

Análisis de datos de pozos de campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para la optimización de la producción.

Arley Andres Monroy Leon

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Directora

Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Doctora en Ingeniera Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Programa Académico

Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

*Dedico este trabajo de grado, en primer lugar, a Dios, por brindarme la vida, la fortaleza y la sabiduría necesarias para culminar esta etapa.*

*A mis padres, quienes, con amor incondicional, sacrificio y apoyo constante me han enseñado el valor del esfuerzo, la disciplina y la perseverancia. Gracias por ser ejemplo de dedicación y por creer en mi potencial, aun en los momentos en que me costaba verlo por mí mismo.*

*A mi familia, quienes con sus palabras de aliento y compañía sincera han sido un pilar fundamental en mi formación personal y profesional. Cada uno de ustedes ha dejado huella en este logro que hoy alcanza no solo mi vida, sino la de todos nosotros.*

*A mis amigos, compañeros de camino en esta etapa universitaria, quienes compartieron risas, desvelos, trabajos y aprendizajes. Gracias por demostrarme que la amistad verdadera también es una fuente de motivación y fortaleza.*

*Finalmente, dedico este proyecto a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron con su apoyo, consejo o ejemplo a que hoy pueda cerrar este capítulo y abrir las puertas a nuevos retos.*

*Este logro no es solo mío, es también de quienes me acompañaron en este recorrido.*

***Arley Andres Monroy Leon***

### **Agradecimientos**

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander (UIS), institución que me abrió sus puertas y me brindó no solo la formación académica y profesional necesaria para alcanzar este logro, sino también un entorno que fomentó mi crecimiento personal.

Manifiesto mi sincera gratitud a mi directora Victoria Mousalli, por su orientación constante, su paciencia y la generosidad con la que compartió sus conocimientos y consejos a lo largo de todos estos años.

De manera especial, extiendo mi agradecimiento al equipo de Frontera Energy, por brindarme la oportunidad de integrarme a sus proyectos y permitirme aplicar mis conocimientos en un entorno profesional real. Dentro de este equipo, deseo resaltar la invaluable colaboración del Ing. Fabián Hernández, quien, con su generosidad, disposición y calidez humana, además de su experiencia y consejos prácticos, hizo de este camino una experiencia enriquecedora y motivadora.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	10
1. Objetivos.....	11
1.1 Objetivo general.....	11
1.2 Objetivos específicos.....	11
2. MARCO GEOLÓGICO.....	12
2.1 Localización.....	12
2.2 Evolución tectónica.....	13
2.3 Estratigrafía.....	16
2.3.1 Basamento Precámbrico y Paleozoico.....	17
2.3.2 Secuencia Mesozoica.....	18
2.3.3 Cenozoico.....	19
2.4 Sistema Petrolífero.....	24
2.4.1 Roca Generadora.....	24
2.4.2 Migración.....	24
2.4.3 Roca yacimiento.....	24
2.4.4 Roca Sello.....	25
2.5.5 Trampas.....	25
3. MARCO TEÓRICO.....	26
3.1 Crudos pesados.....	26
3.2 Registros eléctricos.....	26
3.3 Estado mecánico.....	27

3.4 Plan direccional .....	27
3.5 Formas ministeriales .....	28
3.6 Sistemas de levantamiento artificial (ALS por sus siglas en inglés).....	28
3.6.1 Bombeo Electrosomergible (ESP <i>por</i> sus siglas en inglés) .....	29
3.6.2 Bombeo Mecánico .....	29
3.7 BSW (Basic Sediment and Water).....	29
3.8 WOR ( <i>Water-Oil Ratio</i> ) .....	30
3.9 PIP (PIP, por sus siglas en inglés: <i>Pump Intake Pressure</i> ).....	30
3.10 Sumergencia .....	31
3.11 Pruebas de producción .....	31
3.12 Presión .....	32
3.13 Factor de Corrección Volumétrico .....	33
3.14 Declinación.....	33
3.15 Eficiencia energética.....	33
3.16 Power BI.....	34
3.17 Modelamiento de datos.....	34
3.18 Infill.....	34
4 METODOLOGÍA.....	35
4.1 Recopilación de información.....	35
4.2 Recopilación de datos para cumplimiento con la ANH .....	36
4.3 Organización y Control de Calidad.....	36
4.4 Actualización de información en el software OFM ( <i>Oil Field Manager</i> ) .....	38
4.4.1 Creación de pozos.....	38
4.4.2 Actualización de producción e inyección y estados de pozos .....	41

4.5	Análisis e Interpretación de Datos .....	43
4.6	Elaboración de Informes Técnicos.....	43
4.7	Desarrollo de Entorno de Visualización.....	44
5	RESULTADOS .....	46
5.1	Elaboración de reportes de producción.....	46
5.2	Cumplimiento de la forma 6CR.....	47
5.2.1	Mapa estructural del pozo.....	47
5.2.2	Informe geológico de perforación.....	48
5.2.3	Registro gráfico compuesto (RGC).....	49
5.3	Creación de fichas técnicas .....	50
5.4	Informes mensuales para socios.....	56
5.5	Desarrollo de aplicativo para el seguimiento y evaluación de tecnologías.....	58
5.5.1	KPIs e Indicadores .....	58
5.5.2	Modelo de datos .....	60
5.5.3	Visualizaciones y Dashboards .....	62
6	Conclusiones.....	68
7	Recomendaciones .....	70
	Referencias bibliográficas .....	71

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Mapa de la Cuenca de los Llanos orientales .....	13
Figura 2 Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales .....	16
Figura 3 Representación de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales...	17
Figura 4 Base de datos local.....	37
Figura 5 Plantilla de información para crear la Tabla de Header ID.....	39
Figura 6 Plantilla de información para crear la Tabla de Sort Category .....	39
Figura 7 Plantilla de información para crear la Tabla de DATA-DEV .....	41
Figura 8 Formato de la forma de producción oficial de un campo .....	42
Figura 9 Imagen representativa de una ficha técnica .....	51
Figura 10 Imagen representativa del encabezado y la sección A de una ficha técnica .....	52
Figura 11 Imagen representativa de la sección B y C de la ficha técnica .....	53
Figura 12 Imagen representativa de la zona E de la ficha técnica .....	54
Figura 13 Imagen representativa de la zona F de la ficha técnica para el pozo .....	54
Figura 14 Imagen representativa de la zona G de la ficha técnica .....	55
Figura 15 Imagen representativa de la zona H de la ficha técnica .....	55
Figura 16 Tablas descargadas de OFM para los informes a socios .....	56
Figura 17 Procedimiento de comparación de datos para reportes. ....	57
Figura 18 Diagrama de Entidades y Relaciones utilizadas en el modelo de datos .....	61
Figura 19 Diseño del dashboard Gerencial .....	64
Figura 20 Diseño del dashboard de Análisis de Producción .....	65

## Resumen

**Título:** Análisis de datos de pozos de campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para la optimización de la producción\*

**Autor:** Arley Andres Monroy Leon\*\*

**Palabras claves:** Cuenca de los Llanos Orientales, crudos pesados, petróleo, producción de hidrocarburos, formas ministeriales, ANH.

**Descripción:** La industria petrolera enfrenta desafíos constantes en la gestión eficiente de sus recursos. En los campos de crudo pesado, caracterizados por condiciones operativas complejas y altos costos de desarrollo, la integración y análisis efectivo de datos técnicos es esencial para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones. En este marco, las prácticas empresariales se convierten en una oportunidad clave para aplicar conocimientos teóricos en escenarios reales, contribuyendo al fortalecimiento de procesos críticos en la industria de los hidrocarburos.

Este trabajo tiene como objetivo analizar los datos geológicos y de producción de pozos en campos de crudos pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales, operados por Frontera Energy, con el fin de optimizar los procesos de desarrollo y producción.

La metodología implementada se basó en la recopilación, validación y análisis de información técnica proveniente de diversas fuentes internas y externas, incluyendo registros geológicos, operativos y productivos. Se integraron herramientas de análisis de datos y visualización como Power BI y el software OFM (*Oil Field Manager*), estructurando un entorno digital para el seguimiento técnico de los pozos.

Como resultado, se elaboraron reportes técnicos, fichas de pozos, informes regulatorios exigidos por la ANH, y *dashboards* interactivos para evaluar el desempeño operativo. Se sistematizó la información clave de más de una docena de pozos, facilitando el monitoreo de parámetros críticos como BOPD, BSW, WOR y eficiencia energética.

Las conclusiones destacan que la integración y visualización de datos geológicos y operativos permite una gestión más eficiente de los activos petroleros, mejora la toma de decisiones técnicas y estratégicas, y contribuye a la optimización de la producción en campos de crudos pesados.

---

\* Proyecto Final de Pregrado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Programa académico. Directora: Victoria Eugenia Mousalli Díaz. Ph.D. en Ciencias Aplicadas.

## Abstract

**Title:** Analysis of well data from heavy crude fields in the Eastern Llanos basin for production optimization\*

**Author:** Arley Andres Monroy Leon\*\*

**Key Words:** Eastern Llanos Basin, heavy crude oils, oil, hydrocarbon production, regulatory forms, ANH.

**Descripción:** The oil industry faces constant challenges in the efficient management of its resources. In heavy crude fields, characterized by complex operating conditions and high development costs, the integration and effective analysis of technical data are essential to improve operational efficiency and sustainability. Within this context, business practices become a key opportunity to apply theoretical knowledge in real-world scenarios, contributing to the strengthening of critical processes in the hydrocarbons industry.

This work aims to analyze the geological and production data of wells in heavy crude fields of the Eastern Llanos Basin, operated by Frontera Energy, with the purpose of optimizing development and production processes.

The implemented methodology was based on the collection, validation, and analysis of technical information from various internal and external sources, including geological, operational, and production records. Data analysis and visualization tools such as Power BI and OFM (Oil Field Manager) software were integrated, building a digital environment for the technical monitoring of wells.

As a result, technical reports, well data sheets, regulatory reports required by the ANH, and interactive dashboards were generated to evaluate operational performance. Key information from more than a dozen wells was systematized, facilitating the monitoring of critical parameters such as BOPD, BSW, WOR, and energy efficiency.

The conclusions highlight that the integration and visualization of geological and operational data allow for more efficient management of petroleum assets, improve technical and strategic decision-making, and contribute to the optimization of production in heavy crude fields.

---

\* Final undergraduate project.

\*\*Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Geology. Academic program. Director: Victoria Eugenia Mousalli Díaz. Ph.D. in Applied Sciences.

## **Introducción**

La industria petrolera enfrenta desafíos constantes en la gestión eficiente de sus recursos, especialmente en el desarrollo de campos de crudos pesados. La Cuenca de los Llanos Orientales, una de las principales regiones productoras de hidrocarburos en Colombia, alberga diversos activos operados por Frontera Energy. En este contexto, la optimización de los procesos de desarrollo de los campos petroleros es clave para garantizar la sostenibilidad y eficiencia de las operaciones, maximizando la producción y optimizando el uso de los recursos disponibles.

Este trabajo tiene como objetivo describir de manera detallada las actividades y procesos desarrollados durante la práctica empresarial en la vicepresidencia de exploración y desarrollo, específicamente en el área de desarrollo de yacimientos. Con el objetivo de apoyar dicha área en el análisis de los datos geológicos y de producción de estos campos para mejorar la gestión operativa y facilitar la toma de decisiones estratégicas.

Para ello, se llevaron a cabo actividades de recopilación, consolidación y control de calidad de información geológica y de producción. Adicionalmente, se diseñó un entorno de visualización interactivo para el análisis de datos clave de los pozos, permitiendo una evaluación más eficiente del desempeño de las operaciones y contribuyendo a la optimización de los procesos de desarrollo en los campos de crudos pesados.

## **1 Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Analizar los datos geológicos y de producción provenientes de los campos de crudos pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales operados por Frontera Energy, para la gestión y optimización de los procesos de desarrollo de dichos campos

### **1.2 Objetivos específicos**

1. Revisar los datos de registros y producción de los pozos provenientes de los reportes diarios, para la elaboración de reportes técnicos diarios de producción.

2. Recopilar, verificar y reorganizar la información relacionada con la perforación y completamiento de nuevos pozos, asegurando la calidad de los informes geológicos, de perforación y registros, con el propósito de cumplir los lineamientos establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

3. Consolidar en bases de datos la información de producción mensual de los diferentes campos para elaborar informes técnicos detallados que permitan el seguimiento operativo por parte de los socios.

4. Desarrollar un diseño de un entorno de visualización interactivo que permita el seguimiento y la evaluación del desempeño de las tecnologías implementadas en los campos para mejorar la producción, facilitando el análisis y la toma de decisiones.

## 2 MARCO GEOLÓGICO

Los campos de crudos pesados operados por Frontera Energy se localizan en el municipio de Puerto Gaitán, en el departamento del Meta, dentro de la Cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales. Esta cuenca históricamente ha sido la más productiva en Colombia, contribuyendo con más del 70 % de la producción total de hidrocarburos del país. Su desarrollo ha sido impulsado por avances en tecnologías de recuperación mejorada y estudios geológicos detallados que han permitido identificar nuevas oportunidades exploratorias en yacimientos de crudos pesados (Ecopetrol, 2021). La información recopilada en estos campos constituyó la base para el desarrollo de la práctica empresarial.

