento artificial considerando que se miden las emisiones de GEI para un producto. Esta metodología se basa en el análisis del ciclo de vida (LCA por sus siglas en ingles), que, en el presente caso, es referente a cada sistema de levantamiento. En la figura 1 se muestran las cuatro partes en las que consiste esta metodología en la que se basa el cálculo de la huella de carbono realizado en este proyecto.

¹⁶ IHOBE, Sociedad Pública de Gestión Ambiental. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones. Bilbao, España. 2012.

¹⁷ NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC-ISO 14040. Gestión Ambiental. Análisis de ciclo de vida. Principios y marco de referencia. 2007

Figura 3. Fases en el estudio de un análisis de ciclo de vida



Fuente: NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC-ISO 14040. Gestión Ambiental. Análisis de ciclo de vida. Principios y marco de referencia. 2007. Modificado.

En ese orden de ideas, la metodología para calcular la huella de carbono (HC) se seguirá de acuerdo con lo establecido para la cuantificación de las emisiones generadas por cada sistema, mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$HC = \text{Dato de la actividad} \times FE \quad \text{Ecuación 1}$$

En donde:

HC es la huella de carbono que se mide en toneladas equivalentes de dióxido de carbono (ton CO₂e).

El dato de actividad define el grado o nivel en kWh de la actividad generadora de emisiones de GEI.

FE es el factor de emisión, que hace referencia a la cantidad de GEI emitidos por cada unidad de la actividad realizada, y varía según los estándares gubernamentales y el proceso a analizar.

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son mecanismos que suministran la energía necesaria para ayudar a llevar los fluidos del yacimiento a la superficie. Estos sistemas suelen ser la primera alternativa a la que se recurre cuando se desea incrementar la producción de un campo, o cuando se necesita la energía necesaria para producir, y en Colombia existe una gran variedad de este tipo de instalaciones.

La selección apropiada del sistema de levantamiento artificial es una garantía de producción eficiente durante la vida de los pozos, afirma Nguyen¹⁸, y en la actualidad la mayoría de las compañías poseen sus propias filosofías sobre cómo seleccionar el método idóneo considerando factores específicos del pozo y del yacimiento en cuestión. Sin embargo, entre los parámetros a evaluar no se reconoce la relevancia de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por los sistemas. El cambio climático es una realidad que impacta la vida humana y la forma en la que se realizan las tareas, por esto se evaluará la huella de carbono de los sistemas de levantamiento artificial implementados en Colombia, con el fin de incluir un parámetro ambiental a la hora de seleccionar un SLA.

Useche y Martínez¹⁹, quienes generan la iniciativa de incluir este parámetro ambiental en su trabajo de investigación en 2018, indican que los sistemas de levantamiento artificial convencionales en Colombia son el bombeo mecánico, el bombeo electrosumergible y el bombeo por cavidades progresivas. Sin embargo,

¹⁸ NGUYEN, Tan. Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications. Springer International Publishing. 2020. p. 318

¹⁹ USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de investigación Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. p. 27-32.

los principales objetos de estudio en el proyecto de investigación presente son el sistema de levantamiento por gas, o gas lift, y el bombeo hidráulico, que también se pueden clasificar como sistemas convencionales y se implementan en el país, aunque en menor medida.

El **bombeo mecánico** es el sistema de levantamiento artificial más común en los pozos petroleros, como consecuencia de su facilidad de operación, sus bajos costos, su vida relativamente larga. Este sistema consiste en la instalación de una bomba en subsuelo de acción reciprocante, que recibe energía a través de una sarta de varillas. El movimiento de la sarta abre y cierra las válvulas fijas y viajeras para permitir el flujo de fluidos hacia el pozo. Según Takács²⁰, este sistema ha superado la prueba del tiempo y sigue siendo una alternativa fiable. Un motor eléctrico o de combustión interna es el que abastece energía a la sarta de varillas.

El **bombeo electrosurgible** (BES o ESP por sus siglas en inglés), es un SLA que es considerado por Schlumberger²¹ como el más versátil. Las bombas que lo componen levantan los fluidos mediante rotación centrífuga, y son accionadas por un motor eléctrico sumergible ubicado en el fondo de la tubería de producción. Un cable blindado atado al exterior de la tubería es el que abastece de energía al motor, y lo conecta a los controles de superficie.

El **bombeo por cavidades progresivas** (PCP por sus siglas en inglés), describe bombas de desplazamiento positivo constituidas por un rotor ubicado al interior de un estator. El rotor es un tornillo con roscas redondas y el estator tiene una distancia

²⁰ TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook. Elsevier. 2015. p. 8

²¹ SCHLUMBERGER. The Defining Series: Artificial Lift. Rick Von Flatern, Editor Senior. Oilfield Review 27, no. 2, 2015.

Disponible en: www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-artificial-lift

mayor y una rosca más que el rotor. Lea, Nickens y Wells²² explican que cuando el rotor gira dentro del estator, se forman una serie de cavidades selladas que avanzan en dirección ascendente y se llenan con el líquido de formación. El movimiento del rotor se realiza mediante una sarta de varillas conectada a un motor en la superficie o mediante un motor eléctrico situado en el fondo de la bomba que mueve el fluido hacia arriba.

2.2.1 Gas lift. El sistema de levantamiento artificial por gas, referido principalmente como gas lift, es un sistema que inyecta gas a altas presiones desde superficie, a través del anular, hacia los fluidos que han entrado en la tubería de producción desde la formación. El gas se mezcla con los fluidos del pozo, lo que da lugar a una menor densidad y viscosidad del fluido, y menores pérdidas por elevación y pérdidas por fricción, permitiendo que los fluidos lleguen a los sistemas de recolección y tratamiento a las tasas requeridas. El gas inyectado reduce la presión hidrostática del fluido al reducir su densidad, lo que permite que la presión de yacimiento levante los fluidos que han sido aligerados.

Existen dos grandes categorías de gas lift: continuo e intermitente. En el método de **gas lift continuo**, el gas se inyecta de manera continua y funciona al reducir la densidad, y viscosidad, del fluido y por tanto la presión hidrostática del mismo. Takács²³ afirma que el gas lift continuo se puede considerar como la continuación de la producción por flujo natural, y es el método usado en la mayoría de los pozos con instalaciones de este SLA.

Por otro lado, el **gas lift intermitente** funciona bajo un principio de operación que desplaza físicamente baches, o “slugs”, de líquido a superficie, en lugar de reducir

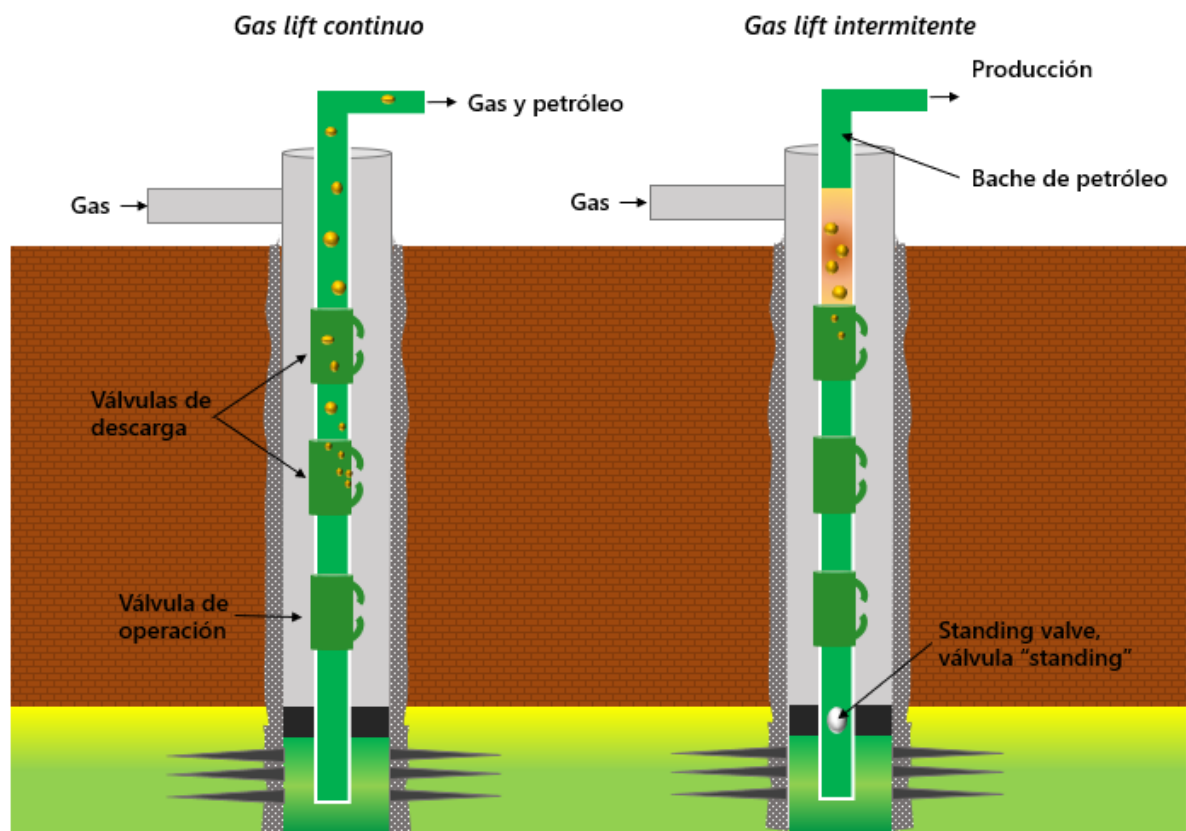
²² LEA, James. NICKENS, Henry. WELLS, Michael. Gas Well Deliquification – Solution to Gas Well Liquid Loading Problems. Elsevier. 2003. p. 252.

²³ TAKÁCS, Gábor. Gas Lift Manual. Pennwell Books. 2005. p. 5

la densidad del fluido que se está produciendo. Cuando se acumula cierta cantidad de líquido en pozo, se inyecta el gas a través del tubing y así se eleva la columna de fluido en forma de slug. A medida que se produce cada slug de líquido, la inyección de gas se interrumpe para permitir que el volumen de fluido se acumule nuevamente.

En la siguiente figura se presentan esquemas de ambas categorías de gas lift, y se señalan algunos de sus principales componentes.

Figura 4. Esquemas de gas lift continuo e intermitente.



Fuente: Elaboración propia.

Los componentes claves de este sistema de levantamiento artificial son las válvulas de gas lift, que regulan el flujo del gas que está siendo inyectado en la columna de

fluido. Dependiendo de la ubicación de la válvula en la sarta de la tubería de producción, se puede usar como válvula de operación o como válvula de descarga.

La válvula de operación es la ubicada a mayor profundidad. Se diseña para garantizar que se inyecte la cantidad adecuada de gas a la profundidad apropiada para optimizar el rendimiento del pozo.

Las válvulas de descarga son situadas a profundidades predeterminadas por encima de la válvula de operación. Su función es reducir progresivamente el nivel estático de fluido de un pozo que ha iniciado producción. A medida que el gas se inyecta en el pozo, cada válvula de descarga se activa o abre de manera secuencial, de arriba abajo. Cuando el nivel de líquido desciende por debajo de la válvula, esta se cierra y la siguiente en la secuencia, que se encuentra a menor profundidad, se abre. Esto sucede hasta que la única válvula activa es la de operación. Las válvulas de descarga se mantienen cerradas durante la producción normal.

Las válvulas son operadas por presión porque son activadas o desactivadas en respuesta a la presión del gas de inyección, la presión del fluido de producción, o ambas. Estos dispositivos se ubican dentro de mandriles que se configuran a profundidades determinadas en el diseño del sistema. Para Hernández²⁴, la parte más importante en el diseño de las instalaciones de gas lift es el espaciamiento de mandriles, donde se define el número y la posición de las válvulas de descarga, y se precisa la profundidad de inyección de la válvula de operación.

En superficie, el gas usado para inyección usualmente se obtiene en los separadores, donde se remueve el gas de los fluidos producidos. Si el gas no es suficiente, se pueden tener suministros de gas para cumplir la demanda. Antes de

²⁴ HERNANDEZ, Ali. Fundamentals of Gas Lift Engineering. Saint Louis: Elsevier Science and Technology. 2016.

ser inyectado, el gas debe fluir a través de equipos, como scrubbers²⁵, donde se le remueven las impurezas.

Cuando el gas cumple la demanda en cuanto a cantidad y estándares de pureza, es movido a un compresor. En el compresor se le suministra la energía necesaria para que la presión del gas alcance los niveles deseados. El compresor debe proveer la presión de descarga apropiada, y es el equipo que contribuye, en mayor medida, al incremento de la huella de carbono en el sistema de gas lift porque es el principal consumidor de energía, como explican Dong, Helmers y Reimers²⁶.

Como se mencionó anteriormente, la mayoría de los pozos con instalaciones de gas lift aplican la inyección continua de gas. En el desarrollo de este proyecto se diseñaron instalaciones de gas lift continuo, teniendo en cuenta que los aspectos fundamentales son las profundidades a las que se inyecta el gas y los volúmenes de gas a inyectar. Además, la evaluación de la huella de carbono se llevó a cabo considerando el consumo energético del compresor.

De acuerdo con Brown²⁷, al igual que otros sistemas de levantamiento artificial, el gas lift ofrece un número de beneficios a la vez que posee algunas limitaciones. Algunas de las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento por gas se detallan a continuación:

²⁵ Dispositivo para retirar agua, líquidos no deseados, materiales extraños o suciedad que puedan formar parte del curso de flujo de gas.

²⁶ DONG, Hongkun. HELMERS, Per Bloch. REIMERS, Oyvind. Reducing CO2 Emissions through the Selection of an Energy-Efficient Artificial Lift Method. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. 2019.

²⁷ BROWN, Kermit E. Overview of Artificial Lift Systems. Journal of Petroleum Technology. Vol. 34, No. 10. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 1982.

a. Ventajas:

- Flexibilidad con un amplio rango de caudales de producción.
- Tiene un manejo de sólidos relativamente bueno.
- Los sistemas de gas lift pueden ser aplicados en pozos con bajas productividades.
- Se puede usar en pozos desviados y en ambientes de altas temperaturas.
- Apto para producir pozos con altas relaciones gas-líquido, contrario a los sistemas asistidos por bombas, donde producir gas perjudica la eficiencia.
- La fuente de poder puede ubicarse de forma remota.
- Las instalaciones requieren de poco espacio en superficie y los costos de los equipos y mantenimiento son bajos comparados con otros sistemas.
- Las válvulas pueden cambiarse permitiendo que la operación se adapte a los cambios en producción dados en la vida de un pozo.
- Manejo fácil de temperaturas de subsuelo altas, o ambientes corrosivos.

b. Desventajas:

- Se deben poseer cantidades suficientes de gas para emplear en el levantamiento.
- La necesidad de proporcionar facilidades de compresión y tratamiento de gas.
- No se puede reducir la presión de fondo del pozo a los niveles bajos que son alcanzados por los sistemas asistidos por bombas.
- Presenta dificultades con crudos emulsionados y crudos viscosos.
- Existen problemas de seguridad asociados al gas a alta presión.
- Posee una baja eficiencia energética en comparación a los otros sistemas.

Con el fin de sintetizar los principales criterios técnicos que se tienen en cuenta al seleccionar el sistema de levantamiento artificial por gas, se presenta el cuadro 1.

Cuadro 1. Screening para la aplicación del sistema de gas lift.

Máxima profundidad de operación (ft TVD)	18000
Máximo volumen de operación (BFPD)	50000
Máxima temperatura de operación (°F)	450
Manejo frente a la corrosión	Bueno a excelente
Manejo de gas	Excelente
Manejo de sólidos	Bueno
Gravedad API de los fluidos	>15°
Servicio de pozo	Wireline o workover
Principal impulsor	Compresor
Aplicación costa afuera	Excelente
Eficiencia del sistema	10 a 30%

Fuente: WEATHERFORD. Lift Type Selection. 2006. Modificada.

2.2.2 Bombeo hidráulico. Un sistema de bombeo hidráulico es aquel que consiste en un fluido motriz, que puede ser agua o petróleo, una unidad de bombeo en el fondo del pozo que se acciona por este fluido, y una unidad de potencia en superficie conectada a una fuente de poder que impulsa el fluido de potencia, o fluido motriz. En subsuelo, el fluido de potencia se mezcla con el fluido producido y la mezcla resultante ejerce una presión hidrostática más ligera que la del fluido de formación por sí solo, así se reduce la resistencia al flujo.

Existen dos tipos principales de este SLA, clasificadas según el tipo de bomba empleada en subsuelo: la bomba reciprocante o tipo pistón, y la bomba tipo jet. Aunque el fluido motriz es quien proporciona la energía necesaria para levantar los fluidos en ambos tipos, el principio de operación de cada bomba es muy diferente.

Brown²⁸ define una **bomba hidráulica tipo pistón** como un conjunto de motor y bomba estrechamente acoplados. El fluido de potencia, o fluido motriz de alta presión, fluye desde la superficie hasta la bomba hidráulica a través de un conducto, y hace que el extremo motor de la bomba gire, forzando el pistón hacia el otro extremo. La bomba, o extremo bomba, es impulsada por esto y causa el movimiento del fluido de potencia y los fluidos producidos a la superficie, a través de uno o más conductos adicionales. Este sistema puede alcanzar altas eficiencias si se restringe la cantidad de gas libre presente y el porcentaje de sólidos de los fluidos es mínimo.

El **bombeo hidráulico tipo jet**, o jet pump, difiere completamente de los principios de bombeo sin varilla, aunque es un SLA accionado hidráulicamente, afirma Takács²⁹. A diferencia del bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y el bombeo hidráulico tipo pistón, no utiliza una bomba de desplazamiento positivo, que presenta la desventaja de una menor vida útil cuando se tienen sólidos presentes. Esto no sucede en las bombas tipo jet por su importante característica de no poseer partes móviles. Este sistema funciona mediante el efecto de Venturi, transfiriendo la energía del fluido motriz inyectado al fluido producido de la formación, y después levantando ambos tipos de fluido hacia la superficie. Petrie³⁰ explica el proceso de la siguiente manera:

- i. El fluido motriz se inyecta a altas presiones desde superficie hacia la bomba tipo jet, ubicada en el subsuelo.
- ii. El fluido motriz pasa a la estrecha boquilla donde su energía potencial es convertida en energía cinética al convertirse en un chorro de alta velocidad.

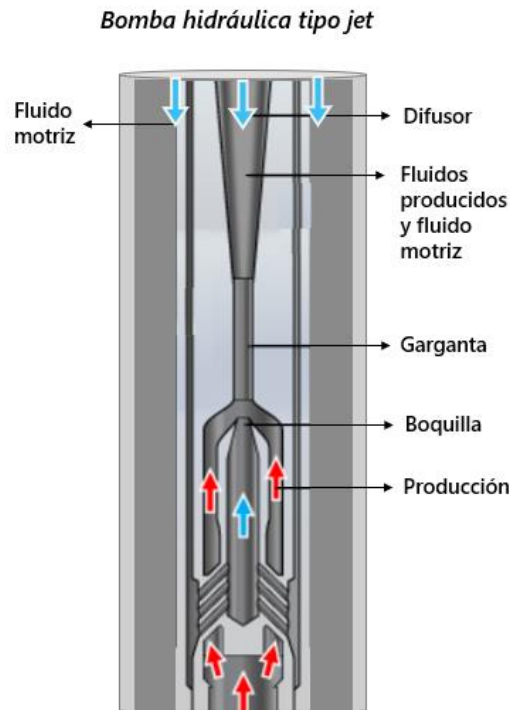
²⁸ BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 4. The University of Tulsa. PennWell Books. p. 211

²⁹ TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook. Elsevier. 2015. p. 2

³⁰ PETRIE, H. Hydraulic Pumping. En Petroleum Engineering Handbook. Howard B. Bradley, Editor. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 1987.

