

**Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial tipo Bombeo Hidráulico en un Campo del VMM, Aprovechando la Infraestructura de Inyección Disponible**

Ronald Santiago Arguello Mendoza

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete Gonzales

Magíster en Informática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2026

### **Dedicatoria**

Dedico este trabajo, en primer lugar, a mis padres, Leonor Mendoza y Ramón Arguello, por su amor, esfuerzo y apoyo incondicional a lo largo de mi vida y de mi formación profesional. Gracias por ser mi ejemplo de constancia, sacrificio y perseverancia, y por enseñarme a no rendirme ante las dificultades.

A mi hermana, Wendy Arguello, por su cariño, compañía y apoyo en cada etapa de este camino. Gracias por estar presente en mi vida, por compartir conmigo tantos momentos importantes y por ser parte de este logro. Y a mi sobrino Matthew, cuya llegada llena de alegría a nuestra familia y representa una nueva luz de amor y esperanza.

También dedico este logro a mis mascotas, que han sido una parte muy importante de mi vida: a MJ, mi perrita, aunque ya no está físicamente, siempre ocupará un lugar especial en mi corazón; y a Mia, mi gatica, por su compañía silenciosa y su forma de alegrar mis días.

A mis compañeros, amigos y a las personas maravillosas que encontré durante este proceso formativo, quienes me ayudaron a crecer, a aprender y a vivir experiencias únicas que marcaron esta etapa de mi vida. Y a todas aquellas personas que, de una u otra manera, creyeron en mí y me animaron a seguir adelante, mi más sincera gratitud.

***“Solo se ve bien con el corazón;  
lo esencial es invisible a los ojos.”***

**Antoine de Saint-Exupéry.**

### **Agradecimientos**

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander y, en especial, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarme la formación académica, humana y profesional que hizo posible este logro.

A mi director de tesis, Fernando Enrique Calvete, por su orientación, disposición y acompañamiento constante durante el desarrollo de este trabajo.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por sus enseñanzas, exigencia académica y valiosos aportes a mi formación integral.

A Jhon Rubio y Alonso Zapata, por su colaboración y apoyo en la gestión de la licencia del software, herramienta fundamental para el desarrollo de este proyecto.

Asimismo, expreso mi agradecimiento a los ingenieros y tutores que acompañaron mi proceso de prácticas, por compartir sus conocimientos, experiencias y orientaciones, las cuales contribuyeron significativamente a fortalecer mi criterio técnico y sirvieron de guía en mi proceso de aprendizaje.

*“No hay deber más necesario  
que el de dar las gracias.”*

**Cicerón.**

## Tabla de contenido

Introducción .....	11
1 Objetivos .....	13
1.1 Objetivo General .....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2 Marco teórico .....	14
2.1 Generalidades Cuenca Valle Medio Magdalena.....	17
2.1.1 Ubicación y extensión.....	17
2.1.2 Contexto geológico .....	18
2.1.3 Sistemas petrolíferos.....	20
2.1.4 Potencial y prospectividad.....	20
2.1.5 Marco geológico–petrolero .....	20
2.1.6 Sistemas petrolíferos.....	22
2.1.7 Formaciones Mugrosa y Colorado en el Valle Medio del Magdalena .....	25
2.2 Sistemas de Levantamiento Artificial en el Valle Medio del Magdalena .....	27
2.3 Bombeo Hidráulico tipo Jet .....	28
2.3.1 Configuración convencional de recirculación de agua .....	29
2.3.2 Principio de operación detallado.....	33
2.4 Antecedentes técnicos nacionales sobre la aplicación de sistemas Jet Pump en campos colombianos .....	35
2.4.1 Evaluación financiera del Jet Pump en el campo La Cira–Infantas (UIS, 2013) .....	36
2.4.2 Viabilidad técnica del Jet Pump alimentado por red de inyección (UIS, 2018).....	36
2.4.3 Síntesis.....	37
2.5 Sistema de inyección de agua .....	37
2.5.1 Descripción general y propósito .....	37
2.5.2 Flujo operativo del sistema .....	38
2.5.3 Capacidades hidráulicas y cobertura energética .....	41
3 Desarrollo y análisis.....	43
3.1 Análisis técnico-operativo del campo y compatibilidad con el bombeo hidráulico tipo Jet ..	43
3.1.1 Características del yacimiento .....	43
3.1.2 Sistema de inyección.....	46

3.1.3 Criterios de selección de pozos para instalación del sistema.....	46
3.2 Diseños del sistema Bombeo Hidráulico tipo Jet .....	48
3.2.1 Desempeño del ALS bombeo hidráulico tipo Jet .....	51
3.3 Evaluación técnica de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet .....	55
3.3.1 Determinación de la ventana operativa del sistema en los pozos con Jet Pump.....	56
3.3.2 Configuración de superficie.....	57
3.3.3 Síntesis de viabilidad técnica de instalación del sistema Jet Pump .....	58
3.4 Evaluación económica .....	60
3.4.1 Resultados evaluación económica .....	63
3.5 Consideraciones necesarias de una implementación a gran escala.....	66
3.5.1 Impacto agregado en la operación del campo.....	66
3.5.2 Identificación de riesgos operativos.....	67
3.5.3 Soluciones propuestas.....	68
4 Conclusiones .....	71
Recomendaciones .....	73
Referencias bibliográficas.....	74
Apéndices.....	80

### Lista de figuras

Figura 1. <i>Mapa cuencas sedimentarias en Colombia.</i> .....	16
Figura 2. <i>Mapa cuenca sedimentaria Valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia.</i> .....	17
Figura 3. <i>Columna estratigráfica generalizada de la cuenca sedimentaria Valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia.</i> .....	19
Figura 4. <i>Columna estratigráfica general para campos del VMM.</i> .....	27
Figura 5. <i>Unidad de superficie para Jet Pump.</i> .....	29
Figura 6. <i>Completamiento Jet Pump.</i> .....	31
Figura 7. <i>Bomba Jet reversa.</i> .....	32
Figura 8. <i>Bomba Jet reversa.</i> .....	33
Figura 9. <i>Esquema funcionamiento Bombeo Hidráulico.</i> .....	35
Figura 10. <i>Sistema de inyección de un campo maduro del VMM.</i> .....	38
Figura 11. <i>Sistemas de transferencia de agua de un campo maduro del VMM.</i> .....	39
Figura 12. <i>Estaciones de producción.</i> .....	40
Figura 13. <i>Plantas de inyección de agua (PIA).</i> .....	41
Figura 14. <i>Interfaz de configuración del Software SYAL.</i> .....	49
Figura 15. <i>Curva IPR Pozo 1.</i> .....	52
Figura 16. <i>Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 1.</i> .....	53
Figura 17. <i>Esquema de instalación y adaptación del sistema en el campo.</i> .....	58
Figura 18. <i>Curva tipo de producción del campo.</i> .....	60
Figura 19. <i>Flujo de caja Mensual.</i> .....	64

**Lista de tablas**

Tabla 1. Relación entre unidades estratigráficas y su función dentro del sistema petrolífero del Valle Medio del Magdalena.....	24
Tabla 2. Propiedades del yacimiento de un campo maduro del VMM.....	44
Tabla 3. Valores típicos de operación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet .....	45
Tabla 4. Condiciones de operación del sistema de inyección del campo del VMM .....	46
Tabla 5. Criterios de selección de pozos para la instalación del sistema.....	47
Tabla 6. Datos de entrada de pozos para simulación de sistema de bombeo hidráulico tipo jet. .	50
Tabla 7. Completamiento tipo para instalación del sistema. ....	51
Tabla 8. Resumen de parámetros diseños de los pozos. ....	54
Tabla 9. Comparación técnica entre requerimientos de diseño y capacidad de la red de inyección. .....	55
Tabla 10. Ventana operativa por pozo. ....	57
Tabla 11. Costo energético sistema. ....	61
Tabla 12. Costo asociado al CAPEX. ....	62
Tabla 13. Costo intervenciones.....	63
Tabla 14. Indicadores de la evaluación económica (sistema inyección VS sistema convencional BH).....	65

**Lista de apéndices**

Apéndices A. Resultados de diseño pozo 1 .....	80
Apéndices B. Resultados de diseño pozo 2 .....	82
Apéndices C. Resultados de diseño pozo 3 .....	84
Apéndices D. Resultados de diseño pozo 4 .....	85
Apéndices E. Resultados de diseño pozo 5.....	87
Apéndices F. Base de análisis económico usando el sistema inyección.....	89
Apéndices G. Base de análisis económico usando el sistema convencional BH.....	92

## Resumen

**Título:** Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial tipo Bombeo Hidráulico en un Campo del VMM, Aprovechando la Infraestructura de Inyección Disponible.\*

**Autor:** Ronald Santiago Arguello Mendoza.\*\*

**Palabras clave:** Bombeo hidráulico, sistemas de levantamiento artificial, Valle Medio del Magdalena, análisis técnico y económico, red de inyección de agua, evaluación de viabilidad.

### Descripción:

Este trabajo se desarrolla de manera descriptiva y analítica en un campo del Valle Medio del Magdalena (VMM), con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar el sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico tipo Jet aprovechando la infraestructura de inyección existente. Inicialmente se describieron las generalidades del campo, su historia, localización y características productoras en las formaciones Colorado y Mugrosa. Posteriormente, se recopiló información operativa y se empleó el software SYAL para realizar diseños preliminares del sistema, obteniendo los requerimientos de presión y caudal de la red de inyección. La comparación de estos resultados permitió confirmar que la red hidráulica disponible cumple con las condiciones necesarias para alimentar el Jet Pump. Con base en los diseños, se realizó un análisis económico mediante la construcción de una curva tipo de producción, que permitió estimar los beneficios y rendimientos del sistema frente al bombeo hidráulico convencional. Finalmente, se identificaron riesgos operativos asociados a la configuración propuesta y se plantearon soluciones técnicas como la incorporación de válvulas de seguridad (SDV), válvulas de control de presión (PCV), entre otros. El estudio concluye que el Jet Pump es una alternativa viable para campos maduros del VMM, siempre que se implementen las medidas de control y monitoreo recomendadas.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Pregrado Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete Gonzales. Magíster en Informática.

### Abstract

**Title:** Technical and Economic Analysis of the Implementation of a Hydraulic Pumping Artificial Lift System in a Field of the Middle Magdalena Valley, Leveraging the Existing Injection Infrastructure.\*

**Authors:** Ronald Santiago Arguello Mendoza.\*\*

**Keywords:** Hydraulic pumping, artificial lift systems, Middle Magdalena Valley, technical and economic analysis, water injection network, feasibility evaluation

#### **Description:**

This work is developed in a descriptive and analytical manner in a field of the Middle Magdalena Valley (VMM), with the objective of evaluating the technical and economic feasibility of implementing a Jet Pump artificial lift system by leveraging the existing injection infrastructure. Initially, the general characteristics of the field were described, including its history, location, and producing formations (Colorado and Mugrosa). Subsequently, operational data were collected and processed using SYAL software to generate preliminary system designs, obtaining the pressure and flow requirements of the injection network. The comparison of these results confirmed that the available hydraulic network meets the necessary conditions to supply the Jet Pump. Based on the designs, an economic analysis was carried out through the construction of a type production curve, which allowed estimating the benefits and performance of the system compared to conventional hydraulic pumping. Finally, operational risks associated with the proposed configuration were identified, and technical solutions were suggested, such as the incorporation of safety valves (SDV), pressure control valves (PCV), among others. The study concludes that Jet Pump is a viable alternative for mature fields in the VMM, provided that the recommended control and monitoring measures are implemented.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Undergraduate Program in Petroleum Engineering. Director: Fernando Enrique Calvete Gonzales, Master's degree. in Computer Science.

## Introducción

La optimización de la producción en campos maduros del Valle Medio del Magdalena constituye un desafío técnico y económico, debido al agotamiento progresivo de la energía natural del yacimiento y a la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial que permitan sostener o incrementar la extracción de hidrocarburos. En este contexto, el presente trabajo se orienta al análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet en un campo del VMM, aprovechando la infraestructura de inyección disponible como fuente motriz. De esta manera, se busca evaluar una alternativa de levantamiento artificial que, además de ajustarse a las condiciones operativas del campo, permita reducir costos de completamiento, intervenciones y consumo energético.

Para el desarrollo de este propósito, inicialmente se delimita el alcance de la investigación, se formulan el objetivo general y los objetivos específicos, y se establecen los fundamentos conceptuales que sustentan el estudio. En esta etapa se define que la evaluación se centra en las formaciones Colorado y Mugrosa, considerando variables operativas como presión de fondo, índice de productividad, viscosidad del crudo, caudal de producción y disponibilidad de presión motriz. Asimismo, se exponen los elementos teóricos relacionados con la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las características de las formaciones productoras, los sistemas de levantamiento artificial, el principio de operación del Jet Pump y la infraestructura de inyección de agua existente en el campo.

Posteriormente, el trabajo se desarrolla a partir del análisis técnico-operativo del campo y de la evaluación de la compatibilidad del sistema propuesto con las características de los pozos considerados en el estudio. Con base en la información recopilada, se elaboran diseños preliminares mediante el software SYAL, con el fin de definir la geometría de bomba requerida y

establecer los requerimientos hidráulicos de presión y caudal necesarios para la operación del sistema Jet Pump en los pozos evaluados. Este proceso permite relacionar las características productivas y operativas del campo con las condiciones de funcionamiento exigidas por la tecnología analizada.

Una vez obtenidos los diseños, se realiza la evaluación técnica de la implementación del sistema mediante la comparación entre los requerimientos hidráulicos calculados y la capacidad disponible de la red de inyección del campo. De manera complementaria, se desarrolla el análisis económico del sistema frente al bombeo hidráulico convencional y se estudian las consideraciones necesarias para una posible aplicación a mayor escala, incluyendo el impacto agregado sobre la operación, los riesgos operativos asociados y las medidas propuestas para su mitigación. Así, el desarrollo del trabajo integra de forma secuencial el análisis de compatibilidad, el diseño preliminar del sistema, la validación técnica, la evaluación económica y la proyección operativa de su implementación en campo.

En términos generales, el estudio permitió establecer que el sistema Jet Pump representa una alternativa técnica y económicamente viable para los pozos evaluados, siempre que se aproveche la infraestructura de inyección existente y se mantengan las condiciones operativas analizadas. De igual forma, se identificó que una eventual expansión del sistema debe realizarse de manera gradual y acompañarse de medidas de control, seguridad y monitoreo que favorezcan su confiabilidad operativa. En concordancia con ello, se recomienda considerar pruebas piloto en pozos compatibles, fortalecer el seguimiento de integridad y verificar de manera continua la capacidad real de la red de inyección antes de una implementación a mayor escala.

## **1 Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Realizar un análisis técnico y económico de la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico en un campo del VMM, aprovechando la infraestructura de inyección disponible.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Analizar características técnicas y operativas del campo del VMM considerando su compatibilidad con el sistema de Bombeo hidráulico tipo Jet.
- Diseñar de forma preliminar el sistema de levantamiento bombeo hidráulico tipo jet, en función de parámetros como presión de fondo, viscosidad del crudo, índice de productividad y disponibilidad de presión motriz.
- Evaluar la viabilidad técnica de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet de acuerdo con los diseños realizados.
- Evaluar la viabilidad económica de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet de acuerdo con los diseños realizados.
- Realizar un análisis con consideraciones y beneficios de un plan de acción para la implementación a gran escala.

## 2 Marco teórico

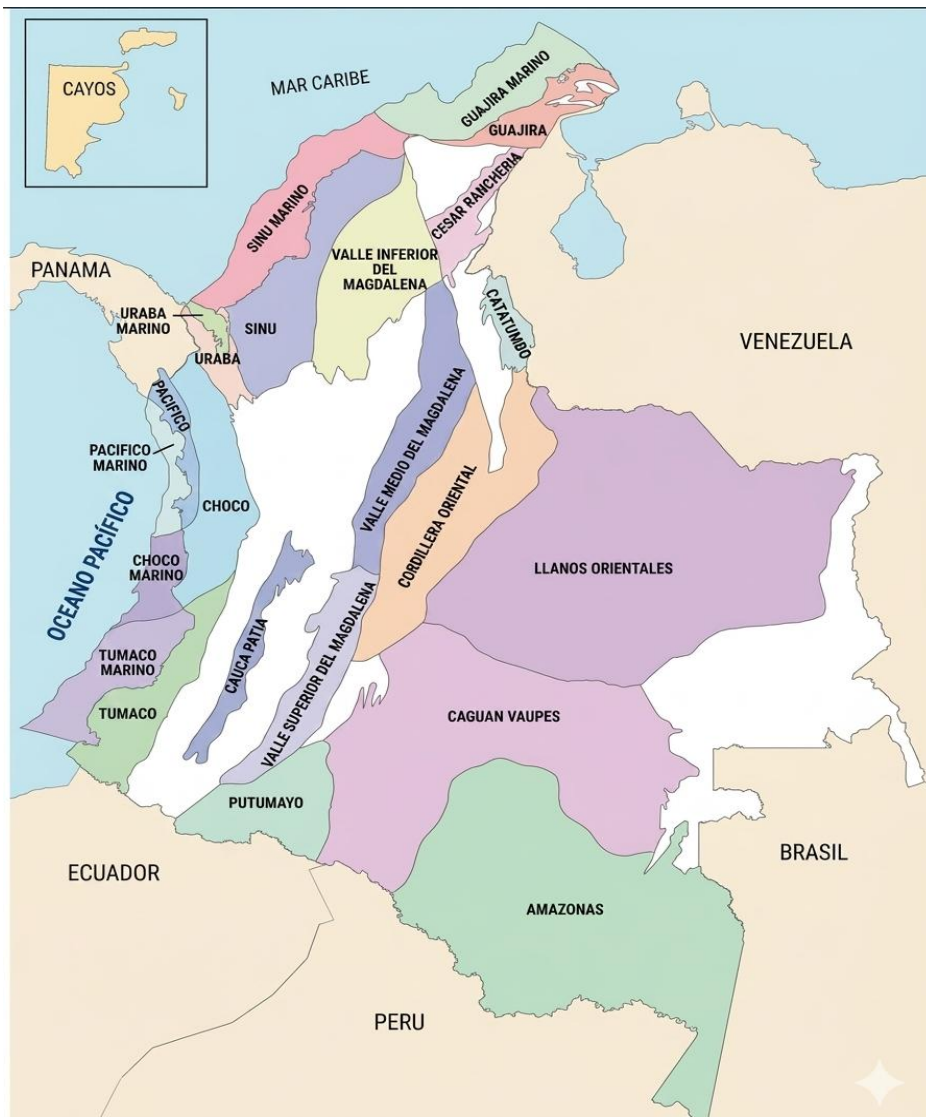
La industria petrolera en Colombia ha sido, por más de un siglo, uno de los pilares de la economía nacional, aportando de manera significativa al PIB, a las exportaciones y a las finanzas públicas. Sus orígenes se remontan a inicios del siglo XX, con hitos como la perforación del pozo Infantas 2 en 1918 y la creación de Ecopetrol en 1951, que marcaron el inicio de una explotación sistemática de hidrocarburos en el país (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], s.f.; Asociación Colombiana del Petróleo y Gas [ACP], 2023). A lo largo de su historia, el sector ha experimentado ciclos de expansión y contracción, influenciados por factores geológicos, tecnológicos, políticos y de mercado, consolidándose como un motor clave para el desarrollo regional y nacional.