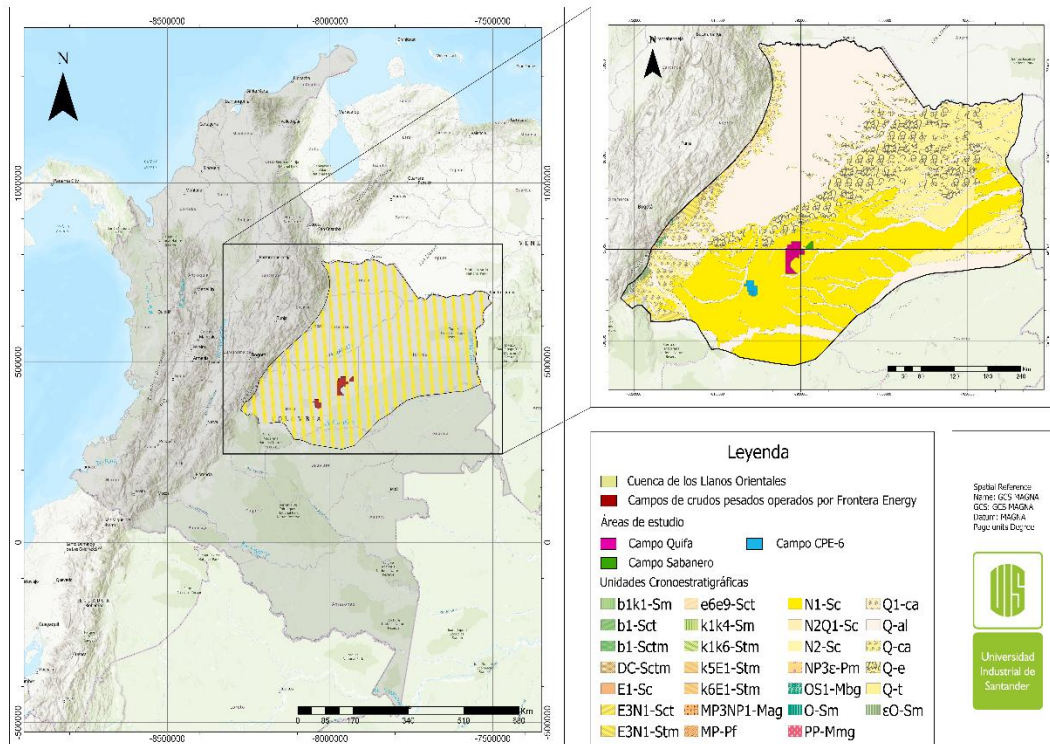
### 2.1 Localización

La Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra en la región oriental de Colombia, extendiéndose desde la base de la Cordillera Oriental hasta la frontera con Venezuela. Abarca los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada, con una extensión aproximada de 250,000 km<sup>2</sup> (ANH, 2015).

Sus límites geomorfológicos están bien definidos: al norte, limita con la Cuenca de Barinas y la Cuenca del Catatumbo; al sur, con la Serranía de La Macarena, el Arco del Vaupés y la Cuenca del Amazonas; al oeste, con el Sistema de Fallas de Guaicáramo, que marca la transición con la Cordillera Oriental; y al este, con el Escudo de Guayana (ANH, 2020; Rangel et al., 2020). (Ver figura 1).

**Figura 1**

Mapa de la Cuenca de los Llanos orientales. Fuente (elaboración propia).



*Nota: El mapa presentado fue elaborado de manera propia y se construyó utilizando datos de acceso público disponibles en el sitio web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).*

## 2.2 Evolución tectónica

La Cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís cuya evolución tectónica ha estado controlada por la dinámica de la Cordillera Oriental y la interacción con el Escudo de Guayana. Su historia geológica refleja una serie de eventos tectónicos que han influido en la sedimentación y en la configuración estructural actual de la región. (Figura 2).

Durante el Precámbrico y Paleozoico, la región correspondía a un basamento cratónico vinculado al Escudo de Guayana, caracterizado por condiciones tectónicas relativamente estables. Sin embargo, a finales del Paleozoico, la región experimentó deformaciones relacionadas con la Orogenia Hercínica, lo que dio lugar a la configuración inicial de los terrenos sobre los cuales se desarrollaría la cuenca (ANH, 2020).

En el Mesozoico, la evolución de la cuenca estuvo marcada por la extensión y fragmentación del supercontinente Pangea, lo que permitió la instauración de un régimen tectónico extensional. Durante el Jurásico y Cretácico, la subsidencia diferencial facilitó la acumulación de espesos depósitos sedimentarios, principalmente de ambientes marinos y transicionales, como los representados en las Formaciones Gachetá y Guadalupe. En este periodo, la cuenca formaba parte de un margen pasivo, asociado a la apertura del océano Atlántico y a la evolución del Caribe (Sarmiento-Rojas et al., 2019).

A finales del Cretácico y durante el Paleógeno, la subducción de la Placa Farallón bajo la Placa Sudamericana generó el levantamiento progresivo de la Cordillera Oriental, lo que marcó el inicio del régimen compresivo en la cuenca. Este evento fue determinante en la configuración de la Cuenca de los Llanos Orientales como una cuenca de antepaís, con la migración del frente de deformación hacia el este y el desarrollo de una subsidencia flexural significativa (ANH, 2020).

Durante el Neógeno, el proceso de levantamiento de la Cordillera Oriental se intensificó, provocando la deformación y el basculamiento de los depósitos sedimentarios previos. Como respuesta a la carga tectónica, la cuenca experimentó una mayor acumulación de

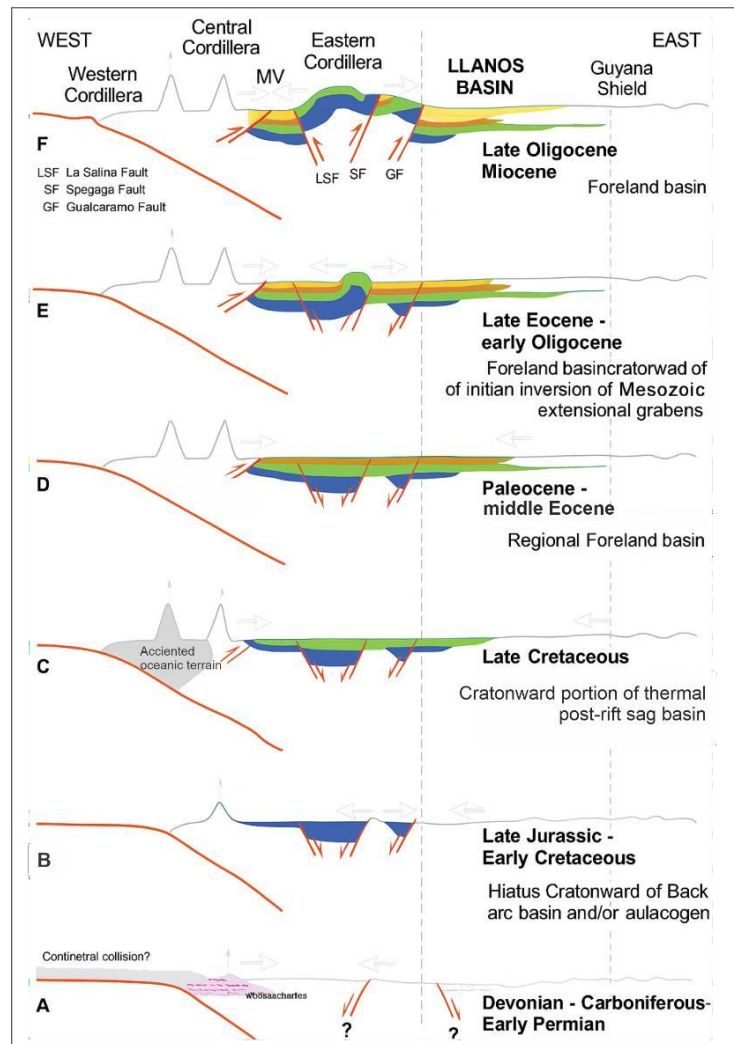
sedimentos clásticos provenientes de la Cordillera en un sistema de depósitos fluviales y deltaicos, que dieron lugar a unidades como la Formación Carbonera y la Formación Guayabo. Estos sedimentos constituyen actualmente las principales unidades reservorios de hidrocarburos en la región (Cooper et al., 1995).

El sistema de fallas de Guaicáramo, ubicado en el borde occidental de la cuenca, ha desempeñado un papel clave en su configuración estructural. Esta zona de deformación ha actuado como un límite tectónico que separa la Cuenca de los Llanos de la Cordillera Oriental y ha influenciado la migración y acumulación de hidrocarburos en los yacimientos (Parra et al., 2010).

En la actualidad, la Cuenca de los Llanos Orientales continúa siendo afectada por procesos de deformación progresiva debido a la convergencia entre la Placa Sudamericana y la Placa del Caribe. Este contexto tectónico sigue influyendo en la generación, migración y acumulación de hidrocarburos, haciendo de esta cuenca una de las más prolíficas del país (ANH, 2020)..

## **Figura 2**

*Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales.*



*Nota: Muestra la relación tectónica entre las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos. Tomada de Horton et al., 2010 (Citado por Sarmiento, 2011).*

### 2.3 Estratigrafía

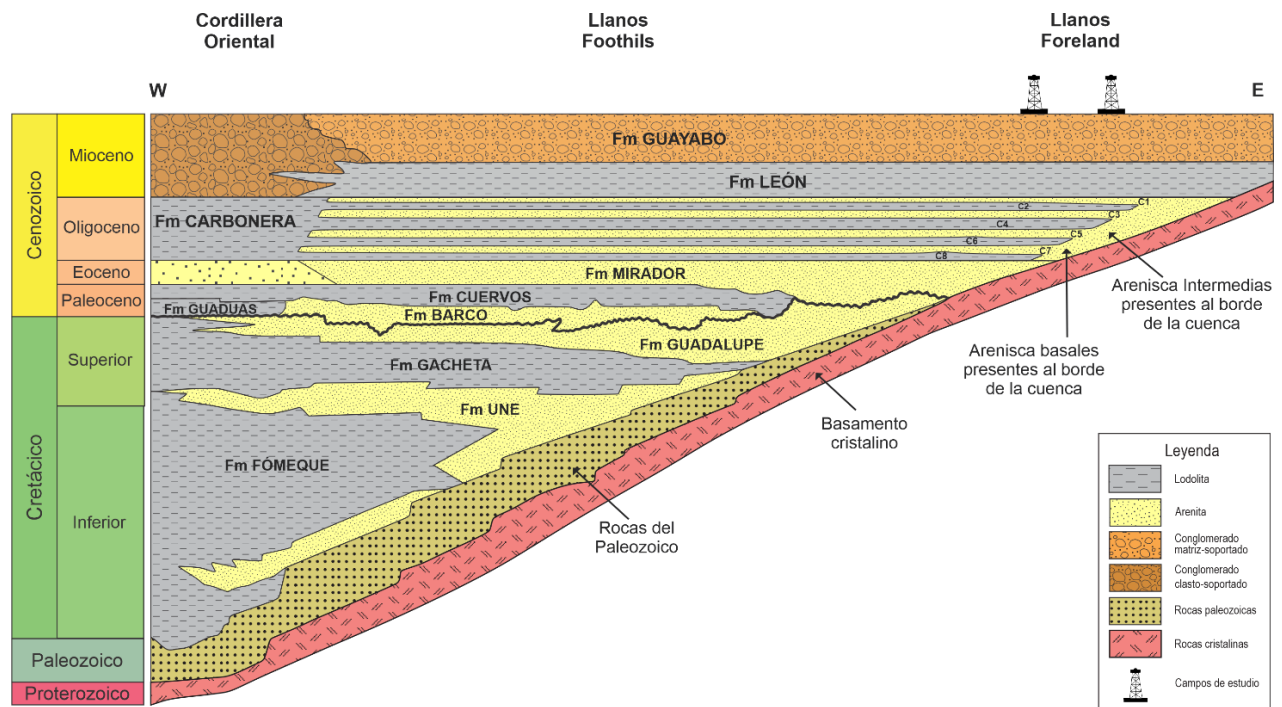
La compañía **Frontera Energy**, para el desarrollo de sus campos de crudos pesados en la Cuenca de los Llanos Orientales, adopta un modelo estratigráfico basado en la siguiente secuencia sedimentaria (figura 3). Esta está compuesta, de base a tope, por las siguientes

unidades: Basamento Paleozoico, la Formación Carbonera, que se subdivide en los miembros C1, C2, C3, C4, C5, C6 y C7, la Formación León y la Formación Guayabo.

En la zona más oriental de la cuenca, Frontera Energy emplea los términos operativos de **Areniscas Intermedias** para indicar zonas en las cuales no es posible diferenciar los miembros C5 a C3 y **Areniscas Basales** para referirse al intervalo arenoso correspondiente a la base de la Formación Carbonera perteneciente a los miembros C6 y C7.

### Figura 3.

*Representación de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales (Modificado de Smith, J., & Pérez, L. (2020)).*



#### 2.3.1 Basamento Precámbrico y Paleozoico

El basamento de la Cuenca de los Llanos Orientales está compuesto por rocas metamórficas e ígneas del Precámbrico, relacionadas con el Escudo de Guayana. Estas unidades incluyen gneises,

migmatitas y granitoides, los cuales afloran en el margen oriental de la cuenca y constituyen el sustrato sobre el cual se desarrolló la secuencia sedimentaria (Villamil, 2012).

Durante el Paleozoico, la región experimentó una serie de procesos de erosión y sedimentación que dieron lugar a la depositación de secuencias marinas y fluviales, representadas por unidades como la Formación Caño Grande y la Formación Guacamayas. Estas unidades, aunque poco expuestas y escasamente perforadas, proporcionan evidencia de un ambiente predominantemente marino durante el Paleozoico temprano, con transiciones a condiciones más continentales hacia el Devónico y Carbonífero (Sarmiento- Rojas et al., 2019).

### 2.3.2 *Secuencia Mesozoica*

- **Triásico – Jurásico.**

La evolución sedimentaria de la Cuenca de los Llanos Orientales durante el Triásico y Jurásico estuvo fuertemente influenciada por eventos tectónicos asociados a la fragmentación del supercontinente Pangea y la apertura del océano Proto-Caribe. Durante este período, se registró un régimen tectónico extensional que generó una serie de graben y hemigraben asociados con la fase inicial del *rifting*, facilitando la acumulación de sedimentos continentales en ambientes predominantemente fluviales y lacustres (ANH, 2020).

- **Cretácico**

El Cretácico en la Cuenca de los Llanos Orientales representa un intervalo geológico clave en la evolución del sistema petrolero de la región. Durante este período, la cuenca estuvo

dominada por procesos tectónicos asociados a la fragmentación de Pangea y la apertura del océano Proto-Caribe, lo que generó condiciones favorables para la depositación de importantes secuencias sedimentarias marinas y transicionales (Sarmiento-Rojas, 2019).

