

Seguimiento, control, procesamiento e interpretación de datos para pozos exploratorios
no operados por Ecopetrol en la cuenca de los llanos orientales

Nicolas Arturo Tovar Gonzalez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Geólogo

Directora

Dra. Victoria Eugenia Mousalli Díaz

Ingeniera Geóloga y Dra. en Ciencias Aplicadas

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingeniería Físicoquímicas

Escuela De Geología

Bucaramanga

2024

Tabla de contenido

	Pag.
Introducción.....	8
1.Objetivos.....	9
1.1.Objetivo general.....	9
1.2.Objetivos específicos.....	9
2.Presentación de la empresa.....	10
3.Marco Geológico.....	11
3.1.Generalidades de la cuenca y localización.....	11
3.2.Geología Estructural.....	12
3.3.Estratigrafía.....	13
3.3.1.Formación Gacheta y formación Guadalupe (Cretáceo).....	15
3.3.2.Formación Los Cuervos y Formación Barco (Paleoceno).....	15
3.3.3.Formación Mirador (Eoceno tardío).....	16
4.Geología del Petróleo.....	16
4.1.Roca generadora.....	17
4.2.Roca almacén.....	17
4.3.Roca sello.....	17
4.4.Trampa.....	17
4.5.Migración.....	18
4.6.Geoquímica de la cuenca.....	19
5.Marco Teórico.....	19
5.1.Cromatografía de gases (CG).....	19
5.1.1.Gas total 20	
5.1.2.Cromatografía.....	20
5.1.3.Relación C1/C2.....	21
5.1.4.Análisis Pixler.....	21
5.1.5.Saturación de fluidos (FS).....	22
5.1.6.Relaciones de Humedad (Wh), Balance (Bh) y Carácter (Ch).....	22
5.1.7.Crossplot o diagrama cruzado.....	25
5.1.8.Fluorescencia convencional.....	26
5.2.Registros Geofísicos y petrofísica de las rocas.....	28

5.2.1.Registro de Rayos Gamma Ray	28
5.2.2.Registros de Densidad-Neutrón.....	29
5.2.3.Registro Sónico (DT).....	31
5.2.4.Porosidad	32
5.2.5.Resistividad	33
5.2.6.Resistividad de la Formación	33
5.2.7.Saturación de Fluidos.....	34
5.2.8.Volumen de arcilla	35
5.2.9.Ecuación de Archie.....	35
5.3.Reportes para el control y seguimiento de la perforación de un pozo	36
5.3.1.Registro de Evaluación de Formación (Formation Evaluation Log-FEL).	37
5.3.2.Reporte Diario de Operaciones (Operational Daily Report)	38
6.Metodología.....	40
6.1.Elaboración de los registros diarios	40
6.2.Análisis de gases (cromatografía)	47
6.3.Evaluación de formaciones	48
7.Resultados y análisis de resultados	50
7.1.Pozo B1	51
7.2.Pozo T1.....	56
7.3.Pozo Z1.....	59
7.4.Pozo Z2.....	64
8.Conclusiones	73
9.Recomendaciones.....	74
10.Desarrollo de las prácticas empresariales	74
Referencias Bibliográficas	77
Apéndice	79

Lista de Figuras

	Pag.
Figura 1 Ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales	12
Figura 2 Columna Estratigráfica tipo de la Cuenca de los Llanos Orientales.	14
Figura 3 Carta de eventos para la Cuenca de los Llanos Orientales.....	18
Figura 4 Diagrama Pixler.....	22
Figura 5 Análisis de yacimiento utilizando las relaciones de humedad, balance y carácter.....	24
Figura 6 Gráfico Crossplot	26
Figura 7 Fluorescencia versus gravedad del fluido	27
Figura 8 Ejemplo grafico para la relación Gamma Ray-Densidad-Neutrón	31
Figura 9 Registro de Evaluación de Formación.....	38
Figura 10 Reporte Diario de Operaciones	39
Figura 11 Diagrama de flujo explicando un proceso general de perforación	43
Figura 12 Curva de avance Pozo B1.....	46
Figura 13 Metodología para realizar el análisis de cromatografía.....	48
Figura 14 Metodología para realizar la Evaluación de Formaciones	50
Figura 15 Cromatografía para las zonas de interés del Pozo B1	52
Figura 16 Crossplot para las zonas de interés en el pozo B1.....	53
Figura 17	54
Figura 18 Evaluación petrofísica de las Formaciones Mirado y Barco para el Pozo B1	55
Figura 19 Cromatografía para la zona de interés del Pozo T1.....	57
Figura 20 Evaluación petrofísica para el Pozo T1	58
Figura 21 Cromatografía para la zona de interés del Pozo Z1.....	61
Figura 22 Crossplot para las manifestaciones del pozo Z1	62
Figura 23 Evaluación de Formación para el Pozo Z1.....	63
Figura 24 Cromatografía para las zonas de interés del Pozo Z2	65
Figura 25	67
Figura 26 Crossplot de la Formación Mirador para el pozo Z2.....	69
Figura 27 Análisis Pixler de la Formación Barco del pozo Z2.....	70
Figura 28 Evaluación de Formación para el Pozo Z2.....	71

Lista de Tablas

	Pag.
Tabla 1 Relación C1/C2 con el tipo de Hidrocarburo	21
Tabla 2 Prognosis previa a la perforación del pozo B1	44
Tabla 3 Desarrollo de las prácticas empresariales.....	75

Lista de Apéndices

	Pag.
Apéndice A. Certificado de prácticas en Ecopetrol.....	79

Resumen

Título: Seguimiento, control, procesamiento e interpretación de datos para pozos exploratorios no operados por Ecopetrol en la cuenca de los llanos orientales*

Autor: Nicolas Arturo Tovar Gonzalez**

Palabras Clave: Cromatografía, Evaluación de formaciones, Llanos Orientales, Exploración, Hidrocarburos

Descripción:

El objetivo del trabajo de grado es realizar los diferentes análisis y controles a cuatro pozos exploratorios no operados por Ecopetrol a lo largo de su perforación y obtener toda la información posible sobre el tipo de hidrocarburos presentes, estado del pozo, actividades futuras, supervisar la prognosis diariamente y dar resultados finales justo antes de iniciar la etapa productiva con el fin de entregar informes relacionados a la productividad del pozo.

El proyecto está estructurado con base a tres fases principales:

El reporte diario de las actividades del pozo con la intención de mantener un control y seguimiento constante sobre lo sucedido en el pozo desde el inicio hasta el final de la perforación.

El procesamiento de gases en la plataforma de Techlog para realizar la evaluación de gases y así poder obtener los posibles tipos de hidrocarburos disponibles en cada una de las zonas de interés presentadas en las formaciones con manchamientos importantes de hidrocarburos.

Usar la petrofísica de las rocas y los datos provenientes de la perforación para reconfirmar la presencia de hidrocarburos en las zonas de interés usando la ecuación de Archie para encontrar la saturación de Agua y a partir de allí la saturación de hidrocarburo o gas en las rocas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Victoria Eugenia Mousalli Díaz. Doctora en Ciencias aplicadas.

Abstract

Title: Monitoring, control, processing and interpretation of data for exploratory wells not operated by Ecopetrol in the Eastern plains basin*.

Author: Nicolas Arturo Tovar Gonzalez**

Keywords: Chromatography, Formation Evaluation, Eastern Plains, Exploration, Hydrocarbons

Description:

The objective of the degree work is to perform the different analysis and controls to four exploratory wells not operated by Ecopetrol along its drilling and obtain all possible information about the type of hydrocarbons present, well status, future activities, monitor the prognosis daily and give final results just before starting the productive stage in order to deliver reports related to the productivity of the well.