Actualmente, Colombia cuenta con 23 cuencas sedimentarias, de las cuales 9 son productoras de hidrocarburos, incluyendo 7 cuencas petroleras y 2 gasíferas (ANH, s.f.). Como se muestra en la **Figura 1**, estas cuencas se distribuyen a lo largo del territorio nacional, con una concentración significativa en las regiones centro-orientales. La producción se concentra en cuencas estratégicas como los Llanos Orientales, el Valle Medio del Magdalena y el Putumayo, que en conjunto representan la mayor parte de la extracción nacional. La cuenca de los Llanos Orientales, por ejemplo, aporta más del 70 % de la producción de crudo del país, con campos emblemáticos como Rubiales, Castilla y Quifa, mientras que el Valle Medio del Magdalena mantiene relevancia histórica y operativa con campos como La Cira-Infantas y Yarigú-Cantagallo (Regiones de Colombia, s.f.). Estas áreas productivas presentan características geológicas y de crudo diversas, lo que condiciona la selección de tecnologías de producción y sistemas de levantamiento artificial.

Sin embargo, el sector enfrenta retos estructurales que amenazan su sostenibilidad a mediano y largo plazo. Entre ellos destacan la declinación natural de los campos maduros, la ausencia de nuevos contratos de exploración desde 2019, la incertidumbre regulatoria y fiscal, y las presiones derivadas de la transición energética hacia fuentes más limpias (Campetrol, 2024; Oil Channel, 2024). A esto se suman factores externos como la volatilidad de los precios internacionales y la competencia por inversión en un contexto global de descarbonización. Frente a este panorama, la industria busca equilibrar la necesidad de mantener la seguridad energética y el aporte fiscal con la adopción de tecnologías más eficientes y sostenibles.

**Figura 1.**

*Mapa cuencas sedimentarias en Colombia.*



*Nota.* El mapa contiene las divisiones y límites determinados para las cuencas existentes en Colombia, Ecopetrol (2000), adoptada por la ANH ([Mapa de Cuencas - Agencia Nacional de Hidrocarburos](#)).

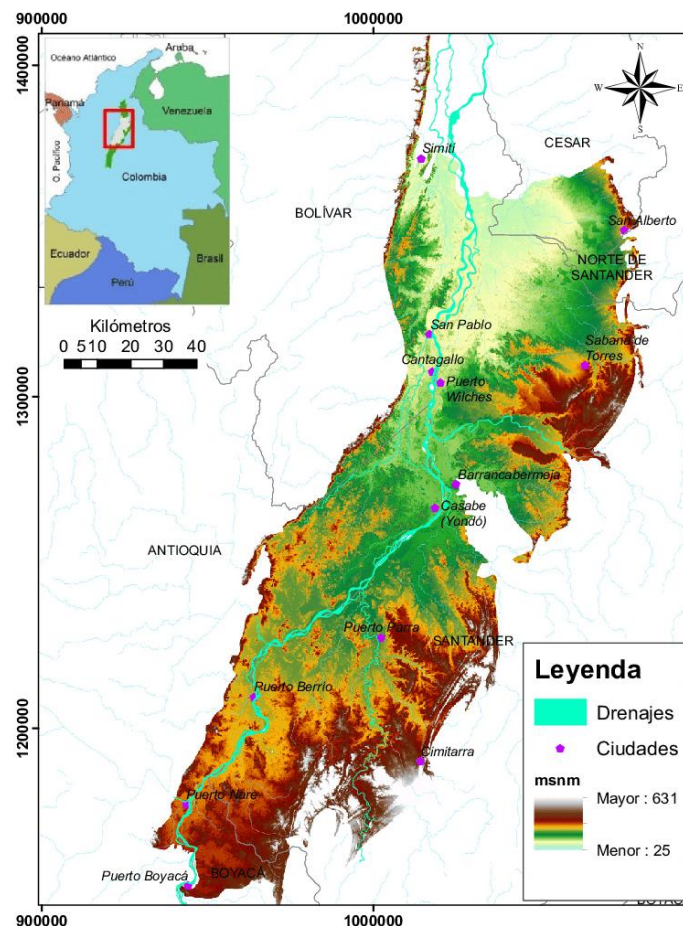
## 2.1 Generalidades Cuenca Valle Medio Magdalena

### 2.1.1 Ubicación y extensión

El Valle Medio del Magdalena (VMM) se ubica entre las cordilleras Central y Oriental de Colombia, con una extensión aproximada de 32 949 km<sup>2</sup> (Figura 2). Este corredor geológico–petrolero se ha consolidado como una de las áreas de mayor relevancia en la historia exploratoria del país, acumulando más de un siglo de actividad y el descubrimiento de más 50 campos, entre ellos La Cira–Infantas, considerado el primer campo gigante nacional (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2010).

### Figura 2.

*Mapa cuenca sedimentaria Valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia.*



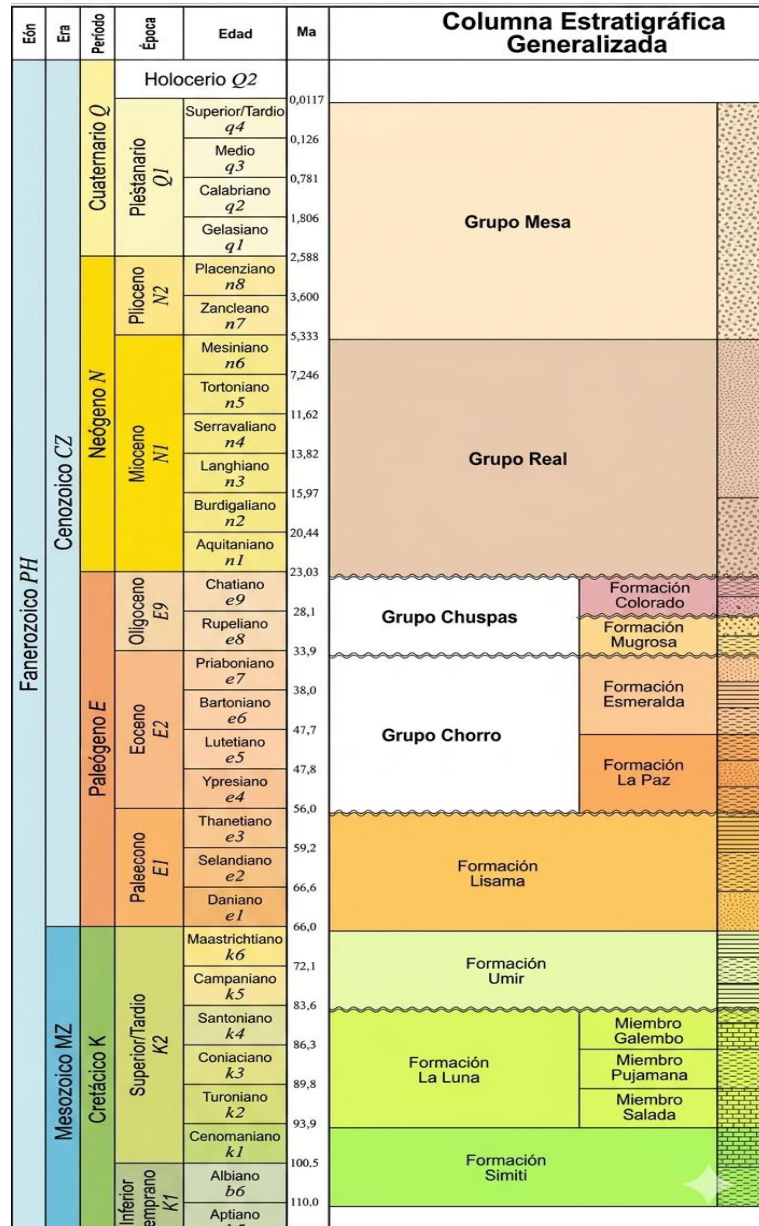
*Nota.* Tomado de Malagón, J., Piña, A., Argüello, S., & Donado, L. (2021). Análisis hidrogeoquímico-multivariado del agua subterránea del sistema acuífero del Valle Medio del Magdalena, Colombia: Estudio a escala regional. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 73, A070421. <https://doi.org/10.18268/BSGM2021v73n3a07042>

### ***2.1.2 Contexto geológico***

Según el Servicio Geológico Colombiano (SGC, 2019), el VMM está conformado por secuencias sedimentarias que incluyen el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos cuaternarios. La configuración estructural responde a la interacción de procesos compresivos andinos y a la evolución de la cuenca desde el Cretácico hasta el Cenozoico (Figura 3). Entre las principales rocas generadoras se destacan las formaciones La Luna, Simití y Tablazo, caracterizadas por kerógeno tipo II, contenidos de carbono orgánico total (TOC) entre 1 % y 6 %, y valores de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) de 1,1–1,2 %, atributos que reflejan su madurez para la generación de hidrocarburos.

**Figura 3.**

*Columna estratigráfica generalizada de la cuenca sedimentaria Valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia.*



*Nota.* Adaptado de Malagón, J., Piña, A., Argüello, S., & Donado, L. (2021). Análisis hidrogeológico-multivariado del agua subterránea del sistema acuífero del Valle Medio del

Magdalena, Colombia: Estudio a escala regional. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 73, A070421. <https://doi.org/10.18268/BSGM2021v73n3a07042>

### ***2.1.3 Sistemas petrolíferos***

La migración de hidrocarburos en la cuenca sigue rutas verticales a través de fracturas y fallas, así como caminos laterales en las areniscas eocenas. Los principales reservorios corresponden a areniscas cenozoicas de las formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa, con porosidades del 15–20 % y permeabilidades de 20–600 milidarcys. Los sellos son proporcionados por lutitas marinas (Simití, Umir) y arcillolitas continentales (Esmeraldas, Colorado). Las trampas identificadas incluyen pliegues contraccionales, dúplex de cabalgamiento, cierres por falla y trampas bajo fallas sellantes (ANH, 2010).

### ***2.1.4 Potencial y prospectividad***

A pesar de ser la cuenca más explorada del país, el VMM conserva un potencial significativo, especialmente en carbonatos cretácicos y trampas estratigráficas del Mioceno–Eoceno. La información cartográfica y geológica del SGC complementa este panorama, aportando mapas hidrogeológicos, perfiles estructurales y datos estratigráficos de alta resolución que respaldan la continuidad de los estudios prospectivos (SGC, 2019).

### ***2.1.5 Marco geológico–petrolero***

#### **Subcuencas y dominios estructurales.**

El Valle Medio del Magdalena (VMM) se divide en tres subcuencas principales: superior, media e inferior, separadas por altos estructurales como el Alto de La Paz y el Alto de San Luis. Estas estructuras, junto con fallas mayores como la Falla de Bituima y la Falla de La Salina, controlan la configuración de depocentros y la distribución de las unidades sedimentarias (SGC,

2015). Los dominios estructurales presentan variaciones en espesor sedimentario, grado de deformación y presencia de trampas estructurales que condicionan el potencial productivo.

### **Influencia estructural en la acumulación de hidrocarburos.**

La tectónica compresiva del Oligoceno–Mioceno generó pliegues y cabalgamientos que sirvieron como trampas para la acumulación de hidrocarburos. Estudios de la ANH (2019) señalan que la relación entre estas trampas y las migraciones secundarias desde rocas generadoras en la Formación La Luna y la Formación Rosa Blanca ha sido determinante en la distribución actual de los campos productores. La interacción entre estructuras anticlinales y sellos arcillosos de la Formación Real influyó de forma directa en la preservación de los yacimientos.

### **Relación con la historia sedimentaria.**

El relleno de la cuenca estuvo controlado por pulsos tectónicos y cambios en el nivel base, generando una alternancia de ambientes fluviales, deltaicos y lacustres. Esta evolución sedimentaria determinó la distribución de rocas reservorio —principalmente areniscas de la Formación Honda y niveles conglomeráticos— y su calidad petrofísica (permeabilidad y porosidad) (SGC, 2018). Los episodios de subsidencia rápida favorecieron la preservación de materia orgánica en facies lacustres, reforzando el potencial generador del sistema petrolero.

### **Potencial exploratorio.**

Aunque el VMM es una provincia madura, persisten oportunidades de exploración asociadas a trampas sutiles, plays estratigráficos y reactivación de estructuras profundas. La ANH (2021) identifica potencial en áreas de menor exploración hacia los bordes de cuenca, donde las anomalías sísmicas y geoquímicas sugieren acumulaciones no descubiertas. La

integración de datos sísmicos 3D, registros geofísicos y modelado de sistemas petroleros es clave para reducir la incertidumbre en estos prospectos.

### **2.1.6 Sistemas petrolíferos**

El **Valle Medio del Magdalena (VMM)** alberga uno de los sistemas petrolíferos más prolíficos de Colombia, resultado de la interacción de rocas generadoras cretácicas, reservorios cenozoicos y trampas estructurales y mixtas desarrolladas durante los eventos compresivos andinos.

#### **a) Rocas generadoras**

- **Formación La Luna (Cenomaniano–Campaniano):** calizas fosfáticas y lutitas negras ricas en materia orgánica (TOC 1–6%), kerógeno tipo II, excelente potencial generador de crudo.

- **Formación Simití y Formación Tablazo:** aportan hidrocarburos líquidos en menor medida, asociadas a eventos anóxicos globales del Cretácico.

- **Madurez:** rango de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) de 1,1–1,2% en sectores de mayor carga térmica.

#### **b) Migración**

- **Vertical directa:** desde La Luna hacia reservorios cretácicos suprayacentes a través de fallas y discordancias.

- **Lateral:** a lo largo de areniscas del Eoceno (Lisama, Esmeraldas).

- **Mixta:** combinación de flujo vertical y lateral controlado por estructuras de cabalgamiento e inversión tectónica.

**c) Rocas reservorio**

- **Areniscas continentales de las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas y**

**Colorado:** porosidad 15–20%, permeabilidad 20–600 mD, producción del 97% del petróleo probado en la cuenca (ANH, 2010).

- **Carbonatos fracturados de La Luna y Tablazo:** potencial exploratorio subaprovechado, requieren caracterización detallada.

**d) Rocas sello**

- **Lutitas marinas de Simití y Umir:** sellos regionales para reservorios cretácicos.

- **Arcillolitas plásticas de Esmeraldas y Colorado:** sellos efectivos en secuencias cenozoicas.

**e) Trampas**

- **Estructurales:** pliegues por compresión y cabalgamiento; estructuras dúplex; cierres dependientes de fallas.

- **Combinadas:** sobrelapamientos, truncamientos y valles de incisión (particularmente relevantes en el Mioceno–Eoceno superior).

**f) Eventos de generación y carga**

- **Primer pulso:** Cretácico tardío–Eoceno temprano, llenando estructuras cretácicas profundas.

- **Segundo pulso:** Eoceno tardío–Mioceno tardío, cargando principalmente reservorios cenozoicos (Suárez Rueda, 2016).

**Tabla 1.**

Relación entre unidades estratigráficas y su función dentro del sistema petrolífero del Valle Medio del Magdalena

<b>Formación</b> / <b>Grupo</b>	<b>Edad</b>	<b>Litología</b> <b>principal</b>	<b>Rol en sistema</b> <b>petrolífero</b>	<b>Propiedades clave</b>
<b>Rosa</b>	Aptiano	Calizas,	Reservorio	Porosidad secundaria,
<b>Blanca</b>		dolomías,	secundario	permeabilidad
		margas	(fracturado)	variable.
<b>Paja</b>	Aptiano–	Lutitas negras	Generadora	TOC 0,5–2%,
	Albiense	calcáreas	secundaria	kerógeno II
<b>Tablazo</b>	Albiense–	Calizas	Reservorio y	Porosidad en fracturas
	Cenomaniano	bioclásticas,	generadora menor	
		dolomías		
<b>Simití</b>	Turoniano	Lutitas	Sello regional	Baja permeabilidad
		marinas, calizas		
		micríticas		
<b>La Luna</b>		Calizas	Generadora	TOC 1–6%, kerógeno
	Cenomaniano–	fosfáticas,	principal	II, Ro ~1,1–1,2%
	Campaniano	lutitas negras		
<b>Umir</b>	Campaniano–	Lutitas,	Sello regional y	Plasticidad, baja
	Maastricht.	areniscas finas	local	permeabilidad

<b>Lisama</b>	Paleoceno	Areniscas fluviales, conglomerados	Reservorio principal	$\Phi$ 15–20%, K 20– 600 md
<b>La Paz / Esmeraldas</b>	Eoceno	Areniscas y arcillolitas deltaicas	Reservorio y sello intercalado	Heterogeneidad de facies
<b>Grupo Real / Mesa</b>	Mioceno	Areniscas y arcillas continentales	Reservorio secundario	Buenas propiedades locales

---

*Nota.*  $\Phi$ : Porosidad; K: Permeabilidad. Fuente: Adaptado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2010), Etayo-Serna et al. (2020), Sarmiento-Pérez et al. (2015) y Suárez Rueda (2016).

### ***2.1.7 Formaciones Mugrosa y Colorado en el Valle Medio del Magdalena***

Las formaciones Mugrosa y Colorado constituyen unidades clave dentro de la estratigrafía productiva del Valle Medio del Magdalena (VMM), siendo objetivo principal de múltiples desarrollos petroleros en la región. Su caracterización geológica y petrofísica es esencial para comprender el comportamiento de los yacimientos y optimizar la selección de sistemas de levantamiento artificial como el Jet Pump.

#### **Ubicación estratigráfica**

La Formación Mugrosa se ubica en el intervalo superior del Terciario, sobreyaciendo a la Formación Colorado y subyaciendo a la Formación Real. En la columna estratigráfica regional, ambas se encuentran dentro de la secuencia clástica dominante del VMM, con espesores

variables que pueden superar los 1.000 m en sectores depocentrales (Acuña Pinzón & Cuadros Benavides, 2015). La imagen de la Figura 4 muestra su posición relativa y continuidad lateral, resaltando las zonas A, B y C de Colorado y Mugrosa, de alta relevancia productiva.

En campos representativos del VMM, estas formaciones se encuentran a profundidades que varían aproximadamente entre 500 y 3.000 pies (152–914 m) Figura 4, dependiendo de la ubicación estructural y del bloque productivo (Rojas Suárez, 2011; Leal Carreño & Barrera Ardila, 2023). Esta variabilidad influye directamente en la presión de yacimiento, la calidad de los fluidos y la estrategia de explotación.

### **Litología y ambiente de depósito**

- **Mugrosa:** Compuesta principalmente por areniscas de grano medio a grueso, intercaladas con lutitas y limolitas. Su origen se asocia a sistemas fluviales entrelazados y meandriiformes, con canales de buena continuidad lateral y potencial como rocas almacén (Mier-Umaña et al., 2016).