**2.3.2.1 Formación Une.** Esta unidad está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, intercaladas con lutitas y niveles carbonáticos. Se interpreta como depositada en un ambiente marino somero con influencia de sistemas deltaicos y plataformas costeras (Barrero et al., 2007).

**2.3.2.2 Formación Gacheta.** Representa una unidad clave dentro del Cretácico Superior. Está compuesta por lutitas intercaladas con areniscas y calizas, depositadas en un ambiente marino profundo con episodios de sedimentación turbidítica (Cooper et al., 1995). Se considera una de las principales rocas generadoras de la Cuenca de los Llanos, debido a su alto contenido de materia orgánica y su relación con la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos (Rangel et al., 2020).

**2.3.2.3 Formación Guadalupe.** La Formación Guadalupe corresponde a una de las unidades litoestratigráficas más importantes del Cretácico Superior en la Cuenca de los Llanos Orientales, debido a sus excelentes propiedades de reservorio de hidrocarburos. Se caracteriza por estar compuesta predominantemente por areniscas gruesas a conglomeráticas, con intercalaciones de lutitas y calizas, depositadas en un ambiente de transición entre marino somero y fluvio-deltaico (Cooper et al., 1995; Rangel et al., 2020).

### **2.3.3 *Cenoico***

El cenozoico dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra representado por rocas depositadas en el Terciario y el Cuaternario.

**2.3.3.1 Formación Barco.** La Formación Barco es una de las unidades clave del Paleoceno en la Cuenca de los Llanos Orientales, representando la transición entre la sedimentación marina del Cretácico y los sistemas fluvio-deltaicos del Paleógeno. Está compuesta predominantemente por areniscas de grano fino a medio, moderadamente consolidadas y bien seleccionadas, con tonos que varían entre amarillo pálido y gris claro. Estas areniscas suelen estar intercaladas con niveles subordinados de lutitas gris oscuro, arcillas carbonosas y, en algunos sectores, delgados estratos de carbón (Cooper et al., 1995; ANH, 2020).

**2.3.3.2 Formación los Cuervos.** La Formación Los Cuervos, de edad Paleoceno temprano a medio, se encuentra suprayaciendo a la Formación Barco y está caracterizada por una secuencia predominantemente lutítica, con intercalaciones de areniscas y niveles de carbón. Esta unidad representa un cambio significativo en las condiciones deposicionales dentro de la Cuenca Llanos Orientales, evidenciando un ambiente de sedimentación controlado por sistemas fluvio-deltaicos y condiciones pantanosas (Cooper et al., 1995; Parra et al., 2010).

**2.3.3.3 Formación Mirador.** La Formación Mirador, de edad Eoceno temprano a medio, configura uno de los reservorios más importante de la cuenca, se encuentra suprayaciendo la Formación los Cuervos (Cooper et al., 1995; ANH, 2020). Desde un punto de vista litológico, la Formación Mirador está dominada por areniscas de grano medio a grueso, con intercalaciones menores de conglomerados y lutitas subordinadas. Estas areniscas son generalmente limpias y bien seleccionadas (Parra et al., 2010).

Las areniscas de la Formación Mirador son predominantemente cuarzosas, con un bajo contenido de matriz arcillosa, y presentan una cementación variable de sílice y carbonato. Estructuralmente, exhiben estratificación cruzada planar y en artesa, laminación paralela y estructuras de carga, indicando un ambiente de depósito dominado por sistemas fluviales trenzados y meandriformes

(Bayona et al., 2013).

**2.3.3.4 Formación Carbonera.** La Formación Carbonera, de edad Eoceno medio a Oligoceno, es una de las unidades sedimentarias más representativas de la Cuenca Llanos Orientales, debido a su importancia en el sistema petrolero de la región (Cooper et al., 1995; ANH, 2020). Su distribución abarca la mayor parte de la Llanura de los Llanos Orientales, con espesores que pueden superar los 1000 metros en la parte más profunda de la cuenca (ANH, 2015).

Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca. ( ANH, 2020).

**2.3.3.4.1 Areniscas Basales.** Dentro de este miembro se presentan niveles menores de lutita y hacia el tope se encuentran trazas de carbón, pirita y limolita; a medida que se aleja del tope se encuentran areniscas cuarzosas muy limpias, siendo este buen reservorio.

**2.3.3.4.2 Miembro C8.** El Miembro C8, que define la base de la Formación Carbonera, el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña. (ANH, 2020).

**2.3.3.4.3 Miembro C7.** Este miembro se compone de areniscas depositadas en un

ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca. ( ANH, 2020).

**2.3.3.4.4 Miembro C6.** Caracterizado por la presencia de lutitas y capas delgadas de carbón, el Miembro C6 marca un cambio hacia condiciones más lacustres y deltaicas marginales, lo que lo convierte en una unidad de importancia como roca generadora en algunas partes de la cuenca (Guzmán et al., 2021).

**2.3.3.4.5 Miembro C5.** Este miembro está compuesto por areniscas intercaladas con lutitas, representando depósitos de sistemas fluviales meándricos y ambientes de transición. La presencia de estructuras sedimentarias como laminación ondulante y estratificación cruzada sugiere una dinámica de flujo variable (Parra et al., 2010).

**2.3.3.4.6 Miembro C4.** En esta unidad predominan las lutitas grises y marrones, con algunas capas de carbón y areniscas delgadas. La presencia de estos niveles carbonosos sugiere episodios de sedimentación en ambientes de pantanos costeros y estuarios (ANH, 2020).

**2.3.3.4.7 Miembro C3.** Compuesto por areniscas de grano medio a fino, con intercalaciones de lutitas y niveles carbonosos. Este miembro representa un ambiente de transición entre condiciones fluviales y ambientes deltaicos. Su contenido carbonoso lo convierte en una unidad clave en la maduración térmica de hidrocarburos en la cuenca (Bayona et al., 2013).

**2.3.3.4.8 Miembro C2.** Este miembro se compone principalmente de lutitas y areniscas finas, depositadas en un ambiente de mareas y lagunas costeras. Actúa como una excelente unidad sello, restringiendo la migración de hidrocarburos desde unidades inferiores hacia reservorios más someros (Cooper et al., 1995).

**2.3.3.4.9 Miembro C1.** El Miembro C1 es la parte superior de la Formación Carbonera y está dominado por areniscas finas y lutitas, con algunas capas de carbón. Su litología refleja depósitos en un ambiente de planicie de marea y deltas internos. Este miembro marca la transición hacia las unidades terciarias superiores, como la Formación León (Rangel et al., 2020).

**2.3.3.5 Formación León.** La Formación León, de edad Oligoceno tardío – Mioceno temprano, es una unidad clave dentro de la Cuenca Llanos Orientales, caracterizada por su función como roca sello y su relación con los sistemas petroleros de la región (Cooper et al., 1995). La Formación León está compuesta principalmente por una secuencia de lutitas grises a verdosas, con intercalaciones subordinadas de areniscas finas y limolitas, lo que sugiere una sedimentación en ambientes de plataforma marina somera a estuarinos (Parra et al., 2010).

**2.3.3.6 Formación Guayabo.** La Formación Guayabo, de edad Mioceno Tardío – Cuaternario, es una de las unidades más recientes dentro de la Cuenca Llanos Orientales y juega un papel clave en la evolución tectónica y sedimentaria del área. Su depósito está asociado con la progradación de los sistemas aluviales provenientes de la Cordillera Oriental, reflejando un cambio hacia condiciones cada vez más continentales durante el Neógeno tardío. (Cooper et al., 1995; ANH, 2020). Esta formación está caracterizada por un predominio de areniscas gruesas a conglomeráticas, intercaladas con niveles de limolitas y arcillas, reflejando la deposición en sistemas fluviales entrelazados y aluviales con alta energía (ANH, 2015). Predominan en la sección basal y media de la unidad, con estratificación cruzada y estructuras típicas de canales fluviales. Las areniscas suelen ser de color gris a amarillento, con una composición rica en cuarzo y fragmentos líticos provenientes del levantamiento de la Cordillera Oriental (Parra et al., 2010). Presentes en la parte superior de la unidad se encuentran lutitas y limolitas, indicando la transición hacia un sistema de llanura de inundación con menor energía (Bayona et al., 2013)

## **2.4 Sistema Petrolífero**

### **2.4.1 Roca Generadora**

Las principales rocas generadoras de la Cuenca de los Llanos pertenecen al Cretácico Superior, destacándose las Formaciones Gachetá y Chipaque. Estas unidades están compuestas principalmente por lutitas ricas en materia orgánica de tipo II y III, rangos de TOC entre 1-3%, con buen potencial generador de hidrocarburos líquidos y gaseosos (ANH, 2020).

La madurez térmica de estas unidades varía en función de la profundidad, alcanzando la ventana de generación de petróleo en sectores con profundidades superiores a los 3.500 metros (Cooper et al., 1995).

### **2.4.2 Migración**

El proceso de migración en la Cuenca de los Llanos ha ocurrido en dos pulsos principales. El primer pulso de migración tuvo lugar durante el Eoceno superior – Oligoceno, mientras que el segundo inició en el Mioceno y continúa en la actualidad (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], s.f.)

La migración ha sido predominantemente secundaria, favorecida por la inclinación regional hacia el este y la existencia de fallas y discordancias que han actuado como vías de escape para los hidrocarburos (Parra et al., 2010). Las principales rutas migratorias están controladas por sistemas de fallas y discordancias regionales, destacándose la influencia de las fallas del Sistema de Guaicáramo como un conducto clave para el movimiento de fluidos (Ramon & Fajardo, 2006).

### **2.4.3 Roca yacimiento**

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador (Paleógeno) son

excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10-30%. (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], s.f.)

#### **2.4.4 *Roca Sello***

El sello regional de la cuenca es la Formación León. Las unidades C-2,C-4,C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], s.f.)

#### **2.4.5 *Trampas***

Las trampas en la Cuenca de los Llanos son predominantemente estructurales y estratigráficas, formadas como resultado de la compresión andina y los cambios en los ambientes sedimentarios (ANH, 2020)

### 3 MARCO TEÓRICO

#### 3.1 Crudos pesados

El término crudo pesado se emplea para describir petróleos con una densidad API baja y una alta viscosidad a temperatura ambiente. De acuerdo con la *American Petroleum Institute* (API) y la *Energy Information Administration* (EIA), un crudo se considera pesado cuando su gravedad API es inferior a 22.3° y extrapesado si es menor a 10° API (Speight, 2014; EIA, 2020).

Los campos de crudos pesados operados por Frontera Energy se caracterizan por tener una gravedad API aproximada de 13°, lo que los ubica dentro de la categoría de crudos pesados según los estándares de la industria.

#### 3.2 Registros eléctricos

Los registros eléctricos son herramientas fundamentales en la caracterización de formaciones geológicas, utilizadas para evaluar las propiedades petrofísicas y la identificación de intervalos potencialmente productivos en pozos de hidrocarburos (Schlumberger, 1989). Estos registros se obtienen a través de dos métodos principales: registros adquiridos por cable (*wireline logs*) y registros adquiridos durante la perforación (*Logging While Drilling - LWD*).

- Registros por Cable (*Wireline Logs*)

Los registros eléctricos por cable se obtienen mediante herramientas que se bajan al pozo con un cable de adquisición, una vez finalizada la perforación de un intervalo. Este método permite obtener mediciones de alta precisión en pozos abiertos o entubados (Ellis & Singer, 2007).

- Registros Durante la Perforación (*Logging While Drilling - LWD*)

Los registros LWD se adquieren en tiempo real mediante herramientas integradas en la sarta de perforación, lo que permite obtener información petrofísica sin necesidad de interrumpir la perforación. Esto optimiza la toma de decisiones operacionales, mejorando la geonavegación en pozos horizontales y direccionales (Schlumberger, 2015).

### **3.3 Estado mecánico**

El estado mecánico de un pozo se refiere a la condición estructural y operativa de todos los elementos que componen el completamiento del pozo, incluyendo tuberías, revestimientos, cementaciones, y herramientas de fondo. Este estado se documenta y actualiza continuamente para garantizar la integridad del pozo, optimizar la producción y prevenir fallas operacionales (API RP 90, 2010).

Dentro del estado mecánico de un pozo se describen los siguientes componentes:

- Revestimiento y Cementación
- Tubería de Producción
- Empacaduras y Herramientas de Fondo
- Cabeza del Pozo y Árbol de Navidad
- Integridad del Pozo

### **3.4 Plan direccional**

El plan direccional es el diseño detallado que define la trayectoria de un pozo desde la superficie hasta el objetivo geológico, garantizando la precisión del trayecto, la estabilidad estructural y la eficiencia en la perforación. En el caso de los pozos horizontales, este plan es fundamental para maximizar el contacto con la zona productiva, optimizar la recuperación de hidrocarburos y minimizar costos operacionales (Bourgoyne et al., 1991).

Dentro de él se establece la trayectoria del pozo en profundidad, su geometría final, teniendo en cuenta las medidas de *Measured Depth* (MD), *True Vertical Depth* (TVD), *True Vertical Depth Subsea* (TVDSS), relacionadas a la sección vertical y horizontal del pozo.

### 3.5 Formas ministeriales

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia exige la presentación de diversas formas ministeriales para el control, monitoreo y regulación de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país. Estas formas son documentos estandarizados que deben ser diligenciados por las compañías operadoras y remitidos a la ANH en cumplimiento de la normatividad vigente.

Entre estas formas, el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial”, también denominado Forma 6CR, corresponde al formato establecido por el Ministerio de Minas y Energía para reportar el estado y la condición final de un pozo, una vez concluidas las actividades de acondicionamiento y evaluación posteriores a la perforación. Por su parte, la Forma 9 “Informe Mensual de Producción de Pozos de Petróleo y Gas”, exigida por la ANH, tiene como finalidad consolidar y reportar de manera periódica la información de producción, garantizando el seguimiento y control de la operación de los pozos (ANH).

### 3.6 Sistemas de levantamiento artificial (ALS por sus siglas en inglés)

Los sistemas de levantamiento artificial son tecnologías utilizadas en la industria petrolera para extraer hidrocarburos de un pozo cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente para impulsar los fluidos hasta la superficie (Economides et al., 1994). Estos sistemas permiten optimizar la producción, reducir costos operativos y maximizar el factor de recobro de un campo petrolero (Craft & Hawkins, 1991).