The project is structured based on three main phases:

The daily reporting of the well activities with the intention of keeping a constant control and follow-up on what happened in the well from the beginning to the end of drilling.

The processing of gases in the Techlog platform to perform gas evaluation and thus be able to obtain the possible types of hydrocarbons available in each of the zones of interest presented in the formations with significant hydrocarbon staining.

Use rock petrophysics and drilling data to reconfirm the presence of hydrocarbons in the zones of interest using the Archie equation to find the Water saturation and from there the hydrocarbon or gas saturation in the rocks.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physics-Chemistry. School of Geology. Director: Victoria Eugenia Mousalli Díaz. PhD in Applied Sciences.

Introducción

El presente proyecto se ejecuta durante las prácticas empresariales en el periodo 2023-2 con una duración de 6 meses (12 de Julio de 2023 hasta el 12 de enero de 2024) en la empresa Ecopetrol S.A. La realización de las prácticas empresariales son una manera de poner en práctica todos los conocimientos adquiridos a lo largo de la formación universitaria y verlos reflejados en la realidad profesional. Para este caso, Ecopetrol en su vicepresidencia de exploración (VEX) se encargó de establecer las diferentes actividades a realizar durante las prácticas empresariales con relación a la geología de operaciones y petrofísica.

Un geólogo de operaciones es una adición valiosa para el equipo de trabajo en la perforación de un pozo exploratorio debido a que sus actividades se concentran durante la perforación e incluso después de la etapa de completamiento en donde sus responsabilidades van a estar centradas en supervisar la información suministrada por las diferentes compañías contratistas, mantener un control de calidad de los registros, reportar diariamente el proceso del pozo y realizar una interpretación de los resultados generados por medio de plataformas especializadas como Techlog. En estas circunstancias, el presente trabajo propone mostrar las diferentes etapas por las que un geólogo de operaciones en Ecopetrol pasa a lo largo de la perforación de distintos pozos exploratorios, desde el seguimiento diario hasta el procesamiento e interpretación de la cromatografía y registros eléctricos con la intención de localizar y sugerir distintas zonas para la extracción de hidrocarburo o gas productivo en la Cuenca Llanos Orientales. Para el estudiante de geología, poder aplicar los diferentes conceptos teóricos de manera práctica y al mismo tiempo, poder hacer parte de un equipo de trabajo es una excelente forma de iniciar un camino profesional mucho más sólido.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Realizar el seguimiento, control y procesamiento de registro de pozos exploratorios no operados por Ecopetrol en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante herramientas como Techlog y plantillas (FEL, DDR, GDR), con el fin de ubicar zonas de hidrocarburos e informar la continuidad de la perforación.

1.2. Objetivos específicos

Recopilar los datos de perforación diaria por medio del registro grafico compuesto, FEL y registro diario de perforación para generar un reporte diario sobre las actividades del pozo

Generar registro de análisis de relación de gases con base en el procesamiento de datos de Techlog y así entregar un informe con las posibles zonas de hidrocarburo en los pozos

Realizar la evaluación petrofísica de formaciones con el fin de confirmar zonas de hidrocarburo presentes en el pozo.

2. Presentación de la empresa

Conocida por primera vez como Empresa Colombiana de Petróleos, surgió de la reversión al Estado Colombiano de la Concesión de Mares, el 25 de agosto de 1951. La empresa asumió los activos revertidos de La *Tropical Oil Company* que en 1921 inició su actividad petrolera en Colombia con el campo La Cira-Infantas en el valle medio del Rio Magdalena. La compañía emprendió actividades en la cadena del petróleo como una empresa industrial y comercial del estado, con el encargo de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación y fue creciendo en la medida en que otras concesiones revirtieron y fueron incorporadas a su operación. Para 1961 asumió el manejo de la refinería de Barrancabermeja y trece años después compro la refinería de Cartagena. En 1970 adopto su primer estatuto orgánico ratificando su naturaleza de empresa industrial y comercial del estado, vinculada al ministerio de Minas y Energía.

En el año 1983 se descubrió el Campo Caño Limón, en asociación con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.200 millones de millones de barriles (datos declarados en Julio de 1983) lo que lleva a Colombia a ser exportador de petróleo nuevamente en 1986.

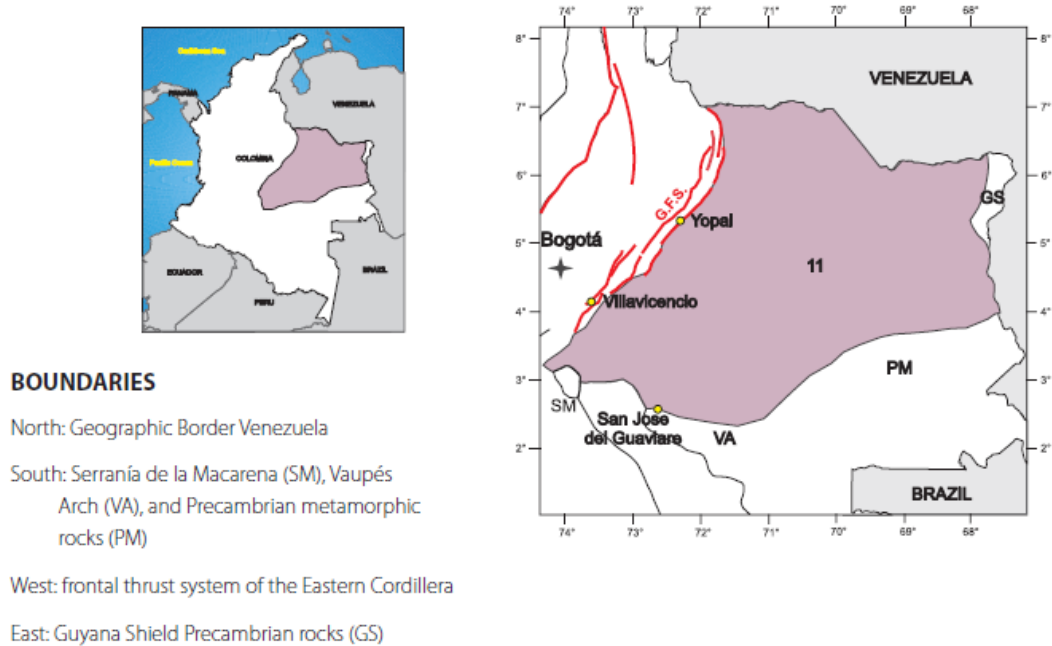
Para 2003 con la expedición del decreto 1760 del 26 de junio la empresa se convirtió en Ecopetrol S.A, para así desvincularse como administrador del recurso petrolero e iniciar su nueva era de mayor autonomía. Actualmente es un grupo integrado de energía, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos (exploración, producción, transporte, refinación y comercialización) y en infraestructura lineal, tanto en transmisión de energía como en concesiones viales, y espera seguir diversificándose hacia negocios que le permitan continuar reduciendo su huella de carbono y avanzar en el cumplimiento de su meta de ser una compañía de cero emisiones netas de carbono al 2050. (Ecopetrol S.A, 2024)

3. Marco Geológico

A continuación, se hará una recapitulación de los diferentes aspectos presentes para el área de estudio identificada como la Cuenca de los Llanos Orientales en donde se desarrolló la exploración de los pozos estudiados en este trabajo y sus resultados pertinentes.