- iii. La presión del fluido motriz cae por debajo de la presión de succión de la bomba y los fluidos del pozo son arrastrados hacia esta donde rodean el chorro generado anteriormente.
- iv. Los fluidos producidos del pozo y el fluido motriz son llevados hacia la garganta, un núcleo cilíndrico con un diámetro mayor al de la boquilla. Los fluidos se mezclan en la garganta y el momentum, o cantidad de movimiento, se transfiere del fluido de potencia al fluido del pozo. La corriente de fluidos mezclados sale de la garganta a gran velocidad.
- v. La corriente de fluidos entra al difusor. El área de expansión en el difusor causa la reducción de la velocidad del fluido y un aumento de presión que se usa para levantar la mezcla de fluidos hacia superficie.

Figura 5. Esquema de la bomba hidráulica tipo jet



Fuente: Elaboración propia.

En superficie, los componentes principales son el sistema del fluido motriz, el sistema de la bomba, y el sistema de cabeza de pozo y manifold de control. El sistema de fluido motriz puede ser cerrado o abierto, dependiendo de si se da la mezcla entre el fluido producido y el de potencia. El bombeo hidráulico tipo jet funciona gracias a la mezcla de estos fluidos, por lo que emplea un sistema abierto.

La principal fuente de energía del sistema es el motor eléctrico o de gasolina que impulsa las bombas en superficie, es decir que las emisiones generadas en el bombeo hidráulico se deben evaluar en estos equipos. El fluido de potencia es entregado a estas bombas para ser inyectado en el pozo. Adicional a los elementos de la bomba, en superficie se tiene una válvula de alivio, medidores de presión e interruptores de seguridad, ya que se manejan altas presiones y existe el riesgo potencial de incendio si se utiliza petróleo o aceite como fluido motriz.

Para el desarrollo del presente proyecto se diseñaron las instalaciones de jet pump, o bombeo hidráulico tipo jet, debido a su amplio rango de aplicación, fiabilidad, durabilidad, bajos costos de mantenimiento y capacidad de manejar altos volúmenes. A la hora del diseño, Cholet³¹ expresa lo crucial de prevenir el efecto de cavitación, que ocurre cuando la presión en la cabeza de la garganta es menor que la presión de vapor del fluido y resulta en severos daños para la bomba. Continúa explicando que esta prevención se realiza al mantener la relación apropiada entre el flujo por la garganta y el flujo a través de la boquilla, lo cual depende de los caudales de flujo especificados en el diseño. Además, se realizó la evaluación de la huella de carbono producida por el consumo energético de la bomba en superficie.

³¹ CHOLET, Henri. Well Production Practical Handbook, 1-2. New Edition Expanded ed. Editions Technip. 2008. p. 372

Brown³² explica que cada sistema de levantamiento artificial posee un número de ventajas y desventajas. Los principales beneficios y limitaciones del bombeo hidráulico tipo jet se muestran a continuación:

a. Ventajas:

- Flexibilidad con gran variedad de condiciones de pozo, incluyendo pozos desviados, y un amplio rango de caudales de producción.
- Los caudales de producción pueden ser aumentados o disminuidos al aumentar o disminuir el suministro de fluido motriz.
- Al no tener partes móviles, las bombas tipo jet pueden operar con fluidos de potencia de baja calidad y producir fluidos de pozo tanto abrasivos como corrosivos.
- Con una tubería de producción de igual tamaño, las bombas tipo jet pueden mover fluidos a mayores caudales que las bombas tipo pistón.
- En comparación a bombas convencionales o centrífugas, las bombas tipo jet tienen un mejor manejo de gas libre.
- Tienen bajos costos de mantenimiento y mayor durabilidad que otros sistemas.

b. Desventajas:

- Este tipo de bombas tienden a menores eficiencias al ser dispositivos de alta velocidad con una importante fricción y turbulencia en el interior.
- Su sensibilidad frente a la cavitación es un limitante a la hora de diseñar el sistema, con menos combinaciones de garganta y boquilla disponibles, y dificultad con las bajas presiones de entrada de la bomba.
- Existen problemas de seguridad asociados al fluido de potencia si se utiliza petróleo o aceite.

³² BROWN, Kermit E. Ob. Cit.

Al momento de seleccionar también se tienen en cuenta las características técnicas específicas para la operación del bombeo hidráulico. En el cuadro 2 se presentan los parámetros definidos para el sistema de jet pump.

Cuadro 2. Screening para la aplicación del sistema de jet pump.

Máxima profundidad de operación (ft TVD)	15000
Máximo volumen de operación (BFPD)	20000
Máxima temperatura de operación (°F)	550
Manejo frente a la corrosión	Excelente
Manejo de gas	Bueno
Manejo de sólidos	Bueno
Gravedad API de los fluidos	>8°
Servicio de pozo	Wireline o hidráulico
Principal impulsor	Gasolina o electricidad
Aplicación costa afuera	Excelente
Eficiencia del sistema	10 a 30%

Fuente: WEATHERFORD. Lift Type Selection. 2006. Modificada.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se detallarán los pasos realizados en cuanto a la metodología utilizada en el desarrollo del proyecto, incluyendo el proceso de diseño, el cálculo de sensibilidades y la determinación de la huella de carbono en los dos sistemas de levantamiento artificial a evaluar, gas lift y bombeo hidráulico tipo jet pump.

3.1 DISEÑO Y SENSIBILIDADES

Los sistemas seleccionados se diseñaron para cuatro pozos tipo ubicados en diferentes cuencas colombianas; Valle Superior del Magdalena (VSM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Catatumbo y Llanos Orientales. Las propiedades del pozo y características de fluido correspondientes a los pozos tipo que se utilizaron para el diseño, son las propuestas por Useche y Martínez³³, obtenidas después de la recolección de datos de diversos campos ubicados en cada una de las cuencas correspondientes. Useche y Martínez agregan que la selección se basó en estadísticas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y con base en la información recopilada se optó por “las cuencas más representativas e importantes de Colombia.”

El propósito principal de emplear los datos ya proporcionados es la comparación entre los resultados obtenidos de los sistemas diseñados en este proyecto, gas lift y bombeo hidráulico tipo jet, con los resultados de la evaluación dada anteriormente del bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y el bombeo por cavidades progresivas. Cabe resaltar que se compararon los datos de los pozos tipo con los datos de screening para la aplicación de gas lift y jet pump (ver cuadro 1 y 2), y se verificó la viabilidad del diseño de estos sistemas con las características disponibles.

³³ USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Ob. Cit.

Cuadro 3. Datos pozos tipo.

<i>Propiedad</i>		LLANOS	VMM	VSM	CATATUMBO
Propiedades de los pozos	Número de pozos	1	1	1	1
	Tasa de producción [bopd]	300	300	300	300
	Profundidad pozo [ft]	8000	8200	7000	5000
	Diámetro casing OD [in]	7	7	7	7
	Grado de inclinación de pozo (°)	0	0	0	0
	Severidad del dogleg [°/100 ft]	0	0	0	0
	Temperatura [°F]	185	116	152	120
	Presión de yacimiento [psi]	3500	3670	2800	2210
	Presión de burbuja [psi]	1800	1228	1700	1650
	Tipo de completamiento	Simple	Simple	Simple	Simple
	Tipo de recobro	Primario	Primario	Primario	Primario
	BS&W [fracción %]	0,9	0,3	0,15	0,44
	Presencia de fluidos corrosivos	No	No	No	No
	Contenido de arena abrasiva	No	No	No	No
	GOR [scf/STB]	10	600	250	120
Propiedades del fluido	Presencia de contaminantes	No	No	No	No
	Tratamientos aplicados (Inh./solv.)	No	No	No	No
	Tipo de locación	On shore	On shore	On shore	On shore
	API [°]	8	20	18	32
	Gravedad específica aceite	1,014	0,934	0,946	0,865
Índice de productividad y Pwf	Densidad del aceite [lpg]	8,450	7,780	7,884	7,209
	Densidad de la mezcla [lpg]	8,448	7,782	7,885	7,214
	Permeabilidad (Ko) [mD]	100	150	100	30
	Espesor de la formación (h) [ft]	340	150	220	100
	Bo [bbl/stb]	1,080	1,040	1,210	1,100
Niveles	Viscosidad [cP]	50,680	47,519	21,458	7,448
	Radio de drenaje (re) [ft]	526,604	263,3019	744,730	789,906
	Factor skin (S)	0	0	0	0
	Porosidad [fracción]	0,09	0,28	0,11	0,17
	Índice de productividad (J) [bopd/psi]	0,688	0,566	0,891	0,382
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [psi]	3064,17	3139,85	2463,16	1423,81
	Radio de pozo (rw) [ft]	0,417	0,417	0,417	0,417
	Punto medio de perforados (PMP) [ft]	7830	8125	6890	4950
	Nivel dinámico [ft]	6976,58	7615,49	5900,40	3479,26
	Nivel de fluido [ft]	853,416	509,508	989,596	1470,743

Fuente. USECHE NARVÁEZ, C. MARTÍNEZ DURÁN, M. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. 2018. Modificada.

Para realizar el diseño de los sistemas de levantamiento artificial se utilizó el software SNAP, que es una herramienta computacional gratuita de análisis nodal de la compañía Ryder Scott. Esta herramienta fue elegida ya que permite realizar predicciones de rendimiento de un pozo mediante análisis nodal. Además de esto, SNAP se especializa específicamente en los dos sistemas de levantamiento artificial a estudiar en este trabajo, el gas lift continuo y el bombeo hidráulico tipo jet, ofreciendo un paquete de soluciones completo desde el diseño y análisis nodal, hasta la solución de problemas complejos y la predicción de variables de salida con alta precisión.

3.1.1 Diseño del gas lift. El diseño de este sistema de levantamiento se fundamentó en la metodología presentada en el manual de usuario del software SNAP³⁴ que a su vez basa su modelo en la norma API 11V6³⁵. El objetivo al realizar el diseño es determinar el volumen y la profundidad óptima de gas a inyectar, el espaciamiento de las válvulas de descarga, y la presión necesaria para poder llevar a cabo el proceso.

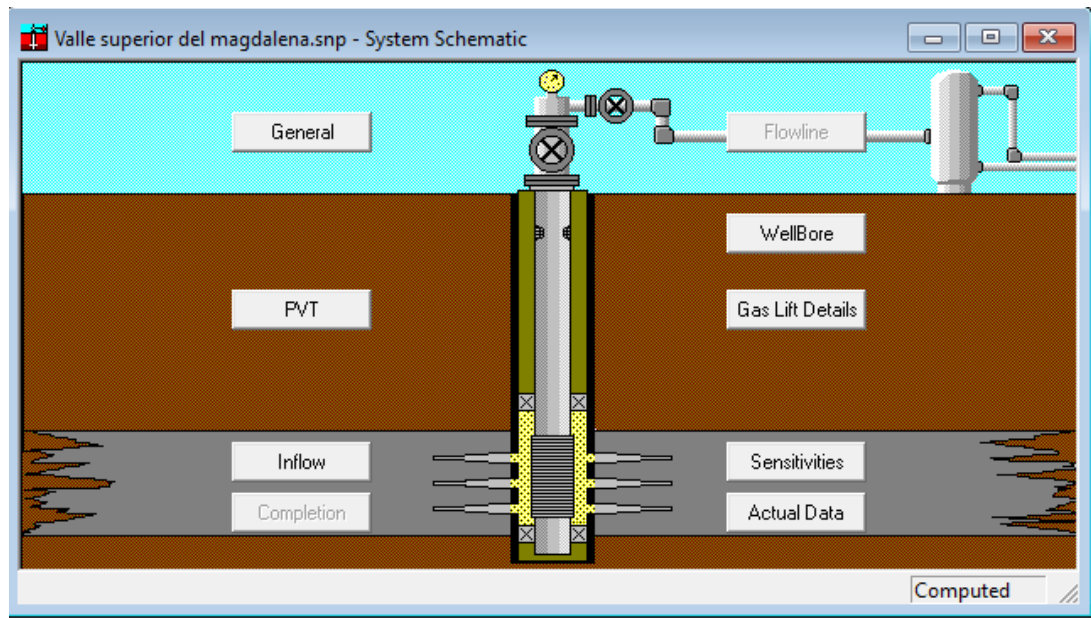
Para ilustrar el procedimiento utilizado para diseñar el sistema de gas lift, se utilizará el pozo tipo del Valle Superior del Magdalena como ejemplo, ya que la metodología de diseño es semejante para los otros tres casos. Sin embargo, en los anexos se encuentra la información y gráficos principales (anexo A-10) de los demás pozos tipo.

Como se observa en la figura 6, al iniciar el programa, la interfaz de SNAP presenta diferentes pestañas de entrada y salida de datos.

³⁴ Nations Consulting LLC. SNAP HELP. 1990 – presente. Disponible en: <http://www.nationsconsultinginc.com/software/snap/SNAPHELP/>

³⁵ American Petroleum Institute. API RP 11V6: Recommended Practices for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. Second Edition. 1999.

Figura 6. Interfaz SNAP.



Fuente: Tomado de software SNAP.

En primera instancia, en la pestaña “General” (ver figura 7), se insertaron los datos de temperatura y presión de cabeza de pozo, tipo de curva IPR, que en todos los casos se asume con el índice de productividad constante y el sistema de levantamiento a utilizar que en este caso es gas lift. Se asumió un índice de productividad constante teniendo en cuenta el procedimiento realizado por Useche y Martínez³⁶, con el motivo de configurar los modelos con la mayor similitud posible respecto a los diseños de sistemas ya realizados.

Después se ingresaron, en la pestaña “PVT” (ver figura 8), los datos de temperatura de yacimiento, la gravedad específica del gas, el GOR de la formación productora, la gravedad API del aceite, la gravedad específica del agua y se eligió la correlación a utilizar. Para motivos de este estudio se seleccionó con Vásquez and Beggs en todos los casos debido a su amplia aplicación y compatibilidad con los datos de los pozos tipo.

³⁶ USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Ob. Cit.

Figura 7. Pestaña General.

General

General Project Definition | Additional Hydraulic Rates | Optional Input and Preferences

Title:

Well Type

IPR Type

Completion Type

Include...

☐ Flowline	☒ Basic Gas Lift
☐ Jet Pump	☒ Detailed Gas Lift
☐ PlungerLift	

Delivery Node Condition

Wellhead Temperature : °F

Wellhead Pressure : psia

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Tomado de software SNAP.

Figura 8. Pestaña PVT

PVT

PVT Properties

☒ Correlations ☐ MultiZone PVT ☐ Kupaark PVT ☐ Prudhoe PVT

Reservoir Temperature: °F

Gas Specific Gravity: CO2% H2S% N2%

Formation Producing GOR: scf/stb

Oil API gravity :

Water Specific Gravity TDS (ppm)

Correlation or PVT Table Selection for Standard Properties

Solution Gas/Oil Ratio	Oil Formation Volume
Vasquez and Beggs	Vasquez and Beggs
Oil Viscosity	
Glaso	

Optional User PVT Tables

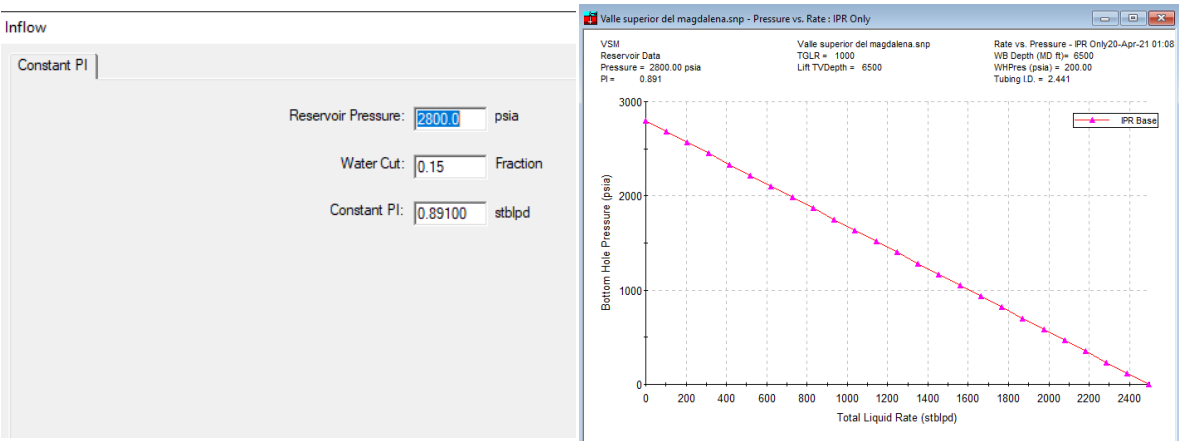
- ☐ Specific Gravity of Solution Gas
- ☐ Specific Gravity of Free Gas
- ☐ Surface Tension
- ☐ Z Factor
- ☐ Gas Viscosity

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Tomado de Software SNAP.

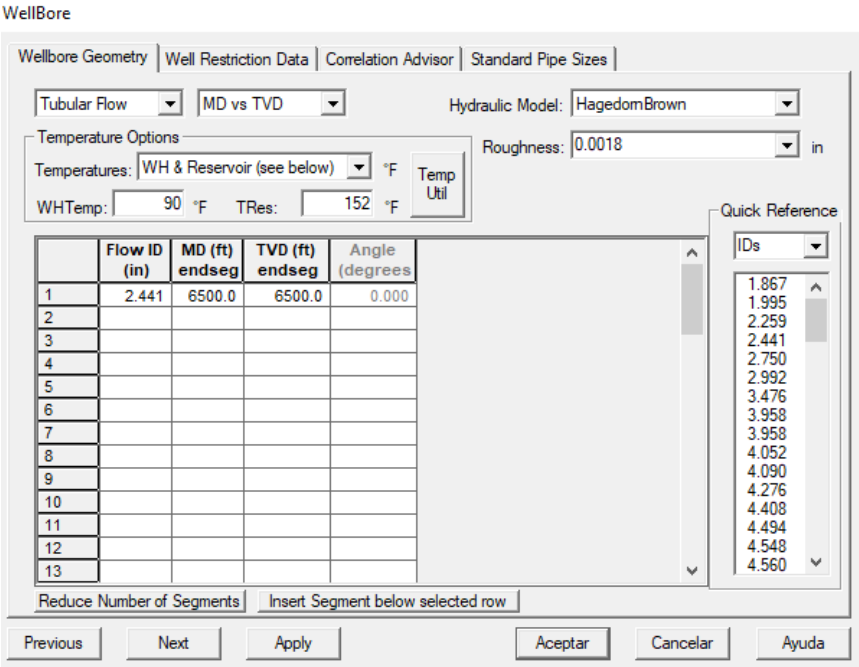
Luego, en la pestaña de “Inflow” se añadieron los datos de presión de yacimiento, corte de agua y el valor del índice de productividad. De esta manera, el software procede a calcular la curva IPR del yacimiento como se exhibe en la figura 9.

Figura 9. Pestaña Inflow y curva IPR Valle Superior Magdalena



Fuente: Tomado de software SNAP.