### **3.6.1 *Bombeo Electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés)***

Consiste en una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergida en el fondo del pozo y accionada por un motor eléctrico. Es adecuado para pozos de alta producción y profundidades considerables (Bourgoyne et al., 1991).

Este es el sistema más empleado en los campos de crudos pesados operados por Frontera Energy debido a que son los sistemas de levantamiento artificial óptimos para el tipo de yacimiento y el tipo de crudo extraído en las operaciones.

### **3.6.2 *Bombeo Mecánico***

Es el sistema más común y se basa en el uso de una bomba de subsuelo accionada por un balancín o sistema electromecánico en superficie. Se compone de una sarta de varillas conectada a un pistón en el fondo del pozo, que genera un movimiento alternativo para succionar los fluidos. Se usa ampliamente en pozos con baja presión de yacimiento y alta viscosidad del crudo (Takács, 2005).

## **3.7 BSW (Basic Sediment and Water)**

Es un parámetro crítico en la producción de hidrocarburos que mide el porcentaje de agua y sólidos presentes en el petróleo crudo producido. Este valor es fundamental para evaluar la calidad del crudo y diseñar estrategias de tratamiento y separación en las instalaciones de superficie (Arnold & Stewart, 2008).

El BSW se expresa en porcentaje volumétrico y se obtiene mediante pruebas de laboratorio o en campo, utilizando métodos como la centrifugación, la retorta o análisis por sedimentación (Lake, 2007).

### 3.8 WOR (*Water-Oil Ratio*)

El WOR o Relación Agua-Petróleo es un parámetro que mide la proporción de agua producida en comparación con el volumen de petróleo en un pozo o campo petrolero. Se expresa como la relación entre el caudal de agua ( $Q_w$ ) y el caudal de petróleo ( $Q_o$ ), según la ecuación 1:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} \quad (1)$$

Donde:

$Q_w$  = Producción de agua (bbl/d)

$Q_o$  = Producción de petróleo (bbl/d)

El WOR es un indicador clave del comportamiento de producción de un yacimiento y de la eficiencia de los métodos de levantamiento y separación (Guo et al., 2014).

### 3.9 PIP (PIP, por sus siglas en inglés: *Pump Intake Pressure*)

La presión de entrada de la bomba, es la presión que actúa en el punto de succión de una bomba de levantamiento artificial, ubicada en el fondo del pozo. Este parámetro depende de la altura de la columna de fluido sobre la bomba, de la densidad de los fluidos producidos y de las pérdidas de presión que ocurren en el trayecto desde el yacimiento hasta la entrada de la bomba. Asegura que exista suficiente fluido para mantener la bomba cargada y en condiciones estables de operación. Se utiliza como referencia en el diseño y optimización de sistemas de levantamiento artificial, especialmente en bombeo electrosumergible y bombeo mecánico (Beggs, 1991).

### 3.10 Sumergencia

La sumergencia de un pozo de hidrocarburos se define como la diferencia vertical entre el nivel dinámico del fluido en el pozo y la profundidad del punto de toma de presión o del equipo de levantamiento artificial, generalmente medida desde la superficie de referencia hasta la entrada del sistema de producción (bomba o zona productora). Este parámetro refleja la altura de columna de fluido disponible sobre el punto de admisión del equipo y es crítico para garantizar un flujo estable, prevenir la entrada de gas libre y evitar el funcionamiento en condiciones de cavitación o gas lock.

En términos prácticos, la sumergencia está relacionada con la presión de fondo fluyente y el gradiente de presión de la columna de fluido. Una sumergencia insuficiente puede disminuir la eficiencia de levantamiento, provocar inestabilidad en el flujo y reducir la producción. Por el contrario, una sumergencia excesiva podría generar cargas mecánicas innecesarias sobre el sistema de producción. (Takács, 2005).

### 3.11 Pruebas de producción

Las pruebas de producción son procedimientos operacionales diseñados para medir y evaluar la capacidad productiva de un pozo de petróleo o gas en condiciones controladas. Estas pruebas permiten determinar parámetros clave como el caudal de producción de líquidos y gas, la relación gas-petróleo (GOR), el corte de agua (BSW), la presión de fondo y el comportamiento del yacimiento ante la extracción de fluidos (Johnston, 1992).

### 3.12 Presión

- **Presión en Cabeza (*Wellhead Pressure*, WHP)**

La presión en cabeza del pozo es la presión medida en la superficie, específicamente en el cabezal del pozo, donde los fluidos emergen hacia la instalación de producción. Su valor depende de la presión del yacimiento, la densidad de los fluidos y las pérdidas de carga en la tubería de producción (Brill & Mukherjee, 1999).

- **Presión de Fondo (*Bottomhole Pressure, BHP*)**

La presión de fondo del pozo es la presión medida a la profundidad de producción o en el fondo del pozo. Se clasifica en dos tipos principales:

- **Presión de fondo fluyente (*Pwf por sus siglas en inglés*):** Es la presión en el fondo del pozo cuando el pozo está en producción. Se calcula con la ecuación de gradiente de presión considerando la densidad del fluido y las pérdidas por fricción (Brown, 1984).
- **Presión de fondo estática (*Pws por sus siglas en inglés*):** Es la presión medida cuando el pozo está cerrado y en equilibrio con el yacimiento. Representa la presión original del reservorio en ese punto del pozo (Dake, 1978).

- **Presión Hidrostática**

La presión hidrostática es la presión ejercida por la columna de fluido dentro del pozo debido a la gravedad. Se calcula con la ecuación 2:

$$P_h = \rho gh \quad (2)$$

Donde:

$P_h$  = Presión hidrostática (psi o Pa).

$\rho$  = Densidad del fluido (lb/ft<sup>3</sup> o kg/m<sup>3</sup>).

$g$  = Gravedad (32.2 ft/s<sup>2</sup> o 9.81 m/s<sup>2</sup>).

$h$  = Altura de la columna de fluido (ft o m).

### 3.13 Factor de Corrección Volumétrico

El factor de corrección volumétrico (FV o B) es una propiedad fundamental en la ingeniería de yacimientos que describe la relación entre el volumen de un fluido en el yacimiento y su volumen en superficie bajo condiciones estándar de presión y temperatura. Este factor es clave en la conversión de volúmenes de hidrocarburos entre condiciones de fondo de pozo y superficie (Dake, 1978).

### 3.14 Declinación

La declinación en un pozo de petróleo es la reducción progresiva de la producción de hidrocarburos con el tiempo debido a la disminución de la presión del yacimiento, cambios en la relación gas-petróleo (GOR) o el incremento de la producción de agua. Esta tasa de reducción se expresa como un porcentaje anual y se analiza mediante curvas de declinación para predecir el comportamiento futuro del pozo y del yacimiento (Arps, 1945).

### 3.15 Eficiencia energética

La eficiencia energética de un pozo petrolero es un indicador que mide la relación entre la energía consumida y la cantidad de hidrocarburos extraídos. Se expresa generalmente como un porcentaje y permite evaluar qué tan eficazmente un sistema de producción convierte la energía suministrada en producción útil de petróleo o gas (Guo et al., 2007).

La eficiencia energética ( $\eta$ ) de un pozo se puede calcular mediante la ecuación 3 descrita a continuación:

$$n = \frac{\text{Energía útil}}{\text{Energía total consumida}} * 100 \quad (3)$$

Donde:

Energía útil: Es la energía efectiva utilizada para mover los fluidos de producción desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Energía total consumida: Es la energía total suministrada al sistema de producción, incluyendo pérdidas por fricción, calor y conversión ineficiente

### 3.16 Power BI

Power BI es una plataforma de inteligencia empresarial (BI) desarrollada por Microsoft, diseñada para la recopilación, procesamiento, análisis y visualización de datos en tiempo real. Permite transformar datos sin procesar en información estructurada mediante paneles interactivos y reportes dinámicos, facilitando la toma de decisiones basada en datos (Microsoft, 2023).

### 3.17 Modelamiento de datos

El modelamiento de datos en Power BI es el proceso de estructurar y organizar los datos provenientes de múltiples fuentes para optimizar su análisis y visualización. Consiste en la creación de relaciones entre tablas, la implementación de cálculos con DAX (*Data Analysis Expressions*) y la optimización del rendimiento del modelo mediante buenas prácticas de diseño (Ferrari & Russo, 2021)

### 3.18 Infill.

Hace referencia a la perforación de pozos adicionales dentro de un área ya desarrollada, con el objetivo de incrementar el factor de recobro, mejorar el drenaje del yacimiento o mantener la presión.

## 4 METODOLOGÍA

Con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos dentro de la práctica empresarial se desarrolló la siguiente metodología la cual se basó en la integración de herramientas de análisis de datos, y sistemas de gestión de información, siguiendo los procedimientos ya establecidos por la compañía. Las actividades se estructuraron en las siguientes etapas

### 4.1 Recopilación de información

Dentro de la compañía, se dispone de una base de datos en red que funcionaba como repositorio central de información para distintos equipos de trabajo. En esta base de datos se consolidaba la documentación de todas las actividades realizadas, junto con sus respectivos procesamientos.

La base de datos estaba organizada en carpetas principales relacionadas con geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos, y su actualización era responsabilidad de los diferentes equipos de trabajo, ya que representa la fuente principal de consulta a la hora de requerir información. En este repositorio se encontraba registrada la información histórica de los pozos perforados, incluyendo reportes de perforación, planes direccionales, registros eléctricos adquiridos y procesados, estados mecánicos, interpretaciones petrofísicas, evaluaciones de la integridad del cemento, reportes del geólogo *Wellsite*, datos de diseño de *Artificial Lift System* ALS, formas de producción e inyección por campo, reportes diarios de producción e inyección, y consolidados de producción e inyección. Si bien esta base de datos albergaba una gran cantidad de información, para el desarrollo de la práctica solo se requirió el conjunto de datos mencionado anteriormente.

Adicionalmente, se cuenta con una base de datos en línea (Databricks), en la cual se

almacenaban datos en tiempo real de la actividad operativa de todos los pozos activos en los diferentes campos. Esta base de datos recopila información diaria sobre producción de petróleo (BOPD), producción de agua (BWPD), velocidad de bombeo (RPM) y presión de fondo (PIP por sus siglas en inglés), lo que permite un monitoreo continuo del desempeño de los pozos.

#### **4.2 Recopilación de datos para cumplimiento con la ANH**

Para garantizar el cumplimiento de los requerimientos establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el seguimiento y control de las actividades exploratorias y de producción, es fundamental presentar la Forma 6CR para cada nuevo pozo perforado.

Este proceso requirió la recopilación y organización de una serie de documentos técnicos proporcionados por diversas compañías de servicio, entre ellas TGT GAMAS, Schlumberger y Halliburton. Entre los documentos esenciales se incluyeron los informes de geología y *mudlogging*, el Registro Gráfico Compuesto (RGC) y el mapa estructural del área perforada. La correcta recopilación y consolidación de esta información no solo facilita el cumplimiento normativo ante la ANH, sino que también permite mantener un registro ordenado y actualizado de los pozos perforados, optimizando la gestión documental dentro de la empresa.

#### **4.3 Organización y Control de Calidad**

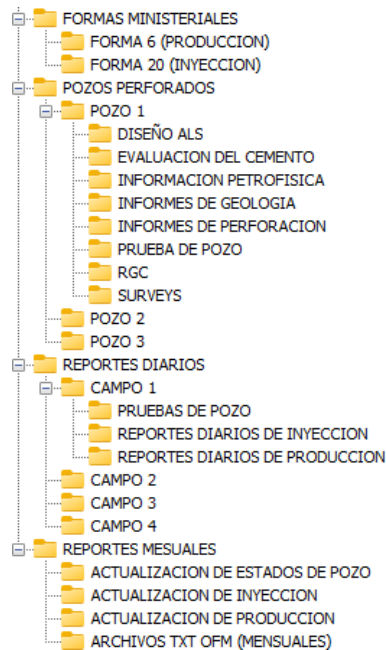
Una vez recopilada la información necesaria, se llevó a cabo el proceso de estructuración y verificación de los datos con el fin de garantizar la precisión y confiabilidad. Para ello, los datos fueron consolidados en una base de datos local (ver Figura 4), donde se organizaron según su naturaleza y utilidad dentro del cumplimiento de los diferentes requerimientos.

Se implementaron procedimientos de control de calidad, por ejemplo, para los informes de geología se verificó que la información descrita por la compañía de *mud-logging* respecto a los topes de las formaciones perforadas correspondiera con los topes reportados por el geólogo *wellsite* y los topes interpretados en los registros eléctricos adquiridos. Para identificar posibles inconsistencias provenientes de las diferentes fuentes, tales como la información proveniente de campo y de las compañías de servicio, en caso de detectar discrepancias se realizaron verificaciones cruzadas con la documentación original y consultas con los especialistas de las áreas correspondientes para asegurar la correcta integración y confiabilidad de los datos.

Adicionalmente se aplicaron estándares internos de categorización para homogenizar la información facilitando su posterior análisis e interpretación, garantizando que la información adquirida reflejara de manera precisa la realidad operativa de los pozos.

#### **Figura 4**

*Base de datos local donde se almacenaba la información recolectada.*



#### 4.4 Actualización de información en el software OFM (*Oil Field Manager*)

##### 4.4.1 Creación de pozos

Una vez concluida la perforación de un pozo en cualquiera de los cuatro campos asignados, su información era registrada de forma inmediata en el software OFM (*Oil Field Manager*). Este sistema permite almacenar y gestionar el historial completo del pozo, incluyendo su estado operativo actual, registros de producción o inyección, periodos de parada, datos de presión y otros parámetros clave. Esta centralización de datos constituye una herramienta esencial para la toma de decisiones técnicas en las etapas de desarrollo, monitoreo y optimización de la operación del campo.