3.1. Generalidades de la cuenca y localización

La Cuenca de los Llanos Orientales se localiza al noreste de Colombia (Ver figura 1). Se trata de una cuenca subandina de antepaís, la cual limita geomorfológicamente con la Cuenca Barinas - Apure al norte: la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur: el Escudo de Guyana al este y el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste. Su extensión aproximada es de 225.603 Km² (Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2012). Su historia geológica evolutiva inicia en el Paleozoico con una fase de tipo extensional o *rifting* lo que permitió que diferentes sedimentos siliciclásticos se cumularan sobre un basamento cristalino del precámbrico. Mas adelante, entre el Jurásico – Cretácico tardío la cuenca fue una extensión oriental de un gran sistema extensional cubierto por diferentes depósitos de plataforma marina. Desde el inicio del Maastrichtiano se convierte en una cuenca antepaís y del Mioceno a tiempos recientes se han acumulado grandes volúmenes de sedimentos molásicos (ANH, 2012).

Figura 1*Ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales*

Nota. Tomado de: Barrero et al., 2007

3.2. Geología Estructural

Según Linares (2003), citado por Jaimes Sandoval (2019), la cuenca se caracteriza por presentar grandes fallas de cabalgamiento, pliegues apretados ubicados en el Piedemonte, fallas normales con poco desplazamiento y plegamientos suaves al oriente en el antepaís.

De acuerdo con Cooper (1995), citado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012), la Cuenca de los Llanos Orientales está centrada en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental. Además, la evolución estructural resumida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012) establece que es una cuenca de antepaís (*foreland*) desarrollada entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente

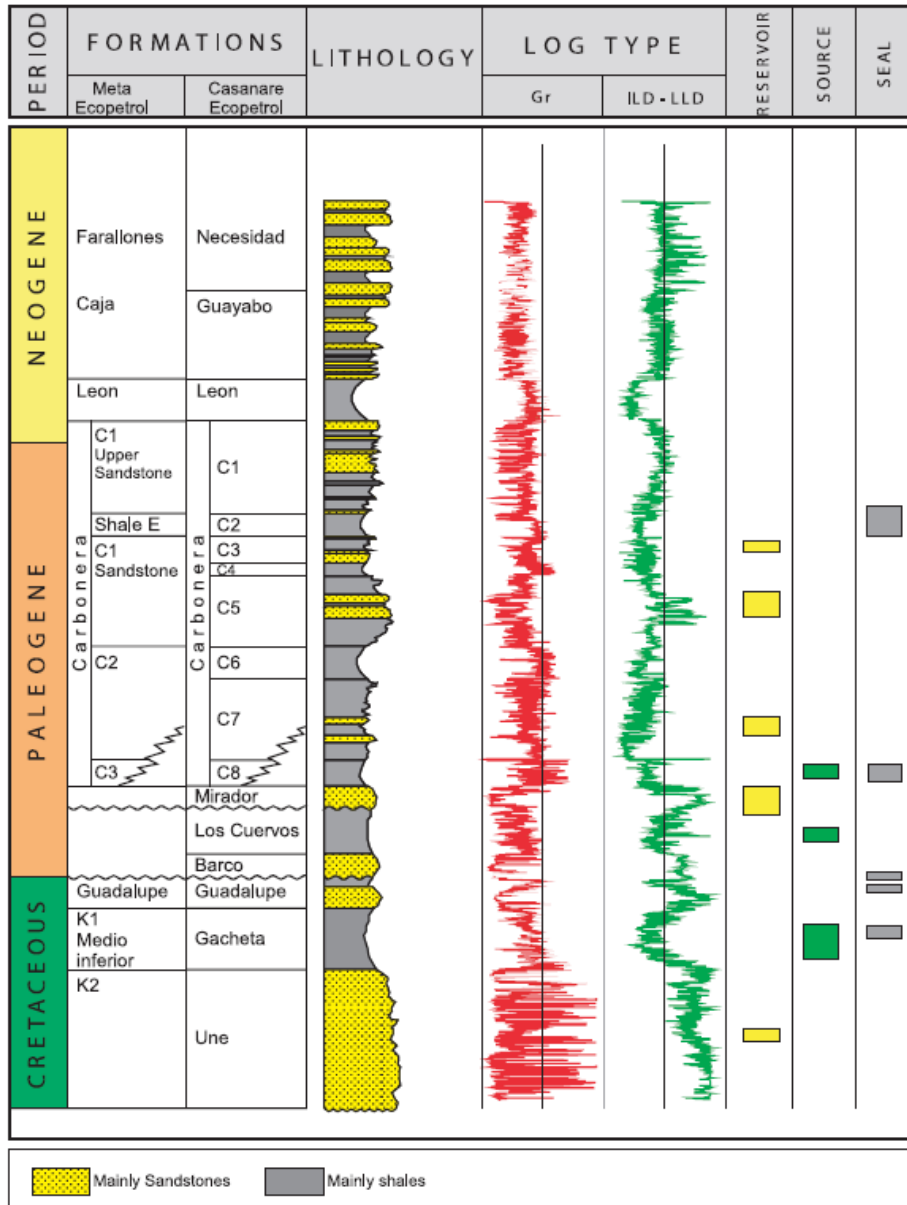
precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas. Desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mioceno – Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca asociada de antepaís.

3.3. Estratigrafía

La sección estratigráfica perforada para cada uno de los pozos de estudio está orientada por la nomenclatura general con base a las formaciones de mayor contenido de hidrocarburo, Sin embargo, en la Figura 2 se puede apreciar la estratigrafía completa generalizada de la cuenca. A continuación, se explican las formaciones geológicas en orden descendente, más relevantes para los pozos exploratorios perforados y objeto de estudio de este trabajo.

Figura 2

Columna Estratigráfica tipo de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Tomado de (Barrero et al., 2007).

3.3.1. Formación Gacheta y formación Guadalupe (Cretáceo)

La Formación Gacheta representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el oriente y sureste, pasando encima del Escudo de Guyana. Se constituye de intercalaciones de lutitas de colores gris a gris oscuro y areniscas a menor cantidad, pero con contenido variable de glauconita. Esta formación resalta por ser productora en varios campos de la cuenca debido a la presencia de lutitas marino-continentales con un gran contenido de materia orgánica, lo que da paso a rocas generadoras. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012)

La Formación Guadalupe consiste en una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012)

3.3.2. Formación Los Cuervos y Formación Barco (Paleoceno)

Estas formaciones se explican juntas debido a la formación en la misma época y su misma depositación en un ambiente de planicie costera durante el Paleoceno tardío, la Formación Los Cuervos se caracteriza por sufrir procesos erosivos, y, la Formación Barco se caracteriza por tener características de roca almacén (junto a Gacheta, Une, Carbonera y Mirador), teniendo en las areniscas porosidades de 2% a 25% (Lozano & Zamora, 2014).

La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a arcillolitas de color castaño a gris claro y tonalidades blancas amarillentas, intercaladas con areniscas de color blanco, de grano muy fino a medio. Por otro lado, la Formación Barco se compone de areniscas de color

blanco a castaño y tamaños de grano fino a muy fino, bien calibradas. Según Pavas et al., (2008) adaptado de Cooper, et al, op cit “Las formaciones Barco y Los Cuervos se depositaron más al este que la Formación Guaduas probablemente debido a la combinación de la trasgresión y carga sobre la cuenca de antepaís, causados, a su vez, por deformación en las Cordilleras Central y Occidental”.