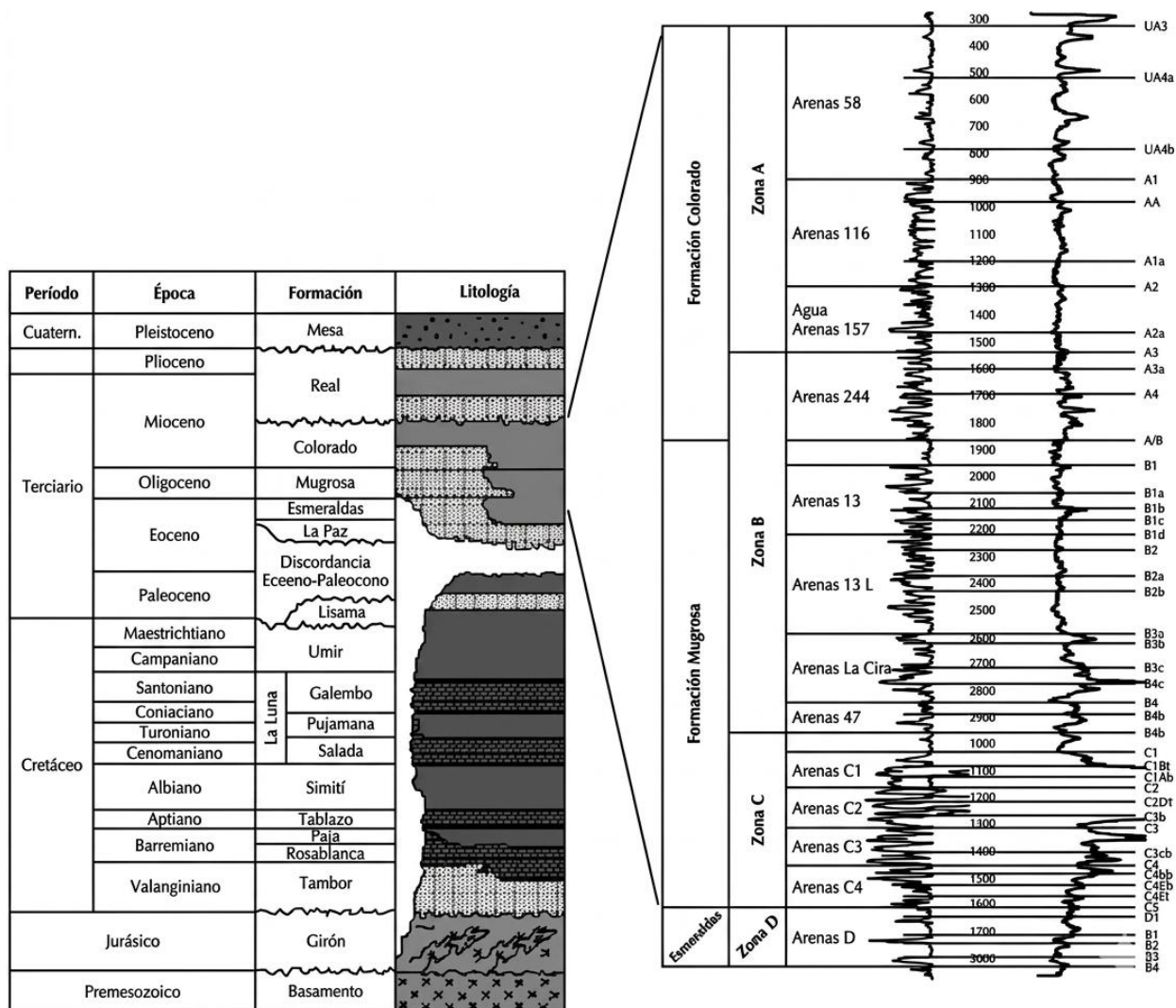
- **Colorado:** Dominada por areniscas finas a medianas con intercalaciones de lutitas, depositadas en ambientes transicionales a marinos someros, lo que le confiere propiedades de sello y, en algunos intervalos, de reservorio (Acuña Pinzón & Cuadros Benavides, 2015).

### **Propiedades petrofísicas**

Estudios de laboratorio y registros de pozo indican que la Mugrosa presenta porosidades efectivas entre 12 % y 22 %, y permeabilidades que pueden superar los 500 mD en canales limpios, mientras que la Colorado muestra porosidades más moderadas (8–15 %) y permeabilidades menores, aunque con buena saturación de hidrocarburos en intervalos arenosos (Carrillo-Carvajal, 2024).

**Figura 4.**

*Columna estratigráfica general para campos del VMM*



*Nota.* Tomado de González y Idrobo (2004), Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos, CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro, 2(5), 23–51. La figura original fue tomada por los autores de Ecopetrol (1999).

### 2.2 Sistemas de Levantamiento Artificial en el Valle Medio del Magdalena

En los campos maduros y de desarrollo intermedio del Valle Medio del Magdalena, el agotamiento progresivo de la energía natural de los yacimientos hace indispensable la

implementación de sistemas de levantamiento artificial (ALS)

(Sarmiento-Pérez, Puentes & Sierra, 2015). Estas tecnologías tienen como objetivo incrementar la presión de fondo fluyente o reducir la presión en cabeza de pozo, facilitando así el flujo de hidrocarburos hacia superficie y optimizando la recuperación final del reservorio (Brown, 2011; Takács, 2009).

En Colombia, y particularmente en esta cuenca, la selección del sistema más adecuado no responde a un único criterio, sino a una evaluación integral que combina parámetros de pozo, propiedades de los fluidos, condiciones operativas y análisis económicos (Casallas Bello, Duarte Duarte & Pereira Garzón, 2019). Entre las distintas alternativas disponibles, tres métodos concentran la mayor proporción de aplicaciones debido a su adaptabilidad, eficiencia y probada trayectoria operativa:

- Bombas de Cavidades Progresivas (PCP)
- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombas Electrosumergibles (ESP)

Estos sistemas han sido implementados exitosamente en escenarios de producción que van desde crudos pesados con alto contenido de sólidos hasta crudos livianos de alto caudal, demostrando que la correcta selección y diseño del ALS es determinante para la rentabilidad del proyecto (ANH, s. f.; Casallas Bello et al., 2019).

### **2.3 Bombeo Hidráulico tipo Jet**

El bombeo hidráulico (*Jet Pumps*) son sistemas hidráulicos sin partes móviles en fondo, que utilizan el **efecto Venturi** para inducir la producción de fluidos. Operan mediante la

inyección de un **fluido motriz** a alta presión —típicamente agua— que, al pasar por una boquilla convergente, transforma su presión en velocidad. El punto de menor presión se alcanza en la **garganta**, generando succión (*drawdown*) que arrastra el fluido de formación hacia la **zona de mezcla**, donde ambos fluidos se combinan y ascienden hasta superficie para su separación y procesamiento (Takács, 2009; Lea et al., 2008).

### 2.3.1 Configuración convencional de recirculación de agua

Este montaje emplea un circuito cerrado, usando una unidad de superficie que consta de una bomba para la inyección del fluido, la cual está conectada a un separador donde se recibe la producción y se separa el agua para volver a ser inyectado.

#### Figura 5.

*Unidad de superficie para Jet Pump.*



*Nota.* Captura de pantalla modificada de SERTECPET® Arabic: Jet Pump (31 de enero de 2023), YouTube.

**Superficie**

- **Bomba de inyección** (centrífuga o de desplazamiento positivo).
- **Separador trifásico** para aislar y recircular el agua.
- **Tanque y sistema de filtrado** antes de la reinyección.
- **Líneas de inyección y retorno** con instrumentación.
- **Cabezal de pozo** con accesos independientes al anular y al tubing.

**Subsuelo (completamiento básico)**

- **Tubing**: conducto principal de inyección del fluido motriz.
- **Camisa de circulación**: permite que la mezcla producida fluya hacia superficie por el espacio anular.
- **Sello mecánico o hidráulico**: aísla el espacio anular para evitar migración del fluido motriz al yacimiento, redirigiéndolo por la camisa de circulación.
- **Boquilla, garganta y zona de mezcla**: conjunto que produce el efecto Venturi, induce la succión y homogeneiza la mezcla.

**Figura 6.***Completamiento Jet Pump.*

*Nota.* Fuente: El autor – Software SYAL.

## Principales configuraciones y método de instalación

- **Bomba Jet directa**

*Flujo:* inyección por **tubing**, producción por **anular**.

*Instalación/desinstalación:* **Hidráulica:** mediante inyección de agua desde superficie, aprovechando la presión para desplazar la bomba. **Slick line:** se emplea cuando la presión de inyección no es suficiente o para minimizar esfuerzos mecánicos y proteger la bomba durante la intervención.

### Figura 7.

*Bomba Jet reversa.*



*Nota.* Captura de pantalla modificada de SERTECPET® Arabic: Jet Pump (31 de enero de 2023), YouTube.

- **Bomba Jet inversa (reversa)**

*Flujo:* inyección por **anular**, producción por **tubing**.

*Instalación/desinstalación:* con **slick line**, debido a que incorpora **anclas** que requieren liberación mecánica controlada.

**Figura 8.**

*Bomba Jet reversa.*



*Nota.* Captura de pantalla modificada de SERTECPET® Arabic: Jet Pump (31 de enero de 2023), YouTube.

### **2.3.2 Principio de operación detallado**

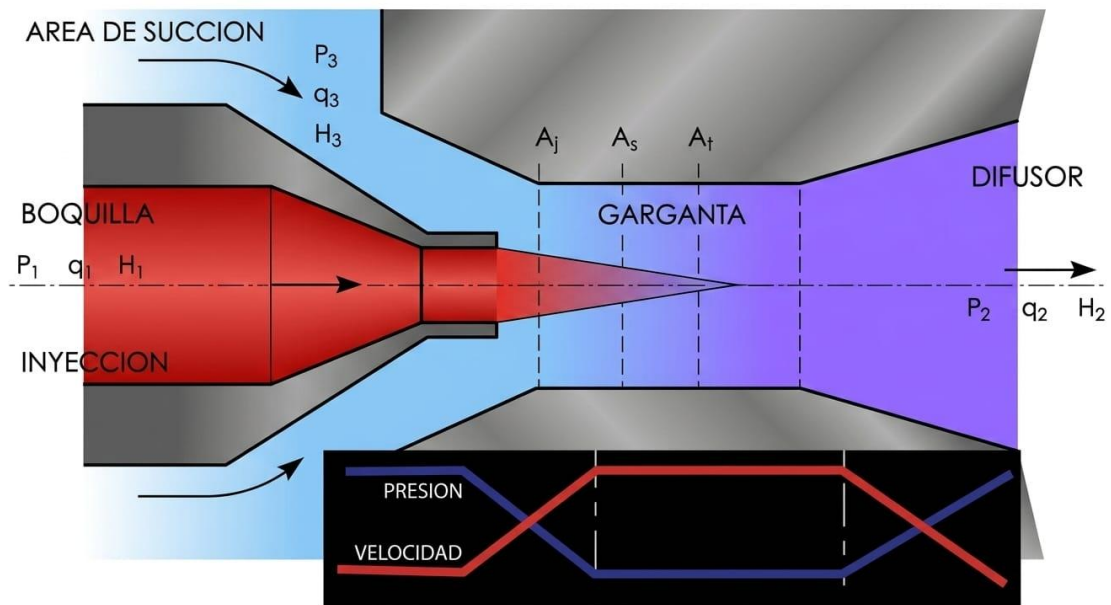
El principio operativo de la bomba jet se basa en el efecto Venturi, generado por la interacción entre la boquilla (nozzle) y la garganta (throat). La geometría interna de estos

elementos —particularmente sus áreas de flujo— determina la capacidad de manejar distintos caudales de fluido motriz y de producción.

En operación, el fluido motriz se inyecta desde superficie a un caudal  $Q_1$  y presión  $P_1$ , dirigiéndose hacia el nozzle en el fondo del pozo. Al atravesar esta sección, la velocidad del fluido aumenta significativamente mientras su presión disminuye, generando una zona de succión  $P_3$  que induce la entrada del fluido de formación.

Ambos fluidos se mezclan en la sección de área constante, donde la velocidad y la presión permanecen estables. Posteriormente, en el difusor, el incremento progresivo del área provoca una reducción de la velocidad y un aumento de la presión hasta alcanzar  $P_2$ , valor suficiente para transportar la mezcla resultante ( $Q_1 + Q_3$ ) hasta superficie.

El rendimiento hidráulico de la bomba está fuertemente condicionado por la relación adimensional entre el área del nozzle ( $A_N$ ) y la de la garganta ( $A_T$ ), que típicamente se sitúa entre 25 % y 30 %. Asimismo, el dimensionamiento de la boquilla influye directamente en el volumen de fluido motriz requerido y en la respuesta frente a fenómenos como la cavitación (Sertecpet Cía. Ltda., s.f.).

**Figura 9.***Esquema funcionamiento Bombeo Hidráulico.*

*Nota.* Tomado de Sertecpet Cía. Ltda. (Manual de operaciones -- Sistema de bombeo hidráulico Jet Claw®), s. f., 1Library.

## 2.4 Antecedentes técnicos nacionales sobre la aplicación de sistemas Jet Pump en campos colombianos

El sistema Jet Pump, aunque menos difundido en Colombia frente a tecnologías como el bombeo electrosumergible (ESP) o el bombeo mecánico, ha sido objeto de estudios académicos que demuestran su viabilidad técnica y económica en campos maduros. En esta sección se presentan dos antecedentes desarrollados en el país, que aportan criterios relevantes para el diseño metodológico del presente trabajo, especialmente por su aplicación directa en el Valle Medio del Magdalena (VMM).

#### ***2.4.1 Evaluación financiera del Jet Pump en el campo La Cira–Infantas (UIS, 2013)***

Obregón Vásquez (2013) desarrolló un estudio enfocado en el análisis financiero del sistema Jet Pump como alternativa de levantamiento artificial en el campo La Cira–Infantas, ubicado en el VMM. El trabajo parte del contexto de recobro secundario por inyección de agua, característico de esta cuenca madura, y de los altos costos de intervención asociados a sistemas tradicionales con fallas recurrentes. Se plantea el Jet Pump como una solución técnica viable ante pozos desviados y condiciones mecánicas restrictivas, destacando su operación económica y bajo mantenimiento.

El estudio incluyó la selección de pozos representativos, estimación de costos de implementación, y análisis financiero comparativo respecto a la producción esperada. Aunque no se aborda directamente el uso de la red de inyección como fuente motriz, el enfoque financiero y operativo del Jet Pump en el VMM aporta evidencia concreta sobre su aplicabilidad en condiciones similares a las evaluadas en esta tesis.

#### ***2.4.2 Viabilidad técnica del Jet Pump alimentado por red de inyección (UIS, 2018)***

Nieto Velásquez (2018) desarrolló una tesis en el Bloque Caracara, evaluando la posibilidad de utilizar la red de inyección existente como fuente de energía motriz para sistemas Jet Pump. El estudio incluyó la caracterización hidráulica de la red, selección de pozos candidatos, y simulaciones de desempeño bajo distintas condiciones de presión y caudal. Los resultados demostraron que, en ciertos escenarios, la presión disponible era suficiente para activar el sistema sin necesidad de equipos adicionales en superficie, lo que implicaba una reducción significativa en CAPEX y tiempos de intervención.

Este antecedente representa un referente directo para el presente estudio, ya que propone una configuración hidráulica similar a la que se plantea para los pozos seleccionados en el VMM. Además, valida el enfoque metodológico de caracterización hidráulica y simulación como herramientas clave para la toma de decisiones en el diseño de sistemas de levantamiento artificial.

### ***2.4.3 Síntesis***

Ambos antecedentes permiten establecer que el sistema Jet Pump ha sido evaluado en contextos operativos colombianos con resultados favorables en términos de producción, eficiencia y reducción de intervención. El presente estudio se diferencia por integrar el enfoque técnico del Jet Pump con una aplicación localizada en el VMM, aprovechando la red de inyección como fuente de energía motriz, lo cual representa una evolución metodológica dentro del marco de levantamiento artificial en campos maduros.

## **2.5 Sistema de inyección de agua**

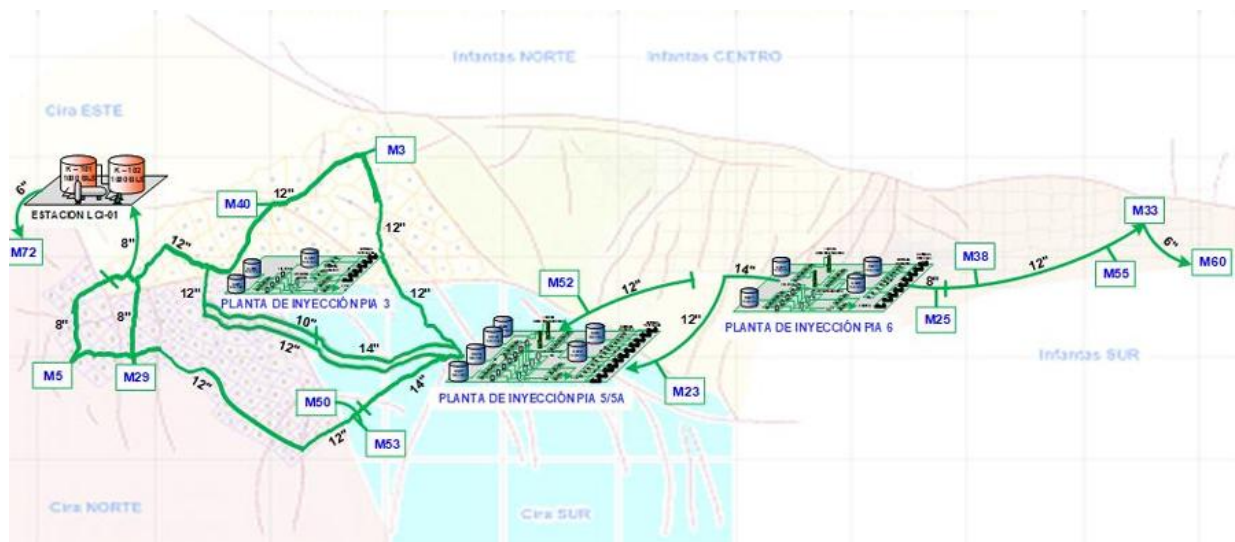
### ***2.5.1 Descripción general y propósito***

Como referencia, se considera un sistema de inyección operado en un campo maduro del VMM bajo un esquema de recobro secundario mediante inyección de agua. Este proceso tiene como objetivo mantener la presión del yacimiento y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Para ello, se ha desarrollado un sistema hidráulico de gran escala que distribuye agua tratada desde las plantas de inyección hacia un anillo principal y sus derivaciones, alimentando 562 pozos inyectoros mediante manifolds y casetas (Figura 10). El agua es bombeada desde superficie a presiones entre 1.970 y 2.100 psig, y debido a las pérdidas de presión en las líneas de distribución, los pozos inyectoros reciben el fluido a presiones que oscilan entre 2.000 y 1.700

psig, según la ubicación y configuración del sistema (Cediel Méndez, 2024; Guerrero Torres, 2022, p. 15).

### Figura 10.

*Sistema de inyección de un campo maduro del VMM.*



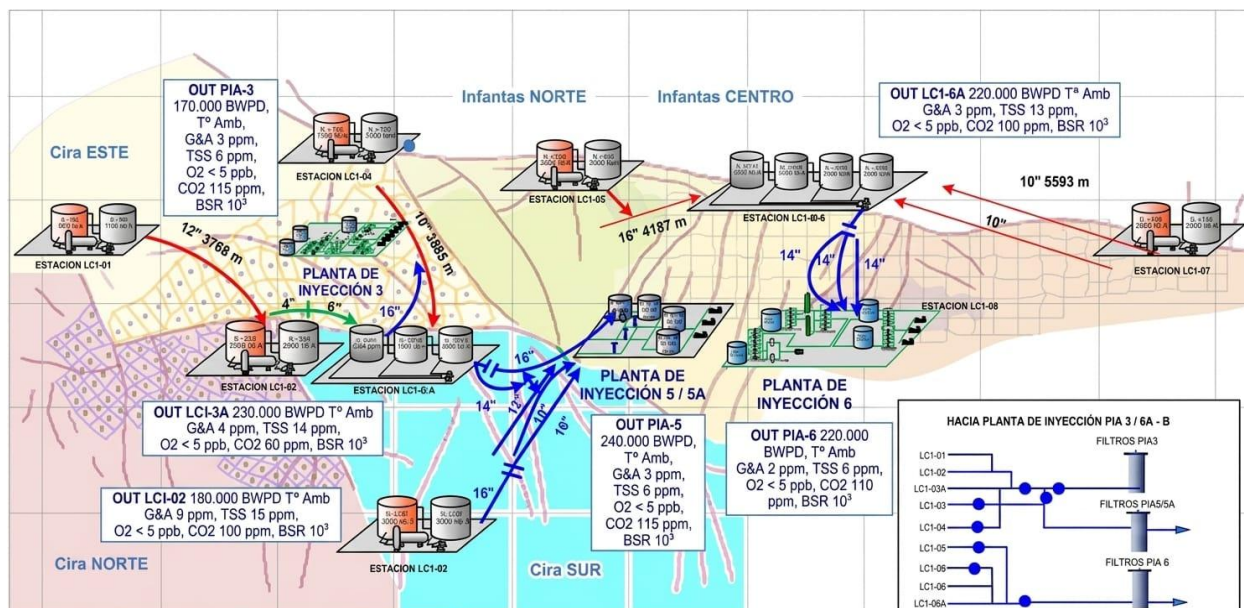
*Nota.* Adaptado de Cediel Méndez, H. M. (2024). Evaluación técnico-económica de las alternativas de mejoramiento del proceso de tratamiento de crudo en la planta deshidratadora El Centro [Trabajo de aplicación, Universidad Industrial de Santander], il. 5, p. 36.