El primer paso en la incorporación de un nuevo pozo en OFM consistía en su creación mediante el ingreso de los datos en el módulo de Header ID (ver imagen 5). Esta sección incluía información fundamental como el nombre del pozo, coordenadas superficiales y de fondo, fecha



Finalmente, se incorporó la trayectoria del pozo, la cual se determina a través de la tabla DATA-DEV (ver imagen 7). En esta tabla se registran los valores obtenidos de los *surveys* (levantamientos direccionales) realizados durante la perforación, con el objetivo de determinar y documentar la trayectoria final del pozo. Estos datos incluyen la inclinación, azimut y profundidad medida (MD), así como las profundidades verticales (TVD y TVDSS) a lo largo de la perforación. La correcta integración de estos valores es crucial para garantizar la precisión de la localización y el perfil de la trayectoria del pozo. Este procedimiento se realizó para 13 pozos durante el desarrollo de esta práctica.



gravedad API del crudo y el estado operativo del pozo al cierre del mes (productor, inactivo, en reparación, entre otros) todos los datos cargados se encontraban estandarizados a unidades de campo.

El proceso se iniciaba con la recepción formal de estas formas, las cuales eran generadas por el área técnica de producción y validadas internamente para asegurar la integridad de los datos. Una vez recibidas, se realizaba una revisión exhaustiva para verificar su completitud, coherencia interna y conformidad con los lineamientos establecidos por el ente regulador.

Posteriormente, se llevaba a cabo el procesamiento digital de la información, que consistía en la transformación de los datos contenidos en las formas ministeriales en archivos con formato .txt, estructurados según las especificaciones requeridas por el software OFM (Oil Field Manager) en cual posteriormente se cargaban estos datos. Esta etapa permitía la carga automatizada de los datos operativos a la base de datos del sistema, facilitando así su análisis técnico, monitoreo de tendencias de producción y soporte para la toma de decisiones en la gestión del yacimiento

### **Figura 8**

*Formato de la forma de producción oficial estándar de un campo. (fuente: ANH)*

DISTRIBUCIÓN COPIAS		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS										FORMAS 93H REVISADA N.º 94						
Original y copia 9H		INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS																
1 copia oficina de área		OPERADOR: <u>FRONTERA ENERGY CORP.</u>		CONTRATO: _____		CAMPO: _____		CIERRE ESTRUCTURAL: _____		BLOQUE: _____								
1 copia operador		FORMACIÓN: _____		MEMBRO: _____		VACIAMENTO: _____		MES: _____		AÑO: _____								
		MEDALIDAD DE EXPLOTACIÓN: _____		PRUEBAS INICIALES: _____		PRUEBAS EXTENSAS: _____		SOLU RESERVO: _____		COMERCIAL: _____								
POZO	MUNICIPIO CÓDIGO DANE	MÉTODO DE PRODUC.	DÍAS		PETRÓLEO			FACTOR DE CORREC.	AGUA			GAS (KPC)			BSW %	API @ 60 °F GRAV	RGP	ESTADO DE LOS POZOS A FIN DE MES
			EN EL MES	ACUMULADA	DIARIA (BLS)	MENS. (BLS)	ACUMULADA (BLS)		DIARIA (BLS)	MENS. (BLS)	ACUMULADA (BLS)	DIARIA (BLS)	MENS. (BLS)	ACUMULADA (BLS)				
POZO-1																		
POZO-2																		
POZO-3																		
POZO-4																		
POZO-5																		
POZO-6																		
POZO-7																		
POZO-8																		
POZO-9																		
POZO-10																		

#### 4.5 Análisis e Interpretación de Datos

Tras la organización y validación de la información, se llevó a cabo un proceso de análisis e interpretación de los datos de producción como el BOPD, BWPD, BSW, WOR, etc. Con el objetivo de evaluar el comportamiento de los pozos y optimizar la toma de decisiones operativas.

Para ello, se analizaron diversos conjuntos de datos geológicos y operativos, incluyendo informes de geología y *mud-logging*, registros eléctricos, reportes de perforación y completamiento, así como datos de producción e inyección.

Además, se realizó la actualización mensual de la producción e inyección, permitiendo un monitoreo detallado de su evolución y facilitando la identificación de tendencias o anomalías.

#### 4.6 Elaboración de Informes Técnicos

Una vez finalizadas las anteriores etapas, se procede a la elaboración de informes técnicos los cuales integran y sintetizan la información clave proveniente de las diferentes actividades de monitoreo y seguimiento. En esta etapa se desarrollaron fichas técnicas individuales para cada pozo nuevo, en la cual se consolida la información geológica, petrofísica, operativa y de producción permitiendo una visión integral de las condiciones finales de cada activo terminado las actividades de perforación y completamiento.

Otros informes técnicos generados fueron los siguientes:

- **Documentación Regulatoria:** Se prepararon los documentos exigidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en particular para la forma F6CR.
- **Reportes Mensuales:** Finalizando cada mes calendario se generaba un reporte el cual consolidaba las actualizaciones periódicas de la producción e inyección y el estado operativo de todos los pozos pertenecientes al campo QUIFA SW, para ser entregado al socio ECOPETROL, asegurando un seguimiento detallado de la producción durante cada mes.
- **Actualización de Información de Perforación y Completamiento:** Mensualmente se realiza la actualización del reporte de perforación y completamiento de cada pozo. Estos documentos integran datos técnicos de geología, informes de *mud-logging*, registros eléctricos y otros insumos.

#### 4.7 Desarrollo de Entorno de Visualización

Se desarrolló un entorno de visualización de datos en tiempo real, utilizando la herramienta de Power BI, diseñado para facilitar el análisis y el seguimiento de las tecnologías aplicadas en los campos de crudos pesados con la finalidad de optimizar la producción, en los campos operados por Frontera Energy. Este entorno se estructuró en dos tableros de control diferentes para atender las necesidades de distintos usuarios:

- **Tablero Gerencial:** En este tablero se proporciona una visión general del desempeño de las diferentes tecnologías implementadas. Permitiendo a los directivos obtener un resumen ejecutivo el cual integra indicadores claves de producción y evolución operativa de los pozos intervenidos.

- **Tablero Técnico:** Este tablero se construyó orientado a los equipos operativos, ofreciendo un análisis detallado del comportamiento de cada pozo intervenidos antes después de la aplicación de las tecnologías. Permitiendo un monitoreo en tiempo real de variables críticas como la producción de crudo y agua, la evolución de la declinación estimada, los cambios en el BSW (porcentaje de agua en la producción) y el WOR (razón agua - aceite), así como la eficiencia energética del pozo. Con este panel se puede comparar la producción actual con los datos históricos y los datos esperados y evaluar de manera eficiente y precisa las intervenciones realizadas en los pozos.

Esta metodología permitió estructurar de manera eficiente el análisis de la información, optimizando la gestión de los datos y contribuyendo al mejoramiento de los procesos de desarrollo en los campos de crudos pesados operados por Frontera Energy.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Elaboración de reportes de producción

Diariamente, el equipo de campo elaboraba un reporte en Excel que consolidaba la producción de todos los campos, desglosada por pozo del día anterior. En el archivo de producción se integraron los volúmenes diarios de crudo y de agua, el nivel de líquido, la sumergencia y otros parámetros operativos relevantes, proporcionados diariamente por el personal en campo.

Diariamente se actualizaba la hoja de “Parámetros de Pozos”, donde se registraban las variables clave para el seguimiento: BSW, RPM, PIP, THP, nivel de fluido, sumergencia y tiempo de actividad. Asimismo, se documentaban las pruebas de producción efectuadas en los pozos, con detalle de fecha de prueba, BOPD, BSW, RPM, THP, THT, PIP, nivel de líquido y sumergencia.

Paralelamente, se incorporaba la información de las diferidas de cada pozo, es decir, las causas de las pérdidas diarias de producción y el volumen estimado de barriles no extraídos por cada motivo.

Este archivo resultó esencial para compilar la producción diaria, evaluar el estado operativo de cada pozo y analizar su comportamiento mensual. Para complementar el análisis, se generaron gráficos que compararon la variación real de crudo y agua con los valores estimados en el plan de desarrollo para cada pozo.

Al cierre de cada mes, se elaboraron graficas de producción con los datos diarios de los parámetros antes descritos. En ellos puede apreciarse cómo la producción real de crudo y de agua se compara frente a las cifras estimadas en el plan de desarrollo.

## 5.2 Cumplimiento de la forma 6CR

Para dar cumplimiento a los lineamientos técnicos y regulatorios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), una vez concluida la perforación de un pozo sea este productor, inyector o exploratorio debe remitirse a la entidad la siguiente documentación, la cual constituye el expediente mínimo exigido para su evaluación y archivo.

### 5.2.1 *Mapa estructural del pozo.*

El insumo cartográfico es generado por el profesional encargado de sistemas de información geográfica (SIG) de la compañía a partir del levantamiento direccional (*survey*) entregado por la empresa de servicios de perforación. En él se representa con precisión la trayectoria real del pozo, referida a valores de *True Vertical Depth Subsea* (TVDSS), dentro de este mapa también se integra la superficie estructural de la unidad objetivo que para el caso de los campos de crudos pesados de la compañía es la Formación Carbonera, Areniscas Basales.

Para construir el mapa estructural de dicha formación, los datos del *survey* se integran y ajustan con la interpretación sísmica. Esta combinación permite corregir y validar la geometría de los horizontes identificados en el subsuelo, gracias a la calibración entre los reflectores sísmicos y las profundidades efectivamente perforadas. De este modo, el modelo resultante refleja tanto la forma y buzamiento de los estratos.

Además de trazar la trayectoria del pozo nuevo, el mapa incluye los pozos adyacentes, mostrando su posición relativa y facilitando el análisis de interferencias de yacimiento. Esta visión conjunta es esencial para evaluar áreas de drenaje y diseñar estrategias de producción que maximicen la recuperación de hidrocarburos.

### 5.2.2 *Informe geológico de perforación.*

Durante el desarrollo de las operaciones de perforación, se elaboran informes detallados por parte de las compañías de servicios de *mud-logging*. Estos informes documentan exhaustivamente las condiciones geológicas y operativas encontradas durante la perforación. En el contexto de esta práctica académica, las empresas encargadas de proporcionar estos servicios fueron TGT GAMAS y SCHLUMBERGER.

Estos informes fueron contrastados y validados con la información interna disponible de geología en la compañía. Estos informes generados incluyen información esencial como la descripción litológica y estratigráfica de las diferentes formaciones encontradas durante la perforación, la profundidad a la cual se encontró el tope de cada formación (TVD, MD, TVDSS), un registro diario de las actividades de perforación, la localización precisa del pozo, la curva de avance, manifestaciones de hidrocarburos, registros de pozo, relación de muestras tomadas y entregadas, así como conclusiones y recomendaciones.

Para garantizar la precisión y coherencia de la información contenida en estos informes, se emplea una metodología de verificación que consiste en contrastar los datos reportados con otras fuentes de información disponibles, como el estado mecánico del pozo, informes del sitio de perforación (*wellsite*), planes direccionales y registros eléctricos. Esta revisión minuciosa permitió identificar y corregir posibles inconsistencias en la descripción de las muestras, correspondencia de los valores de topes y bases de las formaciones descritas, y fechas estipuladas para la realización de procedimientos.

Los datos obtenidos del informe de *mud-logging* fueron comparados con la información contenida en el informe del *wellsite* y con los registros eléctricos (*well logs*).

Principalmente se contrastaron datos de topes registrados por muestra y por registros eléctricos.

Además, se verificó la consistencia en las profundidades alcanzadas durante la perforación según los tres conjuntos de datos, asegurando que no existieran discrepancias significativas. Asimismo, se comprobó la coherencia temporal de la información mediante la comparación de las fechas de adquisición reportadas en los distintos informes, con el objetivo de garantizar la integridad cronológica de los registros.

Este proceso de validación fue fundamental para asegurar la integridad y confiabilidad de los datos geológicos recopilados, los cuales son esenciales para la evaluación precisa de las formaciones perforadas y para la toma de decisiones informadas en las etapas posteriores del desarrollo del campo.

### **5.2.3 Registro gráfico compuesto (RGC).**

Este documento constituye un compendio de la información más relevante del pozo, integrando diversos aspectos técnicos clave. Incluye el mapa estructural, las profundidades de las formaciones perforadas, las fechas de perforación, el estado mecánico del pozo, así como detalles sobre los revestimientos instalados, los diámetros utilizados y sus respectivas longitudes, y la profundidad de los zapatos de revestimiento. Además, se incorpora la prueba de producción oficial y la información obtenida a partir de los registros eléctricos adquiridos durante la perforación. Esta información fue recolectada y verificada previamente para luego ser enviada a la empresa prestadora del servicio de perforación, con el fin de que elaborara el registro gráfico compuesto.

La sección de registros eléctricos dentro del RGC está organizada en tres partes principales. La primera presenta los registros de Gamma Ray y ROP (*Rate of Penetration*). La segunda muestra

una representación gráfica de la columna estratigráfica interpretada a partir de dichos registros. La tercera sección incluye los registros de resistividad y los resultados de cromatografía de gases. Finalmente, se añaden comentarios interpretativos sobre las diferentes litologías encontradas, acompañados de sus respectivas profundidades.

La elaboración de esta documentación no solo permite asegurar la trazabilidad de las operaciones de perforación, sino que también proporciona a la ANH una herramienta clave para la supervisión técnica.

Durante el desarrollo de la práctica, este procedimiento fue implementado en 13 pozos.

### **5.3 Creación de fichas técnicas**

Una vez recolectada toda la información generada durante la perforación de un nuevo pozo incluyendo el informe geológico, el estado mecánico del pozo, el informe de integridad, el diseño del sistema de levantamiento artificial (ALS por sus siglas en inglés), el registro de cementación, la evaluación de la calidad del cemento, los levantamientos direccionales (*surveys*), los archivos de registros eléctricos en formato. LAS y los informes de petrofísica se procedía a la elaboración de la ficha técnica del pozo.

Dicha ficha técnica se desarrollaba en un archivo Excel estructurado de manera sistemática, con el fin de consolidar y organizar la información clave para facilitar su análisis, interpretación y posterior toma de decisiones operativas y de ingeniería. Esta ficha incluía parámetros estáticos y dinámicos del pozo, propiedades petrofísicas, datos de completamiento, información sobre el sistema de producción y otros aspectos críticos que

permitían una caracterización integral del pozo desde el punto de vista geológico, mecánico y operativo.

Durante el desarrollo de la práctica se generaron 13 fichas técnicas de pozos nuevos.