3.3.3. Formación Mirador (Eoceno tardío)

La sedimentación de esta formación tuvo lugar en el transcurso del Eoceno tardío, hace aproximadamente 38 millones de años. Además, se extendió hacia el sur y el este de la cuenca de antepaís y cubrió áreas más extensas hacia el este que las que las formaciones Barco y Los Cuervos. Se conforma de areniscas masivas con intercalaciones menores de lodolitas. Las areniscas son cuarzosas, raras veces se presentan feldespáticas y ocasionalmente glauconíticas. En la mayor parte de la cuenca presentan un aspecto fluvial. (Pavas et al., 2008)

4. Geología del Petróleo

De manera general en la Cuenca de los Llanos Orientales se recuperaron más de 1.500 millones de barriles de petróleo hasta 2007 y se han descubierto dos campos gigantes, tres mayores y más de quince campos menores. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007) Algunos de estos campos productivos se les conoce como Rubiales, Caño Limón y Cusiana-Cupiagua. Para 2008 se dio un acumulado histórico de 3.064.834.530 de barriles de petróleo y una producción de gas de 462.467.708 (KPC)

El motivo por el cual esta cuenca ha sido de gran importancia para la historia de Colombia en el ámbito de los hidrocarburos se revela gracias al sistema petrolífero que posee, que será explicado a continuación y mostrado en la Figura 3.

4.1. Roca generadora

Las rocas generadoras para la Cuenca de los Llanos Orientales están de hecho, localizadas debajo del flanco este de la Cordillera Oriental. Son lutitas marino-continentales de la Formación Gacheta con querógeno tipo II y III, una fuente principal de Carbono Orgánico Total (COT) que oscila entre el 1% y el 3% y entre 150 y 300 pies de espesor efectivo. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007).

4.2. Roca almacén

Las areniscas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7), Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica varios intervalos de areniscas son también excelentes yacimientos como la formación Guadalupe. El rango de porosidad decrece entre el 30 al 10% hacia el oeste. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007)

4.3. Roca sello

La Formación León es el sello más joven de la Cuenca de los Llanos Orientales (Pavas et al., 2008). La unidad C-8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como el sello regional de la cuenca, pero por su extensión el mejor sello es la Unidad Carbonera C-2. Se reconocen las unidades pares de la Formación Carbonera como sellos locales, así como las formaciones Cretácicas Gacheta y Guadalupe (lutitas interestratificadas) que pueden ser autosellantes (intraformacionales). (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007)

4.4. Trampa

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado principalmente en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve,

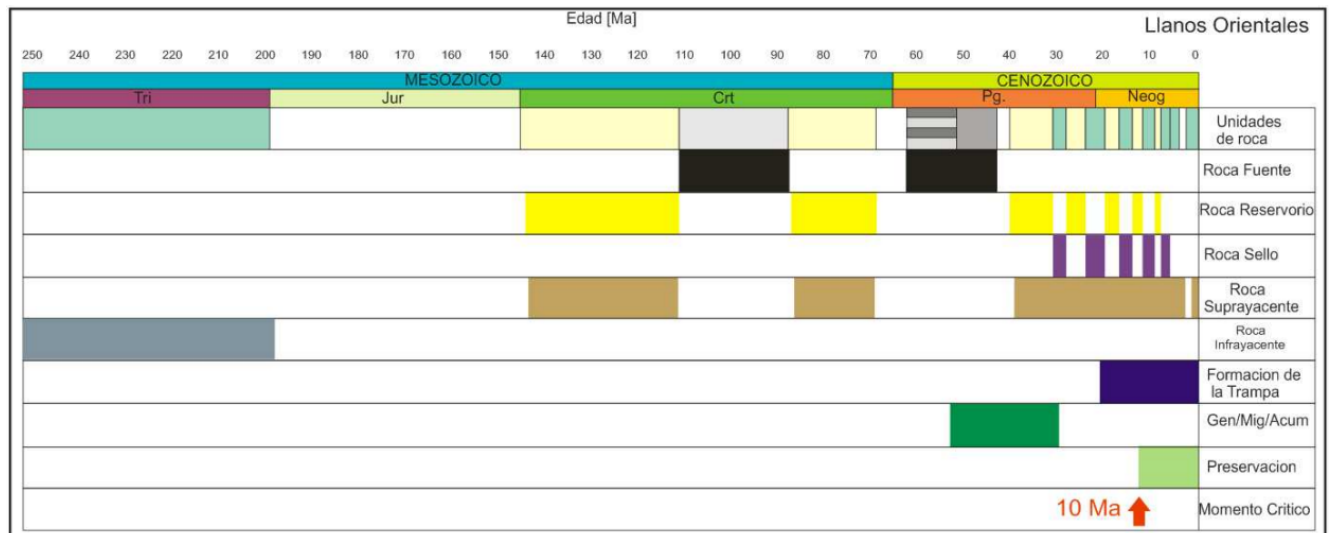
así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007)

4.5. Migración

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007)

Figura 3

Carta de eventos para la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y

acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico. Tomado de (García Gonzalez et al., 2009)

4.6. Geoquímica de la cuenca

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2007), Hay una distinción amplia entre los tipos de crudo en la zona, que varían desde aceite pesado a condensado, además, no hay una relación directa entre la profundidad del yacimiento y la gravedad API. La ANH afirma también que los aceites de mejor calidad se encuentran en el piedemonte (condensado de Cusiana) y en la parte norte de la cuenca (aceite liviano de Caño Limón). En general, la mayor parte de la secuencia estratigráfica es inmadura según la ANH, 2007, aunque, en el piedemonte la secuencia alcanza la ventana de generación de aceite y gas anticipadamente, lo cual produce el condensado que se encontró en Cusiana y es similar al encontrado en los pozos exploratorios estudiados y procesados, debido a que presentan en la Formación Mirador un tipo de Querógeno I (Cusiana) y III, además de un COT de 4-40% y una maduración temprana con edad de Eoceno tardío.

5. Marco Teórico

5.1. Cromatografía de gases (CG)

La medición de gases es un procedimiento fundamental para el control e interpretación de los pozos exploratorios, ya que gracias a estos se pueden generar distintas respuestas sobre el tipo de hidrocarburo presente en el pozo y se refuerza el resultado al unirlo con una evaluación petrofísica. Aunque la medición de gases no sea cuantitativa debido a su dependencia de otros factores externos como el tipo y peso del lodo, la tasa de perforación, entre otros; aun así, permite

dar resultados cualitativos como el carácter del gas y zonas con anomalías de este, por medio de las mediciones de gas total y cromatografía. (Ecopetrol, 2016)

A continuación, se mostrarán algunos conceptos necesarios para el procesamiento y la interpretación de los gases.

5.1.1. Gas total

Es la medición total de gas presente en la muestra de lodo y está representado en porcentaje de 0% a 100%. Su utilidad se da en el control de calidad (separar las anomalías de gas) e identificar las zonas con mayor presencia de gas y si son potenciales de hidrocarburos. Se da por medio de la suma de todos los componentes ($C1 + C2 + C3 + iC4 + nC4 + iC5 + nC5$) o directamente desde el cromatógrafo de alta resolución.

5.1.2. Cromatografía

Es el contenido de gases liberados (obtenidos por la ruptura de la roca) de la muestra de lodo y se discriminan en los componentes importantes como metano, etano, propano, i-n-butano, i-n-pentano ($C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5$). Son interpretados en ppm y su importancia es la de complementar las lecturas de Gas Total en la identificación de zonas potenciales de hidrocarburos. (Ecopetrol, 2016)

El análisis de cada componente y la relación entre los mismo ayuda a tener una identificación inicial sobre el tipo de hidrocarburo encontrado. Las diferentes relaciones se encuentran a continuación:

5.1.3. Relación C1/C2

Es la relación más usada para indicar la composición del petróleo de la zona, sea crudo o gas, o indicar si es o no productiva e inclusive la gravedad de este, lo anterior, se muestra en la tabla 1.