### 2.5.2 Flujo operativo del sistema

El sistema está compuesto por tres plantas principales: PIA 3, PIA 5A y PIA 6, que operan de forma continua, recibiendo el fluido desde las estaciones del campo (Figura 11). El proceso técnico se desarrolla en las siguientes etapas:

**Figura 11.**

*Sistemas de transferencia de agua de un campo maduro del VMM.*



*Nota.* Adaptado de Cediél Méndez, H. M. (2024). Evaluación técnico-económica de las alternativas de mejoramiento del proceso de tratamiento de crudo en la planta deshidratadora El Centro [Trabajo de aplicación, Universidad Industrial de Santander], il. 8, p. 39.

### 1. Captación y recepción del agua

La principal fuente de los recursos hídricos usado para la inyección en el campo de referencia, provienen del agua de producción del mismo campo, que pasa por una serie de tratamientos para hacerla adecuada para su inyección.

### 2. Tratamiento fisicoquímico

El agua pasa por procesos de desnatado, filtración, desoxigenación y ajuste químico (Figura 12 y 13).

### 3. Almacenamiento en tanques

El agua tratada se almacena en tanques de gran capacidad ubicados en las Plantas de inyección (PIA).

#### 4. Impulsión mediante bombas booster

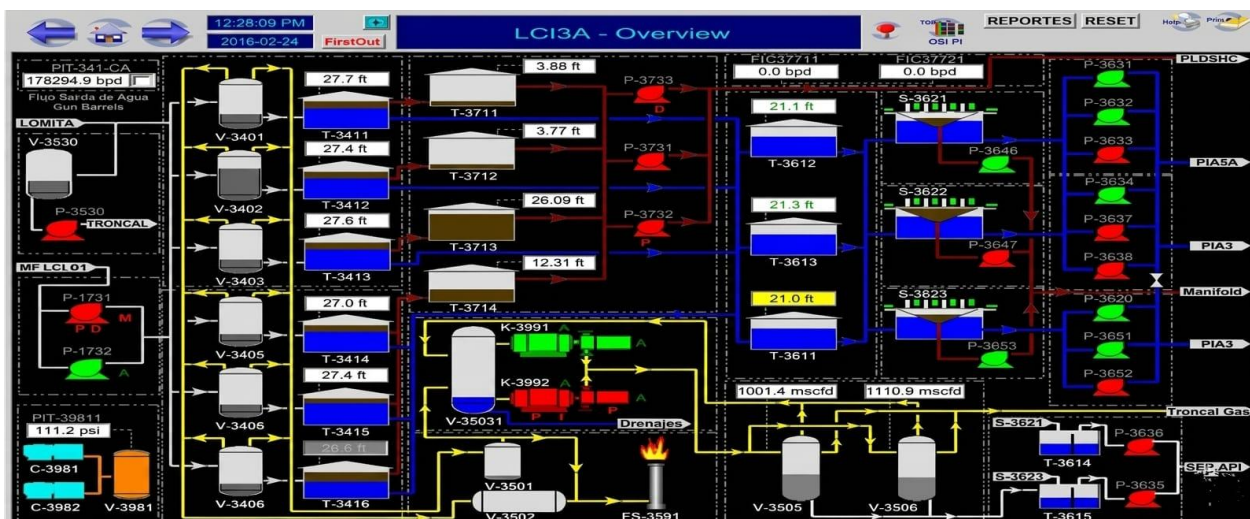
Las bombas centrífugas horizontales multietapas, con motores eléctricos de 1.250 a 1.500 hp, operan a presiones de 1.900–2.100 psig, impulsando el agua desde los tanques hacia los manifolds de distribución.

#### 5. Distribución a pozos inyectoros

Los manifolds están distribuidos estratégicamente a lo largo del campo, para distribuir y regular la inyección hacia cada pozo inyector, según su capacidad de absorción y ubicación estratégica.

**Figura 12.**

*Estaciones de producción.*

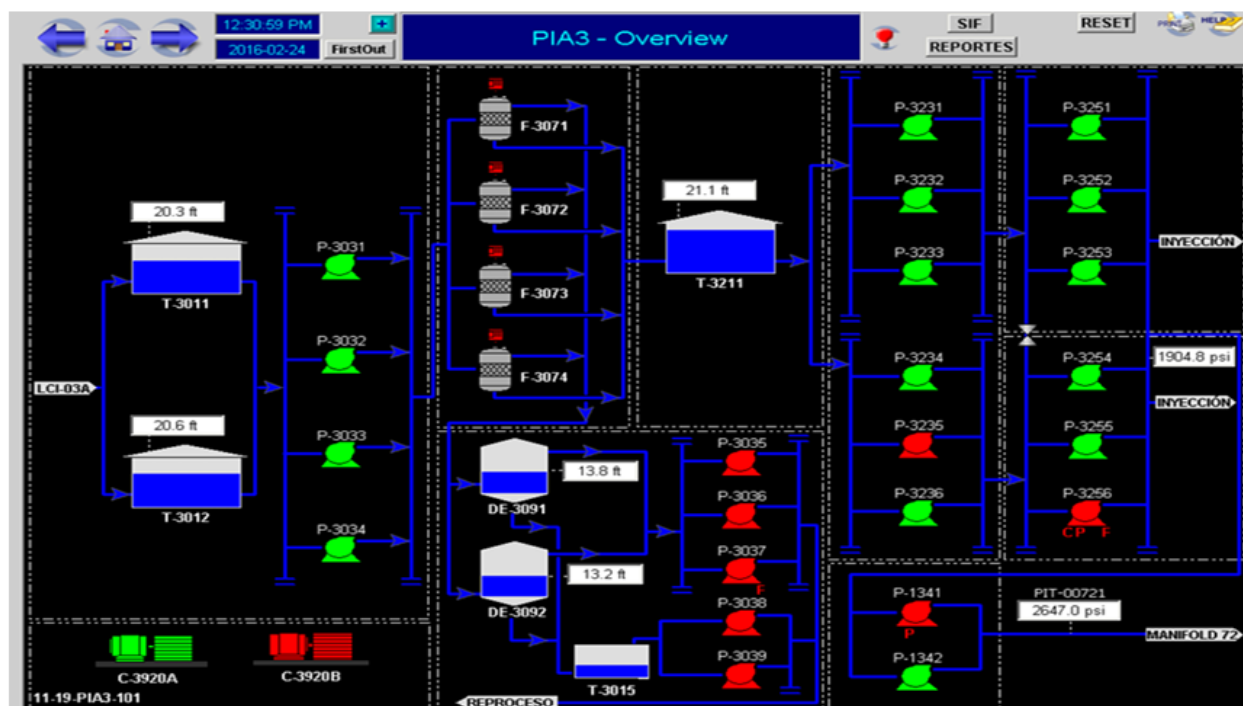


*Nota.* Se evidencian los procesos de tratamiento del agua de producción, antes de ser bombeada hacia las PIA. Tomado de Gelvez Celis, W. (2017). Optimización de la actual estructura de

monitoreo y seguimiento de la producción mediante el Cuarto Integrado de Operaciones (CIO) en La Cira Infantas [Trabajo de posgrado para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander], fig. 27, p. 44.

**Figura 13.**

*Plantas de inyección de agua (PIA).*



*Nota.* Se evidencia la configuración de las PIA en su proceso de bombeo hacia los manifold .

Tomado de Gelvez Celis, W. (2017). Optimización de la actual estructura de monitoreo y seguimiento de la producción mediante el Cuarto Integrado de Operaciones (CIO) en La Cira Infantas [Trabajo de posgrado para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander], fig. 29, p. 45.

### 2.5.3 Capacidades hidráulicas y cobertura energética

El sistema de inyección cuenta con una capacidad nominal de 915.000 barriles de agua por día (BWPD) y un consumo eléctrico mensual promedio de 652.000 GWh, lo que evidencia

su escala operativa (Guerrero Torres, 2022, p. 20). Según reportes técnicos de Ecopetrol en 2017, el sistema ha alcanzado niveles de uso cercanos a 631.000 barriles de agua inyectada por día (BWIPD), lo que representa aproximadamente un 69 % de utilización respecto a su capacidad instalada. Esta relación sugiere que el sistema dispone de márgenes hidráulicos suficientes para soportar nuevas demandas, como la implementación de Jet Pumps en pozos seleccionados.

### **3 Desarrollo y análisis**

En este capítulo se desarrolla el análisis técnico, operativo y económico de la alternativa de bombeo hidráulico tipo Jet para el campo de estudio. Primero se examinan las características del yacimiento, el sistema de inyección y los criterios de selección de pozos; luego se presenta el diseño del sistema propuesto y su desempeño; posteriormente se evalúa su viabilidad técnica y económica, y finalmente se analizan las consideraciones necesarias para una posible implementación a gran escala.

#### **3.1 Análisis técnico-operativo del campo y compatibilidad con el bombeo hidráulico tipo Jet**

Con el propósito de establecer la base técnica para la evaluación de compatibilidad del bombeo hidráulico tipo Jet, en esta sección se revisan las principales condiciones operativas del campo. En primer lugar, se presentan las características del yacimiento; posteriormente, se analiza el sistema de inyección; y finalmente, se exponen los criterios empleados para seleccionar los pozos candidatos a la implementación del sistema.

##### ***3.1.1 Características del yacimiento***

Con el fin de establecer un marco técnico de referencia para la evaluación de compatibilidad entre el sistema Jet Pump y las condiciones de un campo maduro del VMM, se presenta a continuación una síntesis de los parámetros característicos del yacimiento.

**Tabla 2.**

Propiedades del yacimiento de un campo maduro del VMM.

<b>Parámetro</b>	<b>Rango típico</b>	<b>unidad</b>
Profundidad de yacimiento	~ 2900 ft	ft
Gravedad API del crudo	18 – 25	°API
Viscosidad a yacimiento	50 – 600	cP @ 100 °F
Porosidad efectiva	25 – 28	%
Permeabilidad	~1.500	mD
Presión inicial yi	1.100 – 1.500	psi
Presión actual	200 – 700	psi
Temperatura	105 – 130	°F
Índice de Productividad	0,8 – 2,5	bpd/psi
Caudal promedio	100 – 2500	bopd

*Nota.* Fuente: Elaboración propia con base en Silva Arias (2009) y Chaparro Ordoñez (2019).

Datos de Occidental de Colombia (2018) tomados de Chaparro Ordoñez (2019).

**Tabla 3.**

Valores típicos de operación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet

<b>Parámetro</b>	<b>Rango típico</b>	<b>Máximo</b>	<b>unidad</b>	<b>Comentario</b>
Profundidad de instalación	500 – 10000	~20000	ft	Se debe instalar sobre perforados.
Volumen de producción	300–1,000	hasta 35,000	Bpd	Depende del diseño, la presión motriz y la configuración de superficie.
Temperatura de operación	100–250	hasta 500	°F	Requiere compatibilidad de materiales y sellos.
Gravedad del fluido	>6	–	°API	Compatible con una amplia variedad de crudos.
Tipo de fluido motriz	Agua o aceite			Dependiendo intereses y disponibilidad
DLS	Flexible			No cuenta con partes móviles en fondo y su longitud no es extensa

*Nota.* Elaboración propia con base en Weatherford (2015), Louis (2021), Khammassi (2021) y

Ganat (2019).

De acuerdo con los rangos de operación del sistema de bombeo Hidráulico donde las características del yacimiento se encuentran dentro de la ventana operativa del sistema Jet Pump, el cual es muy versátil para instalar, al ser un sistema sin partes móviles en fondo, Lo anterior justifica en términos teóricos la posibilidad de instalar este sistema en el campo, lo cual se comprobará con los diseños.

### ***3.1.2 Sistema de inyección***

De acuerdo con los datos de la sección 2.5 del presente documento, las condiciones operativas del sistema de inyección en cuanto a Presión y caudal de inyección son:

**Tabla 4.**

Condiciones de operación del sistema de inyección del campo del VMM

<b>Parámetro</b>	<b>Rango típico</b>	<b>Unidad</b>
Presión	1700 – 2000	PSI
Caudal	800 – 1000	BWPD

*Nota.* Fuente: Elaboración propia con base en Cediél Méndez, 2024; Guerrero Torres, 2022, p. 15.

El sistema consta de múltiples PIA donde por medio de unas bombas centrifugas se bombea el agua desde los tanques de almacenamiento hacia los múltiples manifolds ubicados en puntos estratégicos del campo para distribuirse hacia los diferentes pozos inyectoros del campo, como se observa en la figura 10.

### ***3.1.3 Criterios de selección de pozos para instalación del sistema***

Para la selección de los pozos se tiene en cuenta principalmente los siguientes criterios de acuerdo con el funcionamiento del sistema y a la configuración de la fuente motriz a usar:

**Tabla 5.**

Criterios de selección de pozos para la instalación del sistema.

<b>Criterio</b>	<b>Justificación técnica</b>
Proximidad a manifold o pozo inyector en la misma plataforma	Facilita la obtención del fluido motriz y reduce los costos de obra civil para la adecuación del sistema
Formaciones productoras Colorado y Mugrosa	Al ser las formaciones productoras más someras, Asegura que los requerimientos del sistema no se vean incrementados y puedan estar fuera de la capacidad del sistema de inyección
Porcentaje de gas libre bajo	Evitar cavitación y pérdida de eficiencia hidráulica
Tubing $\geq 2 \frac{7}{8}$ "	Diámetro suficiente para instalar bomba y permitir circulación eficiente

*Nota.* Elaboración propia con base en criterios operativos definidos por el autor y sustentados en Takács (2009), Lea et al. (2008), Obregón Vásquez (2013), Nieto Velásquez (2018)

### 3.2 Diseños del sistema Bombeo Hidráulico tipo Jet

Con el fin de evaluar la viabilidad técnica de implementar sistemas de levantamiento hidráulico tipo Jet en los pozos seleccionados del Valle Medio del Magdalena (VMM), se realizó el diseño hidráulico preliminar utilizando el software SYAL desarrollado por Sertecpet (Figura 14). Esta herramienta especializada permite simular el comportamiento del sistema bajo condiciones reales de operación, considerando las propiedades del pozo, del fluido y del completamiento.

El proceso de diseño se estructuró en cinco módulos principales dentro del software:

- Configuración del pozo: Se ingresan datos básicos como nombre, formación productora, tipo de pozo (productor o inyector), y se seleccionan las correlaciones de flujo más apropiadas para cada tramo (Moody para flujo monofásico; Beggs & Brill para flujo multifásico horizontal y vertical).

- Propiedades PVT: Se definen y calculan parámetros clave del fluido como presión, temperatura, gravedad específica, viscosidad y índice de productividad (PI), necesarios para caracterizar el comportamiento del sistema.

- Completamiento: Se especifica la profundidad de instalación del Jet Pump y el arreglo de completamiento propuesto, incluyendo el tipo de tubing y la ubicación relativa a la zona perforada.

- IPR del pozo: Se estima la curva de influencia de presión sobre la producción (IPR), que permite determinar el caudal potencial del pozo en función de la presión de fondo, y sirve como base para dimensionar el sistema de levantamiento.

- Diseño de la bomba Jet: Esta es la sección más crítica del proceso. Mediante simulaciones iterativas, se dimensionan la boquilla y la garganta de la bomba Jet, buscando la configuración que maximice la eficiencia hidráulica y asegure el levantamiento del fluido bajo las condiciones específicas del pozo. El software entrega como resultado los requerimientos de presión y caudal del fluido motriz, así como la geometría óptima del sistema.

### Figura 14.

*Interfaz de configuración del Software SYAL.*

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL.

A continuación, se presenta una tabla con las propiedades técnicas más relevantes de los pozos seleccionados, que sirvieron como base para el diseño. Posteriormente, y con fines prácticos, se expone de forma ampliada el diseño completo de un pozo representativo, mientras

que los diseños restantes se incluyen en los apéndices del A al E. Finalmente, se presenta una tabla comparativa con los resultados más importantes de cada diseño, incluyendo:

**Tabla 6.**

Datos de entrada de pozos para simulación de sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

<b>Pozo</b>	<b>Caudal (BFPD)</b>	<b>Presión (Psia)</b>	<b>Ty (°F)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>%WC</b>
Pozo 1	95	458	108	2757	55
Pozo 2	85	357	104.1	2361	45
Pozo 3	150	636.5	105.9	2445	45
Pozo 4	95	523	117	3065	50
Pozo 5	130	868	107.7	2652	35

*Nota.* Fuente: Empresa operadora campo

El completamiento tipo de fondo diseñado con el Software SYAL para el sistema Jet Pump se configura estratégicamente para optimizar el direccionamiento hidráulico, el aislamiento de la zona productora y la adquisición de datos en fondo (Tabla 7). El ensamblaje queda por encima de los perforados, permitiendo una interacción directa con el yacimiento. La camisa de circulación, ubicada en el tramo inferior del tubing, sirve como punto de instalación de la bomba Jet y como mecanismo de control de flujo, redirigiendo el fluido desde el tubing hacia el anular o viceversa, según el modo operativo. Por debajo de la camisa, se instala el empaque mecánico, cuya función es evitar que el fluido motriz migre hacia la formación, asegurando su retorno controlado hacia superficie y garantizando el aislamiento hidráulico de la zona productora. Además, se incluye una landing nipple, que permite la instalación de memorias electrónicas o sensores de presión y temperatura, facilitando la adquisición de datos en fondo

durante pruebas de producción o evaluación de desempeño. Es fundamental que el equipo de fondo mantenga una sumergencia suficiente para evitar cavitación y garantizar el funcionamiento hidráulico óptimo. Las profundidades de los equipos varían según el estado mecánico de los pozos donde se instale el sistema.

**Tabla 7.**

Completamiento tipo para instalación del sistema.

<b>Ensamblaje de fondo</b>	<b>OD (in)</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Base, MD (ft)</b>
Tubing 2 7/8"	2.875	2.441	2612.000	2612.000
Camisa de circulación	2.875	2.310	5.000	2617.000
Tubing 2 7/8"	2.875	2.441	10.000	2627.000
Empaque mecánico	5.500	2.441	5.000	2632.000
Tubing 2 7/8"	2.875	2.441	10.000	2642.000
Landing Nipple	2.875	2.441	2.000	2644.000
Tubing 2 7/8"	2.875	2.441	10.000	2654.000
Mule Shoe	2.875	2.441	1.000	2655.000

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL.