En la figura 9 se observa la plantilla implementada para generar la ficha técnica la cual está compuesta por las siguientes secciones. La sección A y B de la ficha técnica es un espacio reservado para incluir los registros eléctricos en escala 1:200 y 1:500 como se muestra en el ejemplo del pozo 1 (ver imagen 10), la sección C corresponde a la información de completamiento del pozo y se completa con la información del estado mecánico, se lee el valor del zapato de 7" y 6 1/8" y se coloca en la tabla, también se leen los valores de los intervalos completados y se colocan tal cual como están en el estado mecánico en MD (ver imagen 11), la sección D corresponde a la información de pruebas de producción, la sección E corresponde al mapa de ubicación del pozo en OFM (ver imagen 12), la sección F contiene información de productividad del pozo correspondiente de las pruebas de producción y el diseño de ALS (ver imagen 13), la sección G contiene la evaluación del cemento del pozo (ver imagen 14) y la sección H es la representación de la trayectoria del pozo (ver imagen 15).

### **Figura 9**

*Imagen representativa de una ficha técnica para un pozo (propiedad de Frontera Energy).*

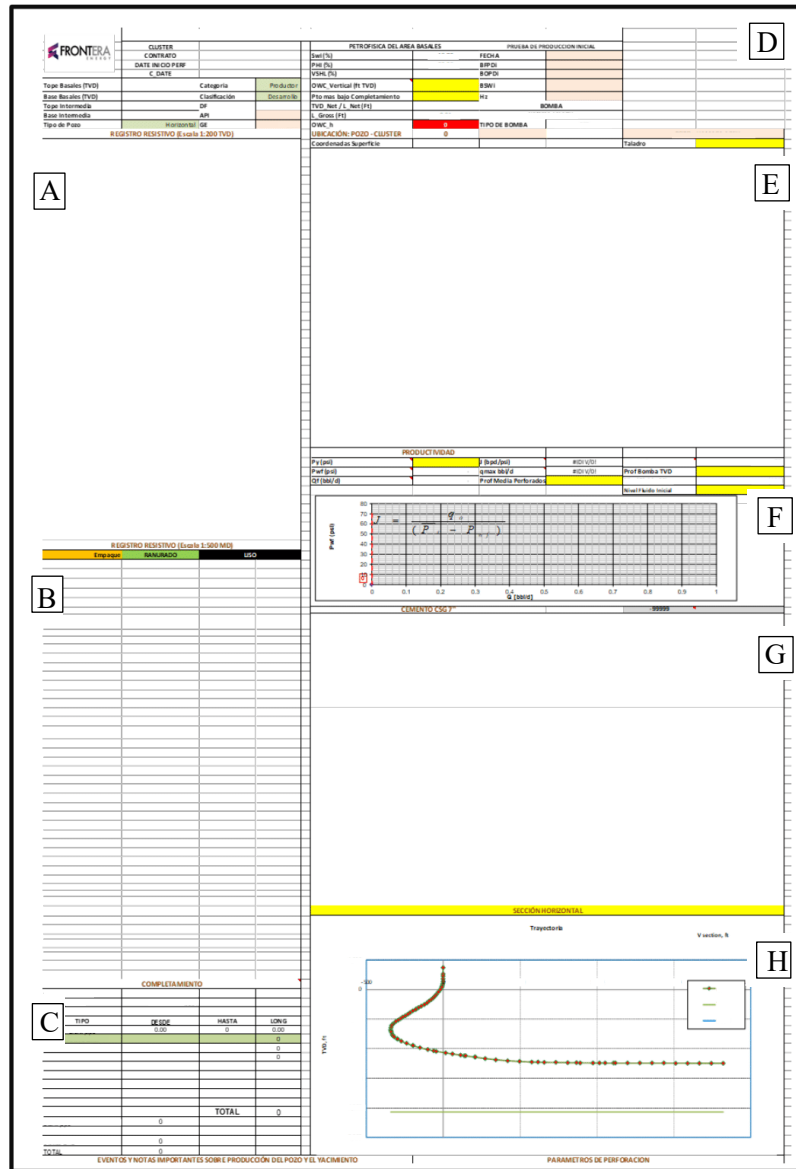
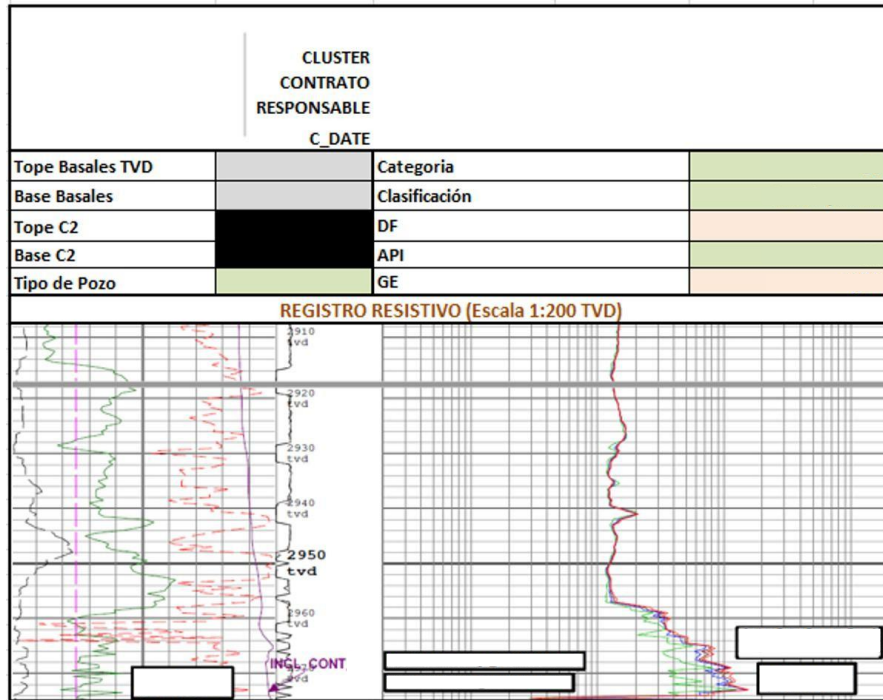


Figura 10

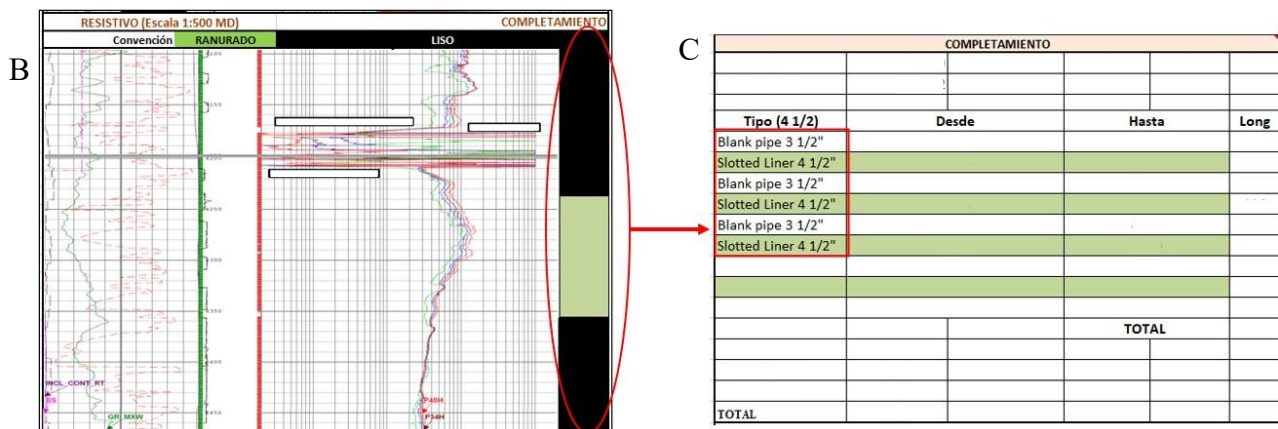
Imagen representativa del encabezado y la sección A de una ficha técnica para el pozo 1 (propiedad de Frontera Energy).



*Nota: En esta imagen se representan los registros eléctricos de la zona de interés a escala 1:200 en TVD los cuales incluyen los registros de gama rey (GR) y resistivos.*

**Figura 11**

*Imagen representativa de la sección B y C de la ficha técnica para el pozo 1*

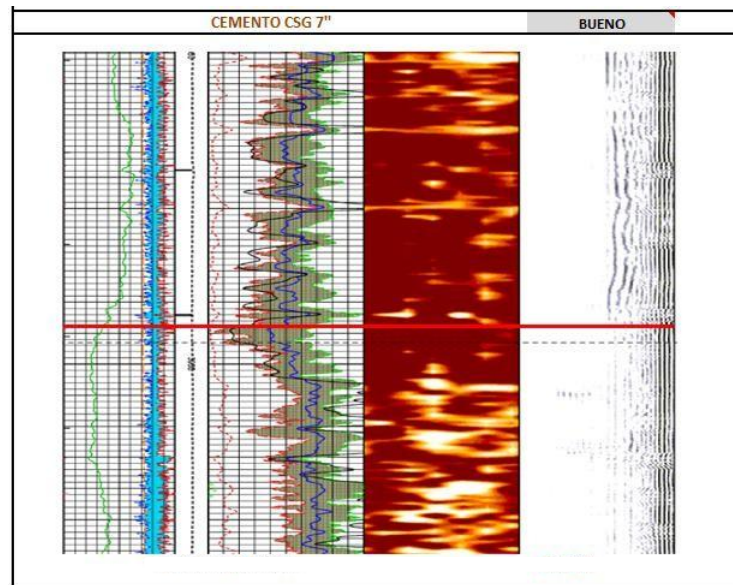


*Nota: la sección C se construye con los datos de completamiento de la zona B*



**Figura 14**

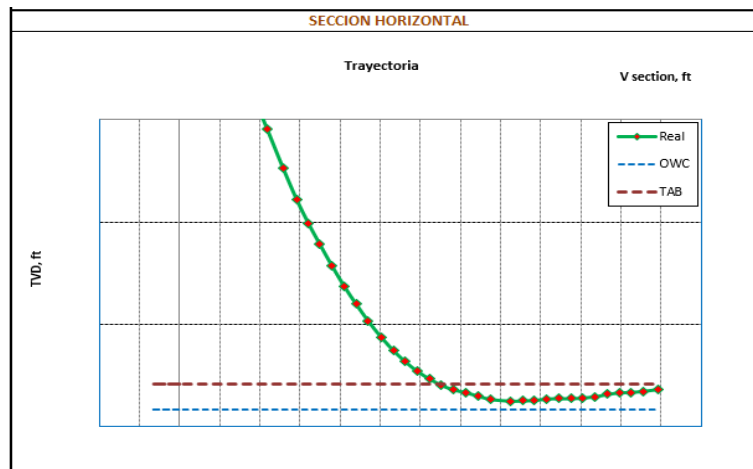
Imagen representativa de la zona G de la ficha técnica del Pozo 1, correspondiente a la evaluación de la condición de integridad del pozo. La ilustración muestra el estado de la adherencia entre el casing, el cemento y la formación (propiedad de Frontera Energy).



Nota: En esta sección se añade un resumen de la evaluación del cemento del pozo.

**Figura 15**

Imagen representativa de la zona H de la ficha técnica para el pozo 1 (propiedad de Frontera Energy).



*Nota: En esta imagen se representa la geometría final del pozo y su disposición respecto al water-oil contact (OWC) y el tope de la zona objetivo (TAB), la gráfica se construye con los datos provenientes del survey final del pozo.*

#### **5.4 Informes mensuales para socios**

Los informes mensuales para socios constituyen una herramienta clave para garantizar la transparencia, trazabilidad operativa entre los diferentes participantes del proyecto (operador y socios no operadores). Estos informes resumen el desempeño operativo y productivo del activo durante el mes correspondiente, permitiendo a los socios contar con información confiable y actualizada para la toma de decisiones estratégicas y el seguimiento de los compromisos contractuales.

El proceso de elaboración del informe inicia con la recopilación y validación de información técnica dentro del sistema **OFM**. Una vez actualizados los distintos parámetros operacionales de cada pozo incluyendo producción diaria de petróleo y agua, inyección de agua, pruebas de producción y el estado operativo, se procede a la descarga estructurada de la base de datos desde **OFM**. Esta exportación se realiza en un archivo tipo Microsoft Access el cual contiene las tablas presentadas en la figura 16, que consolida los datos técnicos de cada pozo y permite su posterior análisis, procesamiento y presentación en el informe mensual.

#### **Figura 16**

*Tablas descargadas de OFM para los informes a socios.*

DailyInj
Dev
HeaderID
MonthlyInj
MonthlyProd
Notes
SC
SURVILLIANCE
TEST

Esta integración sistemática de información desde OFM se contrasto con la información proveniente de las Formas de producción e inyección (ver figura 17) lo cual asegura que los datos reportados sean consistentes, auditables y alineados con los registros oficiales del campo. Finalmente, el informe consolidado es sometido a una revisión interna y enviado a los socios dentro de los plazos estipulados en el Joint Operating Agreement (JOA), cumpliendo así con los requerimientos contractuales. Durante la práctica empresaria se realizaron 6 informes mensuales para socios.

**Figura 17**

*Procedimiento de comparación de datos para reportes.*

ID POZO				Días			Oil		
Forma 9	HOJA TRA	B		Forma 9	HOJA TRA	B	Forma 9	HOJA TRA	B
"Pozo-1"	"Pozo-1"	TRUE		0	0	TRUE	0	0	TRUE
"Pozo-2"	"Pozo-2"	TRUE		30,5555	30,5555	TRUE	6752,36	6752,36	TRUE
"Pozo-3"	"Pozo-3"	TRUE		0	0	TRUE	0	0	TRUE
"Pozo-4"	"Pozo-4"	TRUE		30,8996	30,8996	TRUE	7859,25	7859,25	TRUE
"Pozo-5"	"Pozo-5"	TRUE		30,9865	30,9865	TRUE	2526,55	2526,55	TRUE
"Pozo-6"	"Pozo-6"	TRUE		30,7859	30,7859	TRUE	985,54	985,54	TRUE
"Pozo-7"	"Pozo-7"	TRUE		0	0	TRUE	0	0	TRUE

*Nota: En esta imagen se presenta la comparación realizada entre la base de datos descargada de del software OFM y los datos provenientes de las Formas de producción e inyección, a la hora de*

*realizar esta comparación la casilla B definía si los datos eran iguales o no.*

## **5.5 Desarrollo de aplicativo para el seguimiento y evaluación de tecnologías**

Se desarrolló un entorno de visualización de datos mediante la herramienta Power BI, el cual permitió monitorear de forma dinámica y en tiempo real el avance en la implementación de nuevas tecnologías en pozos de producción. Esta plataforma facilitó la evaluación de la eficiencia de dichas tecnologías, tanto en el incremento de la producción de crudo como en la reducción de la producción de agua, contribuyendo así a una mejor toma de decisiones operativas y estratégicas.