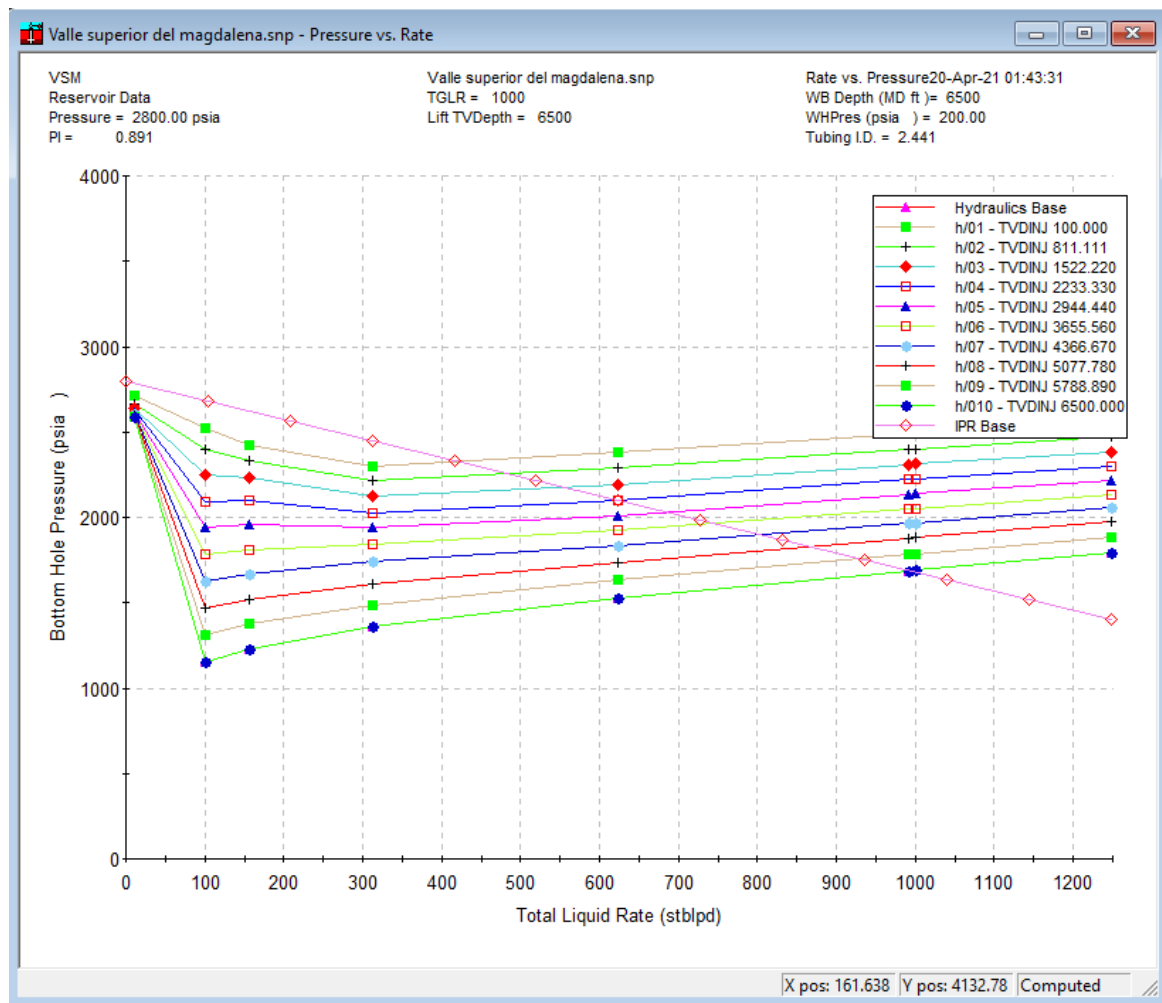
Figura 10. Pestaña Wellbore.



Fuente: Tomado de Software SNAP.

Teniendo todos los datos de entrada digitados, se realizó el cálculo de la profundidad óptima a la cual se instala la válvula de operación, teniendo en cuenta que se recomienda escoger la opción con mayor profundidad. Para esto se generó una gráfica de sensibilidades con el caudal total de líquido en el eje x y la presión de fondo en el eje y. Entonces, se seleccionó la curva más profunda que cortara con la curva IPR, asegurando así que es viable instalar la válvula en esta posición.

Figura 11. Gráfica Presión vs. Caudal con sensibilidades de profundidad.



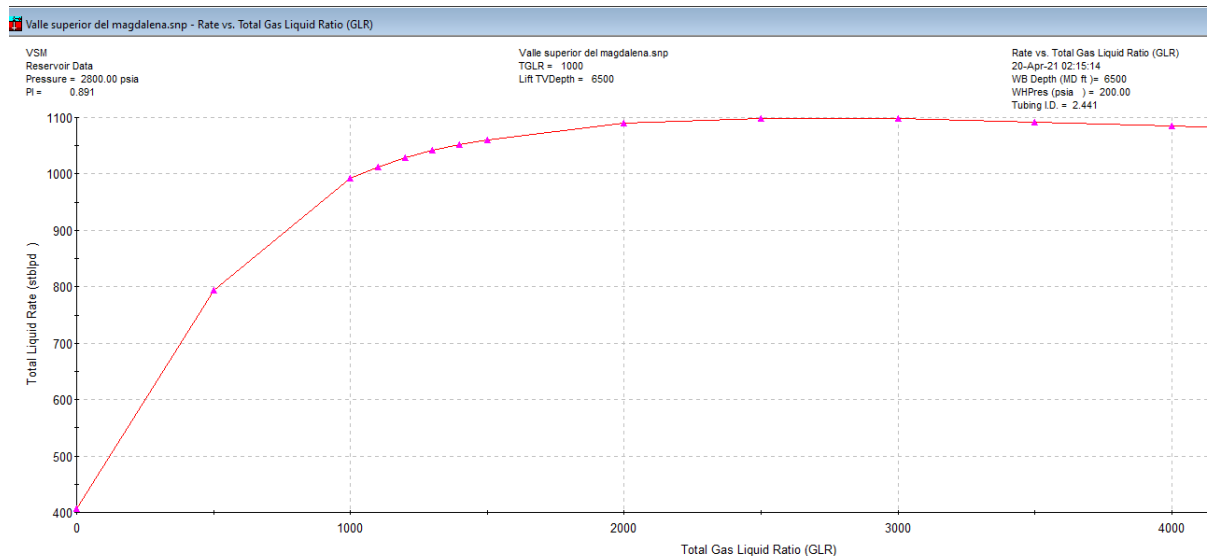
Fuente: Tomado de software SNAP.

En el caso particular del pozo tipo del Valle Superior del Magdalena se observó que la mayor profundidad viable para posicionar la válvula de operación es 6500 ft, como se aprecia en la figura 11. Teniendo claro el parámetro de profundidad, uno de los objetivos principales a la hora del diseño, se procedió a calcular la relación total gas líquido necesaria para llevar a cabo la operación.

La relación total gas líquido, o TGLR por sus siglas en inglés, hace referencia a la relación que existe entre el gas producido por la formación más el gas inyectado en el gas lift, con respecto a los líquidos producidos (petróleo y agua).

Para el cálculo del TGLR, se graficó el comportamiento de este con respecto a la tasa de producción de líquido. El resultado se puede muestra en la figura 12. Para escoger un dato de TGLR adecuado, se debe tener en cuenta el concepto de “overlifting”, que hace referencia al punto donde el incremento del caudal de líquido ya no es relevante con respecto al aumento de la relación de gas-líquido total. En la gráfica se puede ver que después de 1000 scf/STB de TGLR sucede el fenómeno mencionado, que genera que el sistema de levantamiento sea poco eficiente.

Figura 12. Gráfico de caudal total de líquido contra la relación total de gas líquido.



Fuente Tomado de Software SNAP.

Con los datos de TGLR y profundidad óptima, se procedió a ajustar el modelo de gas lift en la pestaña “Gas Lift Details”. En esta etapa el software calcula la presión estimada de inyección y predice el caudal de líquido estimado que se va a producir a estas condiciones como se observa en la figura 13.

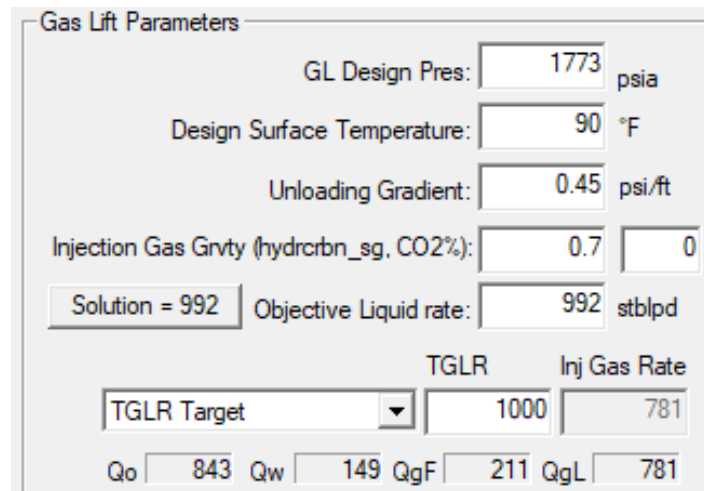
Figura 13. Pestaña de Gas Lift Details.

Depth	SPress	Qliquid
0	350	407
650	435	469
1300	533	532
1950	641	595
2600	757	654
3250	882	710
3900	1011	765
4550	1145	820
5200	1284	876
5850	1428	934
6500	1576	992

Fuente: Tomado de software SNAP.

Por especificación del diseño y del fabricante del software se requiere que la presión de diseño del sistema sea mayor a la presión de inyección. La presión extra necesaria para abrir la primera válvula de descarga se conoce como presión de kick off (más conocida como kick off pressure, por su nombre en inglés). Además de esto, se agrega otro porcentaje cercano al 10% como factor de seguridad especificado por el fabricante. Se insertaron estos datos en los parámetros de diseño como se observa en la figura 14. En esta etapa, SNAP como dato de salida entregó los diferentes caudales de aceite, agua, gas producido y gas inyectado, teniendo en cuenta el valor del corte de agua definido para cada caso.

Figura 14. Parámetros del gas lift.



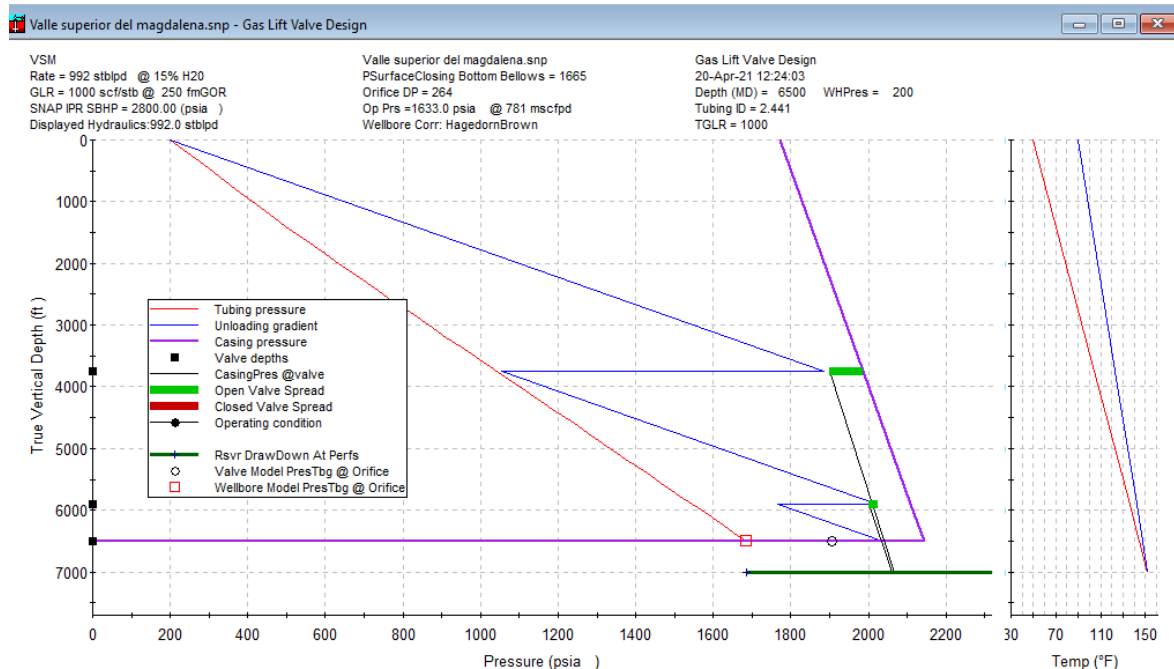
Gas Lift Parameters	
GL Design Pres:	1773 psia
Design Surface Temperature:	90 °F
Unloading Gradient:	0.45 psi/ft
Injection Gas Grvty (hydrocrbn_sg, CO2%):	0.7 0
Solution = 992	Objective Liquid rate: 992 stblpd
TGLR Target	TGLR 1000 Inj Gas Rate 781
Qo 843	Qw 149 QgF 211 QgL 781

Fuente: Tomado de software SNAP.

Finalmente, para validar el modelo se calculó el espaciamiento de las válvulas de descarga, un proceso clave en el diseño de este sistema que se conoce también como espaciamiento de mandriles. Para este procedimiento, el programa requirió el caudal de líquido estimado, el caudal de gas inyectado, la presión de diseño, el diferencial de presión entre válvulas de descarga que por norma del fabricante es regularmente 20 psi y el gradiente de descarga que es la pendiente con la que el software realizó el espaciamiento de válvulas, este valor por defecto es 0,45 psi/ft.

Como se observa en el gráfico resultante del diseño del sistema (ver figura 15), SNAP encontró una solución de 2 válvulas de descarga ubicadas en 3746 ft y 5898 ft, así como una válvula de operación ubicada a 6500 ft que fue el punto que se encontró como valor óptimo de profundidad al inicio del modelo. En este punto, al encontrar una solución que cumplió con los requerimientos del diseño y fue acorde a los parámetros calculados anteriormente, concluyó el diseño en el software para el sistema de levantamiento artificial por gas.

Figura 15. Gráfico de diseño de válvulas.



Fuente: Tomado de software SNAP.

El siguiente paso está relacionado expresamente con el objetivo principal de este proyecto: la evaluación de la huella de carbono en los sistemas de levantamiento artificial propuestos. Así que, se requiere conocer el consumo energético del sistema, y ya que el equipo que provee la energía para la inyección en las instalaciones de gas lift es el compresor, se calculó la potencia necesaria para el funcionamiento correcto de este. El cálculo de la potencia consumida es fundamental para conocer las emisiones de GEI generadas.

Para poder cuantificar ese gasto de energía, se recurrió a la ecuación propuesta por Shell³⁷, en su guía de diseño de gas lift. La ecuación se presenta a continuación:

³⁷ SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM. FORERO, G. MCFADYEN, K. TURNER, R. WARING, B. STEENKEN, E., Editores. Artificial Lift Manual Part 2A: Gas Lift Design Guide. Capítulo 1-10. The Hague: 1993.

$$Potencia\ en\ el\ compresor = \frac{1}{E} \times \frac{K}{0,25} \times Q \times T_s \times Z \left[\left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{0,25/k} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

E : Factor de eficiencia del compresor (fracción)

Q_g : Volumen del gas (10^6 scf/d)

T_s : Temperatura absoluta de succión (grados R)

Z : Compresibilidad del gas a la succión (adimensional)

$\frac{P_d}{P_s}$: Tasa de compresión (fracción)

K : Tasa de calor específico del gas (adimensional)

El factor de eficiencia del compresor que se tomó es de 80%, ya que según Greene³⁸, debido al diseño de estas máquinas, creada con la finalidad de aumentar la presión de gases y vapores se estima que su eficiencia ronda alrededor del 80%. El valor Q_g de la ecuación es equivalente al caudal de inyección de gas obtenido en el diseño realizado en SNAP, en millones de pies cúbicos por día. La tasa de calor específico del gas K de acuerdo con los autores del manual es aproximadamente 1,25 ya que este es el valor asociado normalmente al gas utilizado en la inyección.

Los datos de temperatura absoluta de succión T_s y la compresibilidad a la succión fueron asumidos con un valor de 100 psi y 0,8925 respectivamente.

Se aplicó esta ecuación al caso de la cuenca Valle Superior del Magdalena, con los datos correspondientes al pozo tipo y el diseño realizado en SNAP, y se obtuvo un valor de potencia de 1895 kW.

³⁸ GREENE, Richard W. Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Primera Edición. McGraw-Hill. 1992. p. 38

De esta misma manera se calcularon las potencias requeridas para los otros tres pozos tipo. Los resultados se encuentran en la columna “Potencia” del cuadro 6.

3.1.2 Sensibilidades del gas lift. Siguiendo los objetivos de este proyecto y con el propósito de establecer las condiciones a las que se genera la menor huella de carbono, se realizó un análisis de sensibilidad mediante la elección de las variables con mayor incidencia en el diseño del gas lift, que consecuentemente mantienen una relación también con el gasto energético del sistema. Se evidenció que los parámetros que más influencia tienen son la profundidad de la válvula de operación y la relación gas líquido total del sistema, que confirma lo planteado en literatura y explicado previamente en la sección 2.2.1. Estas dos variables modifican drásticamente la presión de inyección del sistema que será la presión de descarga del compresor, al igual que el caudal de gas a inyectar, que es otro factor incluido en la Ecuación 2, del cálculo de potencia en el compresor.

Se diseñaron así, tres diferentes escenarios para cada uno de los parámetros mencionados anteriormente. En la profundidad de la válvula de operación, se varió en tres diferentes casos; el caso inicial parte de la profundidad óptima de 6500 pies calculada con el diseño en SNAP, para el segundo caso se tomó aproximadamente la mitad de la profundidad donde se instaló la válvula de operación del caso inicial. Finalmente, el tercer caso se calculó variando la profundidad de la válvula de operación a tres cuartos del punto de instalación del caso inicial.

Los valores correspondientes a las sensibilidades aplicadas se compilan en los cuadros a continuación, en el cuadro 4, para el caso de profundidad de la válvula de operación, y en el cuadro 5 para las sensibilidades referentes a la relación gas-líquido.

Cuadro 4. Profundidad válvula de operación utilizada en la sensibilización.

Profundidad Válvula Operación	Valor de sensibilidad: Profundidad (ft)			
	Llanos Orientales	VMM	Catatumbo	VSM
Profundidad inicial (máxima)	7500	7625	4500	6500
≈1/2 Profundidad inicial	3769	3832	2262	3267
≈3/4 Profundidad inicial	5615	5709	3369	4867

Fuente: Elaboración propia.

Para cada uno de los tres casos de profundidad de la válvula de operación, se varió la relación gas líquido total del sistema. Esta modificación se dio teniendo en cuenta lo planteado por Hernández³⁹ que sugiere que el punto ideal tanto económica como financieramente se encuentra en un rango del 60 al 80% del TGLR óptimo, es decir, el seleccionado inmediatamente antes de que suceda overlifting. Para el primer caso se utilizó la relación gas líquido total calculada con el modelo inicial en el software SNAP o TGLR óptima. Posteriormente, para el segundo caso se disminuyó un 20% el TGLR. Luego, para el último caso se utilizó un 60% del TGLR óptimo. En el cuadro 4 y 5 se observan las configuraciones utilizadas. Al final se tienen 9 diferentes casos de configuración de profundidad de la válvula y TGLR por pozo tipo, para un total de 36 casos para los 4 pozos tipo analizados.

Cuadro 5. Relaciones gas líquido utilizadas en la sensibilización.

Relación Gas Líquido Total	Valor de sensibilidad: TGLR (scf/STB)			
	Llanos Orientales	VMM	Catatumbo	VSM
GLR óptimo (punto máximo)	550	1200	500	1000
60% del GLR óptimo	330	720	300	600
80% del GLR óptimo	440	960	400	800

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos de caudal de aceite producido y potencia del compresor, después de llevar a cabo las sensibilidades en SNAP se muestran en el cuadro 6.

³⁹ HERNANDEZ, Ali. Ob. Cit.

Cuadro 6. Resultados de sensibilidades del sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Sensibilidad</i>	<i>Profundidad Válvula O. (ft)</i>	<i>TGLR (scf/STB)</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Potencia (kW)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	1	7500	550	94	1336,6
	2	3769	550	63	675,0
	3	5615	550	80	1009,5
	4	7500	330	81	702,8
	5	3769	330	57	371,6
	6	5615	330	71	542,2
	7	7500	440	89	1077,6
	8	3769	440	60	515,8
	9	5615	440	77	776,2
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	1	7625	1200	739	2030,5
	2	3832	1200	644	1397,0
	3	5709	1200	689	1704,5
	4	7625	720	671	736,7
	5	3832	720	608	523,2
	6	5709	720	637	628,8
	7	7625	960	713	1427,0
	8	3832	960	631	959,0
	9	5709	960	669	1160,8
<i>Catatumbo</i>	1	4500	500	290	411,4
	2	2262	500	189	219,3
	3	3369	500	242	312,5
	4	4500	300	241	204,5
	5	2262	300	185	114,4
	6	3369	300	214	159,5
	7	4500	400	273	310,8
	8	2262	400	185	167,2
	9	3369	400	234	237,2
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	1	6500	1000	843	1895,0
	2	3267	1000	604	1065,7
	3	4867	1000	720	1453,7
	4	6500	600	727	834,0
	5	3267	600	536	481,9
	6	4867	600	626	644,8
	7	6500	800	797	1357,0
	8	3267	800	576	770,1
	9	4867	800	681	1040,4

Fuente: Elaboración propia.