Tabla 1

Relación C1/C2 con el tipo de Hidrocarburo

Relación C1/C2 (Adimensional)	Gravedad API	Tipo de fluido	Color natural	Color de la fluorescencia
2-4	10-15	Crudo de baja gravedad	Marrón oscuro a negro	Marrón rojizo a naranja
4-8	15-35	Crudo de gravedad media	Marrón claro a medio	Crema a amarillo, oro, verde
8-15	>35	Crudo de alta gravedad	Claro	Blanco azulado, azul
10-20	>45	Condensado de gas	Gasolina	Violeta / Ninguno

Nota. En la tabla se muestran las diferentes relaciones entre C1/C2, la gravedad API y las observaciones de color en las rocas impregnadas con HC. Fuente: Adaptado de Hawker, 2002.

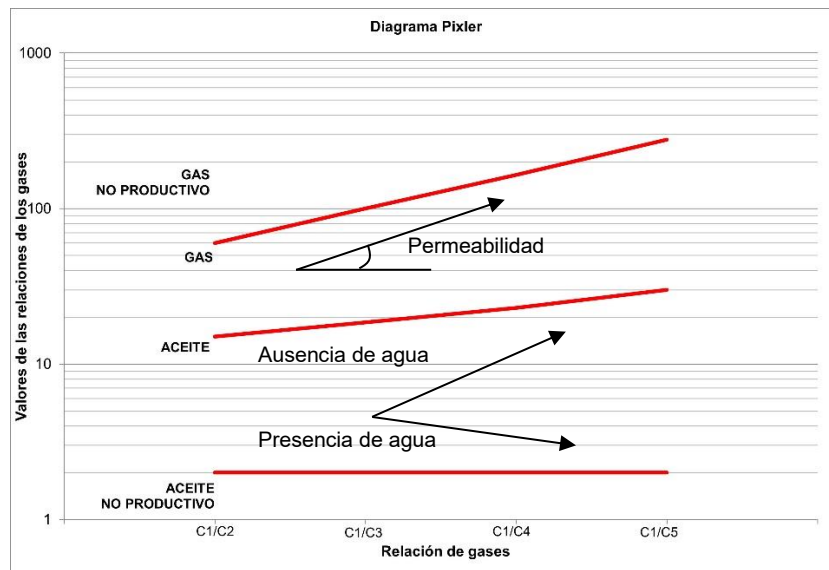
5.1.4. Análisis Pixler

Es el análisis de las relaciones entre los componentes C1 a C5. Ayuda para deducir el tipo de fluido generado por la relación C1/C2, permeabilidad que se lee por la pendiente de la línea

formada por las relaciones a una misma profundidad y la presencia de agua según la pendiente entre C1/C3 y C1/C4. Ver figura 4

Figura 4

Diagrama Pixler



Nota. El diagrama Pixler viene acompañado de una tabla interactiva para posicionar los valores de los gases y mostrar únicamente las áreas con las zonas de interés en la formación.

5.1.5. Saturación de fluidos (FS)

Es una indicación de la presencia de agua en la formación. Si el resultado es negativo hay zona de aceite y positiva cuando es zona de agua. Se puede estimar usando la ecuación 1

$$FS = \frac{C1}{C3} - \frac{C1}{C4} \quad \text{Ecuación 1}$$

5.1.6. Relaciones de Humedad (Wh), Balance (Bh) y Carácter (Ch)

Una ventaja de la utilización de estas relaciones es que pueden ser calculadas de inmediato a medida que avanza la perforación y se penetra en el yacimiento, pudiendo ser representadas

gráficamente en papel o en gráficos en pantalla en tiempo real. Esto permite una evaluación inmediata y permite que sean identificadas diferentes zonas y contactos al tiempo que se perfora el yacimiento. (Hawker, 1997)

Las tres relaciones no presentan unidades de medidas específicas, se representan como valores adimensionales y su función conjunta para la determinación de gas seco, húmedo o condensado se muestra en la Figura 5.

Humedad (Wh): en pocas palabras entre más aumente la relación, el gas pasa desde seco (<0.5) hasta húmedo (0.5-17.5) (mayor concentración de gases pesados) y luego pasa a crudo (17.5-40), aumentando cada vez mas de crudo ligero, medio a alto hasta crudo residual (> 40), es decir, a mayor humedad se disminuye la gravedad API, sin embargo, para la Cuenca de los Llanos Orientales el *cutoff* se amplía de 40 a 75 aproximadamente quedando el crudo de 17.5 a 75 y crudo residual a >75. (Hawker, 1997) Su fórmula se presenta en la ecuación 2:

$$Wh = \left(\frac{C2+C3+C4+C5}{C1+C2+C3+C4+C5} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 2}$$

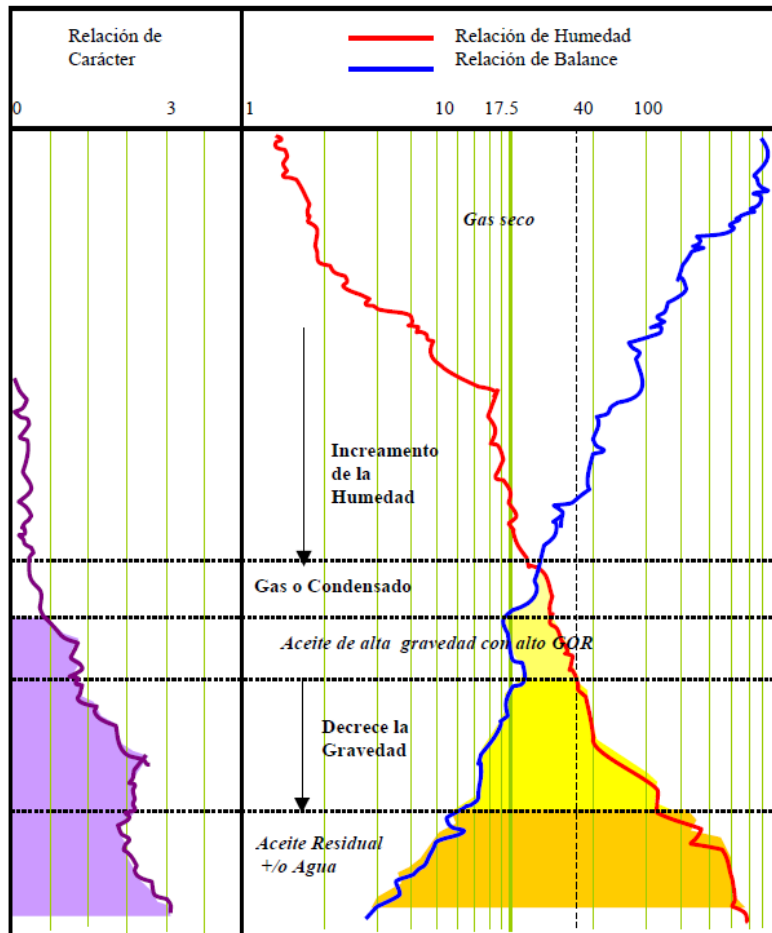
Balance (Bh): Se presenta como una comparación directa entre hidrocarburos pesados y livianos. Se usa junto a la humedad y se genera por medio de la ecuación 3:

$$Bh = \left(\frac{C1+C2}{C3+C4+C5} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Las dos relaciones anteriores se pueden usar conjuntamente para determinar gas productivo, no productivo o crudo productivo y no productivo.

Figura 5

Análisis de yacimiento utilizando las relaciones de humedad, balance y carácter



Nota. En este diagrama generalizado para la relación Balance-Humedad-Carácter (Unidades adimensionales) no se muestra el *cutoff* usado para La Cuenca de los Llanos Orientales que es de 17.5 a 75 para crudo. Tomado de Hawker, 1997.