Para el desarrollo de esta aplicación se utilizó una base de datos de producción alojada en **Databricks**, la cual contenía información diaria de cada pozo, incluyendo variables como: BOPD (barriles de petróleo por día), BWPD (barriles de agua por día), RPM (revoluciones por minuto), BFPD (flujo total diario), BSW (porcentaje de corte de agua), factor de campo y producción diferida.

Adicionalmente, se construyó una base de datos local en Excel con información específica de los pozos intervenidos. Esta base incluyó variables como: tipo de pozo (verticales o

horizontales), tecnología implementada y fecha de aplicación. Asimismo, se incorporaron variables necesarias para calcular el perfil de declinación inicial de cada pozo, utilizando los siguientes parámetros: tasa de declinación mensual  $D(Me)$ , fluido total inicial y producción inicial de petróleo (BOPD).

### **5.5.1 KPIs e Indicadores**

A continuación, se detallan los principales indicadores clave de desempeño (KPIs) que fueron implementados en el modelo de Power BI. Estos KPIs fueron diseñados tanto para datos reales como para datos estimados mediante modelos de declinación exponencial, lo que permitió

obtener una visión integral del comportamiento productivo. A continuación, se describieron los principales indicadores calculados:

#### 5.5.1.1 Ganancial de Crudo (%Oil Gain)

Este indicador representa el incremento o pérdida relativa en la producción acumulada de petróleo tras la aplicación de un producto o intervención. Se calculó por medio de la ecuación 4:

$$\text{Ganancial de Petróleo (\%)} = \frac{\text{OIL-CUM Post} - \text{OIL-CUM Pre}}{\text{OIL-CUM Pre}} \times 100 \quad (4)$$

Donde,

OIL-CUMPost: Volumen de crudo producido post intervención

OIL-CUM Pre: Volumen de crudo estimado en el plan de desarrollo

Este KPI se calculó para distintos horizontes temporales de tiempo (3, 6 y 12 meses) y permitió evaluar la efectividad de la intervención en función del volumen de crudo recuperado.

#### 5.5.1.2 Ganancial de Agua (%Water Gain)

Similar al indicador de producción acumulada de crudo, este KPI fue aplicado a la producción acumulada de agua (BWPD), con el objetivo de monitorear la evolución del volumen de agua producido a lo largo del tiempo. Su análisis permitió identificar si los incrementos en la producción de petróleo estaban acompañados por un aumento no deseado en la producción de agua, o, por el contrario, si se evidenciaba una reducción en el corte de agua (BSW), lo cual indicaría una mayor eficiencia del tratamiento o intervención aplicada en el pozo.

#### 5.5.1.3 Acumulado por Intervalos Críticos (Oil\_cum y Water\_cum)

Este indicador fue diseñado para evaluar los volúmenes acumulados de producción (petróleo y agua) en periodos clave de análisis: 3 meses, 6 meses y 12 meses. Estos indicadores permiten comparar el comportamiento entre pozos, validar las proyecciones de declinación y determinar la eficiencia en fases tempranas de operación.

### 5.5.2 *Modelo de datos*

El modelo de datos diseñado adopta un esquema estrella clásico en Power BI, cuya tabla de hechos central es ProducciónPozo y cuya tabla de dimensiones principal es ID\_POZOS. La tabla ProducciónPozo contiene el registro diario de volúmenes de crudo y agua por pozo, mientras que ID\_POZOS actúa como índice de pozos a evaluar e incluye los parámetros iniciales de declinación para cada uno. A partir de ambas tablas se generan todas

las relaciones y cálculos necesarios para el análisis de brechas entre producción real y planificada, así como para el cómputo de indicadores derivados (gananciales de BOPD y BWPD). En la figura 18 se grafica el diagrama de entidades y relaciones utilizadas en el modelo de datos.

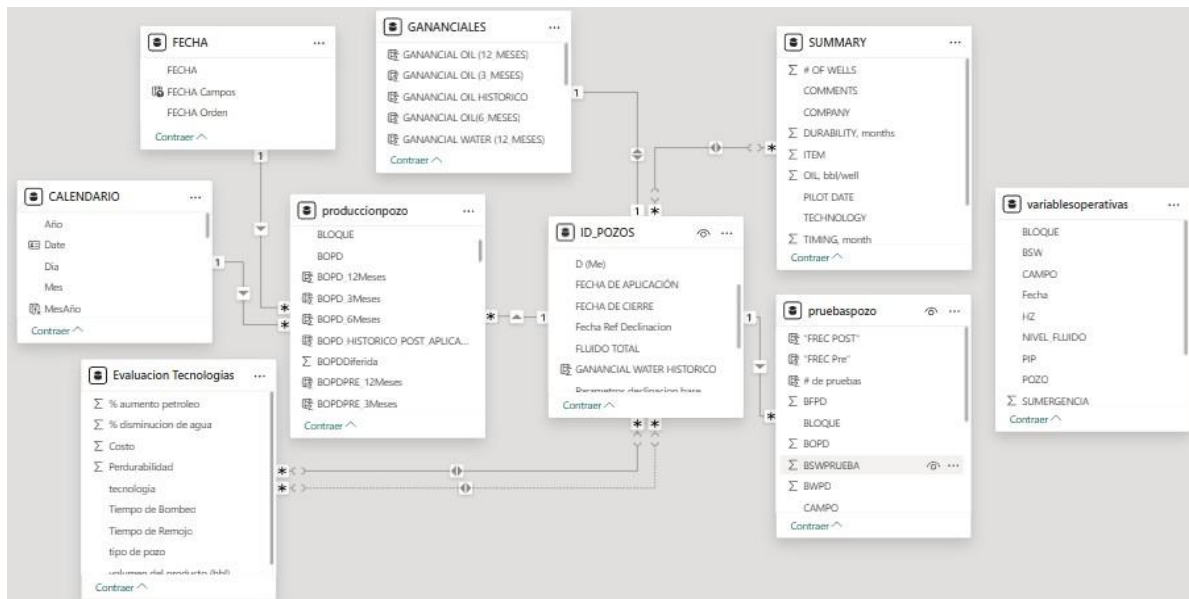
Además, se crearon dimensiones complementarias (CALENDARIO, CAMPOS, GANANCIALES, SUMMARY, TABLAS DE FECHAS DE PROYECCION) que permiten

filtrar y segmentar la información de manera temporal. Las relaciones entre la tabla de hechos y cada dimensión son de tipo N:1, configuradas en modo unidireccional para optimizar el rendimiento de los filtros en el reporte. Este modelo fue implementado para el

análisis de 12 pozos.

**Figura 18**

*Diagrama de Entidades y Relaciones utilizadas en el modelo de datos.*



### 5.5.2.1 Descripción de Tablas

- **Calendario:** es una tabla de dimensión temporal que genera de manera dinámica todas las fechas comprendidas entre la fecha mínima y la fecha máxima registradas en la tabla de hechos produccionpozo.
- **Producción pozo:** La fuente principal de datos diarios de producción por pozo fue una tabla construida a partir de la extracción de información desde la plataforma Databricks. Esta base contenía las siguientes variables originales: bloque, campo, pozo, estado, clúster, fecha, BOPD, BFPD, BWPD y BSW. A partir de estos datos, se generaron variables derivadas clave para facilitar el análisis y la visualización en Power BI, entre ellas: días transcurridos desde la aplicación, días de declinación, BOPD declinación, BWPD declinación, Oil-cum pre, Oil-cum post y Water-cum.

Para optimizar el rendimiento y evitar la sobrecarga de la base de datos, la construcción de

esta tabla se ejecutó mediante un script que filtraba los registros utilizando como referencia

la tabla **ID\_Pozos**, la cual contenía únicamente los identificadores de los pozos relevantes para el análisis. De esta forma, se garantizó la eficiencia del proceso de extracción, minimizando el volumen de datos procesado y enfocando los recursos computacionales en los activos de interés.

- **Evaluación de tecnologías:** Esta tabla incorporó variables claves asociadas a cada intervención, tales como el tipo de tecnología implementada, el tipo de pozo (según su trayectoria final), el porcentaje esperado de aumento en la producción de petróleo, el porcentaje estimado de reducción en la producción de agua, la perdurabilidad del producto (expresada en meses), el volumen aplicado del producto (en barriles), el tiempo de bombeo, el tiempo de remojo y el costo asociado (en USD). La funcionalidad principal de esta tabla fue proporcionar, dentro del dashboard general, una visualización clara y consolidada de los datos comerciales más relevantes de cada tecnología, facilitando así la comparación y evaluación de su viabilidad técnica y económica.
- **Gananciales:** La tabla Gananciales es una dimensión de análisis diseñada para medir y comparar la relación entre la producción real y la producción estimada de crudo y agua, tras la aplicación de un producto, segmentada en horizontes de tiempo clave (0–3 meses, 0–6 meses y 0–12 meses). Su propósito es cuantificar el desempeño del producto en plazos cortos (3 meses), medios (6 meses) y largos (12 meses) desde su aplicación.

### 5.5.3 *Visualizaciones y Dashboards*

En esta sección se describen las visualizaciones y dashboards clave implementados en Power BI para monitorear y analizar los indicadores de desempeño de los pozos. Cada

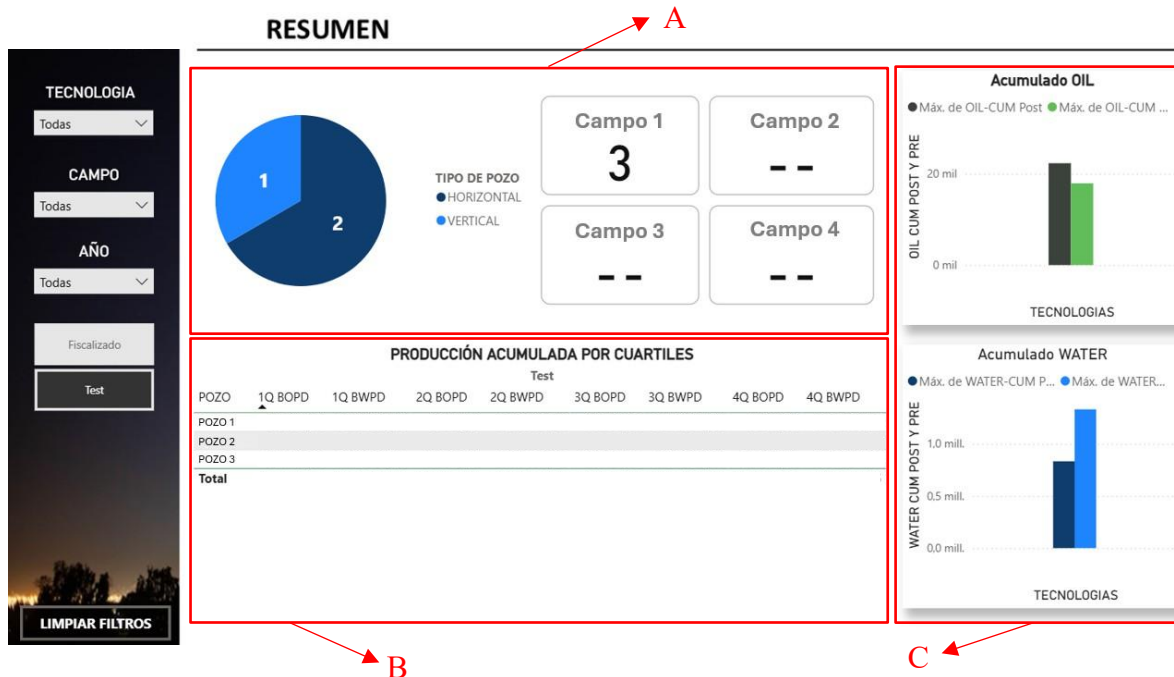
visualización ha sido diseñada para proporcionar una visión clara, interactiva y fácil de interpretar.

### 5.5.3.1 *Dashboard* Gerencial

Este *dashboard* está diseñado para proporcionar una visión global y resumida del rendimiento de los pozos intervenidos, con un enfoque en la distribución y el impacto de las intervenciones realizadas ver Figura 19. En él se presenta la una zona de filtro los cuales permiten segmentar la información por tecnología, campo, año e información fiscalizada o proveniente de los *test*. En la sección A de la figura 19 se ubica la distribución de pozos intervenidos en los diferentes campos por medio de tarjetas interactivas y la distribución de los pozos intervenidos según su tipo de geometría por medio de un gráfico de torta. En la sección B de la figura 19 se presentan los datos asociados a los volúmenes producidos por cada cuartil del año y discriminado por pozo. En la sección C de la figura 19 se observan los gráficos de comparación entre los volúmenes producidos y los volúmenes estimados o esperados de petróleo y agua, estos gráficos son dinámicos y pueden mostrar datos asociados por año, por campo y por tecnología.

Figura 19

Diseño del dashboard Gerencial.