En los cuadros correspondientes a cada cuenca se aprecia una escala de color para los tonos de potencia, aplicada con la herramienta Excel, para que se visualizaran los efectos de cada sensibilidad en el consumo energético y consecuentemente en la huella de carbono. Además, los datos calculados en el diseño inicial, u óptimo del sistema se resaltan en negrilla.

3.1.3 Diseño del jet pump. En un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet se considera principalmente el adecuado balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla, y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor. Como afirma Brown⁴⁰, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema.

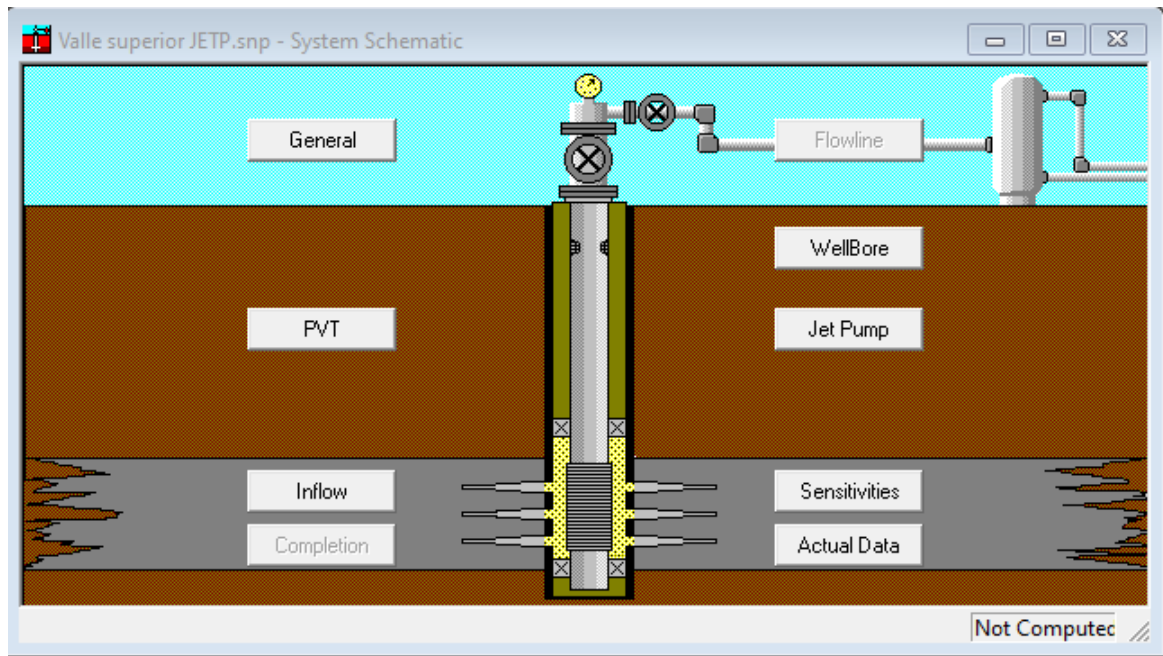
El diseño de este sistema de levantamiento se fundamentó en la metodología presentada en el manual de usuario del software SNAP⁴¹. El objetivo al realizar el diseño es determinar la combinación apropiada de diámetro de boquilla y de garganta según la nomenclatura del fabricante seleccionado. Estos parámetros dependen específicamente del caudal de producción deseado. En SNAP, otros parámetros importantes que se calcularon son el caudal de fluido de potencia y la potencia de bomba en superficie.

Para explicar el procedimiento utilizado para diseñar el jet pump, se utilizará el pozo del Valle Superior del Magdalena (VSM) como ejemplo ya que la metodología de diseño es similar para los otros tres pozos tipo, sin embargo, se adjuntará en los anexos la información y gráficos principales de los demás pozos tipo.

⁴⁰ BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980. 462-479p.

⁴¹ Nations Consulting LLC. Ob. Cit.

Figura 16. Interfaz de SNAP.



.Fuente: Tomado del software SNAP.

Como se observa en la figura 16, la interfaz del software muestra diferentes pestañas de entrada y salida de datos. Los datos solicitados en las pestañas iniciales de "PVT", "Inflow" y "Wellbore" son exactamente iguales a los que se introdujeron para el diseño del gas lift. En la figura 17, se observa que el único cambio a la hora de diseñar el bombeo hidráulico es que se seleccionó el tipo de sistema de levantamiento jet pump en la pestaña "General."

Posteriormente, se seleccionó en la pestaña de jet pump el fabricante de la bomba a utilizar, como se observa en la figura 18. Para el proyecto se eligió la bomba con el nombre de *Oilmaster* en el software, por facilidad en las convenciones. Todos los proveedores de bombas para jet pump designan un número para la boquilla y una letra para la garganta dependiendo del diámetro necesario.

Figura 17. Pestaña general. Tomado del software SNAP.

General

General Project Definition | Additional Hydraulic Rates | Optional Input and Preferences

Title: VSM JET PUMP

Well Type: Oil Well

IPR Type: Constant PI

Completion Type: Not Calculated

Include...

- ☐ Flowline
- ☒ Jet Pump
- ☐ PlungerLift
- ☐ Basic Gas Lift
- ☐ Detailed Gas Lift

Delivery Node Condition

Wellhead Temperature: 90.00 °F

Wellhead Pressure: 200.0 psia

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Tomado del software SNAP.

Figura 18. Parámetros diseño jet pump.

JETPUMP

Jet Pump Design Parameters

Jet Pump Parameters

Pump Manufacturer: Oilmaster

Nozzle: 7 Annulus: C Throat: C

☐ or Set Arbitrary Sizes

Area: 0.01036 0.03379 0.04417 in²

Diameter: 0.11485 0.20741 0.23714 in

Minimum Pmp Ann Area: Cavitation? 0.02776 in²

Power Fluid Parameters

Power Fluid Type: Water Power Fluid

Power Fluid Pres: 1500 0 4500 psia

Power Fluid Density: 0.9861 API or sg

Pwr Fluid PI: 0.1 WC 0 GLR 0

Other Data

PVT IPR Tbg Gas Lift Power Fluid IPR

General Wellbore and Description Parameters

Casing = Casing Annulus Production, Tubing ID Pwr Fluid

Power Fluid Tubing ID: 2.375 in

Pump depth: 6500 ft TVD

Perforation depth: 7000 ft TVD

☐ Gas is vented

Report Conditions @ pump location

Desired Production Rate: 992 blpd

Desired Pump Suction Pressure: 1499 psia

Recommend Nozzle/Throat Combination

☐ Include Iteration Results

☐ Ignore Warnings

Tune 1

Validate Input

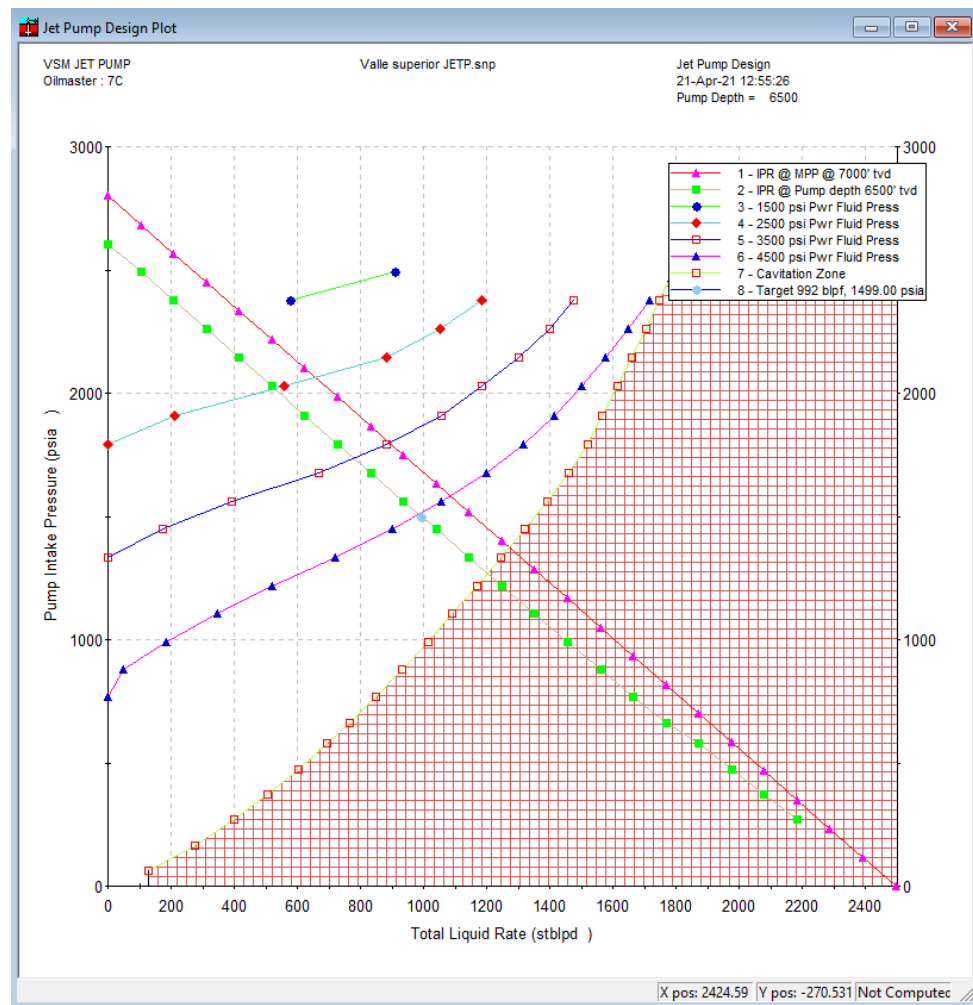
Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

State-of-the-art flow regime correlations are used in this software to predict equipment performance. The accuracy of the correlation predictions is highly dependent on input data. The output information of this software is a recommendation for

Fuente: Tomado del software SNAP.

El segundo dato de entrada ingresado es el caudal de líquido deseado. En este caso, para tener una variable de control y un punto de comparación se utilizó el mismo caudal de líquido obtenido en el caso inicial de gas lift que fue de 992 blpd. Con este dato, el software calcula la presión requerida y predice la combinación de boquilla y garganta adecuada para producir el caudal deseado. Para este caso del VSM, se necesita mínimo una boquilla 7 que corresponde a un diámetro de 0,1148 pulgadas y una garganta C que corresponde a un diámetro de 0,23715 pulgadas. Luego, se seleccionó el fluido de potencia del sistema. En este caso se seleccionó el agua, con una gravedad específica de 0,99, designada por el programa.

Figura 19. Gráfica de diseño de jet pump.



Fuente: Tomado del software SNAP.

Se encontró que las curvas de las diferentes presiones del fluido de potencia estaban fuera de la zona de cavitación, y que el punto objetivo de 992 bbl de líquido también se encontraba fuera de la zona de cavitación. Esto demuestra que el diseño es adecuado y viable como se observa en la figura 19.

En la pestaña de resultados, el software calculó otros parámetros importantes en el diseño, la tasa de inyección de fluido de potencia que en este caso es de 928 barriles de agua por día y la potencia requerida por la bomba que fue 60 caballos de fuerza. Esto se evidencia en la figura 20. En esta figura también es de especial interés el valor de la potencia requerida, ya que está estrechamente relacionado con el objetivo principal de este proyecto: la evaluación de la huella de carbono en los sistemas de levantamiento artificial propuestos. Así que, este resultado es fundamental para conocer el consumo energético del sistema y consecuentemente las emisiones producidas.

Figura 20. Otros parámetros calculados en el diseño de jet pump.

Oilmaster 7C Pump Performance Summary	
Target Production Rate :	992 BLPD @pump intake pressure : 1499 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure =	3596 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate =	928 bpf/d
Predicted Pump Intake Pressure =	1500 psi
Predicted Pump Discharge Pressure =	2624 psia
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth =	6335 psia
Predicted Horsepower requirement =	60 HP

Fuente: Tomado del software SNAP.

3.1.4 Sensibilidades del jet pump. Como el objetivo de este proyecto es establecer las condiciones a las que se genera la menor huella de carbono se realizó un análisis de sensibilidad mediante la elección de las variables con mayor incidencia en el diseño del jet pump y consecuentemente con el gasto energético que tendrá el sistema.

Se evidenció que los parámetros que más influencia tienen son el fluido de potencia, que puede ser agua o aceite, y los diámetros de la boquilla y de la garganta que están directamente relacionados con el caudal de líquido deseado. Estas dos variables modifican drásticamente la potencia requerida por la bomba y consecuentemente la eficiencia energética del sistema.

Se diseñaron así, tres diferentes escenarios de caudal de líquido, del que dependen los diámetros de boquilla y de la garganta. Se plantearon tres diferentes caudales deseados para el diseño, un caudal alto u óptimo, un caudal medio (80%) y un caudal bajo (60%). El caudal alto u óptimo coincide con el obtenido en el diseño del gas lift para poder realizar la futura comparación entre sistemas. Después, se repitieron las sensibilidades calculadas anteriormente, pero esta vez variando el fluido de potencia de agua a aceite.

Los datos exactos usados en las sensibilidades, y los respectivos resultados de caudal de aceite producido y potencia del compresor, se muestran en el cuadro 7.

Cabe resaltar que el resultado de caudal de aceite se calculó multiplicando el caudal de líquido deseado, que es el dato de entrada, por el porcentaje de BS&W⁴² correspondiente a cada pozo tipo.

En los cuadros correspondientes a cada cuenca se aprecia una escala de color para los tonos de potencia, formato condicional aplicado con la herramienta Excel, para facilitar la identificación de los efectos de cada sensibilidad en el consumo energético y, consecuentemente, en la huella de carbono. Además, los datos calculados en el diseño óptimo del sistema (referentes al caudal de producción alto) se resaltan en negrilla.

⁴² Abreviatura de sedimento básico y agua. Incluye agua libre, sedimento y emulsión y se mide como porcentaje de volumen del flujo de producción.

Cuadro 7. Resultados de sensibilidades del sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Sensibilidad</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Referencia boquilla-garganta</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Potencia (kW)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	1	Aceite	7B	94	193,1
	2		6B	75	71,6
	3		4B	56	38,8
	4	Agua	7B	94	55,9
	5		6B	75	37,3
	6		3C	56	23,1
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	1	Aceite	6B	739	70,1
	2		3E	590	32,1
	3		2E	443	11,2
	4	Agua	7C	739	38,8
	5		5D	590	19,4
	6		2E	443	11,9
<i>Catatumbo</i>	1	Aceite	5C	290	34,3
	2		4C	231	19,4
	3		1D	174	8,9
	4	Agua	5C	290	25,4
	5		4C	231	15,7
	6		5D	174	8,2
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	1	Aceite	7C	843	56,7
	2		5C	674	35,8
	3		3D	505	20,9
	4	Agua	7C	843	44,7
	5		5C	674	32,1
	6		3D	505	18,6

Fuente: Elaboración propia.

La combinación de boquilla y garganta es específica de cada fabricante y denota el diámetro en pulgadas. Por ejemplo, para la última sensibilidad del pozo tipo ubicado en el Valle Superior del Magdalena, 3D significa que la referencia de la boquilla es 3 (0,07087 in) y la garganta corresponde a una referencia D (0,16506 in). Los diámetros específicos se encuentran detallados en los anexos.

3.2 CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

Para calcular la huella de carbono generada por cada sistema de levantamiento se utilizó la metodología del análisis de ciclo de vida (LCA), mencionada previamente y expuesta en la figura 1. Aplicando el método al proyecto, el objetivo definido en el LCA es evaluar la huella de carbono producida por los sistemas de gas lift continuo y bombeo hidráulico tipo jet, a causa del amplio uso de los sistemas y la relevancia que implica seleccionarlos teniendo en cuenta cuántas emisiones de GEI generan, y el impacto ambiental que esto conlleva.

Así mismo, tomando en cuenta los estándares establecidos por el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (Greenhouse Gas Protocol en inglés)⁴³, el análisis se limita al periodo de uso de los SLA y la metodología se desarrollará teniendo en cuenta que las emisiones evaluadas son parte del alcance 2 mencionado en la sección 2.1.1, ya que provienen de la generación de electricidad. Entonces, la unidad funcional del LCA son las emisiones de CO₂ únicamente, ya que son emisiones indirectas asociadas al consumo de energía eléctrica por los sistemas de levantamiento artificial y considerando exclusivamente la etapa de uso. Se plantea el periodo de tiempo de un año para la realización de los cálculos.

Después de realizar el diseño de los SLA para cada pozo tipo, se obtuvieron las potencias requeridas para el correcto funcionamiento del principal motor o impulsor energético en cada sistema. Mediante el uso de la herramienta Excel, se calcularon las toneladas de CO₂ producidas anualmente, ingresando los datos de kW anuales consumidos por cada sistema y multiplicándolos por el factor de emisión definido

⁴³ GREENHOUSE GAS PROTOCOL. BHATIA, Pankaj. CUMMIS, Cynthia. BROWN, Andrea. DRAUCKER, Laura. RICH, David. LAHD, Holly, GHG Protocol Team. Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. 2011.

por la UPME⁴⁴ en 2020 para inventarios de GEI, 166 gCO₂/kWh. Es decir, se usó la ecuación 1 para cuantificar la huella de carbono en toneladas de CO₂ por año en cada sistema de levantamiento artificial evaluado en este proyecto.

Así, para realizar los cálculos la ecuación se adaptaría a cada caso de la siguiente manera:

$$\text{Huella de carbono} \left(\frac{\text{ton CO}_2}{\text{año}} \right) = \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 166 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} \times \frac{1 \text{ ton}}{1000000 \text{ g}} \quad \text{Ecuación 3}$$

El dato de potencia consumida por la principal fuente de energía en cada sistema se multiplicó por 8640 horas, que representa un año, y se obtuvo el dato de actividad. El factor de emisión se tomó según lo previamente consultado en la UPME y se convirtió en la unidad correspondiente para expresar la huella de carbono en toneladas de CO₂ anuales.

3.2.1 Resultados de la huella de carbono en el sistema gas lift. En el levantamiento artificial por gas, el compresor es quien provee la presión de descarga apropiada y el equipo que más impacto tiene en la huella de carbono porque es el principal consumidor de energía. Entonces, se evaluó la huella de carbono producida por el consumo energético del compresor.

Los resultados obtenidos para cada sensibilidad en los cuatro pozos tipo se presentan en el cuadro 8. En la última columna se muestran los datos de huella de carbono, donde se aplicó una escala de color para identificar los menores valores de huella de carbono con los tonos más verdes y las mayores emisiones con tonos más rojos.