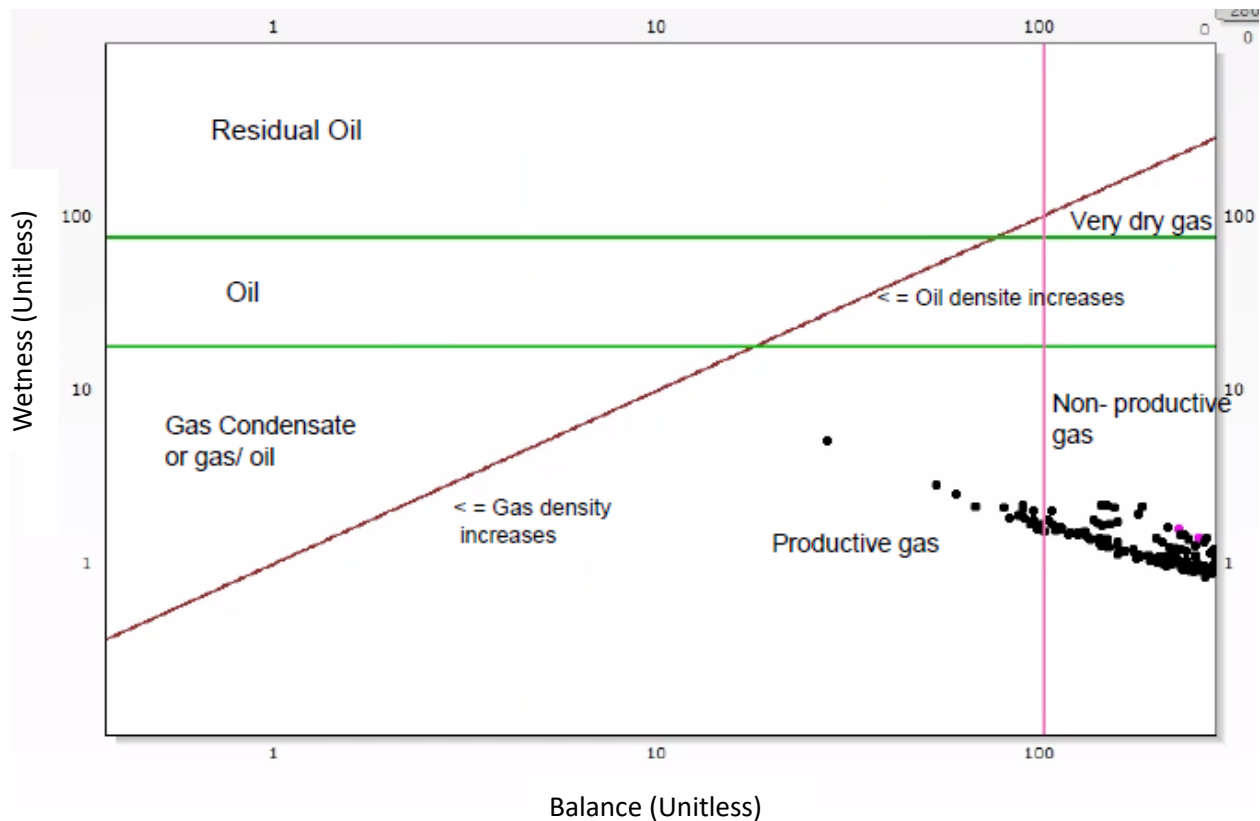
Carácter (Ch): Es un complemento para las relaciones de humedad y balance que hace énfasis en determinar si el producto encontrado se encuentra en una fase líquida productiva, de manera que el gas indicado por la relación de humedad está asociado al crudo ligero ($Ch > 0.5$) o la presencia de una fase de gas productiva, bien sea gas húmedo o condensado de gas ($Ch < 0.5$). Se determina por medio de la siguiente ecuación (ecuación 4) (Hawker, 1997):

$$Ch = \frac{C4+C5}{C3} \quad \text{Ecuación 4}$$

5.1.7. *Crossplot o diagrama cruzado*

Para la elaboración de los informes finales se realizaron los diagramas Crossplot con la información de Humedad/Balance y Carácter con el fin de representar los resultados de una manera mucho más visual. En definición, este diagrama cruzado se presenta como una gráfica bidimensional, elaborada mediante Techlog, en donde se establece una variable puesta en escala en la dirección vertical (Humedad o Wetness) y la otra en el eje horizontal (Balance). Es posible representar dimensiones adicionales utilizando colores o símbolos en los puntos de medición como en este caso el uso del Carácter o Character para identificar la fase líquida o gaseosa en la que se encuentra el hidrocarburo a una profundidad determinada. Un ejemplo se muestra en la Figura 6

La importancia de este gráfico radica en resumir todas las relaciones de los gases en un solo gráfico de fácil lectura donde según algunos cutoff establecidos por Ecopetrol se puede identificar si el hidrocarburo percibido es aceite residual, gas productivo, gas seco, aceite productivo, condensado o aceite productivo.

Figura 6*Gráfico Crossplot*

Nota. La ubicación de los puntos es definida por la relación Humedad/Balance y el color negro (Aceite) o fucsia (gas) se define por el Carácter.

5.1.8. *Fluorescencia convencional*

A la hora de realizar una descripción por fluorescencia es importante aclarar que una fluorescencia menos brillante u opaca puede ser evidencia de una formación acuífera. Si, por ejemplo, se ha observado una fluorescencia brillante azulosa en la sección del yacimiento que luego se torna muy mate, es probable que el pozo haya pasado por el contacto petróleo/agua y con ayuda de esta fluorescencia también es posible analizar la gravedad del crudo, a menor API, más

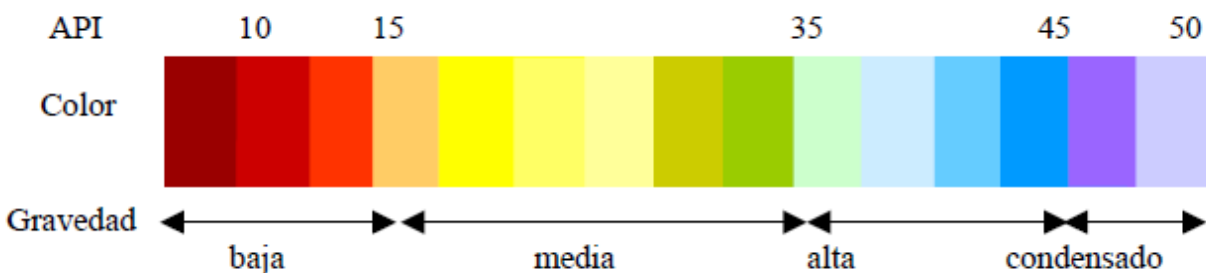
oscura y menos intensa será la fluorescencia, una guía base para estas tonalidades se presenta en la figura 7. (Hawker, 1997)

La fluorescencia indica que hay hidrocarburos, pero no necesariamente que se puedan explotar comercialmente, ya que también el petróleo y el gas residuales, o las formaciones con petróleo en agua producen fluorescencia, por esto es indispensable acompañar las descripciones con los análisis de cromatografía y evaluación petrofísica de la formación.

Durante la descripción de las fluorescencias se van a tener 3 diferentes, la fluorescencia directa que es la primera que se observa a simple vista después de exponer la muestra a luz ultravioleta, la fluorescencia efectiva o al corte sucede cuando la muestra es expuesta a un solvente para lixiviar el ripio y se expone a la luz UV, se analiza la velocidad, movilidad y permeabilidad del fluido. Por último, el anillo residual es el color de la fluorescencia que se encuentra en los bordes que emite el ripio.

Figura 7

Fluorescencia versus gravedad del fluido



Nota. Escala colorimétrica para la fluorescencia. Tomado de: Hawker, 1997.