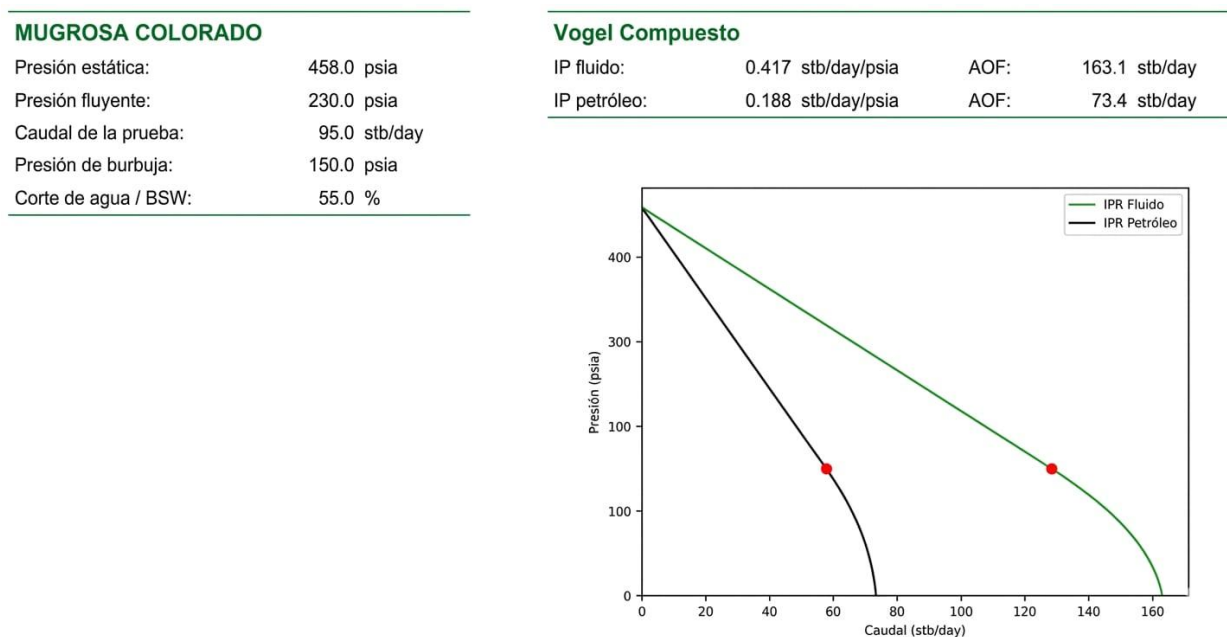
### ***3.2.1 Desempeño del ALS bombeo hidráulico tipo Jet***

Con el fin de generar la curva IPR, es necesario realizar un ajuste integral que considere las propiedades del fluido, las condiciones operativas del sistema y el estado mecánico del pozo. A partir de estos parámetros, el software construye la curva de desempeño del yacimiento. Como

referencia informativa, la herramienta presenta dos curvas: una correspondiente al petróleo y otra al fluido total producido como se observa en la figura 15. Para efectos de análisis y representación del comportamiento del sistema, se toma como valor característico la IPR del fluido.

### Figura 15.

*Curva IPR Pozo 1.*



*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

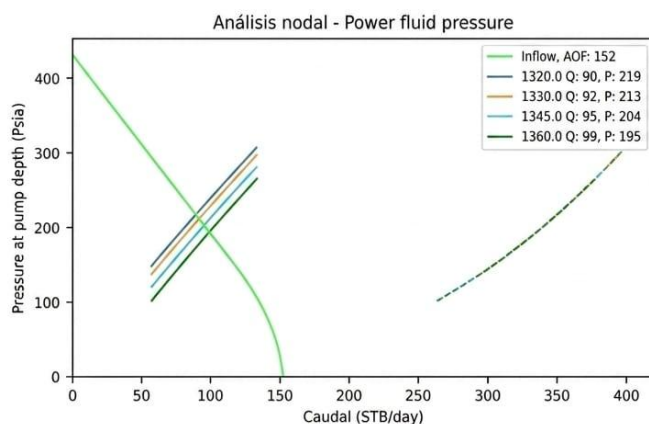
A partir de la curva IPR ajustada, el software realiza simulaciones que permiten determinar la geometría óptima del sistema Jet Pump, buscando mantener una ventana operativa eficiente y estable. Este proceso genera un reporte técnico que incluye los parámetros hidráulicos y mecánicos necesarios para el diseño del sistema, como caudales, presiones, eficiencia y comportamiento esperado bajo distintas condiciones. Durante esta etapa, el usuario también selecciona el tipo de bomba a implementar —ya sea de configuración directa o reversa— lo cual

influye en la dirección del flujo motriz y en la disposición interna del ensamblaje. Además, se lleva a cabo un análisis nodal con sensibilidades de la presión de inyección del fluido motriz, lo que permite evaluar el comportamiento del sistema ante variaciones en este parámetro clave lo que facilita la selección del punto operativo más eficiente. Todos estos resultados se presentan en el reporte técnico mostrado en la Figura 16.

**Figura 16.**

*Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 1.*

PVT	IPR	Completamiento y Flujo
Correlación presión de burbuja: Glaso	Modelo: Vogel Compuesto	Profundidad reservorio: 2794.0 ft
Presión de reservorio: 458.0 psia	Presión fluyente: 230.0 psia	profundidad bomba: 2726.0 ft
Temperatura de reservorio: 108.0 °F	Caudal de prueba: 95.0 stb/day	Tipo de bomba jet: Directa
Presión de burbuja: 150.0 psia	IP Fluido: 0.417 stb/day/psia	Fuente de fluido motriz: Power Oil
Factor volumétrico: 1.022 rb/stb	Caudal máximo fluido: 163.1 stb/day	Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



#### Bomba Jet Claw 7G

**Caudal producción: 95.0 stb/day**

Presión fluido motriz: 1346.6 psia

Caudal fluido motriz: 645.3 stb/day

Presión de entrada jet: 203.9 psia

Caudal de cavitación: 341.6 stb/day

Eficiencia bomba jet: 14.3 %

Presión de retorno: 150.0 psia

Potencia bomba superficie: 16.4 hp

Tipo de fluido motriz: Agua

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

En la siguiente tabla está contenido el resumen de los diseños de los 5 pozos. Resaltando los requerimientos del fluido motriz que será suministrado por la red de inyección, el cual servirá como punto de comparación con las capacidades instaladas del campo.

**Tabla 8.**

Resumen de parámetros diseños de los pozos.

<b>Pozo</b>	<b>Caudal de diseño (Stb/day)</b>	<b>Geometría</b>	<b>Presión fluido motriz (psia)</b>	<b>Caudal fluido motriz (stb/day)</b>	<b>Potencia bomba de superficie (Hp)</b>	<b>Consumo bomba de superficie (kWh)</b>
Pozo 1	95	7G	1347	645	16.4	12.2
Pozo 2	85	7G	1218	614	14.1	10.5
Pozo 3	150	7G	1236	600	14	10.4
Pozo 4	95	8G	1576	798	23.7	17.7
Pozo 5	130	7G	1234	604	14.1	10.5

*Nota.* Fuente: autor del documento – datos diseños Software SYAL

Los valores de consumo energético expresados en kWh corresponden a la operación del sistema Jet Pump utilizando un equipo de superficie dedicado para la inyección, como el descrito en la sección 2.3.1, el cual contempla una unidad hidráulica independiente para impulsar el fluido motriz. No obstante, en el presente diseño se plantea el uso de la red de inyección del campo como fuente de energía hidráulica, lo que elimina la necesidad de dicha unidad superficial y, por tanto, omite este consumo específico. Aun así, el sistema implica un consumo energético asociado a la operación de las bombas centrifugas, encargadas de transportar el agua desde la red de inyección hacia los pozos Jet Pump. Este consumo será considerado más adelante en el análisis económico, donde se evaluará su impacto operativo en función de la configuración hidráulica y la eficiencia del sistema.

### 3.3 Evaluación técnica de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet

Con base en los requerimientos hidráulicos obtenidos en los diseños individuales de cada pozo (ver Tabla 6), se realiza una comparación directa con la capacidad operativa de la red de inyección del campo, cuyos valores máximos de presión y caudal se presentan en la Tabla 4. Esta red constituye la fuente principal de fluido motriz para el sistema Jet Pump, por lo que su compatibilidad con los parámetros de diseño es fundamental para garantizar una operación eficiente y estable.

La Tabla 9 resume esta comparación técnica, indicando si cada pozo puede ser atendido por la infraestructura existente sin necesidad de modificaciones adicionales.

**Tabla 9.**

Comparación técnica entre requerimientos de diseño y capacidad de la red de inyección.

Pozo	Requerimientos		Disponibilidad		Cumple
	Caudal (BWPD)	Presión (psia)	Caudal (BWPD)	Presión (Psi)	
Pozo 1	645	1347			Si
Pozo 2	614	1218			Si
Pozo 3	600	1236	900	1850	Si
Pozo 4	798	1576			Si
Pozo 5	604	1234			Si

*Nota.* Fuente: autor del documento – datos diseños Software SYAL. Los valores de disponibilidad de caudal (900 BWPD) y presión (1850 psia) utilizados en esta tabla representan valores típicos dentro del rango operativo de la red de inyección en los pozos (800–1000 BWPD y 1700–2000 psia), según lo descrito en la sección 2.5 y contenidos en la tabla 4. Estos valores

fueron seleccionados como referencia para efectos comparativos, considerando pérdidas hidráulicas desde las bombas booster (1970–2100 psia) hasta los puntos de inyección.

La comparativa entre los requerimientos hidráulicos de los pozos y la capacidad disponible en la red de inyección demuestra con claridad que las condiciones actuales de la red son suficientes para abastecer el sistema Jet Pump en todos los casos evaluados. Los valores de presión y caudal requeridos por cada pozo se encuentran dentro del margen operativo suministrado por la red, lo que garantiza una operación estable sin necesidad de ajustes en la infraestructura.

Incluso en escenarios más exigentes, como el del **Pozo 4**, que presenta la mayor profundidad del grupo, los parámetros de diseño se mantienen dentro de los límites de disponibilidad, validando la robustez del sistema frente a variaciones hidráulicas.

### ***3.3.1 Determinación de la ventana operativa del sistema en los pozos con Jet Pump***

Con base en los resultados del análisis nodal realizado para cada pozo, se identificó la ventana operativa del sistema Jet Pump, definida como el rango de presión de inyección en el cual se logra una producción estable y técnicamente viable. Este análisis se apoyó en las curvas de sensibilidad obtenidas para cada diseño, disponibles en los Apéndices A a D. En esta sección se presenta únicamente la simulación representativa del Pozo 1 (ver Figura 17), mientras que la Tabla 10 resume los rangos operativos extraídos de cada caso, manteniendo constante el caudal de inyección en todas las simulaciones.

**Tabla 10.**

Ventana operativa por pozo.

<b>Pozo</b>	<b>Rango de presión de inyección (psia)</b>	<b>Producción estimada (Stb/día)</b>	<b>Punto optimo</b>
Pozo 1	1320 – 1360	90 – 99	1347
Pozo 2	1200 – 1230	80 – 90	1218
Pozo 3	1210 – 1300	144 – 170	1236
Pozo 4	1540 – 1585	88 – 98	1576
Pozo 5	1210 – 1250	126 – 133	1234

*Nota.* Fuente: autor del documento – datos diseños Software SYAL

### **3.3.2 Configuración de superficie**

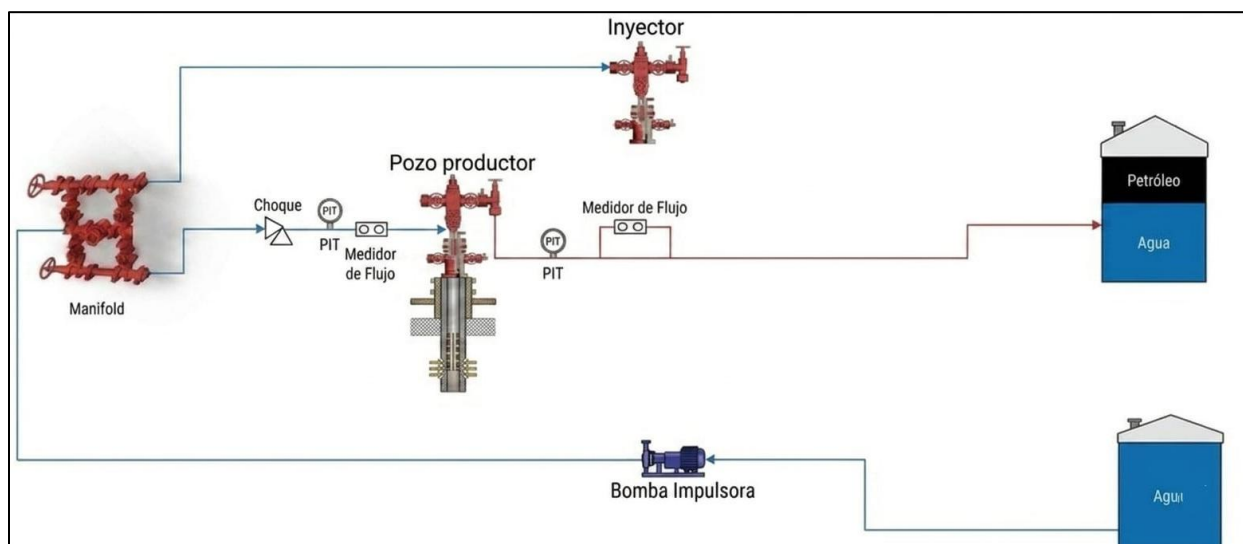
Como parte del análisis de viabilidad técnica, se propone una configuración superficial que aprovecha la infraestructura existente de inyección en el campo. Esta configuración contempla la derivación directa desde el manifold de inyección más cercano hacia el pozo productor equipado con Jet Pump, minimizando interferencias operativas entre pozos inyectoros y productores.

Este enfoque permite reducir los costos asociados a la instalación del sistema, evitando el uso de unidades de superficie convencionales que implicarían inversiones adicionales por pozo. Por ello, dentro de los criterios de selección de pozos se priorizó la proximidad a manifolds de inyección o la presencia de pozos inyectoros dentro del mismo clúster o plataforma.

La Figura 17 muestra el esquema de superficie ilustrativo propuesto, donde se ilustran los principales componentes del sistema y su integración con la red de inyección.

**Figura 17.**

*Esquema de instalación y adaptación del sistema en el campo.*



*Nota.* Fuente: autor del documento.

### 3.3.3 Síntesis de viabilidad técnica de instalación del sistema Jet Pump

Con base en los análisis comparativos realizados, se concluye que la instalación del sistema Jet Pump en los pozos evaluados es técnicamente viable utilizando la red de inyección existente. La presión y el caudal disponibles en los puntos de entrega permiten operar dentro de la ventana óptima definida para cada diseño, sin requerir modificaciones estructurales significativas.

Este enfoque técnico fue respaldado por criterios de selección que priorizaron la proximidad a manifolds de inyección o la presencia de pozos inyectoros dentro del mismo clúster, lo cual permite minimizar interferencias operativas y evitar el uso de unidades de superficie convencionales, que implicarían costos adicionales por pozo.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten afirmar que el sistema Jet Pump puede ser implementado de forma segura, eficiente y trazable en los pozos seleccionados, aprovechando la red de inyección como fuente hidráulica principal.

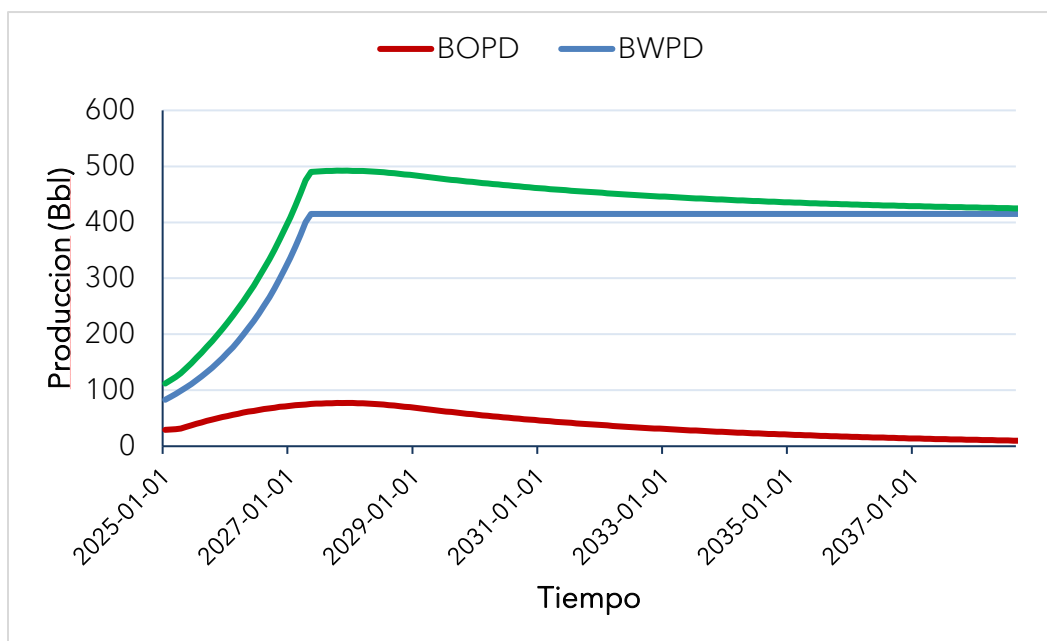
### 3.4 Evaluación económica

La evaluación económica del sistema Jet Pump se realizó utilizando una curva tipo de producción representativa de las zonas A&B del campo, la cual refleja el comportamiento promedio de los pozos en esta área del campo (Figura 18). Esta aproximación permite estimar los ingresos potenciales, la recuperación de inversión y el límite económico del proyecto sin depender de variaciones individuales por pozo.

Aunque el diseño técnico se desarrolló sobre pozos existentes, el análisis económico se plantea desde un escenario de completamiento inicial, con el fin de evaluar la viabilidad del sistema en distintas etapas del ciclo de vida del pozo. Esta decisión metodológica responde a la incertidumbre sobre el momento exacto de instalación del sistema, y permite proyectar su aplicabilidad tanto en reacondicionamientos como en desarrollos nuevos.

#### Figura 18.

*Curva tipo de producción del campo.*



*Nota.* Fuente: Empresa operadora del campo.

La evaluación económica del sistema Jet Pump se construyó integrando tres componentes fundamentales que reflejan el comportamiento financiero del sistema a lo largo de su ciclo de vida:

### A) Consumo energético operativo

El costo energético del sistema se estimó a partir de los diseños hidráulicos realizados, utilizando el promedio de requerimiento de inyección de fluido motriz en caudal (BWPD) para cada pozo. El costo por barril de agua inyectado, que constituye un componente operativo significativo del sistema es:

**Tabla 11.**

Costo energético sistema.

Caudal inyección (BWPD)	Costo energético (\$USD/BWI)	Costo diario operación (\$USD)
652	~0.07	~45.6

*Nota.* Fuente: autor del documento con estimaciones compañía operadora.

### B) Costo de completamiento inicial (CAPEX)

Se incluyó el costo de completamiento inicial del sistema Jet Pump como parte del capital requerido para su instalación. Este valor contempla los equipos de fondo, conexiones superficiales, medidores, chokes, y cualquier adecuación necesaria para integrar el sistema con la red de inyección existente. Aunque el diseño técnico se realizó sobre pozos ya existentes, se plantea este costo desde el completamiento inicial para cubrir escenarios en los que el sistema se instale en pozos nuevos o durante reacondicionamientos profundos.