⁴⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Resolución No. 000385 de 2020. Colombia. 2020. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/385_2020.pdf

Cuadro 8. Resultados de la huella de carbono del sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Sensibilidad</i>	<i>Profundidad Válvula O. (ft)</i>	<i>TGLR (scf/STB)</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>
Llanos Orientales	1	7500	550	94	1336,6	1917,1
	2	3769	550	63	675,0	968,1
	3	5615	550	80	1009,5	1447,9
	4	7500	330	81	702,8	1008,0
	5	3769	330	57	371,6	533,0
	6	5615	330	71	542,2	777,7
	7	7500	440	89	1077,6	1545,6
	8	3769	440	60	515,8	739,8
	9	5615	440	77	776,2	1113,3
Valle Medio del Magdalena	1	7625	1200	739	2030,5	2912,2
	2	3832	1200	644	1397,0	2003,7
	3	5709	1200	689	1704,5	2444,7
	4	7625	720	671	736,7	1056,6
	5	3832	720	608	523,2	750,4
	6	5709	720	637	628,8	901,9
	7	7625	960	713	1427,0	2046,6
	8	3832	960	631	959,0	1375,5
	9	5709	960	669	1160,8	1664,8
Catatumbo	1	4500	500	290	411,4	589,9
	2	2262	500	189	219,3	314,6
	3	3369	500	242	312,5	448,2
	4	4500	300	241	204,5	293,3
	5	2262	300	185	114,4	164,0
	6	3369	300	214	159,5	228,7
	7	4500	400	273	310,8	445,8
	8	2262	400	185	167,2	239,9
	9	3369	400	234	237,2	340,1
Valle Superior del Magdalena	1	6500	1000	843	1895,0	2717,9
	2	3267	1000	604	1065,7	1528,5
	3	4867	1000	720	1453,7	2084,9
	4	6500	600	727	834,0	1196,2
	5	3267	600	536	481,9	691,2
	6	4867	600	626	644,8	924,8
	7	6500	800	797	1357,0	1946,3
	8	3267	800	576	770,1	1104,5
	9	4867	800	681	1040,4	1492,1

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Resultados de la huella de carbono en el sistema jet pump. En el bombeo hidráulico tipo jet, el mayor consumo de energía se da en la bomba en superficie. Por esto, se evaluó la huella de carbono producida por la electricidad necesaria para el funcionamiento de esta bomba, según la potencia necesaria para el diseño adecuado del sistema. Se utilizó la ecuación 3, como se explicó antes.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Resultados de la huella de carbono del sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Sensibilidad</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Referencia boquilla-garganta</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	1	Aceite	7B	94	193,1	277,0
	2		6B	75	71,6	102,7
	3		4B	56	38,8	55,6
	4	Agua	7B	94	55,9	80,2
	5		6B	75	37,3	53,5
	6		3C	56	23,1	33,2
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	1	Aceite	6B	739	70,1	100,5
	2		3E	590	32,1	45,9
	3		2E	443	11,2	16,0
	4	Agua	7C	739	38,8	55,6
	5		5D	590	19,4	27,8
	6		2E	443	11,9	17,1
<i>Catatumbo</i>	1	Aceite	5C	290	34,3	49,2
	2		4C	231	19,4	27,8
	3		1D	174	8,9	12,8
	4	Agua	5C	290	25,4	36,4
	5		4C	231	15,7	22,5
	6		5D	174	8,2	11,8
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	1	Aceite	7C	843	56,7	81,3
	2		5C	674	35,8	51,3
	3		3D	505	20,9	29,9
	4	Agua	7C	843	44,7	64,2
	5		5C	674	32,1	46,0
	6		3D	505	18,6	26,7

Fuente: Elaboración propia.

3.3 BALANCE ENERGÉTICO

Tomando el consumo de energía de cada sistema en kWh y la energía que sería generada por la combustión de los barriles de petróleo producidos, se realizó el balance energético para cada sensibilidad planteada en los sistemas evaluados.

Cuadro 10. Poder calorífico del aceite pesado y liviano.

Componente	Aceite Pesado	Fracción De Aceite Pesado	Aceite Liviano	Fracción Aceite Liviano	Peso Molecular	Poder Calorífico (kWh/kg)	Poder Calorífico Aceite Pesado	Poder Calorífico Aceite Liviano
C ₁	48,83	0,49	64,36	0,64	16,04	13,88	6,78	8,93
C ₂	2,75	0,03	7,52	0,08	30,07	13,17	0,36	0,99
C ₃	1,93	0,02	4,74	0,05	44,09	12,86	0,25	0,61
C ₄	1,60	0,02	4,12	0,04	58,12	12,69	0,20	0,52
C ₅	1,15	0,01	3,97	0,04	72,14	12,59	0,14	0,50
C ₆	1,59	0,02	3,38	0,03	86,18	11,27	0,18	0,38
C ₇ ⁺	42,15	0,42	11,91	0,12	103,00	9,05	3,82	1,08
Composición del crudo					TOTAL (kWh/kg) =		11,73	13,01

Fuente: USECHE NARVÁEZ, C. MARTÍNEZ DURÁN, M. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. 2018. Modificada.

Para calcular la energía generada por la combustión de un barril de petróleo se cuantificó el poder calorífico en kWh/kg del aceite pesado y liviano, partiendo de la fracción de componentes pesados y livianos para el petróleo, como se presenta en el cuadro 10. Los cálculos detallados se encuentran en los anexos A-4 y A-7.

La energía generada por cada kilogramo de aceite es de 11,73 kWh/kg para un crudo pesado y de 13,01 kWh/kg para un crudo liviano.

Estos valores fueron multiplicados por la densidad del crudo de cada pozo tipo, expresada en kg/bbl, y se obtuvo de esta manera la energía generada por la combustión de un barril. Luego, se multiplicaron los kWh por 8640 horas y los barriles de petróleo producidos por 360 días, para obtener la energía generada en un año. Se realizó el cálculo para cada pozo tipo.

El cálculo que se llevó a cabo para el balance energético (BE) puede ser descrito por la siguiente ecuación:

$$BE = EGC (kWh/año) - EC \left(\frac{kWh}{año} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

BE es el balance energético.

EGC hace referencia a la energía generada por la combustión de barriles.

EC es la energía consumida por la unidad, que puede ser una bomba o un compresor de acuerdo con el caso correspondiente.

La energía anual consumida por la unidad analizada en cada sistema se calculó multiplicando la potencia generada, en kW, por 8640 horas que corresponden al tiempo de estudio, un año.

3.3.1 Gas lift. Los resultados obtenidos para cada uno de los casos planteados se presentan en el cuadro a continuación. Se muestra la energía consumida anualmente por el uso del sistema de levantamiento, la energía generada por combustión de los barriles producidos en un año, y el balance energético correspondiente a cada una de las sensibilidades.

Cuadro 11. Balance energético del sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Prof. V.O. (ft)</i>	<i>TGLR (scf/STB)</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Energ. consumida (kWh/año)</i>	<i>Energ. generada (kWh/año)</i>	<i>Balance energético (kWh/año)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	7500	550	94	11548630,7	5,5208E+11	5,5207E+11
	3769	550	63	5831799,7	3,7001E+11	3,7000E+11
	5615	550	80	8722125,6	4,6985E+11	4,6985E+11
	7500	330	81	6072029,5	4,7573E+11	4,7572E+11
	3769	330	57	3210752,1	3,3477E+11	3,3477E+11
	5615	330	71	4685093,3	4,1700E+11	4,1699E+11
	7500	440	89	9310798,2	5,2271E+11	5,2270E+11
	3769	440	60	4456539,5	3,5239E+11	3,5239E+11
	5615	440	77	6706476,6	4,5223E+11	4,5223E+11
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	7625	1200	739	17543266,2	3,9965E+12	3,9965E+12
	3832	1200	644	12070213,6	3,4827E+12	3,4827E+12
	5709	1200	689	14726938,7	3,7261E+12	3,7261E+12
	7625	720	671	6364924,6	3,6288E+12	3,6287E+12
	3832	720	608	4520426,3	3,2880E+12	3,2880E+12
	5709	720	637	5433123,6	3,4449E+12	3,4449E+12
	7625	960	713	12329029,3	3,8559E+12	3,8559E+12
	3832	960	631	8285963,7	3,4124E+12	3,4124E+12
	5709	960	669	10029041,4	3,6179E+12	3,6179E+12
<i>Catatumbo</i>	4500	500	290	3554112,8	1,6123E+12	1,6123E+12
	2262	500	189	1895033,0	1,0508E+12	1,0508E+12
	3369	500	242	2699995,2	1,3455E+12	1,3455E+12
	4500	300	241	1767021,4	1,3399E+12	1,3399E+12
	2262	300	185	988194,2	1,0286E+12	1,0286E+12
	3369	300	214	1377738,7	1,1898E+12	1,1898E+12
	4500	400	273	2685217,8	1,5178E+12	1,5178E+12
	2262	400	185	1444932,8	1,0286E+12	1,0286E+12
	3369	400	234	2048999,2	1,3010E+12	1,3010E+12
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	6500	1000	843	16373076,2	4,6199E+12	4,6199E+12
	3267	1000	604	9207686,5	3,3101E+12	3,3101E+12
	4867	1000	720	12559907,2	3,9458E+12	3,9458E+12
	6500	600	727	7205701,6	3,9842E+12	3,9842E+12
	3267	600	536	4163739,0	2,9375E+12	2,9374E+12
	4867	600	626	5570969,9	3,4307E+12	3,4307E+12
	6500	800	797	11724798,0	4,3678E+12	4,3678E+12
	3267	800	576	6653526,3	3,1567E+12	3,1567E+12
	4867	800	681	8988782,4	3,7321E+12	3,7321E+12

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Jet pump. Los valores obtenidos de energía generada y consumida anualmente, y el balance energético correspondiente, para cada una de las sensibilidades realizadas en el sistema jet pump, se presentan en el cuadro 12.

Cuadro 12. Balance energético del sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Referencia boquilla- garganta</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Energía consumida (kWh/ año)</i>	<i>Energía generada (kWh/año)</i>	<i>Balance energético (kWh/año)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	Aceite	7B	94	1668697,35	5,5208E+11	5,5208E+11
		6B	75	618513,3	4,4049E+11	4,4049E+11
		4B	56	335028,0	3,2890E+11	3,2890E+11
	Agua	7B	94	483213,5	5,5208E+11	5,5208E+11
		6B	75	322142,3	4,4049E+11	4,4049E+11
		3C	56	199728,2	3,2890E+11	3,2890E+11
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	Aceite	6B	739	605627,6	3,9965E+12	3,9965E+12
		3E	590	277042,4	3,1907E+12	3,1907E+12
		2E	443	96642,7	2,3957E+12	2,3957E+12
	Agua	7C	739	335028,0	3,9965E+12	3,9965E+12
		5D	590	167514,0	3,1907E+12	3,1907E+12
		2E	443	103085,5	2,3957E+12	2,3957E+12
<i>Catatumbo</i>	Aceite	5C	290	296370,9	1,6123E+12	1,6123E+12
		4C	231	167514,0	1,2843E+12	1,2843E+12
		1D	174	77314,1	9,6740E+11	9,6740E+11
	Agua	5C	290	219056,8	1,6123E+12	1,6123E+12
		4C	231	135299,8	1,2843E+12	1,2843E+12
		5D	174	70871,3	9,6740E+11	9,6740E+11
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	Aceite	7C	843	489656,4	4,6199E+12	4,6199E+12
		5C	674	309256,6	3,6937E+12	3,6937E+12
		3D	505	180399,7	2,7676E+12	2,7676E+12
	Agua	7C	843	386570,8	4,6199E+12	4,6199E+12
		5C	674	277042,4	3,6937E+12	3,6937E+12
		3D	505	161071,2	2,7676E+12	2,7676E+12

Fuente: Elaboración propia.

El balance energético permite apreciar un estimado de la cantidad de energía implícita en la producción anual de un pozo con instalaciones de jet pump, en cada cuenca estudiada. La energía que se generaría por la combustión de los barriles producidos es mucho más alta que la que se consumiría con el uso de la bomba,

entonces el balance no se ve afectado en gran medida por esta última y no se marca la diferencia entre el agua y el aceite como fluidos de potencia.

3.4 BALANCE FINANCIERO

El balance financiero se llevó a cabo considerando el costo de la energía consumida anualmente por los sistemas de levantamiento, y las ganancias obtenidas por la venta de los barriles de petróleo producidos al año. Esto se realizó para cada sensibilidad planteada en los sistemas evaluados.

Para realizar el balance financiero, se tomó en cuenta el valor del precio de la energía en Colombia según ESSA⁴⁵, y de acuerdo con las resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Se estableció un promedio de la tarifa no residencial e industrial para los meses del último trimestre del año 2020, obteniendo un valor de 333,47 COP por kWh consumido.

Teniendo en cuenta este dato se procedió a calcular el costo de energía anual consumido por el sistema de levantamiento artificial gas lift y jet pump para cada una de las sensibilidades. Este cálculo se realizó a partir de la ecuación 5. Se estableció el precio del dólar mediante el promedio de los últimos tres meses en un valor de 3600 pesos colombianos para la conversión según la TRM⁴⁶.

$$\text{Costo EA (USD)} = EC \left(\frac{kWh}{\text{año}} \right) \times 333,47 \left(\frac{\text{COP}}{\text{kWh}} \right) \times \frac{1}{3600} \left(\frac{\text{USD}}{\text{COP}} \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

En donde EA es la energía anual y EC es la energía consumida por la unidad analizada, ya sea el compresor en un sistema gas lift o la bomba en uno jet pump.

⁴⁵ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP. Tarifa ESSA. 2021.

⁴⁶ Abreviación de Tasa Representativa del Mercado. Dato proveniente de Morningstar para Currency and Coinbase for Cryptocurrency.

Posteriormente, se calcularon las ganancias por la venta de crudo anual de los sistemas de gas lift y jet pump, en cada uno de los casos de sensibilidad por pozo tipo. Para hallar este dato, se utilizó la ecuación 6. Se asumió un precio del barril de petróleo de 50 USD, y la duración del año se consideró como 360 días. También se asumió una tasa de declinación de cero para que la producción de barriles se mantuviera constante durante el año.

$$GVC (USD) = BD (BOPD) \times 360 \left(\frac{días}{año} \right) \times 50 \left(\frac{USD}{barril} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

GVC hace referencia a las ganancias anuales por venta de crudo.

BD son los barriles de aceite diarios.

Finalmente, para el cálculo de balance financiero (BF) se procedió a restar el costo de la energía anual (Costo EA) de las ganancias anuales por venta de crudo (GVC). Entonces, la ecuación se puede presentar de la siguiente forma:

$$BF = GVC (USD) - Costo EA (USD) \quad \text{Ecuación 7}$$

Los resultados obtenidos para cada sistema de levantamiento estudiado se presentan a continuación.

3.4.1 Gas lift. Los valores correspondientes al balance financiero, en dólares americanos (USD), obtenidos para cada sensibilidad en el sistema de gas lift, se muestran en el cuadro a continuación. En la columna de balance financiero se encuentran resaltados en verde claro los dos casos con mejores resultados, para cada pozo tipo.

Cuadro 13. Balance financiero en el sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Prof. V.O. (ft)</i>	<i>TGLR (scf/STB)</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Costo anual de energía (USD)</i>	<i>Ganancias anuales por venta de crudo (USD)</i>	<i>Balance financiero (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	7500	550	94	\$1.069.767,63	\$1.692.000,00	\$622.232,37
	3769	550	63	\$540.208,68	\$1.134.000,00	\$593.791,32
	5615	550	80	\$807.944,06	\$1.440.000,00	\$632.055,94
	7500	330	81	\$562.461,53	\$1.458.000,00	\$895.538,47
	3769	330	57	\$297.416,96	\$1.026.000,00	\$728.583,04
	5615	330	71	\$433.987,48	\$1.278.000,00	\$844.012,52
	7500	440	89	\$862.473,72	\$1.602.000,00	\$739.526,28
	3769	440	60	\$412.816,19	\$1.080.000,00	\$667.183,81
	5615	440	77	\$621.231,36	\$1.386.000,00	\$764.768,64
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	7625	1200	739	\$1.625.060,03	\$13.302.000,00	\$11.676.939,97
	3832	1200	644	\$1.118.082,66	\$11.592.000,00	\$10.473.917,34
	5709	1200	689	\$1.364.179,24	\$12.402.000,00	\$11.037.820,76
	7625	720	671	\$589.592,86	\$12.078.000,00	\$11.488.407,14
	3832	720	608	\$418.734,12	\$10.944.000,00	\$10.525.265,88
	5709	720	637	\$503.278,69	\$11.466.000,00	\$10.962.721,31
	7625	960	713	\$1.142.057,17	\$12.834.000,00	\$11.691.942,83
	3832	960	631	\$767.541,71	\$11.358.000,00	\$10.590.458,29
	5709	960	669	\$929.005,71	\$12.042.000,00	\$11.112.994,29
<i>Catatumbo</i>	4500	500	290	\$329.223,00	\$5.220.000,00	\$4.890.777,00
	2262	500	189	\$175.539,86	\$3.402.000,00	\$3.226.460,14
	3369	500	242	\$250.104,75	\$4.356.000,00	\$4.105.895,25
	4500	300	241	\$163.681,94	\$4.338.000,00	\$4.174.318,06
	2262	300	185	\$91.537,97	\$3.330.000,00	\$3.238.462,03
	3369	300	214	\$127.622,08	\$3.852.000,00	\$3.724.377,92
	4500	400	273	\$248.735,90	\$4.914.000,00	\$4.665.264,10
	2262	400	185	\$133.846,38	\$3.330.000,00	\$3.196.153,62
	3369	400	234	\$189.801,98	\$4.212.000,00	\$4.022.198,02
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	6500	1000	843	\$1.516.663,52	\$15.174.000,00	\$13.657.336,48
	3267	1000	604	\$852.922,32	\$10.872.000,00	\$10.019.077,68
	4867	1000	720	\$1.163.443,74	\$12.960.000,00	\$11.796.556,26
	6500	600	727	\$667.475,34	\$13.086.000,00	\$12.418.524,66
	3267	600	536	\$385.693,62	\$9.648.000,00	\$9.262.306,38
	4867	600	626	\$516.047,61	\$11.268.000,00	\$10.751.952,39
	6500	800	797	\$1.086.086,27	\$14.346.000,00	\$13.259.913,73
	3267	800	576	\$616.326,49	\$10.368.000,00	\$9.751.673,51
	4867	800	681	\$832.644,89	\$12.258.000,00	\$11.425.355,11

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Jet pump. A continuación, se muestran los resultados correspondientes al balance financiero, presentados en dólares americanos, para cada sensibilidad en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet. En verde claro se resaltan los dos casos con mejores resultados en balance financiero, para cada pozo tipo.

Cuadro 14. Balance financiero en el sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Referencia boquilla- garganta</i>	<i>Qo (bopd)</i>	<i>Costo anual de energía (USD)</i>	<i>Ganancias anuales por venta de crudo (USD)</i>	<i>Balance financiero (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	Aceite	7B	94	\$154.574,03	\$1.692.000,00	\$1.537.425,97
		6B	75	\$57.293,85	\$1.350.000,00	\$1.292.706,15
		4B	56	\$31.034,17	\$1.008.000,00	\$976.965,83
	Agua	7B	94	\$44.760,82	\$1.692.000,00	\$1.647.239,18
		6B	75	\$29.840,55	\$1.350.000,00	\$1.320.159,45
		3C	56	\$18.501,14	\$1.008.000,00	\$989.498,86
<i>Valle Medio del Magdalena</i>	Aceite	6B	739	\$56.100,23	\$13.302.000,00	\$13.245.899,77
		3E	590	\$25.662,87	\$10.620.000,00	\$10.594.337,13
		2E	443	\$8.952,16	\$7.974.000,00	\$7.965.047,84
	Agua	7C	739	\$31.034,17	\$13.302.000,00	\$13.270.965,83
		5D	590	\$15.517,08	\$10.620.000,00	\$10.604.482,92
		2E	443	\$9.548,97	\$7.974.000,00	\$7.964.451,03
<i>Catatumbo</i>	Aceite	5C	290	\$27.453,30	\$5.220.000,00	\$5.192.546,70
		4C	231	\$15.517,08	\$4.158.000,00	\$4.142.482,92
		1D	174	\$7.161,73	\$3.132.000,00	\$3.124.838,27
	Agua	5C	290	\$20.291,57	\$5.220.000,00	\$5.199.708,43
		4C	231	\$12.533,03	\$4.158.000,00	\$4.145.466,97
		5D	174	\$6.564,92	\$3.132.000,00	\$3.125.435,08
<i>Valle Superior del Magdalena</i>	Aceite	7C	843	\$45.357,63	\$15.174.000,00	\$15.128.642,37
		5C	674	\$28.646,92	\$12.132.000,00	\$12.103.353,08
		3D	505	\$16.710,71	\$9.090.000,00	\$9.073.289,29
	Agua	7C	843	\$35.808,66	\$15.174.000,00	\$15.138.191,34
		5C	674	\$25.662,87	\$12.132.000,00	\$12.106.337,13
		3D	505	\$14.920,27	\$9.090.000,00	\$9.075.079,73

Fuente: Elaboración propia.