5.2. Registros Geofísicos y petrofísica de las rocas

Los registros geofísicos de un pozo se caracterizan por ser la información base que se obtiene durante la perforación, con los cuales se pueden determinar las diferentes propiedades físicas de las rocas. Tienen como objetivos principales la determinación de las características de la formación (Porosidad, Resistividad, saturación de agua y saturación de hidrocarburos), determinar el diámetro del agujero, cambios litológicos, desviaciones, entre otros. Por otro lado, estos parámetros son útiles para definir el potencial de un yacimiento, algunos de estos son: la porosidad, saturación de agua y la permeabilidad. (Garduza Rueda, 2019). A continuación, se describen brevemente algunos de ellos, que serán de importancia durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

5.2.1. Registro de Rayos Gamma Ray

Es uno de los registros pasivos principales para tomar en un paquete de registros eléctricos, al ser pasivo se caracteriza por recibir las emisiones naturales de rayos gamma de las formaciones. Un uso importante en las formaciones sedimentarias es reflejar el contenido de arcilla debido a la concentración de elementos radioactivos en las mismas (Figura 8).

Sus principales aplicaciones son para detectar marcas o trazadores radioactivos, correlacionar e indicar arcillosidad, calcular el volumen de arcilla (V_{sh}), tamaños de grano y diferenciar porosidades. (Thomas & Clinch, 2011)

Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (V_{sh} / V_{cl}), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados y se lee de izquierda a derecha.

Si el GR es bajo (valores cercanos a 0); indica bajo contenido de arcilla y si es alto (mayor a 100 API) indica alto contenido de arcilla, las respuestas típicas (Generalizadas) en la lectura de este registro son de 90 o más GAPI para Lutitas, 48 GAPI para Lutitas arenosas y 15 GAPI en arenas limpias. La unidad de medida es en unidades API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100-150 o 300 API dependiendo del tipo de roca. (Garduza Rueda, 2019)

5.2.2. Registros de Densidad-Neutrón

Registro Densidad (RHOB): Su uso principal es para determinar la porosidad de forma indirecta relacionada a la densidad de la roca, pero también es usado para litología, identificar presiones anormales, y fracturas. Como unidades de medida utiliza g/cm³ y los valores promedio van de 1.9 a 2.9 g/cm³ en matriz arenisca. (Ver Figura 8) Algunos autores la describen como:

Es una sonda que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la roca.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido está en función del número de electrones por cm³ y este se relaciona con la densidad real del material (Garduza Rueda, 2019)

Registro Neutrón (NPHI): Este registro reacciona con los fluidos, matriz y las arcillas principalmente, también ayuda en determinar porosidad de forma indirecta, litologías, análisis del contenido de las arcillas y si se une con el Densidad se puede detectar gas y/o hidrocarburo. (Ver Figura 8)

Responde a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Por lo cual, en zonas limpias con poros saturados de agua o aceite el registro reflejara la cantidad de porosidad saturada de

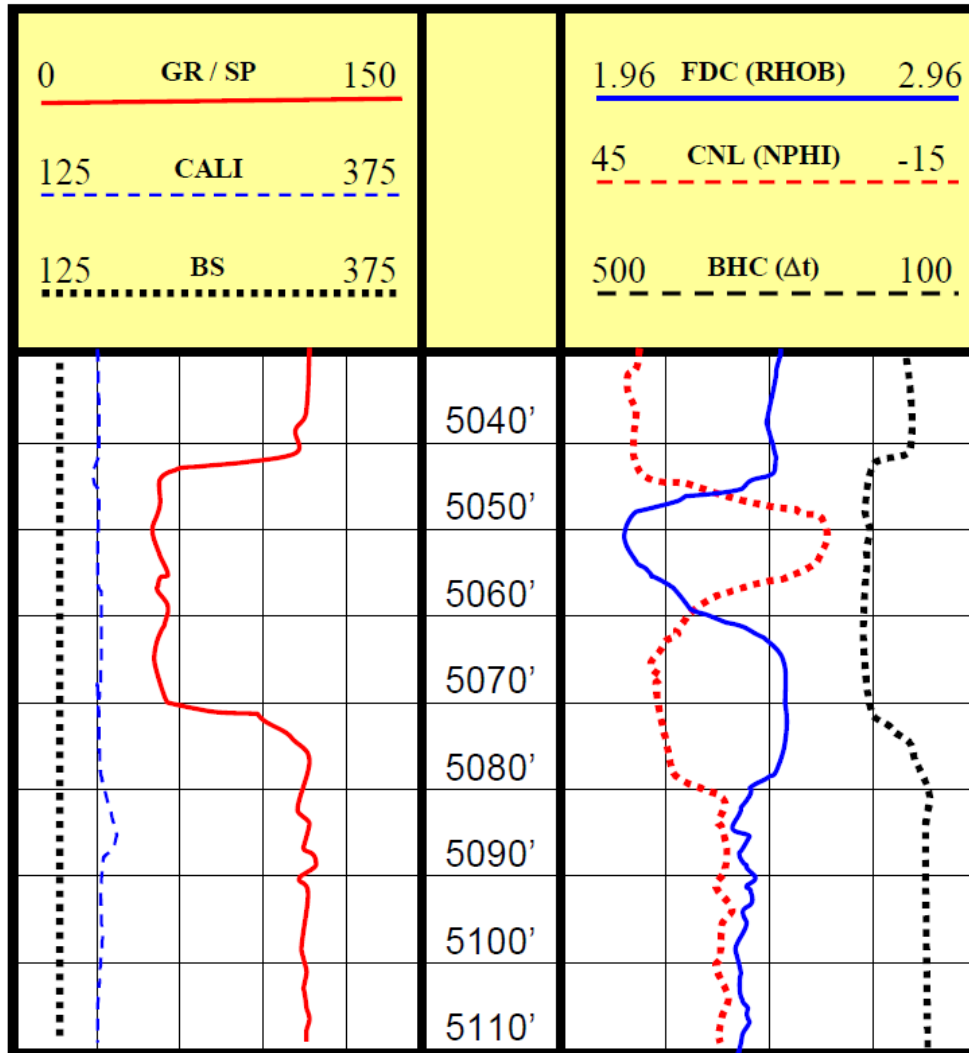
fluido. (Shlumberger, n.d.). Como unidades de medida utiliza ft^3/ft^3 y los valores promedio van de 0.45 a -0.15 ft^3/ft^3 en matriz arenisca.

Funciona debido a que “La fuente emite neutrones que chocan con núcleos atómicos más grandes con poca pérdida de energía. pero pierden energía en colisiones con átomos de H, que tienen aproximadamente la misma masa que los propios neutrones”. (Thomas & Clinch, 2011)

La herramienta de densidad es usualmente corrida con el neutrón para ayudar a una interpretación rápida, estos deben ser presentados en escalas compatibles, lo que significa que en presencia de ciertas litologías o fluidos las curvas deben tener un comportamiento característico.