**Tabla 12.**

Costo asociado al CAPEX.

Ítem	Valor (\$MUSD)	Descripción
Perforación	~\$1.00	Este ítem incluye costos de perforación, adecuaciones de la locación y diferentes costos legales de administración y demás.
Completamiento inicial	~\$0.30	Ensamblaje de fondo y adecuaciones de superficie
<b>Total</b>	<b>~\$1.30</b>	

*Nota.* Fuente: Compañía operadora.

### C) Intervenciones durante la vida útil (OPEX)

Se consideraron tres tipos de intervenciones que pueden presentarse durante la vida útil del pozo, clasificadas como menor, media y mayor, según su alcance técnico y Frecuencia. Estas intervenciones representan actividades de mantenimiento, reemplazo de componentes, o reacondicionamiento del sistema, y fueron incorporadas como parte del costo operativo (OPEX) en el modelo económico.

**Tabla 13.**

Costo intervenciones.

<b>Ítem</b>	<b>Frecuencia (meses)</b>	<b>Valor (\$USD)</b>	<b>Descripción</b>
Menor	~18	~\$ 6,500	Intervención de mantenimiento con Slick line, para cambio de empaques y boquilla
Media	~36	~\$ 26,000	Intervención con slick line, reemplazo de bomba por desgaste
<b>Mayor</b>	~72	~\$ 75,000	intervención completa de ensamblaje de fondo por falla, uso de Rig y slick line

*Nota.* Fuente: Empresa operadora y empresa de servicios. Una intervención media contempla los elementos de una intervención menor; así mismo la Mayor o completa, contempla los elementos de las intervenciones media y menor.

### **3.4.1 Resultados evaluación económica**

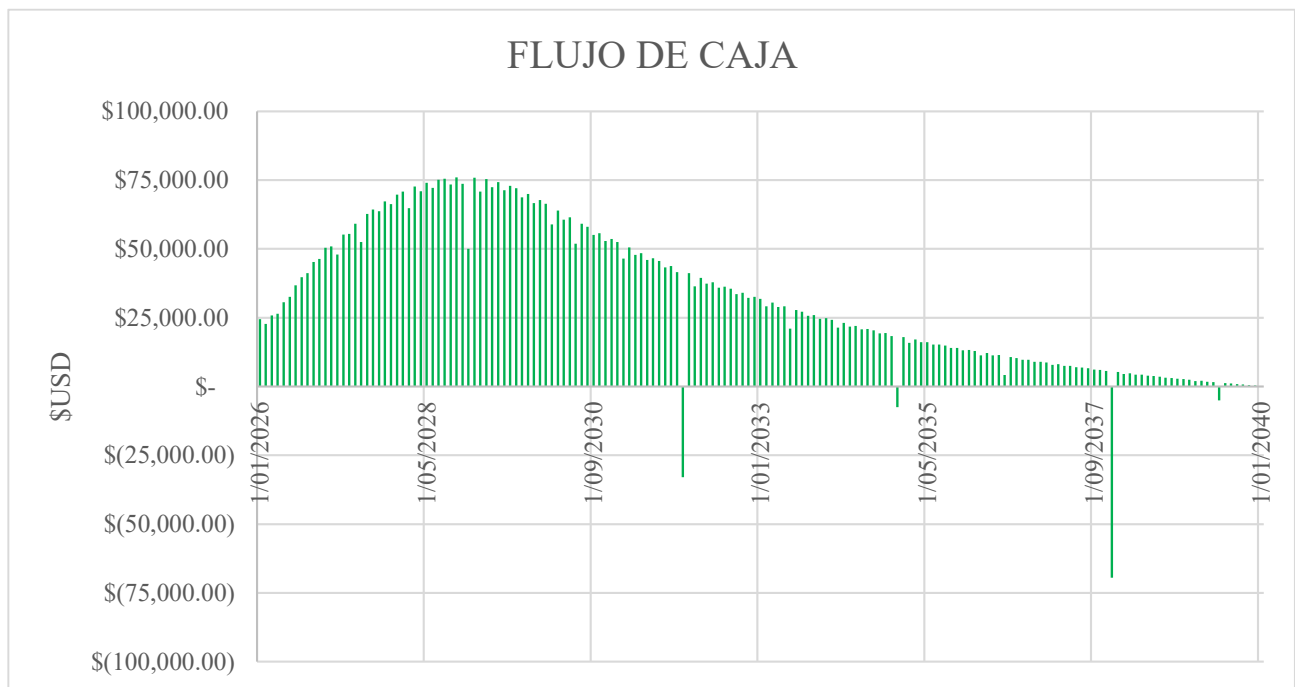
Con base en los parámetros técnicos definidos por la curva tipo de producción, los costos de completamiento inicial, el consumo energético estimado, y las intervenciones proyectadas durante la vida útil del pozo, se construyó un modelo económico integral en Excel. Este modelo

permite simular el comportamiento financiero del sistema Jet Pump bajo condiciones reales del campo y escenarios prospectivos.

La Figura 19 presenta el flujo de caja mensual del sistema Jet Pump desde el mes 1 en adelante, excluyendo el egreso correspondiente al capital de inversión inicial (CAPEX). Esta decisión gráfica se tomó con el fin de mejorar la legibilidad de los flujos operativos, dado que el valor del CAPEX distorsionaba la escala visual. Sin embargo, el impacto económico de la inversión inicial fue plenamente considerado en los cálculos de los indicadores que se presentan en la Tabla 10.

### Figura 19.

*Flujo de caja Mensual.*



*Nota.* Fuente: Autor del documento.

**Tabla 14.**

Indicadores de la evaluación económica (sistema inyección VS sistema convencional BH)

<b>Indicador</b>	<b>Sistema inyección</b>	<b>Sistema convencional BH</b>
Payback (Años)	2.2	4.2
Limite económico (Años)	14	6.7
VPN (\$MUSD)	\$ 2.37	-\$0.11
TIR Bruta (%)	60%	7%
IR	2.78	0.96
Costo por barril (\$USD/BOPD)	~\$ 21.7	~\$32.2

*Nota.* Fuente: Autor del documento. Las bases de cálculo se encuentran en los apéndices F & G por efectos prácticos de visualización.

Los resultados obtenidos reflejan una recuperación de la inversión en 2.2 años lo cual es idóneo para el proyecto, una rentabilidad bruta del 60%, y un VPN positivo de \$2.37 millones de dólares, lo cual respalda la viabilidad económica del sistema bajo las condiciones evaluadas. Y al comparar con la estimación de la instalación convencional, se justifica el uso de la red de inyección del campo para obtener viabilidad económica en la instalación de este sistema, donde la mayor diferencia se da en la renta de la UBH de superficie y el personal adicional de monitoreo de esta unidad.

### **3.5 Consideraciones necesarias de una implementación a gran escala**

La expansión del sistema Jet Pump a múltiples pozos exige un análisis detallado de las condiciones que garanticen una operación segura y sostenible. Además de la viabilidad económica demostrada previamente, es indispensable evaluar los impactos agregados en la operación, los riesgos asociados y las medidas adicionales que aseguren la integridad del sistema. Este capítulo reúne las consideraciones técnicas y estratégicas que respaldan la implementación a gran escala, con énfasis en la protección de equipos, la optimización de recursos y la automatización de procesos.

#### ***3.5.1 Impacto agregado en la operación del campo***

La implementación del sistema Jet Pump en múltiples pozos genera un efecto acumulativo que debe evaluarse para garantizar una operación segura y confiable. A partir de los diseños realizados, se estimó un caudal promedio de inyección de 650 BWIPD por pozo. Este valor corresponde a un escenario hipotético derivado de los cálculos de diseño y puede variar en la práctica según las condiciones reales de operación. En un escenario de diez pozos, la demanda total alcanzaría aproximadamente 6,500 BWIPD, lo que impacta directamente en la red de inyección y en la capacidad de tratamiento del agua de retorno. Dado que el sistema Jet Pump funciona bajo un esquema circular, el mismo incremento que se presenta en la inyección se refleja en la capacidad de las plantas de tratamiento y separación, que deben estar preparadas para manejar mayores volúmenes y garantizar la calidad del agua recirculada.

El impacto no se limita al aspecto hidráulico. La implementación masiva también requiere un fortalecimiento en la gestión operativa: las señales recibidas desde los pozos — presión, caudal y comportamiento dinámico del sistema— deben ser interpretadas en la sala de control para ajustar parámetros en tiempo real. Asimismo, el personal de campo que realiza

visitas periódicas necesita capacitación para identificar anomalías y coordinar acciones con el centro de control. Este componente humano es esencial para asegurar la continuidad y seguridad de la operación.

### ***3.5.2 Identificación de riesgos operativos***

La implementación masiva del sistema Jet Pump, introduce una serie de riesgos que deben ser considerados para mantener la operación segura y confiable. Estos riesgos se relacionan tanto con la integridad de los equipos como con la capacidad de respuesta del sistema y del personal. Identificarlos de manera precisa permite establecer posteriormente las soluciones técnicas y estratégicas que garanticen la continuidad del sistema.

- **Ausencia de mecanismo de apagado directo en la configuración con red de inyección**

A diferencia de los sistemas convencionales con equipo de superficie, que permiten un control más inmediato, la configuración propuesta carece de un mecanismo de cierre directo. Esto podría derivar en operación continua bajo condiciones de falla si no se establecen medidas de contingencia específicas.

- **Corrosión acelerada en tubería y accesorios de fondo**

El riesgo no proviene únicamente de la alta salinidad del agua producida, sino también del mayor flujo de agua motriz característico de este sistema. Las condiciones de alta velocidad y presión de los fluidos incrementan la agresividad sobre tubing, casing y demás accesorios de fondo, acelerando procesos de desgaste y reduciendo la vida útil de los componentes.

- **Desgaste prematuro de la bomba Jet**

La exposición constante a fluidos abrasivos y corrosivos puede afectar la confiabilidad del sistema y generar costos adicionales de reemplazo.

- **Sobrecarga hidráulica en facilidades de superficie**

La operación simultánea en varios pozos puede provocar cuellos de botella en bombas de inyección, tanques de almacenamiento y unidades de separación.

- **Dependencia de regulación manual mediante choke**

La necesidad de personal en campo para ajustar presión y caudal limita la capacidad de respuesta inmediata y aumenta el riesgo de operación ineficiente.

### ***3.5.3 Soluciones propuestas***

Los riesgos operativos identificados en la configuración propuesta del sistema Jet Pump requieren soluciones técnicas y estratégicas que aseguren la continuidad, seguridad y eficiencia de la operación. Estas medidas incluyen la incorporación de materiales resistentes, sistemas de control automatizados y ajustes en la infraestructura hidráulica, con el fin de mitigar vulnerabilidades y garantizar la confiabilidad del sistema en un escenario de implementación masiva.

- **Ausencia de mecanismo de apagado directo en la configuración con red de inyección**

Solución: Instalar válvulas de seguridad de superficie (SDV) conectadas a sensores de presión y caudal, que permitan cerrar automáticamente el flujo en condiciones anómalas.

- **Corrosión acelerada en tubería y accesorios de fondo**

Solución: Bajar tubing con revestimiento especial anticorrosivo (cuando sea viable) y complementar con programas de monitoreo de integridad. Para el casing, correr registros periódicos (ej. CBL, VDL, multifinger) que permitan evaluar su estado frente a la exposición a mayores caudales, velocidades y presiones.

- **Desgaste prematuro de la bomba Jet**

Solución: Fabricar las bombas con materiales resistentes como M303, diseñados para soportar condiciones abrasivas y corrosivas, además de implementar programas de mantenimiento predictivo basados en monitoreo de vibraciones y presión diferencial.

- **Sobrecarga hidráulica en facilidades de superficie**

Solución: Realizar un balance hidráulico integral, ajustando capacidades de bombas de inyección, tanques y separadores para soportar el caudal agregado.

- **Dependencia de regulación manual mediante choke**

Solución: Sustituir el choke manual por válvulas de control de presión (PCV) automatizadas, integradas al sistema de monitoreo en sala de control. Lo cual permite regulación remota para cumplir con las condiciones de funcionamiento obtenidas del diseño, se mejora la eficiencia operativa y reduce la necesidad de presencia constante de personal en campo.

La implementación de las medidas propuestas frente a los riesgos operativos identificados no solo asegura la continuidad del sistema Jet Pump, sino que también fortalece la operación del campo en su conjunto. El plan de acción integra mejoras técnicas, ajustes en infraestructura y capacitación del personal, lo que permite transformar la vulnerabilidad en

ventaja competitiva. De esta manera, la operación se orienta hacia un modelo más seguro, eficiente y sostenible, capaz de responder a las exigencias de una implementación masiva.

#### 4 Conclusiones

- Se pudieron determinar las principales características técnicas y operativas del campo para la evaluación del sistema Jet Pump, entre ellas profundidades cercanas a 2.900 ft, crudos entre 18 y 25 °API, viscosidades de 50 a 600 cP, presiones de yacimiento entre 200 y 700 psi e índices de productividad entre 0,8 y 2,5 bpd/psi. Asimismo, se estableció que la red de inyección dispone de presiones entre 1.700 y 2.000 psi y caudales entre 800 y 1.000 BWPD, condiciones que sirvieron como base para analizar la compatibilidad del sistema con el campo evaluado.

-A partir de las propiedades de los pozos evaluados y de su uso como datos de entrada en los diseños realizados en SYAL, se determinó que los requerimientos operativos del sistema Jet Pump presentan variaciones entre pozos, con presiones de inyección entre 1218 y 1576 psia, caudales entre 600 y 798 BWPD y configuraciones de bomba 7G y 8G. Estos resultados permitieron definir rangos estimativos de diseño acordes con las condiciones de los pozos analizados y útiles para la evaluación de la implementación del sistema en el campo.

-La evaluación técnica permitió definir, a partir de los diseños realizados, una ventana operativa del sistema Jet Pump con presiones de inyección entre 1200 y 1585 psia y caudales requeridos entre 600 y 798 BWPD para los pozos evaluados. Al comparar estos valores con la capacidad disponible de la red de inyección del campo, cercana a 1850 psia y 900 BWPD, se confirmó que dichas condiciones son compatibles con la operación de los pozos analizados y que la implementación del sistema es técnicamente viable.

-La evaluación económica mostró que la implementación del sistema Jet Pump aprovechando la red de inyección es económicamente viable y presenta mejores resultados que el esquema convencional de bombeo hidráulico. En el escenario analizado, el sistema propuesto

obtuvo un VPN de 2,37 MUSD, una TIR del 60% y un payback de 2,2 años, frente a un VPN de -0,11 MUSD, una TIR del 7% y un payback de 4,2 años del sistema convencional.

-La implementación del sistema Jet Pump a mayor escala es viable, siempre que se garantice la capacidad de la red de inyección y el control de los riesgos operativos asociados. En el escenario analizado, el requerimiento promedio estimado fue de 650 BWIPD por pozo, por lo que una aplicación en diez pozos demandaría aproximadamente 6500 BWIPD adicionales a la red. Esto indica que la expansión del sistema requiere seguimiento de integridad y medidas de control operacional en superficie para asegurar su funcionamiento confiable.

-Los resultados obtenidos permitieron concluir que el sistema Jet Pump, utilizando la red de inyección existente, representa una alternativa técnica y económicamente viable para su aplicación en el campo evaluado.

### **Recomendaciones**

Se recomienda iniciar la implementación del sistema Jet Pump mediante una prueba piloto en pozos que cumplan las condiciones evaluadas en este estudio, especialmente aquellos con cercanía a la red de inyección y requerimientos hidráulicos compatibles con la capacidad disponible del sistema.

Se recomienda que cualquier implementación del sistema esté acompañada de elementos de control y seguridad en superficie, tales como válvulas SDV y PCV, con el fin de mejorar la respuesta operativa del sistema y reducir los riesgos asociados a la regulación manual y a la ausencia de apagado directo.

Se recomienda establecer un programa de monitoreo de integridad mecánica para tubing, casing y equipo de fondo, apoyado en registros y seguimiento periódico, debido a los riesgos identificados de corrosión, desgaste de la bomba y afectación de la confiabilidad operativa.

Se recomienda que una expansión a mayor escala del sistema se realice de manera gradual y condicionada a la capacidad real de la red de inyección, considerando que el requerimiento promedio estimado fue de 650 BWIPD por pozo y que un escenario de diez pozos demandaría cerca de 6500 BWIPD adicionales.

Se recomienda complementar este estudio con análisis no contemplados en el alcance, como compatibilidad entre fluidos, caracterización fisicoquímica del agua y evaluación detallada de integridad mecánica, con el fin de reducir incertidumbre antes de una aplicación masiva del sistema.

### Referencias bibliográficas

- Acuña Pinzón, C. M., & Cuadros Benavides, E. K. (2015). Determinación de propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa y correlación con características de los yacimientos en profundidad, Valle Medio del Magdalena (Colombia) [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/3f444479-1d4c-422a-8164-85fc360ce0b3/content>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Valle Medio del Magdalena. En Ronda Colombia 2010 – Tipo 1. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-medio-del-magdalena/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2019). Mapa de sistemas petrolíferos y plays exploratorios de Colombia [Cartografía]. <https://www.anh.gov.co>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2021). Oportunidades exploratorias en cuencas maduras: Valle Medio del Magdalena. Dirección de Promoción y Asignación de Áreas. <https://www.anh.gov.co>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s. f.). Historia del petróleo en Colombia. <https://www.anh.gov.co/es/ambiental-y-social/regionalizacion/historia-del-petroleo-en-colombia/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s. f.). Mapa de cuencas. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/informacion-geologica-y-geofisica/estudios-integrados-y-modelamientos/mapa-de-cuencas/>
- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas. (2023). Petróleo y gas: Un repaso por 100 años de historia. <https://acp.com.co/portal/petroleo-y-gas-un-repaso-por-100-anos-de-historia/>

Brown, K. E. (2011a). The technology of artificial lift methods (2nd ed., Vol. 2: Gas lift and sucker-rod pumping). PennWell.

Brown, K. E. (2011b). The technology of artificial lift methods (2nd ed., Vol. 3: Electric submersible and progressive cavity pumping). PennWell.

Campetrol. (2024). Perspectivas y desafíos de la industria del petróleo y el gas en Colombia. <https://campetrol.org/documentos/Explora.pdf>

Carrillo-Carvajal, J. F. (2024). Análisis integrado de afloramiento usando MDA, petrofísica de laboratorio y petrografía: Caso de estudio Formación Mugrosa, Valle Medio del Magdalena [Tesis, Universidad de Santander]. <https://repositorio.udes.edu.co/entities/publication/9fec3200-3595-4fa3-9390-9643f5f4333e/full>

Casallas Bello, L. E., Duarte Duarte, A. G., & Pereira Garzón, J. L. (2019). Análisis técnico-financiero del sistema de levantamiento artificial más adecuado en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena sometido a inyección de agua y polímero [Tesis de maestría, Universidad de los Andes]. <https://hdl.handle.net/1992/43908>

Cediel Méndez, H. M. (2024). Evaluación técnico-económica de las alternativas de mejoramiento del proceso de tratamiento de crudo en la planta deshidratadora El Centro [Trabajo de aplicación, Universidad Industrial de Santander].