3.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Después de realizar el balance financiero con el método previamente mencionado, se procedió a identificar los escenarios de los pozos tipo donde se tenía una mayor producción y donde se tenía menor huella de carbono. Con estos escenarios, tanto en gas lift como en jet pump, se planteó un modelo para evaluar la viabilidad del proyecto económicamente.

La evaluación financiera se realizó mediante el cálculo del valor presente neto (VPN). El IEP (Instituto Europeo de Posgrado)⁴⁷ define el valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN) como la suma del valor presente de los flujos de efectivo individuales de un proyecto. Es una herramienta de gran utilidad para determinar la viabilidad de una inversión o de un proyecto. Para realizarlo es necesario restar la cantidad invertida inicialmente con el valor de los flujos que se esperan recibir de diferentes periodos en el futuro. Así, se puede obtener una previsión de mediano a largo plazo.

Para calcular el VPN a los escenarios escogidos, se definió un periodo de un año como el tiempo para la evaluación, posteriormente se definieron los días de cada mes desde el inicio del proyecto. Cabe resaltar que se definió una tasa de declinación de cero, para la producción de barriles, entonces el caudal inicial se mantuvo igual para cada mes del periodo evaluado. Teniendo esto, se procedió a definir el ingreso que en este caso es la ganancia por venta de crudo, calculado anteriormente con la ecuación 6. Los flujos de salida o egresos serán los costos operativos, que son en esencia el valor de la energía consumida por el sistema de levantamiento artificial que también fue calculado anteriormente en la ecuación 5.

⁴⁷ INSTITUTO EUROPEO DE POSGRADO. ¿Qué es VPN en Finanzas? 2021. Disponible en: <https://www.iep-edu.com.co/que-es-vpn-en-finanzas/>

3.5.1 Gas lift. Para gas lift, se escogieron dos diferentes valores de inversión inicial, dependiendo del escenario escogido. Para el caso con una mayor producción, se estimó la inversión inicial como \$1'000.0000 de dólares americanos, teniendo en cuenta costos de proyectos similares de gas lift en Colombia. Para el caso con la menor huella de carbono, se asumió la inversión inicial de \$800.000 dólares teniendo en cuenta que la potencia requerida por el compresor es mucho menor que en el caso de mayor producción. Normalmente, compresores del mismo fabricante varían dependiendo de la potencia entregada y la presión de descarga máxima.

En los cuadros 15 y 16 se observa el VPN anual de los escenarios seleccionados. Se relacionan también los barriles producidos y la huella de carbono correspondiente.

Cuadro 15. Análisis financiero para los casos con mayor producción en el sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Producción (bopd)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>	<i>VPN al año (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	94	1917,07	\$515.780,82
<i>VMM</i>	739	2912,18	\$11.175.771,73
<i>Catatumbo</i>	290	589,98	\$3.789.825,51
<i>VSM</i>	843	2717,93	\$12.902.151,88

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 16. Análisis financiero para los casos con menor huella de carbono en el sistema gas lift.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Producción (bopd)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>	<i>VPN al año (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	57	532,98	\$132.560,32
<i>VMM</i>	608	750,39	\$9.252.486,68
<i>Catatumbo</i>	185	164,04	\$2.260.103,76
<i>VSM</i>	536	691,18	\$8.061.428,65

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro completo de resultados y los cálculos realizados para el sistema de gas lift se encuentran disponibles en el anexo A-6.

3.5.2 Jet pump. Para el bombeo hidráulico tipo jet también se asumieron dos diferentes valores de inversión inicial, dependiendo del escenario escogido. Para este sistema se calculó el VPN para el caso con una mayor producción y para el caso de la menor huella de carbono, considerando ambos tipos de fluido de potencia evaluados, agua y aceite.

En el escenario de mayor producción, se asumió la inversión inicial como \$750.000 dólares teniendo en cuenta el costo de proyectos similares de bombeo hidráulico tipo jet. Para el caso con la menor huella de carbono, se asumió la inversión inicial de \$600.000 dólares, teniendo en cuenta que la potencia requerida por la bomba es menor. En el sistema jet pump los costos están asociados principalmente a los requerimientos de potencia.

Cuadro 17. Análisis financiero para los casos con mayor producción en el sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Producción (bopd)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>	<i>VPN al año (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	Aceite	94	277,00	\$800.736,13
	Agua	94	80,21	\$804.930,39
<i>VMM</i>	Aceite	739	100,53	\$11.485.697,28
	Agua	739	55,61	\$11.486.654,67
<i>Catatumbo</i>	Aceite	290	49,20	\$4.051.351,44
	Agua	290	36,36	\$4.051.624,97
<i>VSM</i>	Aceite	843	56,67	\$13.208.347,59
	Agua	843	44,74	\$13.208.712,31

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 18. Análisis financiero para los casos con menor huella de carbono en el sistema jet pump.

<i>Cuenca pozo tipo</i>	<i>Fluido de potencia</i>	<i>Producción (bopd)</i>	<i>Huella de carbono (ton CO₂/año)</i>	<i>VPN al año (USD)</i>
<i>Llanos Orientales</i>	Aceite	56	38,78	\$326.174,67
	Agua	56	23,12	\$955.933,36
<i>VMM</i>	Aceite	443	11,19	\$6.735.738,08
	Agua	443	11,93	\$6.735.715,28
<i>Catatumbo</i>	Aceite	174	8,95	\$2.281.166,46
	Agua	174	8,20	\$2.281.189,26
<i>VSM</i>	Aceite	505	20,88	\$7.762.161,74
	Agua	505	18,64	\$7.762.230,13

Fuente: Elaboración propia.

En los cuadros 17 y 18 se puede observar el VPN anual de los escenarios seleccionados, tanto para el caso donde se usa aceite como fluido de potencia como en el caso en el que el agua toma este rol. Se presenta la tasa de producción, que se asume como constante en el periodo estudiado, y la huella de carbono de cada escenario. El cuadro completo con los resultados y los cálculos realizados se encuentran disponibles en el anexo A-9.

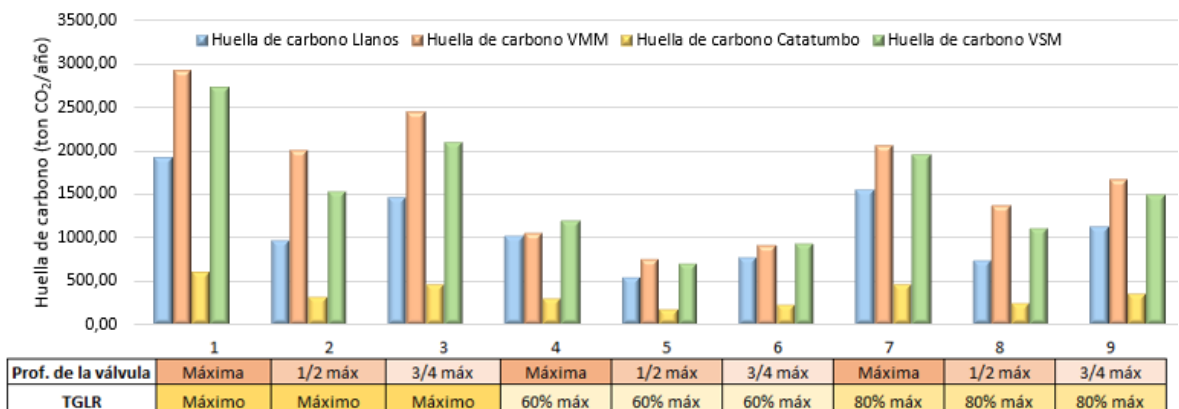
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el análisis realizado en el presente trabajo se recurrió a la creación de diagramas de barras y gráficas de dispersión en la herramienta Excel. Los gráficos resultantes muestran la existencia o ausencia de relaciones entre variables y propiedades empleadas en el diseño de los sistemas, además de facilitar la identificación del impacto de los parámetros operacionales principales.

4.1 GAS LIFT

La evaluación de la huella de carbono en el sistema gas lift produjo los resultados que se observan en el diagrama de barras presentado a continuación. Como se puede observar, la tendencia para cada cuenca en las sensibilidades realizadas es que, a mayor profundidad de inyección, y a mayor relación de gas líquido total, se producen las mayores emisiones de GEI y la mayor huella de carbono.

Figura 21. Huella de carbono (ton CO₂/año) en el sistema gas lift.

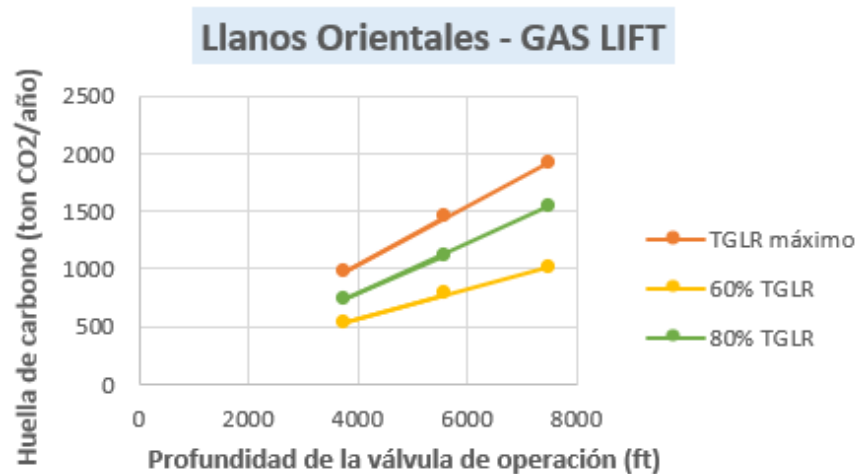


Fuente: Elaboración propia.

Aunque la huella de carbono se ve afectada por dos parámetros operacionales, se exhibe mayor impacto del TGLR en las mayores profundidades. Esto se evidencia en las figuras 20-23. Del mismo modo, debido a que el TGLR hace referencia a la cantidad de gas a inyectar, tiene un mayor impacto en los requerimientos de

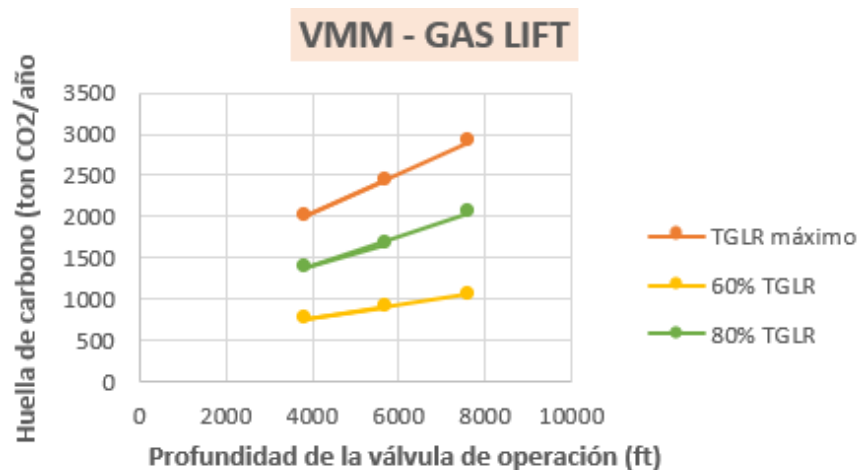
potencia. La profundidad del punto de inyección tiene efectos también, ya que entre más profundo se instale la válvula de operación, se necesitará mayor potencia para el trabajo. Sin embargo, en el gas lift continuo se presenta el proceso de descarga inicialmente por lo que las profundidades pueden ser compensadas. Por lo visto, se considera que sería una elección más eficiente inyectar más profundo con una menor TGLR, que inyectar poco profundo con un caudal de gas de inyección mayor.

Figura 22. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Llanos Orientales.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 23. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Elaboración propia.

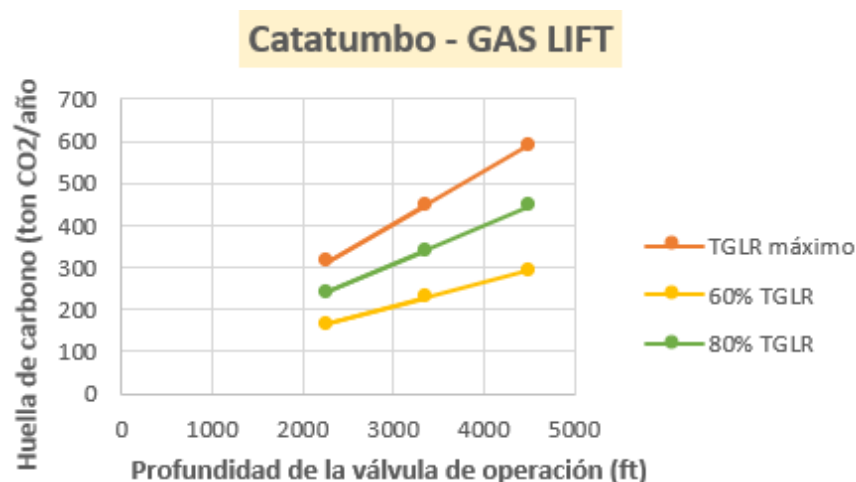
En las gráficas anteriores se presentó el efecto de las sensibilidades aplicadas en los pozos con características típica de la cuenca de los Llanos Orientales y del Valle Medio del Magdalena. En ambas se observan unas separaciones de magnitudes similares entre las curvas de TGLR, con la característica común de que esta separación aumenta con las mayores profundidades.

En el caso referente a los Llanos Orientales, la huella de carbono varía desde 532,98 hasta 1917,07 toneladas de CO₂ anuales, tomando en cuenta todas las sensibilidades realizadas. La variación tiene un porcentaje de diferencia del 72%.

Para el análisis de la cuenca del VMM, los valores de huella de carbono alcanzan hasta 2912,18 toneladas de CO₂ anuales, siendo el caso con mayor huella de carbono, aunque no es el primero en producción, sino el segundo. Además, la diferencia entre el caso más optimista y pesimista del VMM, ambientalmente, es de un 74%. Esto es tomando en cuenta todas las sensibilidades evaluadas.

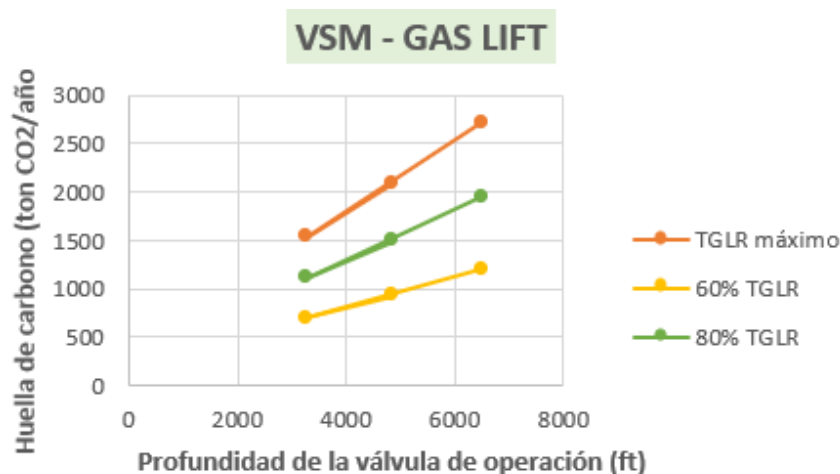
Las gráficas correspondientes a los pozos tipo ubicados en la cuenca del Catatumbo y en Valle Superior del Magdalena, se presentan a continuación:

Figura 24. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Catatumbo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 25. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Superior del Magdalena.



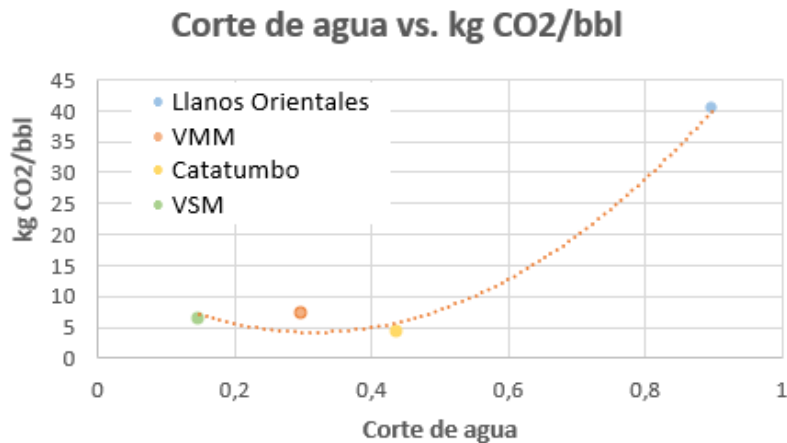
Fuente: Elaboración propia.

En el caso del VSM, la huella de carbono varía desde 691,18 hasta 2717 toneladas de CO₂ anuales, con un porcentaje de diferencia del 75%. Es el pozo con mayor producción, en el sistema evaluado, pero el segundo con mayor huella de carbono.

En las curvas de TGLR del VSM se observan unas separaciones de magnitudes similares en comparación a las cuencas de VMM y Llanos Orientales. En contraste, los puntos varían en menor medida en la gráfica del caso de Catatumbo. Este caso resalta también porque tiene las menores huellas de carbono entre todos los pozos analizados, aunque su producción no es la menor. La diferencia entre el valor más alto y el más bajo de huella de carbono es de un 72%, y el valor más alto que presenta en toneladas de CO₂ al año es de 589,98. Aunque este sea el resultado más alto de emisiones obtenido, es menor que los valores mínimos de emisiones de las cuencas de VMM y VSM.

Para analizar de forma más profunda la razón por la que se da este comportamiento, se generaron gráficas evaluando las diferencias en pozo, fluido y yacimiento de los casos presentados. Se evaluó el efecto del corte de agua, la gravedad API, la presión de yacimiento, y la profundidad del pozo.

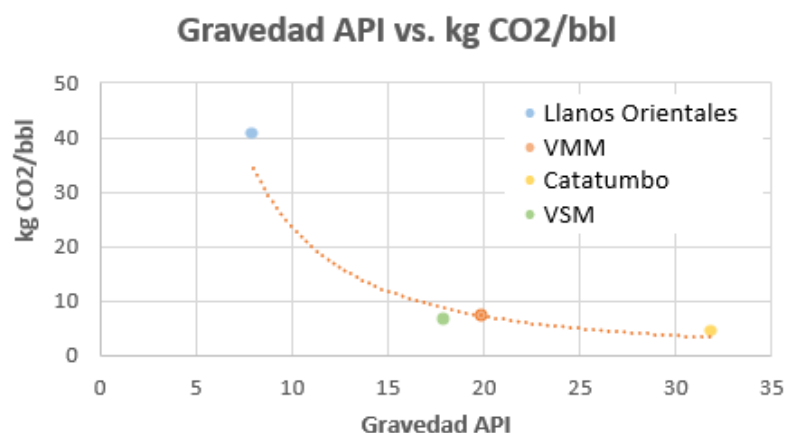
Figura 26. Efecto del corte de agua en la huella de carbono. Gas lift.



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica de corte de agua implica una relación entre la huella de carbono y qué tanta agua produce un pozo, en este sistema específico. Se observa que entre mayor sea el corte de agua, o BS&W, se generarán más emisiones al momento de implementar el sistema gas lift. Esto se relaciona con el sentido físico del SLA, ya que la miscibilidad juega un papel de gran importancia al levantar fluidos con este sistema.