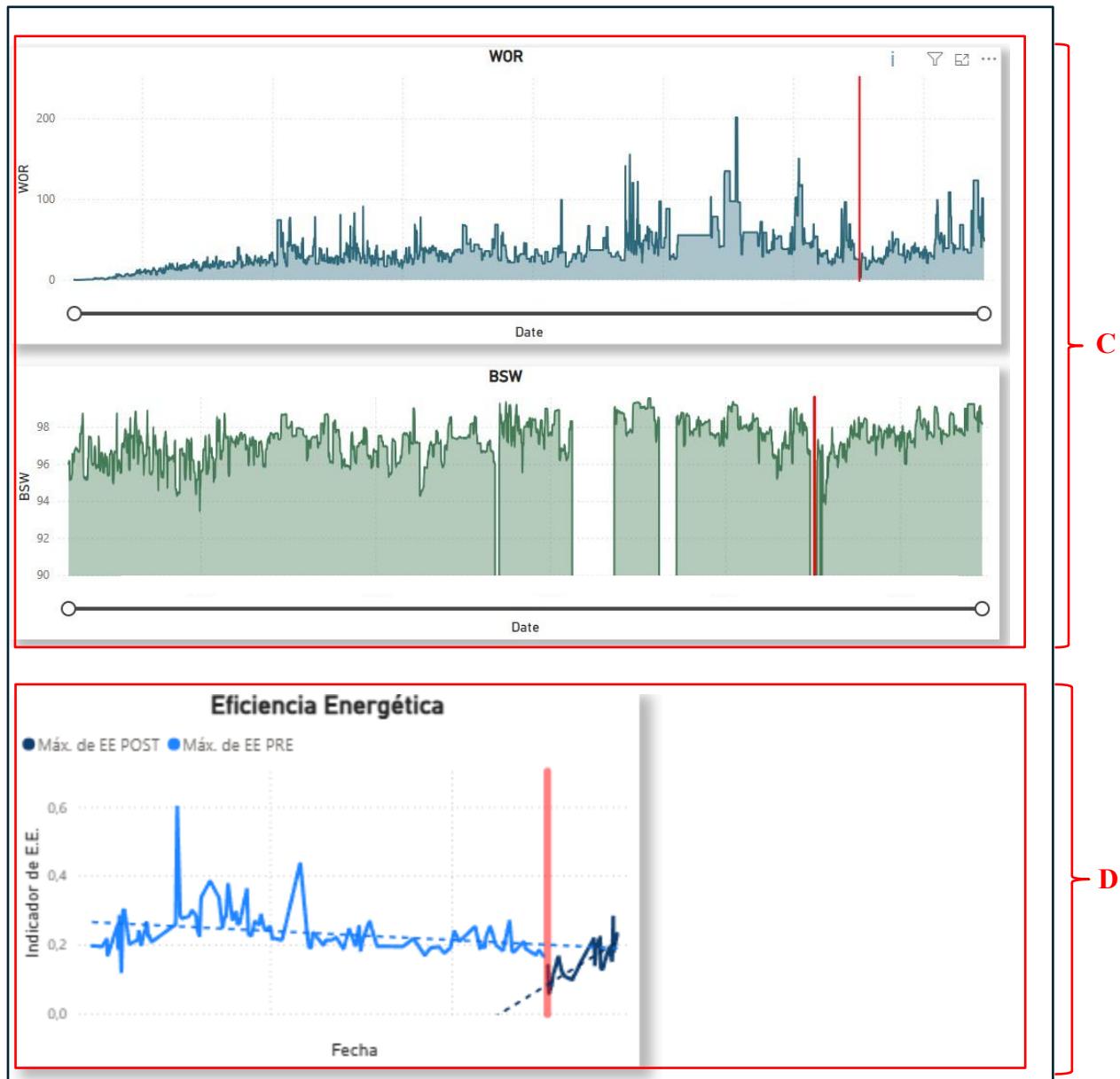
### 5.5.3.2 Dashboard de Análisis de Producción:

Este *dashboard* permite visualizar y analizar el comportamiento productivo de los pozos antes y después de una intervención ver Figura 20. Incluye gráficos históricos de producción de crudo y agua, con marcadores que indican la fecha de intervención, además de tarjetas informativas con datos clave del pozo. Se presentan comparaciones entre producción acumulada real y esperada (en horizontes de 3, 6 y 12 meses), así como indicadores de eficiencia mediante tarjetas de ganancias. También se incorporan análisis históricos de BSW y WOR para evaluar la evolución de la calidad de la producción. Todos los componentes son interactivos y permiten filtrar la información para un análisis detallado por pozo y tecnología aplicada.

Figura 20

Diseño del dashboard de Análisis de Producción.





En la **Figura 20** sección A se presenta el gráfico de producción histórica correspondiente a un pozo tipo. A partir de esta visualización, se puede interpretar que, tras la implementación de la tecnología, el corte de agua (BSW) disminuyó en comparación con el comportamiento histórico, mientras que la producción de petróleo mostró una tendencia estable y sostenida desde el momento de la intervención.

Las tarjetas interactivas complementan la información del gráfico, mostrando variables

clave como la fecha de implementación de la tecnología, el tiempo transcurrido desde la intervención, la geometría del pozo (horizontal o vertical) y su estado operativo al momento de la consulta.

En la sección B de la figura 20, se presentan los gráficos de ganancias, los cuales permiten evaluar el desempeño del pozo frente al plan de desarrollo. Durante el periodo analizado posterior a la intervención, el pozo registró un incremento del 28% en el volumen de crudo producido respecto a lo esperado, y una reducción del 36% en el volumen de agua producida. Estos resultados se evidencian tanto en los gráficos de producción acumulada de petróleo y agua (oil-cum y water-cum) como en los gráficos de promedios mensuales, reflejando una mejora significativa en la eficiencia productiva.

En la sección C de la figura 20, se incluyen los gráficos de indicadores operativos adicionales. El gráfico de WOR (Water-Oil Ratio) muestra una tendencia decreciente en los primeros meses tras la aplicación de la tecnología, seguida de un aumento progresivo, lo cual puede interpretarse como un efecto temporal positivo que tiende a estabilizarse con el tiempo. La gráfica de BSW presenta un comportamiento similar, con valores bajos en los primeros meses y un incremento gradual posterior.

Finalmente, en la sección D de la figura 20, se observa el gráfico de eficiencia energética evidencia una mejora sostenida desde la implementación del producto, lo que constituye un indicador positivo desde el punto de vista operativo y económico, al reflejar una mayor productividad con menor consumo energético relativo.

## 6 Conclusiones

1. La integración y el análisis exhaustivo de los datos geológicos y de producción de los campos de crudos pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales operados por Frontera Energy permitieron consolidar un repositorio de datos confiable y estructurado, que facilita el monitoreo de variables críticas de producción, inyección y estado operativo, optimizando así los procesos de evaluación y seguimiento de los distintos activos de la compañía.

2. El proceso de revisión diaria de los registros de producción garantizó la generación oportuna y precisa de los reportes técnicos de producción, mejorando la visibilidad operativa y permitiendo detectar de forma temprana desviaciones frente al plan de desarrollo.

3. La recopilación sistemática de la información de perforación y completamiento, junto con la verificación de la calidad de los informes geológicos, de perforación y de registros, permitió consolidar fichas técnicas integrales por pozo. Estas fichas no solo facilitaron el cumplimiento de los lineamientos técnicos exigidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), incluida la preparación de la forma 6CR, sino que también proporcionaron una base sólida para la evaluación del desempeño del yacimiento. La integración de datos geológicos, operativos y mecánicos en un formato estandarizado optimizó la planificación de futuras intervenciones y mejoró la trazabilidad y consistencia de la información técnica de los pozos.

4. La consolidación de la información de producción mensual en bases de datos estructuradas, seguida de su procesamiento y análisis mediante herramientas especializadas como OFM, permitió la elaboración de informes técnicos detallados. Esta sistematización facilitó el seguimiento operativo por parte de los socios, fortaleció los canales de comunicación entre operador y socio, y contribuyó a una toma de decisiones más informada, coordinada y eficiente en el manejo de los activos compartidos.

5. El desarrollo de un entorno de visualización interactivo mediante *dashboards* en Power BI permitió el monitoreo dinámico del desempeño de las tecnologías implementadas en los campos, integrando indicadores clave. Esta herramienta no solo facilitó el análisis comparativo y la identificación de mejoras cuantificables en los procesos, sino que también redujo significativamente los tiempos de procesamiento y análisis de datos, permitiendo respuestas más ágiles ante cambios operativos. En consecuencia, se fortaleció la toma de decisiones técnicas y estratégicas, y se identificaron nuevas oportunidades de optimización para incrementar la productividad de los activos.

## 7 Recomendaciones

Se recomienda automatizar la captura de datos en tiempo real: Integrar directamente los sensores de medición en campo al entorno de Power BI para reducir los tiempos de carga manual y mejorar la reacción ante eventos operativos.

Incorporar análisis predictivo: Desarrollar modelos de declinación basados en machine learning sobre la base consolidada para anticipar caídas de producción y planificar intervenciones proactivas.

Se recomienda ampliar los KPIs visualizados: Añadir al dashboard indicadores como relación gas-aceite (GOR), presión de tubing (PIP) y métricas de confiabilidad de equipos para ofrecer una visión más completa del estado del yacimiento.

Se recomienda incorporar análisis de declinación con percentiles: se recomienda complementar la caracterización productiva con estudios de declinación que incluyan diferentes percentiles (P10, P50, P90). Esto permitirá evaluar la incertidumbre asociada al comportamiento de los pozos y establecer escenarios de producción más robustos para la planeación del desarrollo.

Se recomienda explorar la ciclicidad y perdurabilidad de los tratamientos: es conveniente realizar un seguimiento detallado de los tratamientos aplicados a los pozos, evaluando su desempeño en el tiempo, su frecuencia de aplicación y la duración de sus efectos. Este análisis permitirá identificar tendencias, estimar la efectividad de las intervenciones y definir estrategias para optimizar su aplicación en el mediano y largo plazo.

Se recomienda implantar controles automáticos que verifiquen el cumplimiento de los formatos y plazos de reporte exigidos por la ANH, minimizando riesgo de omisiones.

### Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2015). Geología y potencial petrolero de la Cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2020). Litoestratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (s.f.). Cuenca Llanos Orientales - Ronda Colombia 2010. Recuperado de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/llanos-orientales>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2015). Potencial petrolero de Colombia. Bogotá, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020). Geología y potencial de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá, Colombia.
- API RP 90. (2010). Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. American Petroleum Institute.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Professional Publishing.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. Transactions of the AIME, 160(1), 228-247.
- Bayona, G., et al. (2013). Stratigraphic and tectonic evolution of the Paleogene synorogenic deposits of the Llanos Basin, Colombia. Journal of South American Earth Sciences, 45, 142-158.
- Beggs, H. D. (1991). Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications.

- Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E., Young, F. S., & Hudgins, R. R. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- Brill, J. P., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Society of Petroleum Engineers.
- Brown, K. E. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 1*. PennWell Books.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A. B., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A., y Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79(10), 1421–1443.
- Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Ecopetrol. (2021). *Informe técnico sobre el potencial de hidrocarburos en Colombia*. Bogotá, Colombia: Ecopetrol S.A.
- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists*. Springer.
- Energy Information Administration (EIA). (2020). *Petroleum & Other Liquids - Glossary*. U.S. Department of Energy.
- Ferrari, A., & Russo, M. (2021). *The Definitive Guide to DAX: Business intelligence with Microsoft Power BI, SQL Server Analysis Services, and Excel*. Pearson Education.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. Gulf Professional Publishing.
- Guzmán, J., et al. (2021). Evaluación de la Formación Carbonera en el sistema petrolero de la Cuenca Llanos Orientales. *Geología Colombiana*, 41(2), 215-238.
- Johnston, D. (1992). *Practical Well Testing*. Elsevier.

- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Publishing.
- Microsoft. (2023). *Power BI Documentation*. Recuperado de <https://learn.microsoft.com/en-us/power-bi/>
- Parra, M., et al. (2010). Tectonic controls on Cenozoic foreland basin evolution in the Llanos Basin of Colombia. *GSA Bulletin*, 122(9-10), 1600-1614.
- Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Strecker, M. R., & Sobel, E. R. (2010). The Andean foreland basin of the Eastern Cordillera of Colombia: Response to episodic orogenic loading from the late Eocene onward. *Geological Society of America Bulletin*, 122(9-10), 1401–1423.
- Ramon, J. & Fajardo, J. (2006). Evolución sedimentaria de la Formación Carbonera y su importancia en la exploración petrolera. *Revista Geológica de Colombia*, 31(1), 55-78.
- Rangel, A., et al. (2020). Stratigraphic evolution and petroleum potential of the Llanos Basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 102, 102687.
- Rangel, H., Sarmiento, S., & Parra, J. (2020). *Estructura y evolución tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales*. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Sarmiento, L. F. (2011). *Llanos Basins Vol. 9* (p. 184). Medellín, Colombia: ANH- University EAFIT. Department of Geology.
- Sarmiento-Rojas, L. F. (2019). Stratigraphic framework and petroleum system of the Llanos Basin, Colombia: Insights from sequence stratigraphy and geochemical data. *Marine and Petroleum Geology*, 102, 689-703.

- Sarmiento-Rojas, L. F., Parra, J. G., & Mora, C. A. (2006). Cuantificación del sollevamiento y subsidencia de la Cordillera Oriental y su antepaís mediante análisis de madurez térmica. *Revista de Geología Colombiana*, 31(1), 37–52.
- Sarmiento-Rojas, L. F., Parra, M., Mora, A., y Jaramillo, C. (2019). Tectonic evolution and sedimentary record of the Eastern Cordillera and Llanos Basin of Colombia: Implications for petroleum systems. *Geological Society of America Special Papers*.
- Smith, J., & Pérez, L. (2020). Tectonic evolution of petroleum systems within the onshore Llanos Basin: Insights on the presence of Orinoco heavy oil analogs in Colombia and a comparison with other heavy oil provinces worldwide. *Journal of Petroleum Geology*, 45(3), 123-145.
- Schlumberger & Rockwell Automation. (s.f.). *OFM® (OilField Manager) [Software informático]*. Sensia. <https://www.sensiaglobal.com>
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services.
- Schlumberger. (2015). *Logging While Drilling Technology Overview*. Schlumberger Oilfield Glossary.
- Speight, J. G. (2014). *Heavy and Extra-Heavy Oil Recovery and Upgrading*. Gulf Professional Publishing.
- Takács, G. (2005). *Sucker-Rod Pumping Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Villamil, T. (1999). Campanian–Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 153(1-4), 239–275