Chaparro Castro, W. J., & Ordóñez Vargas, D. F. (2019). Evaluación técnico-financiera de los efectos de los modificadores de permeabilidades relativas en el campo La Cira-Infantas [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstreams/1b04afc0-f6d7-442e-b36b-e045dc4933fa/download>

- Etayo-Serna, F., Montoya-Arenas, D. M., Moreno-Sánchez, G., Terraza-Melo, R., & Guzmán-Ospitia, G. (2020). Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. <https://doi.org/10.32685/9789585231788>
- Ganat, T. (2019). Pumping system of heavy oil production. In *Heavy Oil Production*. IntechOpen.
- Gelvez Celis, W. (2017). Optimización de la actual estructura de monitoreo y seguimiento de la producción mediante el Cuarto Integrado de Operaciones (CIO) en La Cira-Infantas [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander].
- González, S., & Idrobo, E. A. (2004). Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2(5), 23–51. <https://doi.org/10.29047/01225383.516>
- Guerrero Torres, J. (2022). Estudio para la implementación de la estrategia de control operacional bajo la norma NTC-ISO 50001 para el mejoramiento de la eficiencia energética en una planta de inyección de agua perteneciente al proceso de recobro secundario en el Magdalena Medio colombiano [Tesis, Universidad Autónoma de Bucaramanga]. <https://repository.unab.edu.co/handle/20.500.12749/17465>
- Khammassi, C. (2021). Jet pump performance analysis and optimization plan [Master's thesis, Technical University of Leoben].
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008). Gas well deliquification. Gulf Professional Publishing.
- Leal Carreño, J. S., & Barrera Ardila, J. A. (2023). Análisis estratigráfico y cartografía de las areniscas reservorio de hidrocarburos en la Formación Colorado, Campo La Cira-Infantas

[Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

<https://noesis.uis.edu.co/bitstreams/e8976a0f-ac6d-4074-b22c-757dc999b30b/download>

Louis, C. (2021, September 6). Jet pumps: An efficient technology for production enhancement of mature oil fields. *Journal of Petroleum Technology*.

Malagón, J. P., Piña, A., Argüello, S., & Donado, L. D. (2021). Análisis hidrogeoquímico-multivariado del agua subterránea del sistema acuífero del Valle Medio del Magdalena, Colombia: Estudio a escala regional. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 73(3), A070421. <https://doi.org/10.18268/BSGM2021v73n3a07042>

Mier-Umaña, R., Palmera-Henao, T. S., Luna-Osorio, J. S., & Delgado-Blanco, L. A. (2016). Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (40), 5–15.  
<https://doi.org/10.15446/rbct.n40.51378>

Nieto Velásquez, A. F. (2018). Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección como insumo para sistemas de levantamiento artificial en el Bloque Caracara [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio UIS.

Obregón Vásquez, C. C. (2013). Estudio financiero del bombeo hidráulico tipo Jet Pump para la extracción de pozos productores del campo La Cira-Infantas [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/items/1cc0aef6-a8ce-4c75-ba57-c7eae7e7d249>

Oil Channel. (2024). Retos y perspectivas de la industria petrolera colombiana en la segunda mitad de 2024. <https://oilchannel.tv/noticias/retos-y-perspectivas-de-la-industria-petrolera-colombiana-en-la-segunda-mitad-de-2024>

Regiones de Colombia. (s. f.). Regiones de Colombia con petróleo y/o petroleras.

<https://regionesdecolombia.org/regiones-de-colombia-con-petroleo-o-petroleras/>

Rojas Suárez, C. A. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área La Cira-Este del Campo La Cira [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia].

<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7881/cesaraugustorojassuarez.2011.parte1.pdf>

Sarmiento-Pérez, G. A., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena. Universidad Nacional de Colombia.

<https://www.researchgate.net/publication/288668619>

Sertecpet Cía. Ltda. (s. f.). Manual de operaciones: Sistema de bombeo hidráulico Jet Claw® [PDF]. 1Library. <https://1library.co/document/z3jkv5ey-manual-de-operaciones-sertecpet-pdf.html>

SERTECPET®. (2023, 31 de enero). SERTECPET® Arabic – Jet Pump [Video]. YouTube.

<https://www.youtube.com/watch?v=nKch-VauAkU>

Servicio Geológico Colombiano. (2015). Mapa geológico de Colombia 2015 [Cartografía, escala 1:1 000 000]. <https://www.sgc.gov.co>

Servicio Geológico Colombiano. (2018). Estratigrafía y potencial petrolífero del Valle Medio del Magdalena. Dirección de Geociencias Básicas. <https://www.sgc.gov.co>

Servicio Geológico Colombiano. (2019). Modelo hidrogeológico conceptual Valle Medio del Magdalena: Planchas 108 y 119. <https://catalogo.sgc.gov.co/bib/78328>

Silva Arias, C. E. (2009). Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el campo La Cira-Infantas [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela

de Geología]. <https://noesis.uis.edu.co/bitstreams/fb3ad8d-ca23-45d5-a1fd-510fb0653a71/download>

Suárez Rueda, C. O. (2016). Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia]. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/58017>

Takács, G. (2009). Modern artificial lift methods. PennWell.

Telesantander. (2017). La Cira-Infantas logra récord de producción.

<https://telesantander.com/barrancabermeja-el-campo-la-cira-infantas-logro-un-record-de-produccion-de-45-mil-barriles-2/>

Weatherford. (2015). Jet-Pump Lifting Systems [Brochure]. Weatherford International.

## Apéndices

### Apéndices A. Resultados de diseño pozo 1

#### Figura A1.

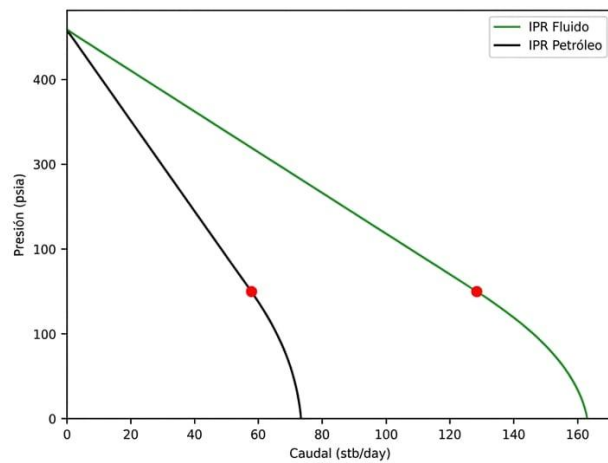
Curva IPR Pozo 1.

#### MUGROSA COLORADO

Presión estática:	458.0 psia
Presión fluyente:	230.0 psia
Caudal de la prueba:	95.0 stb/day
Presión de burbuja:	150.0 psia
Corte de agua / BSW:	55.0 %

#### Vogel Compuesto

IP fluido:	0.417 stb/day/psia	AOF:	163.1 stb/day
IP petróleo:	0.188 stb/day/psia	AOF:	73.4 stb/day

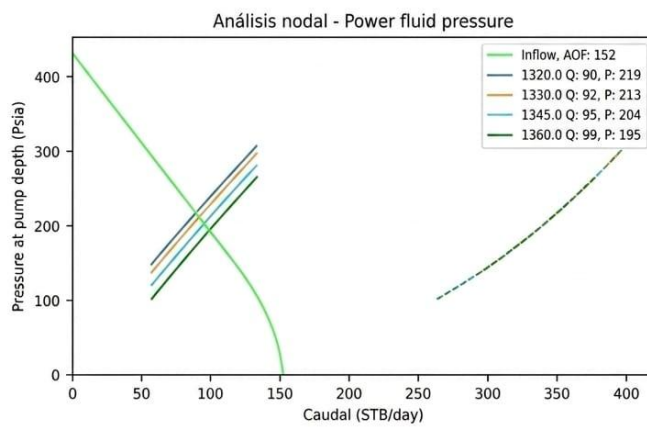


Nota. Fuente: autor del documento – Software SYAL

**Figura A2.**

*Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 1.*

PVT	IPR	Completamiento y Flujo
Correlación presión de burbuja: Glaso	Modelo: Vogel Compuesto	Profundidad reservorio: 2794.0 ft
Presión de reservorio: 458.0 psia	Presión fluyente: 230.0 psia	profundidad bomba: 2726.0 ft
Temperatura de reservorio: 108.0 °F	Caudal de prueba: 95.0 stb/day	Tipo de bomba jet: Directa
Presión de burbuja: 150.0 psia	IP Fluido: 0.417 stb/day/psia	Fuente de fluido motriz: Power Oil
Factor volumétrico: 1.022 rb/stb	Caudal máximo fluido: 163.1 stb/day	Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



**Bomba Jet Claw 7G**

**Caudal producción: 95.0 stb/day**

Presión fluido motriz: 1346.6 psia

Caudal fluido motriz: 645.3 stb/day

Presión de entrada jet: 203.9 psia

Caudal de cavitación: 341.6 stb/day

Eficiencia bomba jet: 14.3 %

Presión de retorno: 150.0 psia

Potencia bomba superficie: 16.4 hp

Tipo de fluido motriz: Agua

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

## Apéndices B. Resultados de diseño pozo 2

### Figura B1.

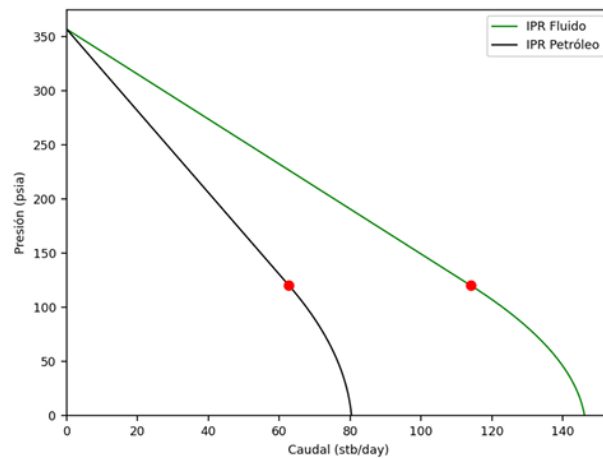
Curva IPR Pozo 2.

#### YACIMIENTO

Presión estática:	357.0 psia
Presión fluyente:	170.0 psia
Caudal de la prueba:	90.0 stb/day
Presión de burbuja:	120.0 psia
Corte de agua / BSW:	45.0 %

#### Vogel Compuesto

IP fluido:	0.481 stb/day/psia	AOF:	146.1 stb/day
IP petróleo:	0.265 stb/day/psia	AOF:	80.4 stb/day

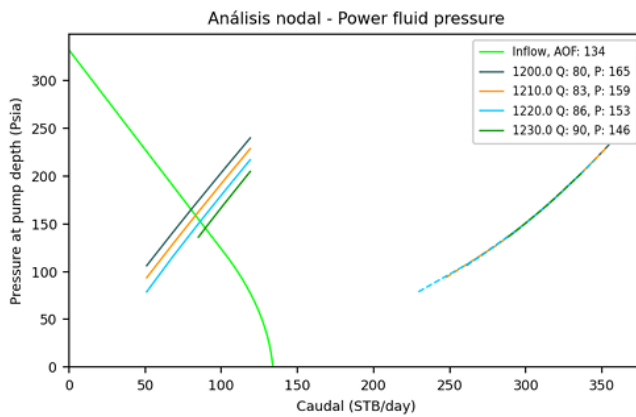


Nota. Fuente: autor del documento – Software SYAL

**Figura B2.**

*Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 2.*

PVT	IPR	Completamiento y Flujo
Correlación presión de burbuja: Glaso	Modelo: Vogel Compuesto	Profundidad reservorio: 2433.5 ft
Presión de reservorio: 357.0 psia	Presión fluyente: 170.0 psia	profundidad bomba: 2365.0 ft
Temperatura de reservorio: 104.1 °F	Caudal de prueba: 90.0 stb/day	Tipo de bomba jet: Directa
Presión de burbuja: 120.0 psia	IP Fluido: 0.481 stb/day/psia	Fuente de fluido motriz: Power Oil
Factor volumétrico: 1.019 rb/stb	Caudal máximo fluido: 146.1 stb/day	Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



**Bomba Jet Claw 7G**

- Caudal producción: 85.0 stb/day
- Presión fluido motriz: 1218.4 psia
- Caudal fluido motriz: 614.2 stb/day
- Presión de entrada jet: 154.9 psia
- Caudal de cavitación: 303.4 stb/day
- Eficiencia bomba jet: 13.5 %
- Presión de retorno: 150.0 psia
- Potencia bomba superficie: 14.1 hp
- Tipo de fluido motriz: Agua

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

## Apéndices C. Resultados de diseño pozo 3

### Figura C1.

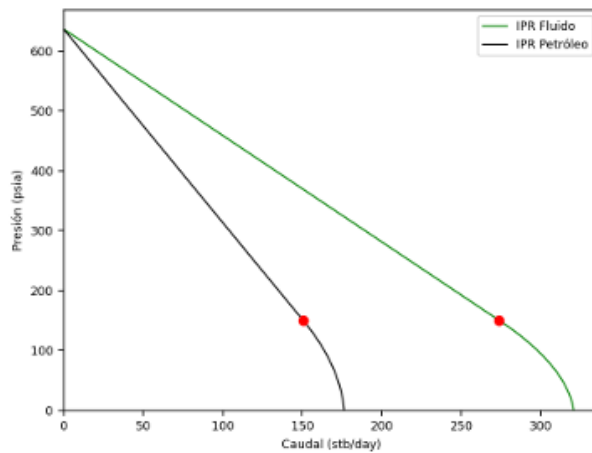
Curva IPR Pozo 3.

#### YACIMIENTO

Presión estática:	636.5 psia
Presión fluyente:	370.0 psia
Caudal de la prueba:	150.0 stb/day
Presión de burbuja:	150.0 psia
Corte de agua / BSW:	45.0 %

#### Vogel Compuesto

IP fluido:	0.563 stb/day/psia	AOF:	320.7 stb/day
IP petróleo:	0.310 stb/day/psia	AOF:	176.4 stb/day

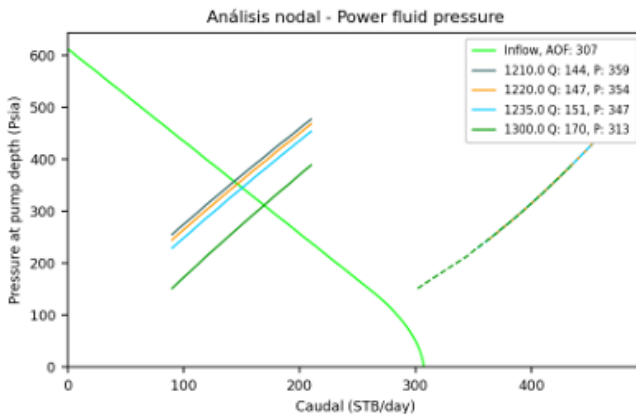


Nota. Fuente: autor del documento – Software SYAL

### Figura C2.

Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 3.

PVT	IPR	Completamiento y Flujo
Correlación presión de burbuja: Glaso	Modelo: Vogel Compuesto	Profundidad reservorio: 2619.5 ft
Presión de reservorio: 636.5 psia	Presión fluuyente: 370.0 psia	profundidad bomba: 2555.0 ft
Temperatura de reservorio: 105.9 °F	Caudal de prueba: 150.0 stb/day	Tipo de bomba jet: Directa
Presión de burbuja: 150.0 psia	IP Fluido: 0.563 stb/day/psia	Fuente de fluido motriz: Power Oil
Factor volumétrico: 1.021 rb/stb	Caudal máximo fluido: 320.7 stb/day	Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



**Bomba Jet Claw 7G**



- Caudal producción: 150.0 stb/day
- Presión fluido motriz: 1236.0 psia
- Caudal fluido motriz: 599.6 stb/day
- Presión de entrada jet: 346.4 psia
- Caudal de cavitación: 415.3 stb/day
- Eficiencia bomba jet: 21.4 %
- Presión de retorno: 150.0 psia
- Potencia bomba superficie: 14.0 hp
- Tipo de fluido motriz: Agua

Nota. Fuente: autor del documento – Software SYAL

**Apéndices D. Resultados de diseño pozo 4**

**Figura D1.**

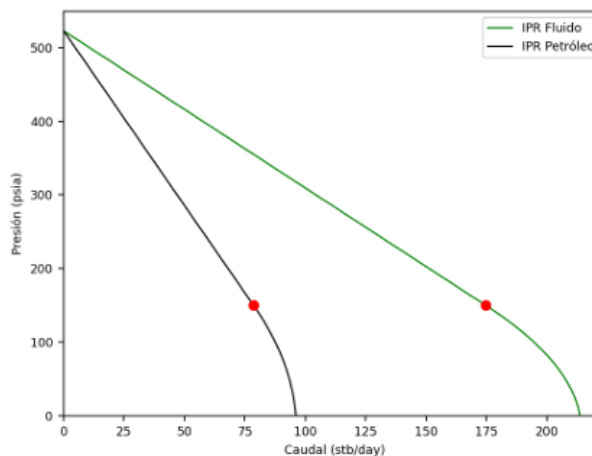
Curva IPR Pozo 4.

**YACIMIENTO**

Presión estática:	523.0 psia
Presión fluyente:	320.0 psia
Caudal de la prueba:	95.0 stb/day
Presión de burbuja:	150.0 psia
Corte de agua / BSW:	55.0 %

**Vogel Compuesto**

IP fluido:	0.468 stb/day/psia	AOF:	213.6 stb/day
IP petróleo:	0.211 stb/day/psia	AOF:	96.1 stb/day



Nota. Fuente: autor del documento – Software SYAL

Figura D2.

Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 4.