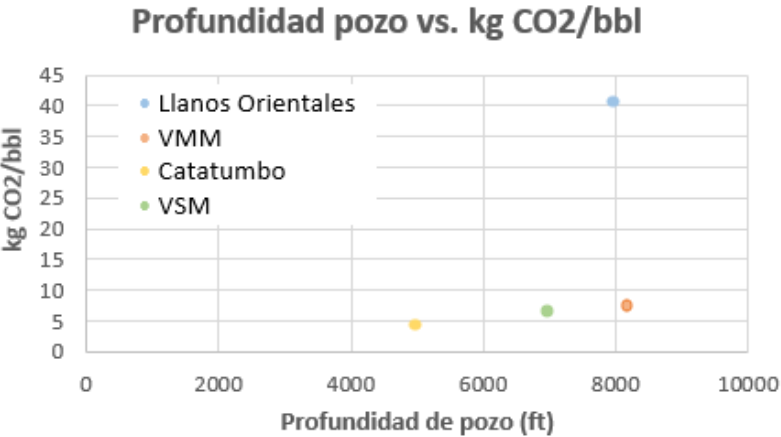
Figura 27. Efecto de la gravedad API en la huella de carbono. Gas lift.



Fuente: Elaboración propia.

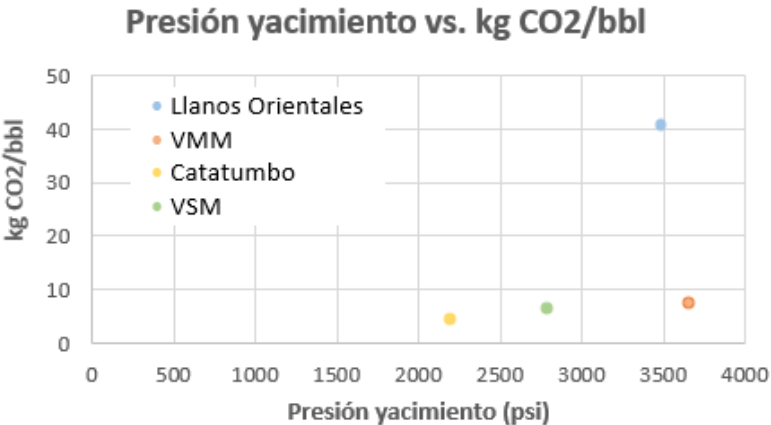
Así mismo, se pudo encontrar una relación entre la huella de carbono y la gravedad API. En la gráfica se aprecia cómo disminuyen las toneladas de CO₂ al año cuando a medida que el fluido es más liviano. No es una sorpresa que exista mayor facilidad para levantar fluidos livianos, o que sea más rentable; sin embargo, se evidencia que desde un punto de vista ambiental existe preferencia por los crudos de mayor gravedad API.

Figura 28. Efecto de la profundidad de pozo en la huella de carbono. Gas lift.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 29. Efecto de la presión de yacimiento en la huella de carbono. Gas lift.

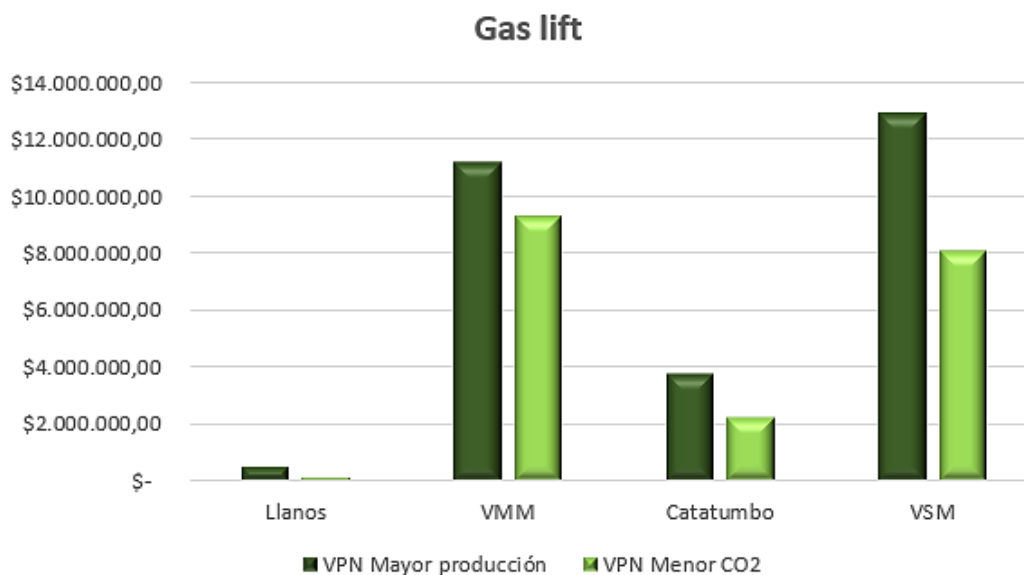


Fuente: Elaboración propia.

Observando las gráficas anteriores, figura 26 y 27, se puede afirmar que no hay una relación específica entre la huella de carbono y la presión de yacimiento, ni con la profundidad del pozo. Para el gas lift es fundamental la ubicación en fondo de las válvulas, y se consideraría que los pozos más profundos generan más emisiones, pero con la muestra de datos analizada no se exhibe una relación clara.

Ahora, es conveniente analizar los resultados desde un punto de vista económico. Aunque se debe mencionar que no en todos los casos la mayor huella de carbono corresponde a las mayores ganancias, como se resalta en el cuadro 14 (sección 3.4.1), generalmente la reducción de la huella de carbono implica sacrificar la producción de barriles, y así mismo las ganancias. En la gráfica presentada a continuación se analizan únicamente los dos casos extremos dentro de las sensibilidades realizadas: el de mayor producción (y mayor huella de carbono), y el de menor huella de carbono (y menor producción).

Figura 30. Análisis financiero. Caso de mayor producción vs. Caso de menor huella de carbono.



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario analizado, seleccionar el caso con menor huella de carbono generaría entre un 72-75% menos de emisiones, sin embargo, se sacrificaría entre un 17-40% de VPN.

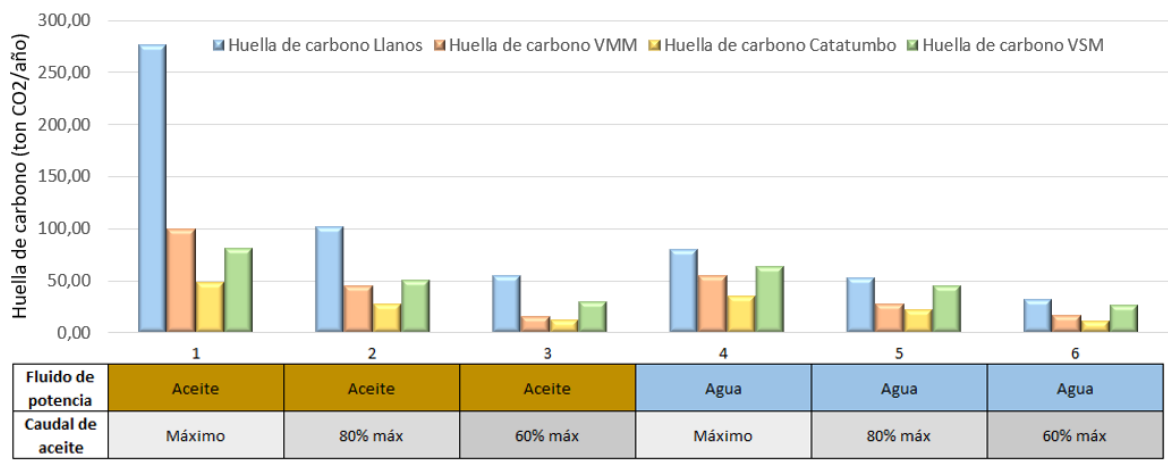
Todos los casos analizados, presentan valores presentes netos positivos como se observa en la figura 28, tanto los de mayor producción como los de menor huella de carbono. Esto significa que cualquiera que sea la elección tomada será rentable y factible desde el punto de vista financiero, y se generara suficiente dinero para recuperar la inversión y obtener utilidades al final del ejercicio.

La decisión final se deberá tomar teniendo en cuenta todos los casos y evaluando otros parámetros, como características de pozo, de fluido, la locación del pozo, y regulaciones ambientales de cada país o filosofías particulares de cada compañía.

4.2 JET PUMP

La evaluación de la huella de carbono en el sistema jet pump produjo los resultados que se observan en el diagrama de barras que se presenta a continuación.

Figura 31. Huella de carbono (ton CO₂/año) en el sistema jet pump.



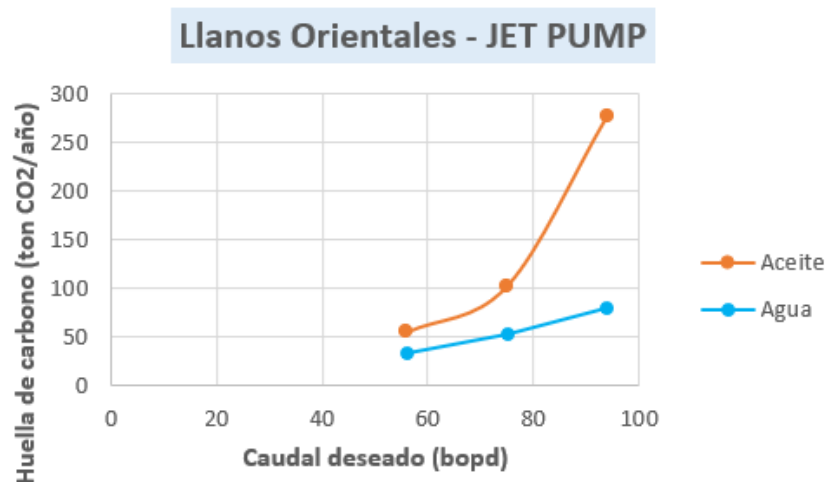
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica anterior, la tendencia en cada una de las sensibilidades es que a mayor caudal de aceite requerido y utilizando aceite como fluido de potencia, se producen las mayores emisiones de GEI y consecuentemente la mayor huella de carbono.

De la figura 30 a la 33 se puede apreciar que, aunque la huella de carbono se ve afectada por dos parámetros operacionales, la eficiencia energética del sistema se ve gravemente afectada cuando se cambia el fluido de potencia a aceite. Se llega a este análisis ya que en el jet pump el caudal deseado es un dato de entrada y se exhibe por ejemplo en la gráfica 30, que se genera casi 6 veces más huella de carbono para producir el mismo caudal de aceite en el escenario de mayor producción (94 bopd).

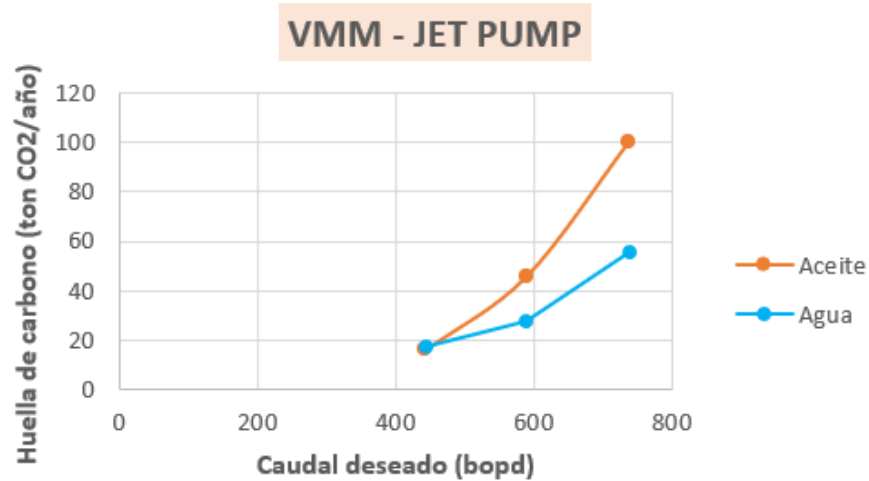
En general, para todos los pozos tipo analizados, se mantiene una misma tendencia, en donde a bajos caudales de producción la diferencia en la huella de carbono cambiando el fluido de potencia es mínima. Esta diferencia en la huella de carbono va aumentando drásticamente a medida que se incrementa el caudal de producción.

Figura 32. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Llanos Orientales.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 33. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Elaboración propia.

En el caso referente a los Llanos Orientales, la huella de carbono varía desde 33,15 hasta 277 toneladas de CO₂ anuales, tomando en cuenta todas las sensibilidades realizadas. La variación tiene un porcentaje de diferencia del 88%. Cabe resaltar que de los 4 pozos tipo analizados, Llanos Orientales es el que tiene una mayor huella de carbono generada y paradójicamente es el que menor producción tiene de todos los pozos. Lo anterior se explica y permite corroborar los hallazgos encontrados en este proyecto con la literatura. Samad⁴⁸ afirma el efecto que tiene la diferencia de viscosidades en el desempeño del sistema jet pump, una mayor diferencia de viscosidades entre el fluido de potencia y el fluido de producción implica mayores pérdidas energéticas en el sistema.

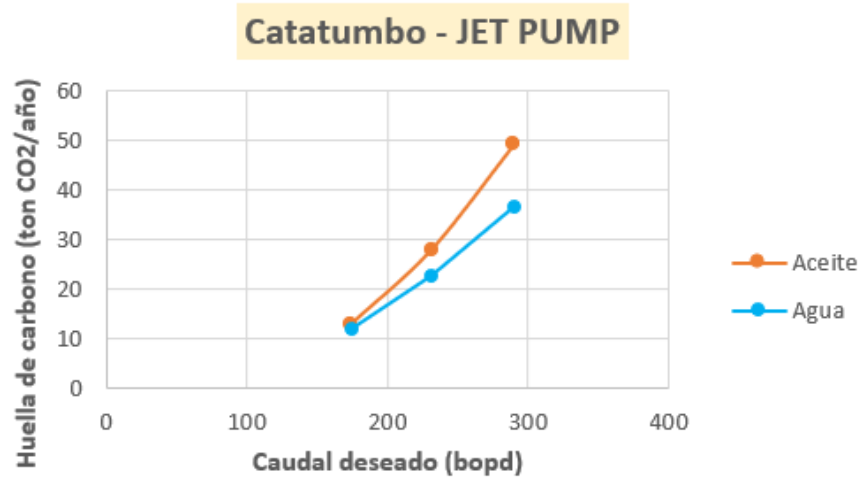
Para el análisis de la cuenca del VMM, los valores de huella de carbono alcanzan hasta 70,10 toneladas de CO₂ anuales, siendo el segundo caso con mayor huella de carbono. Además, la diferencia entre el caso más optimista y pesimista del VMM,

⁴⁸ SAMAD, Abdus. Flow Analyses Inside Jet Pumps Used for Oil Wells. International Journal of Fluid Machinery. 2013.

ambientalmente, es de un 84,04%. Esto es tomando en cuenta todas las sensibilidades evaluadas.

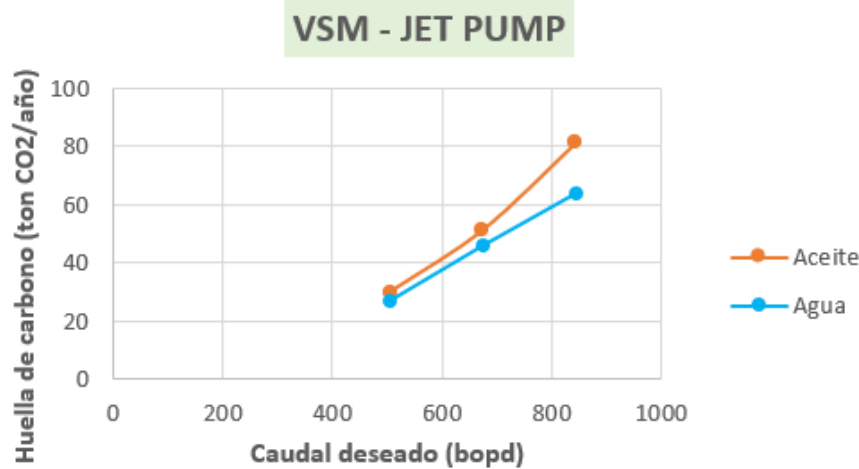
Las gráficas correspondientes a los pozos tipo ubicados en la cuenca del Catatumbo y en Valle Superior del Magdalena, se presentan a continuación:

Figura 34. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Catatumbo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 35. Efecto de las sensibilidades en la huella de carbono. Valle Superior del Magdalena.



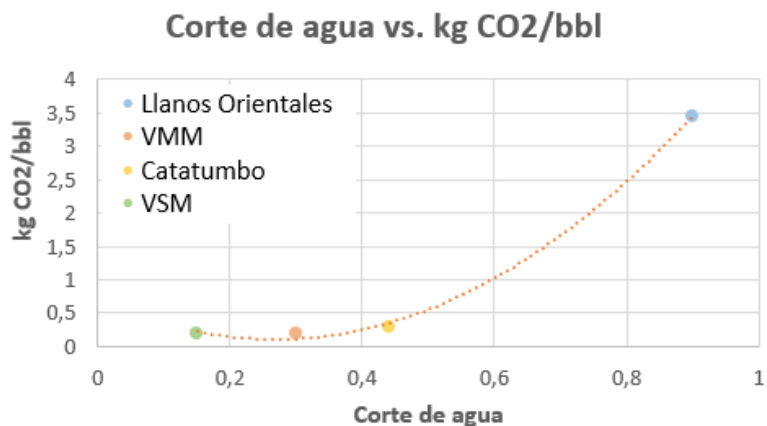
Fuente: Elaboración propia.

En el caso del VSM, la huella de carbono varía desde 56,67 hasta 18,64 toneladas de CO₂ anuales, con un porcentaje de diferencia del 67,11%. Es el pozo con mayor producción, en el sistema evaluado, y el segundo con menor huella de carbono. Además de esto, es de resaltar que es el caso en el que menor diferencia porcentual se presenta entre los escenarios analizados.

Para el caso del Catatumbo, resalta porque tiene la menor huella de carbono entre todos los pozos analizados, aunque su producción no es la menor. La diferencia entre el valor más alto y el más bajo de huella de carbono es de un 76.1%, y el valor más alto que presenta en toneladas de CO₂ al año es de 34,30.

Para analizar de forma más profunda la razón por la que se da este comportamiento, se generaron gráficas evaluando las diferencias en pozo, fluido y yacimiento de los casos presentados. Se evaluó el efecto del corte de agua, la gravedad API, la presión de yacimiento, y la profundidad del pozo.

Figura 36. Efecto del corte de agua en la huella de carbono. Jet pump.

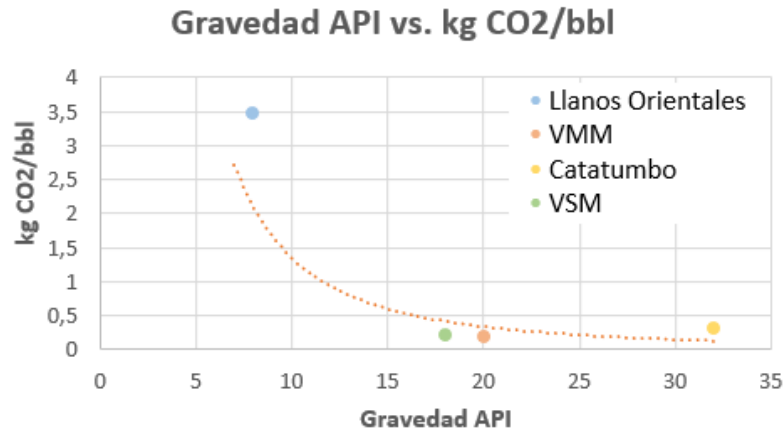


Fuente: Elaboración propia.

La gráfica de corte de agua al igual que en lo analizado en gas lift implica una correlación entre la huella de carbono y qué tanta agua produce un pozo. Se

observa que entre mayor sea el corte de agua, o BS&W, se generarán más emisiones al momento de implementar el sistema jet pump.