**PVT**

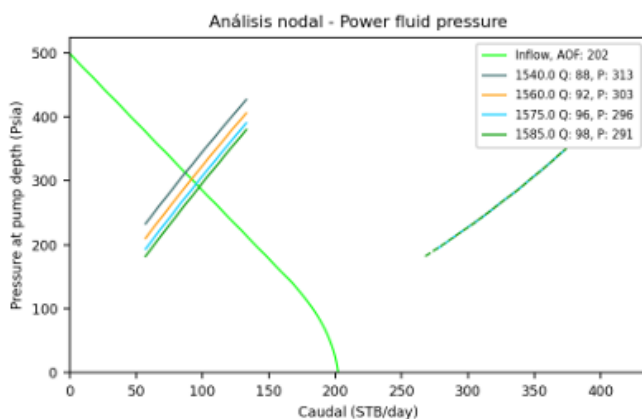
Correlación presión de burbuja: Glaso  
 Presión de reservorio: 523.0 psia  
 Temperatura de reservorio: 117.0 °F  
 Presión de burbuja: 150.0 psia  
 Factor volumétrico: 1.024 rb/stb

**IPR**

Modelo: Vogel Compuesto  
 Presión fluyente: 320.0 psia  
 Caudal de prueba: 95.0 stb/day  
 IP Fluido: 0.468 stb/day/psia  
 Caudal máximo fluido: 213.6 stb/day

**Completamiento y Flujo**

Profundidad reservorio: 3187.5 ft  
 profundidad bomba: 3125.0 ft  
 Tipo de bomba jet: Directa  
 Fuente de fluido motriz: Power Oil  
 Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



**Bomba Jet Claw 8G**



**Caudal producción: 95.0 stb/day**  
 Presión fluido motriz: 1576.1 psia  
 Caudal fluido motriz: 797.8 stb/day  
 Presión de entrada jet: 295.7 psia  
 Caudal de cavitación: 343.3 stb/day  
 Eficiencia bomba jet: 13.1 %  
 Presión de retorno: 150.0 psia  
 Potencia bomba superficie: 23.7 hp  
 Tipo de fluido motriz: Agua

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

## Apéndices E. Resultados de diseño pozo 5

### Figura E1.

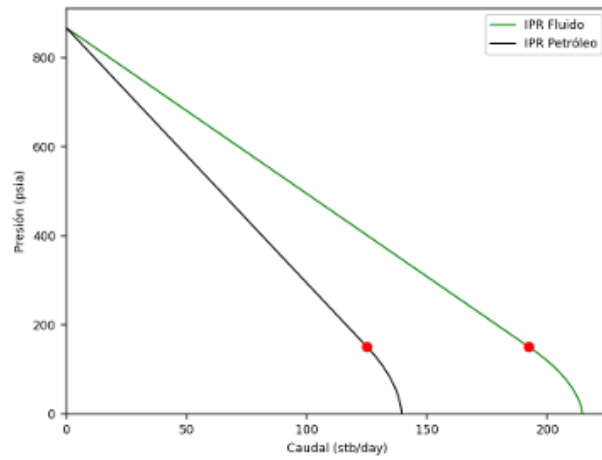
*Curva IPR Pozo 5.*

#### YACIMIENTO

Presión estática:	868.0 psia
Presión fluyente:	420.0 psia
Caudal de la prueba:	120.0 stb/day
Presión de burbuja:	150.0 psia
Corte de agua / BSW:	35.0 %

#### Vogel Compuesto

IP fluido:	0.268 stb/day/psia	AOF:	214.6 stb/day
IP petróleo:	0.174 stb/day/psia	AOF:	139.5 stb/day



*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

### Figura E2.

*Simulación hidráulica y configuración Jet Pump — Pozo 5.*

**PVT**

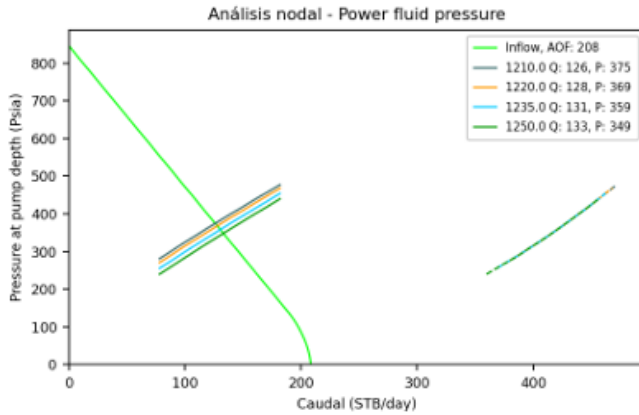
Correlación presión de burbuja: Glaso  
 Presión de reservorio: 868.0 psia  
 Temperatura de reservorio: 107.7 °F  
 Presión de burbuja: 150.0 psia  
 Factor volumétrico: 1.021 rb/stb

**IPR**

Modelo: Vogel Compuesto  
 Presión fluuyente: 420.0 psia  
 Caudal de prueba: 120.0 stb/day  
 IP Fluido: 0.268 stb/day/psia  
 Caudal máximo fluido: 214.6 stb/day

**Completamiento y Flujo**

Profundidad reservorio: 2677.5 ft  
 profundidad bomba: 2617.0 ft  
 Tipo de bomba jet: Directa  
 Fuente de fluido motriz: Power Oil  
 Correlación flujo multifásico: Beggs and Brill



**Bomba Jet Claw 7G**



**Caudal producción: 130.0 stb/day**  
 Presión fluido motriz: 1234.1 psia  
 Caudal fluido motriz: 603.7 stb/day  
 Presión de entrada jet: 359.7 psia  
 Caudal de cavitación: 421.5 stb/day  
 Eficiencia bomba jet: 19.2 %  
 Presión de retorno: 150.0 psia  
 Potencia bomba superficie: 14.1 hp  
 Tipo de fluido motriz: Agua

*Nota.* Fuente: autor del documento – Software SYAL

## Apéndices F. Base de análisis económico usando el sistema inyección

## Figura F1.

*Fragmento base de cálculo parte 1 usando Sistema de inyección.*

DATE	BOPD	BWPD	MSCFD	Produccion acumulada	Despues de regalias (8%)	precio	vasconia	REAL PRICE	Total ingresos	Total operativo	Costo por Barril	Precio venta BBL	Ingresos antes de impuestos
1/01/2026	29	83	31	900.55	828.506	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 50,538.87	\$ 13,541.57	\$ 16.34	\$ 44.66	\$ 36,997.30
1/02/2026	30	88	28	831.992	765.43264	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 46,691.39	\$ 12,250.14	\$ 16.00	\$ 45.00	\$ 34,441.25
1/03/2026	30	93	31	938.6304	863.539968	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 52,675.94	\$ 13,584.25	\$ 15.73	\$ 45.27	\$ 39,091.69
1/04/2026	32	99	30	947.694	871.87848	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 53,184.59	\$ 13,171.97	\$ 15.11	\$ 45.89	\$ 40,012.61
1/05/2026	34	105	31	1068.3096	982.844832	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 59,953.53	\$ 13,647.59	\$ 13.89	\$ 47.11	\$ 46,305.95
1/06/2026	37	111	30	1117.263	1027.88196	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 62,700.80	\$ 13,243.40	\$ 12.88	\$ 48.12	\$ 49,457.39
1/07/2026	40	118	31	1237.613	1138.60396	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 69,454.84	\$ 13,722.91	\$ 12.05	\$ 48.95	\$ 55,731.93
1/08/2026	43	125	31	1317.8906	1212.459352	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 73,960.02	\$ 13,761.86	\$ 11.35	\$ 49.65	\$ 60,198.16
1/09/2026	45	132	30	1350.327	1242.30084	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 75,780.35	\$ 13,356.58	\$ 10.75	\$ 50.25	\$ 62,423.78
1/10/2026	47	140	31	1469.9549	1352.358508	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 82,493.87	\$ 13,842.83	\$ 10.24	\$ 50.76	\$ 68,651.04
1/11/2026	50	149	30	1492.008	1372.64736	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 83,731.49	\$ 13,437.08	\$ 9.79	\$ 51.21	\$ 70,294.41
1/12/2026	52	158	31	1610.4407	1481.605444	\$ 65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 90,377.93	\$ 13,928.40	\$ 9.40	\$ 51.60	\$ 76,449.53
1/01/2027	54	167	31	1676.3095	1542.20474	\$ 60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 86,363.47	\$ 13,973.18	\$ 9.06	\$ 46.94	\$ 72,390.29
1/02/2027	56	177	28	1571.024	1445.34208	\$ 60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 80,939.16	\$ 12,662.71	\$ 8.76	\$ 47.24	\$ 68,276.45
1/03/2027	58	188	31	1799.2989	1655.354988	\$ 60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 92,699.88	\$ 14,067.25	\$ 8.50	\$ 47.50	\$ 78,632.63
1/04/2027	60	199	30	1796.535	1652.8122	\$ 60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 92,557.48	\$ 13,661.44	\$ 8.27	\$ 47.73	\$ 78,896.05

*Nota.* Fuente: autor del documento. Fragmento ilustrativo de la memoria de cálculo (periodos 1 a 16). Debido a la extensión de la matriz, se presenta este extracto para demostrar la metodología aplicada. El archivo de Excel completo, con las fórmulas de VPN e IRR vinculadas, puede consultarse en el siguiente enlace: <https://n9.cl/mmsg8>

**Figura F2.***Fragmento base de cálculo parte 2 usando Sistema de inyección*

<b>Base gravable</b>	<b>tax rate</b>	<b>Impuestos</b>	<b>Ingresos netos</b>	<b>EGRESOS JP INJ</b>	<b>(\$/bo) JP INJ</b>	<b>NETO JP INJ</b>	<b>Neto acumulado JP INJ</b>
\$ 31,447.70	0.40	\$ 12,579.08	\$ 24,418.22	\$ 1,302,224.00	\$ 16.34	\$ (1,277,805.78)	\$ (1,277,805.78)
\$ 29,275.06	0.40	\$ 11,710.02	\$ 22,731.22	\$ -	\$ 16.00	\$ 22,731.22	\$ (1,255,074.56)
\$ 33,227.94	0.40	\$ 13,291.17	\$ 25,800.52	\$ -	\$ 15.73	\$ 25,800.52	\$ (1,229,274.05)
\$ 34,010.72	0.40	\$ 13,604.29	\$ 26,408.33	\$ -	\$ 15.11	\$ 26,408.33	\$ (1,202,865.72)
\$ 39,360.06	0.40	\$ 15,744.02	\$ 30,561.93	\$ -	\$ 13.89	\$ 30,561.93	\$ (1,172,303.79)
\$ 42,038.79	0.40	\$ 16,815.51	\$ 32,641.88	\$ -	\$ 12.88	\$ 32,641.88	\$ (1,139,661.91)
\$ 47,372.14	0.40	\$ 18,948.86	\$ 36,783.08	\$ -	\$ 12.05	\$ 36,783.08	\$ (1,102,878.84)
\$ 51,168.44	0.40	\$ 20,467.37	\$ 39,730.79	\$ -	\$ 11.35	\$ 39,730.79	\$ (1,063,148.05)
\$ 53,060.21	0.40	\$ 21,224.08	\$ 41,199.69	\$ -	\$ 10.75	\$ 41,199.69	\$ (1,021,948.36)
\$ 58,353.39	0.40	\$ 23,341.35	\$ 45,309.69	\$ -	\$ 10.24	\$ 45,309.69	\$ (976,638.67)
\$ 59,750.25	0.40	\$ 23,900.10	\$ 46,394.31	\$ -	\$ 9.79	\$ 46,394.31	\$ (930,244.36)
\$ 64,982.10	0.40	\$ 25,992.84	\$ 50,456.69	\$ -	\$ 9.40	\$ 50,456.69	\$ (879,787.67)
\$ 61,531.75	0.35	\$ 21,536.11	\$ 50,854.18	\$ -	\$ 9.06	\$ 50,854.18	\$ (828,933.50)
\$ 58,034.98	0.35	\$ 20,312.24	\$ 47,964.20	\$ -	\$ 8.76	\$ 47,964.20	\$ (780,969.29)
\$ 66,837.73	0.35	\$ 23,393.21	\$ 55,239.42	\$ -	\$ 8.50	\$ 55,239.42	\$ (725,729.87)
\$ 67,061.64	0.35	\$ 23,471.57	\$ 55,424.47	\$ -	\$ 8.27	\$ 55,424.47	\$ (670,305.40)

*Nota.* Fuente: autor del documento

**Figura F3.**

*Fragmento base de cálculo IR usando Sistema de inyección.*

		INY					
		MES	INGRESOS	VPN INGRESOS	EGRESOS	VPN EGRESOS	IR
Tasa anual	0.1	1	\$ -	\$3,686,390.61	\$(1,277,805.78)	(\$1,326,462.36)	2.78
Tasa mensual	0.00797414	2	\$ 22,731.22				
		3	\$ 25,800.52				
		4	\$ 26,408.33				
		5	\$ 30,561.93				
		6	\$ 32,641.88		\$ -		
		7	\$ 36,783.08		\$ -		
		8	\$ 39,730.79		\$ -		
		9	\$ 41,199.69		\$ -		
		10	\$ 45,309.69		\$ -		
		11	\$ 46,394.31		\$ -		
		12	\$ 50,456.69		\$ -		
		13	\$ 50,854.18		\$ -		
		14	\$ 47,964.20		\$ -		
		15	\$ 55,239.42		\$ -		
		16	\$ 55,424.47		\$ -		
		17	\$ 59,200.75		\$ -		
		18	\$ 52,557.13		\$ -		
		19	\$ 62,737.44		\$ -		
		20	\$ 64,345.08		\$ -		

*Nota.* Fuente: autor del documento

**Apéndices G. Base de análisis económico usando el sistema convencional BH.****Figura G1.**

*Fragmento base de cálculo Parte 1 usando Sistema convencional BH.*

DATE	WELL_COUNT	BOPD	BWPD	MSCFD	Produccion acumulada	Regalias (8%)	Despues de regalias	precio	vasconia	PRECIO REAL	Total ingresos	Total operativo
1/01/2026	1	29	83	31	900.55	72.044	828.506	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 50,538.87	\$ 13,541.57
1/02/2026	1	30	88	28	831.992	66.55936	765.43264	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 46,691.39	\$ 12,250.14
1/03/2026	1	30	93	31	938.6304	75.090432	863.539968	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 52,675.94	\$ 13,584.25
1/04/2026	1	32	99	30	947.694	75.81552	871.87848	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 53,184.59	\$ 13,171.97
1/05/2026	1	34	105	31	1068.3096	85.464768	982.844832	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 59,953.53	\$ 13,647.59
1/06/2026	1	37	111	30	1117.263	89.38104	1027.88196	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 62,700.80	\$ 13,243.40
1/07/2026	1	40	118	31	1237.613	99.00904	1138.60396	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 69,454.84	\$ 13,722.91
1/08/2026	1	43	125	31	1317.8906	105.431248	1212.459352	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 73,960.02	\$ 13,761.86
1/09/2026	1	45	132	30	1350.327	108.02616	1242.30084	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 75,780.35	\$ 13,356.58
1/10/2026	1	47	140	31	1469.9549	117.596392	1352.358508	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 82,493.87	\$ 13,842.83
1/11/2026	1	50	149	30	1492.008	119.36064	1372.64736	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 83,731.49	\$ 13,437.08
1/12/2026	1	52	158	31	1610.4407	128.835256	1481.605444	\$65.00	\$ 4.00	\$ 61.00	\$ 90,377.93	\$ 13,928.40
1/01/2027	1	54	167	31	1676.3095	134.10476	1542.20474	\$60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 86,363.47	\$ 13,973.18
1/02/2027	1	56	177	28	1571.024	125.68192	1445.34208	\$60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 80,939.16	\$ 12,662.71
1/03/2027	1	58	188	31	1799.2989	143.943912	1655.354988	\$60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 92,699.88	\$ 14,067.25
1/04/2027	1	60	199	30	1796.535	143.7228	1652.8122	\$60.00	\$ 4.00	\$ 56.00	\$ 92,557.48	\$ 13,661.44

*Nota.* Fuente: autor del documento. Fragmento ilustrativo de la memoria de cálculo (periodos 1 a 16). Debido a la extensión de la matriz, se presenta este extracto para demostrar la metodología aplicada. El archivo de Excel completo, con las fórmulas de VPN e IRR vinculadas, puede consultarse en el siguiente enlace: <https://n9.cl/mmgs8>

**Figura G2.***Fragmento base de cálculo Parte 2 usando Sistema convencional BH.*

Costo por Barril	Precio venta BBL	Ingresos antes de impuestos	Base gravable	tax rate	Impuestos	Ingresos netos	EGRESOS JP UBH	(\$/bo)UBH	NETO JP V2	Neto acumulado JP V2
\$ 16.34	\$ 44.66	\$ 36,997.30	\$ 31,447.70	0.40	\$ 12,579.08	\$ 24,418.22	\$ 1,287,224.00	\$ 16.34	\$ (1,262,805.78)	\$ (1,262,805.78)
\$ 16.00	\$ 45.00	\$ 34,441.25	\$ 29,275.06	0.40	\$ 11,710.02	\$ 22,731.22	\$ 35,000.00	\$ 61.73	\$ (12,268.78)	\$ (1,275,074.56)
\$ 15.73	\$ 45.27	\$ 39,091.69	\$ 33,227.94	0.40	\$ 13,291.17	\$ 25,800.52	\$ 35,000.00	\$ 56.26	\$ (9,199.48)	\$ (1,284,274.05)
\$ 15.11	\$ 45.89	\$ 40,012.61	\$ 34,010.72	0.40	\$ 13,604.29	\$ 26,408.33	\$ 35,000.00	\$ 55.25	\$ (8,591.67)	\$ (1,292,865.72)
\$ 13.89	\$ 47.11	\$ 46,305.95	\$ 39,360.06	0.40	\$ 15,744.02	\$ 30,561.93	\$ 35,000.00	\$ 49.50	\$ (4,438.07)	\$ (1,297,303.79)
\$ 12.88	\$ 48.12	\$ 49,457.39	\$ 42,038.79	0.40	\$ 16,815.51	\$ 32,641.88	\$ 35,000.00	\$ 46.93	\$ (2,358.12)	\$ (1,299,661.91)
\$ 12.05	\$ 48.95	\$ 55,731.93	\$ 47,372.14	0.40	\$ 18,948.86	\$ 36,783.08	\$ 35,000.00	\$ 42.79	\$ 1,783.08	\$ (1,297,878.84)
\$ 11.35	\$ 49.65	\$ 60,198.16	\$ 51,168.44	0.40	\$ 20,467.37	\$ 39,730.79	\$ 35,000.00	\$ 40.22	\$ 4,730.79	\$ (1,293,148.05)
\$ 10.75	\$ 50.25	\$ 62,423.78	\$ 53,060.21	0.40	\$ 21,224.08	\$ 41,199.69	\$ 35,000.00	\$ 38.93	\$ 6,199.69	\$ (1,286,948.36)
\$ 10.24	\$ 50.76	\$ 68,651.04	\$ 58,353.39	0.40	\$ 23,341.35	\$ 45,309.69	\$ 35,000.00	\$ 36.12	\$ 10,309.69	\$ (1,276,638.67)
\$ 9.79	\$ 51.21	\$ 70,294.41	\$ 59,750.25	0.40	\$ 23,900.10	\$ 46,394.31	\$ 35,000.00	\$ 35.29	\$ 11,394.31	\$ (1,265,244.36)
\$ 9.40	\$ 51.60	\$ 76,449.53	\$ 64,982.10	0.40	\$ 25,992.84	\$ 50,456.69	\$ 35,000.00	\$ 33.02	\$ 15,456.69	\$ (1,249,787.67)
\$ 9.06	\$ 46.94	\$ 72,390.29	\$ 61,531.75	0.35	\$ 21,536.11	\$ 50,854.18	\$ 35,000.00	\$ 31.76	\$ 15,854.18	\$ (1,233,933.50)
\$ 8.76	\$ 47.24	\$ 68,276.45	\$ 58,034.98	0.35	\$ 20,312.24	\$ 47,964.20	\$ 35,000.00	\$ 32.98	\$ 12,964.20	\$ (1,220,969.29)
\$ 8.50	\$ 47.50	\$ 78,632.63	\$ 66,837.73	0.35	\$ 23,393.21	\$ 55,239.42	\$ 35,000.00	\$ 29.64	\$ 20,239.42	\$ (1,200,729.87)
\$ 8.27	\$ 47.73	\$ 78,896.05	\$ 67,061.64	0.35	\$ 23,471.57	\$ 55,424.47	\$ 35,000.00	\$ 29.44	\$ 20,424.47	\$ (1,180,305.40)

*Nota.* Fuente: autor del documento

**Figura G3.**

*Fragmento base de cálculo IR usando Sistema convencional BH.*

		UBH					
		MES	INGRESOS	VPN INGRESOS	EGRESOS	VPN EGRESOS	IR
Tasa anual	0.1	1		\$1,277,576.02	\$ (1,262,805.78)	(\$1,327,686.50)	0.96
Tasa mensual	0.00797414	2			\$ (12,268.78)		
		3			\$ (9,199.48)		
		4			\$ (8,591.67)		
		5			\$ (4,438.07)		
		6			\$ (2,358.12)		
		7	\$ 1,783.08		\$ -		
		8	\$ 4,730.79		\$ -		
		9	\$ 6,199.69		\$ -		
		10	\$ 10,309.69		\$ -		
		11	\$ 11,394.31		\$ -		
		12	\$ 15,456.69		\$ -		
		13	\$ 15,854.18		\$ -		
		14	\$ 12,964.20		\$ -		
		15	\$ 20,239.42		\$ -		
		16	\$ 20,424.47		\$ -		
		17	\$ 24,200.75		\$ -		
		18	\$ 17,557.13		\$ -		
		19	\$ 27,737.44		\$ -		
		20	\$ 29,345.08		\$ -		

*Nota.* Fuente: autor del documento.