Figura 37. Efecto de la gravedad API en la huella de carbono. Jet pump.

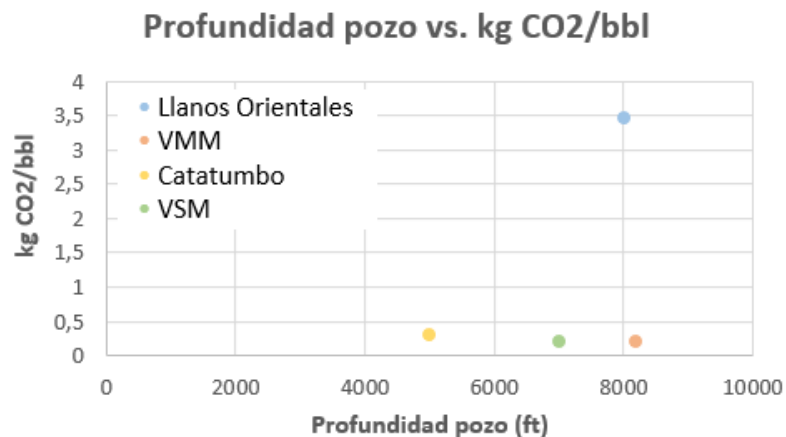


Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, en el sistema jet pump, se pudo encontrar una relación entre la huella de carbono y la gravedad API similar a la encontrada en gas lift. En la gráfica anterior se aprecia cómo disminuyen las toneladas de CO₂ al año cuando a medida que el fluido es más liviano. Esto era de esperarse debido a que normalmente, crudos de API bajos tienden a ser bastante viscosos y una gran diferencia en las viscosidades de fluidos de potencia y producción afecta negativamente el desempeño energético del sistema.

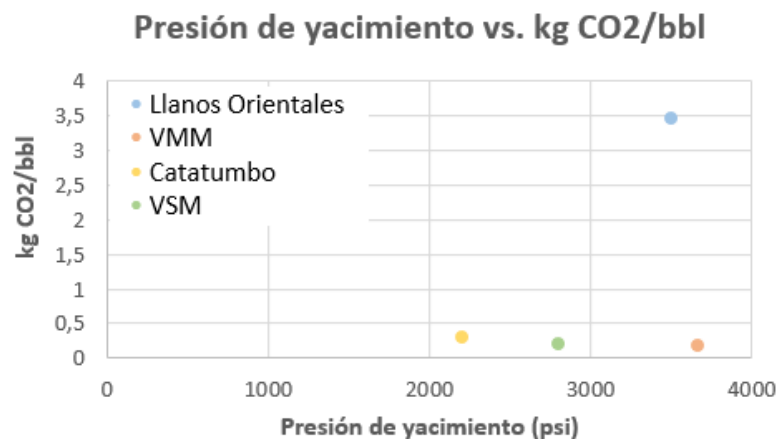
Observando las gráficas 36 y 37, se puede afirmar que no hay una correlación específica entre la huella de carbono y la presión de yacimiento, ni con la profundidad del pozo. Lo anterior ya que los puntos se encuentran dispersos y no existe una tendencia clara que permita deducir algún tipo de relación entre estos parámetros.

Figura 38. Efecto de la profundidad de pozo en la huella de carbono. Jet pump.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 39. Efecto de la presión de yacimiento en la huella de carbono. Jet pump.

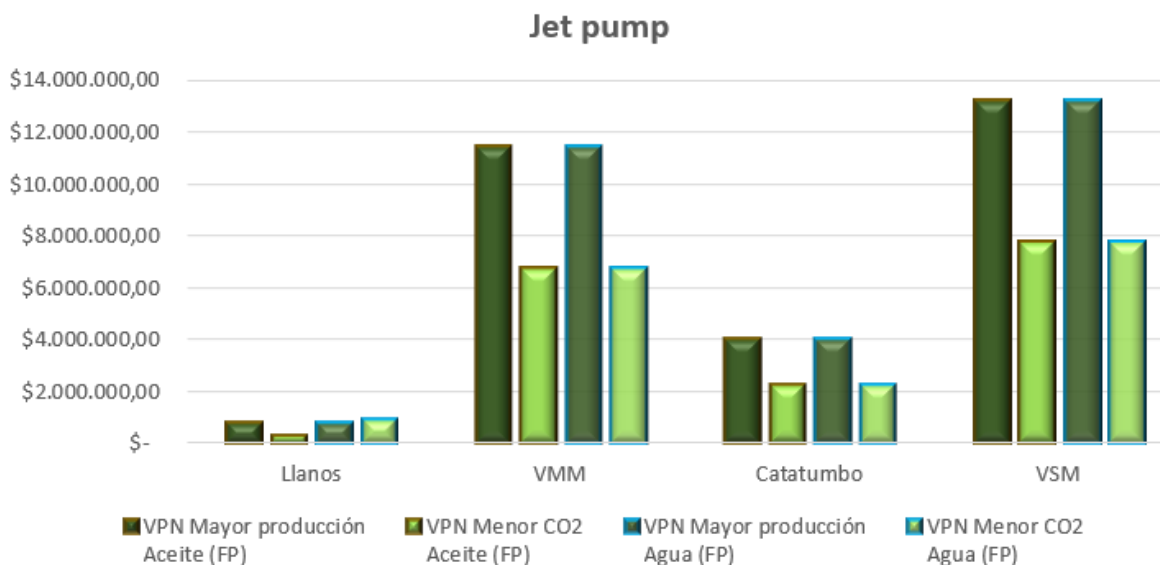


Fuente: Elaboración propia.

Es importante analizar los resultados desde un punto de vista económico. Los casos con la menor huella de carbono mostraron también un menor balance financiero como se muestra en el cuadro 15 (sección 3.4.1), esto se debe principalmente a que se eligió un caudal de aceite menor y por consiguiente las ganancias serán menores. Para poner un ejemplo, en el caso de Llanos Orientales la diferencia de producción entre el escenario con una mayor y una menor huella de carbono fue de 38 bopd que corresponde a un 40% de la producción. Aunque para el escenario de la menor huella de carbono los costes de energía consumida disminuyen por la

disminución en la potencia requerida, no alcanza a compensar la disminución de ganancias por la diferencia en producción. En la gráfica presentada a continuación se analizan únicamente los dos casos extremos dentro de las sensibilidades realizadas: el de mayor producción (y mayor huella de carbono), y el de menor huella de carbono (y menor producción).

Figura 40. Análisis financiero. Caso de mayor producción vs. Caso de menor huella de carbono.



Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los porcentajes obtenidos en cada uno de los pozos tipo analizados, seleccionar el caso con menor huella de carbono generaría entre un 67,11-88% menos de emisiones, sin embargo, se sacrificaría entre un 41-44% de VPN.

Cabe resaltar, que en el caso de Llanos Orientales el VPN aumenta significativamente en el caso de menor huella de carbono cuando se cambia el líquido de potencia de agua a aceite. En este caso la variación del VPN es de 66%. Para los demás escenarios, el VPN no cambia significativamente con el cambio del fluido de potencia como se observa en la figura 38.

Todos los casos analizados, presentan valores presentes netos positivos como se observa en la figura 38, tanto los de mayor producción como los de menor huella de carbono. Esto significa que cualquiera que sea la elección tomada será rentable y factible desde el punto de vista financiero, y se generara suficiente dinero para recuperar la inversión y obtener utilidades al final del ejercicio.

La decisión final se deberá tomar teniendo en cuenta todos los casos y evaluando otros parámetros, como características de pozo, de fluido, la locación del pozo, y regulaciones ambientales de cada país o filosofías particulares de cada compañía.

4.3 COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para dar cumplimiento al alcance final del proyecto, se realizó la comparación entre los resultados previamente obtenidos por Useche y Martínez⁴⁹ de los sistemas de bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas con los resultados obtenidos en este proyecto de gas lift y jet pump.

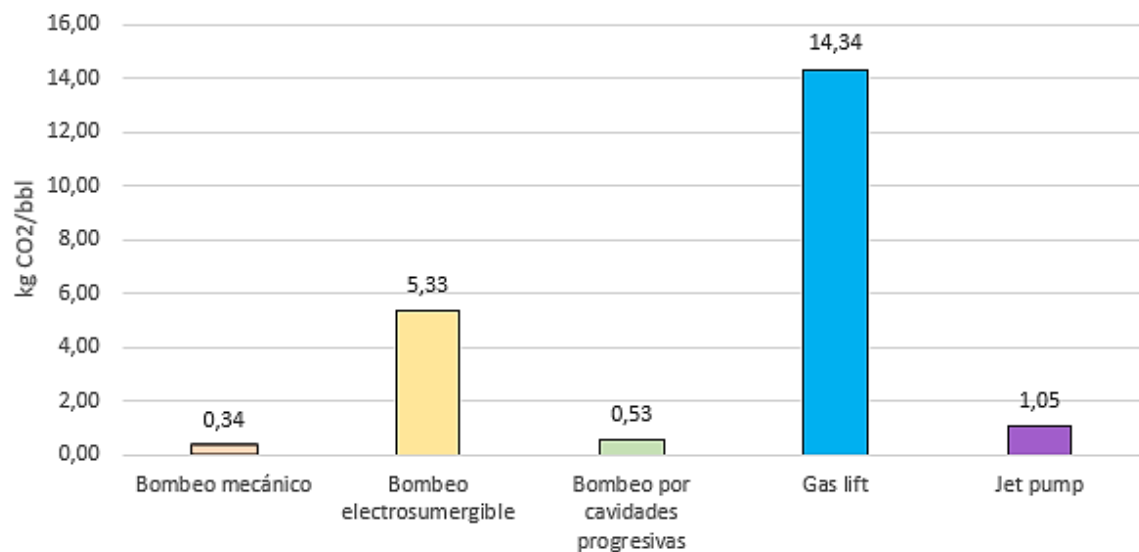
Primero se tomó en cuenta que los barriles de producción no eran los mismos para los diferentes sistemas por los parámetros propios de diseño de cada uno de los escenarios. Para tener una variable de control y poder realizar la comparación, se calcularon los kilogramos de CO₂ por barril en cada uno de los sistemas de levantamiento artificial. Posteriormente, se obtuvo un promedio de cada uno de los sistemas analizados y se graficaron los resultados. En la figura 39, se observa la gráfica obtenida.

El sistema de levantamiento gas lift tiene el promedio más alto de huella de carbono por barril con 14,34 KgCO₂/bbl, en segundo lugar, se encuentra el bombeo electrosumergible con 5,33 KgCO₂/bbl, luego se encuentra el jet pump con 1,05

⁴⁹ USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Ob. Cit.

KgCO₂/bbl y finalmente se encuentra el bombeo por cavidades progresivas y el bombeo mecánico con un 0,53 y 0,34 KgCO₂/bbl respectivamente.

Figura 41. Comparación entre los sistemas de levantamiento artificial. Promedio de huella de carbono por barril producido.



Fuente: Elaboración propia.

Estos resultados, concuerdan con lo planteado por Tákacs⁵⁰, quien plantea que los sistemas de levantamiento artificial con mayor eficiencia energética son el bombeo mecánico y el bombeo por cavidades progresivas (PCP). Adicionalmente, el autor afirma que el sistema con menor eficiencia energética es el gas lift y ese mismo resultado se obtuvo en el desarrollo de este trabajo.

⁵⁰ TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook. Elsevier. 2015.

5. CONCLUSIONES

Evaluar la huella de carbono e incluirla como parámetro de selección puede ser de gran utilidad para las compañías petroleras no solo para demostrar el compromiso con el medio ambiente, sino que ofrece una mayor gama de opciones al momento de seleccionar el caso más adecuado según aspectos técnicos, económicos, energéticos, y según las reglamentaciones.

Comparando los diferentes parámetros de yacimiento y características de pozo empleados en los distintos casos tipo, tanto para el gas lift como el jet pump la huella de carbono se reduce cuando se tiene bajos corte de agua y alta gravedad API.

En gas lift, los diseños con mayor producción son los de mayor huella de carbono, pero no se cumple en todos los casos que coincidan con ser los de mayor economía. Esto se identificó incluyendo la huella de carbono y gastos energéticos en cada caso, lo que demuestra la importancia de esta evaluación.

La huella de carbono del sistema gas lift se ve afectada por dos parámetros operacionales: profundidad de la bomba y caudal de gas inyectado. Para minimizar la huella de carbono, se recomienda operar a un 60% de la relación Gas/Líquido óptima, y con la profundidad de la válvula a un 50% de la óptima.

Teniendo en cuenta aspectos económicos y ambientales, para gas lift se recomienda instalar la válvula de operación a la máxima profundidad posible, pero usar 80% de la relación gas-líquido óptima para la inyección de gas. Esto ocasionaría un VPN entre un 20% y un 40% mayor al caso con menor huella de carbono. La selección final del caso dependerá de las condiciones ambientales, regulatorias y de producción particulares de cada área.

El gas lift produce en promedio 14,3 kg CO₂ a la atmósfera por barril producido, por lo que es el sistema menos eficiente energéticamente en comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial evaluados en este estudio, como el jet pump (1,05 kg CO₂/bbl), y de estudios anteriores, tales como el bombeo mecánico (0,34 kg CO₂/bbl) y BES (5,33 kg CO₂/bbl). Estos resultados concuerdan con lo revisado en la literatura.

En el sistema jet pump, los parámetros operacionales que afectan la huella de carbono son el fluido de potencia y la combinación de boquilla y garganta óptima. Para mitigar las emisiones de CO₂, se evidenció que se debe seleccionar agua como fluido de potencia. Es común que se presente la desventaja del aceite por sus riesgos de incendio, pero ahora, además de motivos de seguridad se conoce que el agua como fluido de potencia posee ventajas en cuanto a eficiencia energética.

Para jet pump, seleccionar el caso con menor huella de carbono generaría entre un 67-88% menos de emisiones, sin embargo, se sacrificaría entre un 41-44% de VPN. La selección final del caso dependerá de las condiciones ambientales, regulatorias y de producción particulares de cada área.

Para los dos sistemas de levantamiento analizados, se encontraron valores presentes netos positivos, esto significa que cualquiera que sea la elección tomada será rentable y factible desde el punto de vista financiero, y se generara suficiente dinero para recuperar la inversión y obtener utilidades al final del ejercicio.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar la misma metodología aplicada para el desarrollo de este proyecto a campos activos que cuenten con los sistemas de levantamiento artificial evaluados en este trabajo.

Se recomienda realizar estudios con una mayor muestra de datos de pozos para establecer si existe una relación entre otros parámetros de pozo y la huella de carbono, como la presión de yacimiento y la profundidad del pozo.

Se recomienda agregar el factor ambiental a los criterios de selección actuales de los sistemas de levantamiento artificial gas lift y jet pump, ya que como se observó en el desarrollo de este proyecto, pequeñas variaciones en los parámetros de diseño generan cambios importantes en las emisiones producidas por el sistema.

Se recomienda realizar el estudio del cálculo de la huella de carbono para todas las etapas del ciclo de vida del sistema de levantamiento artificial gas lift y jet pump, ya que en este proyecto se limitó el análisis únicamente a la etapa de uso.

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. API RP 11V6: Recommended Practices for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. Second Edition. 1999.

BROWN, Kermit E. Overview of Artificial Lift Systems. Journal of Petroleum Technology. Vol. 34, No. 10. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 1982.

BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 4. The University of Tulsa. PennWell Books.

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980.

CHOLET, Henri. Well Production Practical Handbook, 1-2. New Edition Expanded ed. Editions Technip. 2008.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Colombia reducirá en un 51% sus emisiones de gases efecto invernadero para el año 2030. Bogotá. 26, noviembre, 2020. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4877-colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-de-gases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030#>

DONG, Hongkun. HELMERS, Per Bloch. REIMERS, Oyvind. Reducing CO2 Emissions through the Selection of an Energy-Efficient Artificial Lift Method. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. 2019.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP. Tarifa ESSA. 2021.

GREENE, Richard W. Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Primera Edición. McGraw-Hill. 1992.

GREENHOUSE GAS PROTOCOL. BHATIA, Pankaj. CUMMIS, Cynthia. BROWN, Andrea. DRAUCKER, Laura. RICH, David. LAHD, Holly, GHG Protocol Team. Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. 2011.

HERNANDEZ, Ali. Fundamentals of Gas Lift Engineering. Saint Louis: Elsevier Science and Technology. 2016.

HERNÁNDEZ CORREA, Mónica Fernanda. URIBE CASTILLO, Yurley Tatiana. Evaluación ambiental y energética del sistema de bombeo electrosumergible en un campo de crudo pesado de la cuenca Caguán-Putumayo. Trabajo de investigación Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2020.

IEA. Energy Efficiency. Paris, 2017. Citado por MUTHU, Subramanian Senthilkannan. Carbon Footprints: Case Studies from the Energy and Transport Sectors / Subramanian Senthilkannan Muthu, Editor. Singapore: Springer, 2019.

IHOBE, Sociedad Pública de Gestión Ambiental. 7 metodologías para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero. Bilbao, España. 2013.

IHOBE, Sociedad Pública de Gestión Ambiental. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones. Bilbao, España. 2012.

INSTITUTO EUROPEO DE POSGRADO. ¿Qué es VPN en Finanzas? 2021. Disponible en: <https://www.iep-edu.com.co/que-es-vpn-en-finanzas/>

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Global Warming of 1.5°C. ALLEN, Myles R. DUBE, Opha Pauline. SOLECKI, William, Autores principales coordinadores. 2018.

KANOGLU, Mehmet. CENGEL, Yunus A. Energy Efficiency and Management for Engineers. 1st Ed. McGraw-Hill Education, 2020.

LEA, James. NICKENS, Henry. WELLS, Michael. Gas Well Deliquification – Solution to Gas Well Liquid Loading Problems. Elsevier. 2003.

MUTHU, Subramanian Senthilkannan. Carbon Footprints: Case Studies from the Energy and Transport Sectors / Subramanian Senthilkannan Muthu, Editor. Singapore: Springer. 2019.

NACIONES UNIDAS. Acción por el clima: Por qué es importante para las empresas. 2016. Disponible en: www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/13-Spanish_Why-it-Matters.pdf

Nations Consulting LLC. SNAP HELP. 1990 – presente. Disponible en: <http://www.nationsconsultinginc.com/software/snap/SNAPHELP/>

NGUYEN, Tan. Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications. Springer International Publishing. 2020.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC-ISO 14040. Gestión Ambiental. Análisis de ciclo de vida. Principios y marco de referencia. 2007.

OUR WORLD IN DATA. Energy Production and Consumption. Hanna Ritchie, Editor. 2020. Disponible en: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>

OUR WORLD IN DATA. CO2 emissions. Hanna Ritchie y Max Roser, Editores. 2020. Disponible en: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>

PETRIE, H. Hydraulic Pumping. En Petroleum Engineering Handbook. Howard B. Bradley, Editor. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 1987.

REINO UNIDO, DEPARTAMENTO DE MEDIO AMBIENTE, ALIMENTACIÓN Y ASPECTOS RURALES. Guidance on measuring and reporting Greenhouse Gas (GHG) emissions from freight transport operations. 2010. Disponible en: archive.defra.gov.uk/environment/business/reporting/pdf/ghg-freight-guide.pdf

SAMAD, Abdus. Flow Analyses Inside Jet Pumps Used for Oil Wells. International Journal of Fluid Machinery. 2013.

SCHLUMBERGER. The Defining Series: Artificial Lift. Rick Von Flatern, Editor Senior. Oilfield Review 27, no. 2, 2015. Disponible en: www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-artificial-lift

TAKÁCS, Gábor. Gas Lift Manual. Pennwell Books. 2005.

TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook. Elsevier. 2015.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Resolución No. 000385 de 2020. Colombia. 2020. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/385_2020.pdf

USECHE NARVÁEZ, Catalina. MARTÍNEZ DURÁN, María Alejandra. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de investigación Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018.

WEATHERFORD. Lift Type Selection. 2006.