Figura 8

Ejemplo grafico para la relación Gamma Ray-Densidad-Neutrón



Nota. Ejemplo grafico sobre el uso combinado entre los registros Densidad/Neutrón y Gamma Ray. Tomado de: (Perfilaje de pozos, 2022)

5.2.3. Registro Sónico (DT)

Es un registro activo donde el transmisor emite un pulso de sonido con la intención de recibir el pulso a cierta distancia. (Thomas & Clinch, 2011)

Su principio físico es el mismo método sísmico, es decir, mide la velocidad del sonido en las ondas que traspasan el pozo. La herramienta (BHC) posee un emisor de ondas de dos a cuatro receptores y se mide el tiempo de tránsito de arribos de las ondas primarias, secundarias y las *stoneley*. (Garduza Rueda, 2019)

Si la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito de ondas acústicas dentro de la formación será mayor; esto se debe que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, debido a que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por lo tanto, la curva de DT se desviará hacia la izquierda. (Garduza Rueda, 2019)

Algunas de sus utilidades son correlacionar datos sísmicos, determinar porosidad, fracturas, gas y establecer características mecánicas de las rocas. (Garduza Rueda, 2019)

5.2.4. Porosidad

La porosidad absoluta (PHIA o ϕ_a): es el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros (comunicados + no comunicados) entre el volumen total de roca, (ecuación 5) (Garduza Rueda, 2019):

$$\Phi_{Absoluta} = \frac{VP [m^3, Volumen de poros totales]}{VT [m^3, Volumen total de la roca]} \quad \text{Ecuación 5}$$

La porosidad efectiva (PHIE o ϕ_e): Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de roca, como se muestra en la ecuación 6 (Garduza Rueda, 2019):

$$\Phi_e = \frac{VPC [m^3, \text{Volumen de poros comunicados}]}{VT [m^3, \text{Volumen total de roca}]} \quad \text{Ecuación 6}$$

5.2.5. Resistividad

“La resistividad es la habilidad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. La unidad es el ohm-m”. (Garduza Rueda, 2019)

La medición de la resistividad durante la perforación del pozo presenta un uso importante con referencia a la identificación de zonas con hidrocarburo, debido a que en las zonas permeables con agua dulce se presentará un valor alto de resistividad, pero la matriz de la roca, el aceite y el gas se caracteriza por ser aislantes eléctricos, por lo que no habrá una actividad de conductividad. En resumen, el gas y el aceite no conducen corriente eléctrica así que es imposible distinguirlos de la matriz de la roca con base a este parámetro físico, sin embargo, estos fluidos llenan los poros de la formación y desplazan el agua conductiva contenida en la formación; con lo anterior, los datos registrados en una formación impregnada de HC se verán con un patrón tortuoso.

5.2.6. Resistividad de la Formación

Experimentalmente la resistividad de una formación saturada con agua se puede expresar como proporcional a la resistividad del agua con la cual está saturada. Para esto se usa la constante de proporcionalidad llamada Factor de Formación aplicándola en la ecuación 7:

$$F = R_o/R_w \quad \text{Ecuación 7}$$

donde **R_o** es la resistividad de la roca 100% saturada con agua y **R_w** la resistividad del agua de formación (Shlumberger, n.d.). Se debe tener en cuenta que lo anterior se modifica con la porosidad, es decir, si la porosidad disminuye, la cantidad de agua disponible para conducir la

corriente eléctrica disminuye también lo que genera un incremento en R_o . Además, el Factor de formación es inversamente proporcional a la porosidad, como se muestra en la ecuación 8:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ecuación 8}$$

donde a es el factor de tortuosidad y m el exponente de cementación. La aplicación de esta fórmula la veremos más adelante con la ecuación de Archie. (Garduza Rueda, 2019)

5.2.7. Saturación de Fluidos

En una clase, Leal (2021) explica que cuando los poros de una roca contienen algún fluido específico la saturación es expresada como fracción o porcentaje del volumen total del poro ocupado por el fluido (petróleo, gas o agua). Las relaciones de las fases se explican en las fórmulas que se pueden encontrar en Rojas Suarez, (2011):(ecuación 9)

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde: S_x = Saturación de la fase X (Agua, Gas, Petróleo). V_x = Volumen que ocupa la fase X. V_t = Volumen poroso total de la roca.

“La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 (ecuación 10). Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas se tiene (ecuación 11)” (Rojas Suarez, 2011):

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ecuación 10}$$

$$S_o = 1 - S_w \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde S_o es saturación de petróleo, S_w es saturación de agua, S_g es saturación de gas. La ecuación 11 se explica porque en algunos yacimientos no se presenta gas libre ya que todo el gas

esta disuelto en el petróleo, además, la saturación de petróleo incluye el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre. (Quijano López & Valcárcel Maldonado, 2015)

Para calcular la saturación de agua se utiliza el método de Archie, utilizado en la industria para arenas limpias o carbonatadas que se verá más adelante. En el caso de tener volumen de lutitas mayores a un 20% se usan otros modelos como Waxman/Smits, Doble agua, Simandoux, Indonesia o Nigeria.

5.2.8. *Volumen de arcilla*

Las arcillas comprenden un tamaño muy pequeño y esto hace que tengan una alta área superficial, y es debido a esto que pueden captar efectivamente grandes cantidades de agua que no fluyen, pero ayudan a la respuesta en los perfiles. Las propiedades eléctricas de las arcillas son las que ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de fluidos. El cálculo del volumen de arcilla se hace a través de la siguiente fórmula matemática (ecuación 12). (Garduza Rueda, 2019)

$$Vsh = \frac{GRreg - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde **GRreg** es el Gamma Ray del registro, **GRmax** es el Gamma Ray máximo (ó línea base de arcilla) y **GRmin** es el Gamma Ray mínimo (o línea base de arena).

5.2.9. *Ecuación de Archie*

Esta ecuación sirve para determinar el porcentaje de espacio poroso lleno con un fluido diferente de agua (hidrocarburos), y de ahí, las reservas de hidrocarburos, además, su uso es principalmente en zonas limpias de arenisca con volúmenes de lutitas menores a 20% o según el

cutoff propuesto por la entidad. Para este trabajo se usó la ecuación de Archie y un *cutoff* 20% establecido por Ecopetrol.

La ecuación de Archie se representa de la siguiente ecuación (ecuación 13):

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde: **a** es el factor de tortuosidad (1 Carbonatos, 0.62 Arenas, 0.81 Areniscas), **ϕ** es porosidad, **m** como el exponente de cementación (1.6,1.8,2.0 y 2.3 Carbonatos, 2.15 Arenas, 2.0 Areniscas), **R_w** es resistividad del agua de formación y **R_t** es resistividad verdadera de la formación.

5.3. Reportes para el control y seguimiento de la perforación de un pozo

Durante la perforación de un pozo, es indispensable el manejo correcto y completo de la información que se consigue en todo momento. El área de operaciones geológicas que se encarga de dirigir los procesos durante la perforación de un pozo debe trabajar a la par con otras áreas como lo son la petrofísica, exploración y perforación (Jaimes Sandoval, 2019). En aras de la comunicación entre los equipos y el geólogo de pozo se hace indispensable el uso de documentos oficiales con la intención de asegurar la adquisición de la información de una manera precisa y clara, dichos documentos sirven para el control de todas las operaciones geológicas realizadas y se dividen en los siguientes reportes más usados para el desarrollo de las actividades dentro de la compañía:

- Reporte de Registro de Actividad Diaria (*Daily Activity Log Report* -DALR).
- Registro de Evaluación de Formación (*Formation Evaluation Log*-FEL).

Cada reporte puede variar según la compañía que lo suministra ya sea agregando, disminuyendo o cambiando aspectos, pero manteniendo un esquema base para la presentación de la información. A continuación, se explicarán los reportes usados durante las prácticas empresariales para desarrollar las actividades asignadas.

5.3.1. Registro de Evaluación de Formación (*Formation Evaluation Log-FEL*).

Este reporte plasma información geológica proveniente del pozo y se obtiene al igual que los demás reportes cada 24 horas antes de las 6:00 horas. En la figura 9 se muestra un ejemplo de este registro.

Jaimes Sandoval (2019) explica detalladamente el contenido de este reporte:

El FEL consta de dos partes: la parte superior o encabezado donde registra información general del pozo, día del *spud*¹, el día que se alcanzó la profundidad final, escala, coordenadas, información del *casing*², diámetros del hueco, lodo de perforación, leyendas geológicas, parámetros de perforación, personal de la unidad de registro e ingenieros de datos.

La sección inferior corresponde al cuerpo del registro, incluye la profundidad, parámetros de perforación tales como el peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM), presión sobre la tubería, flujo, torque, intervalos de la tasa de penetración

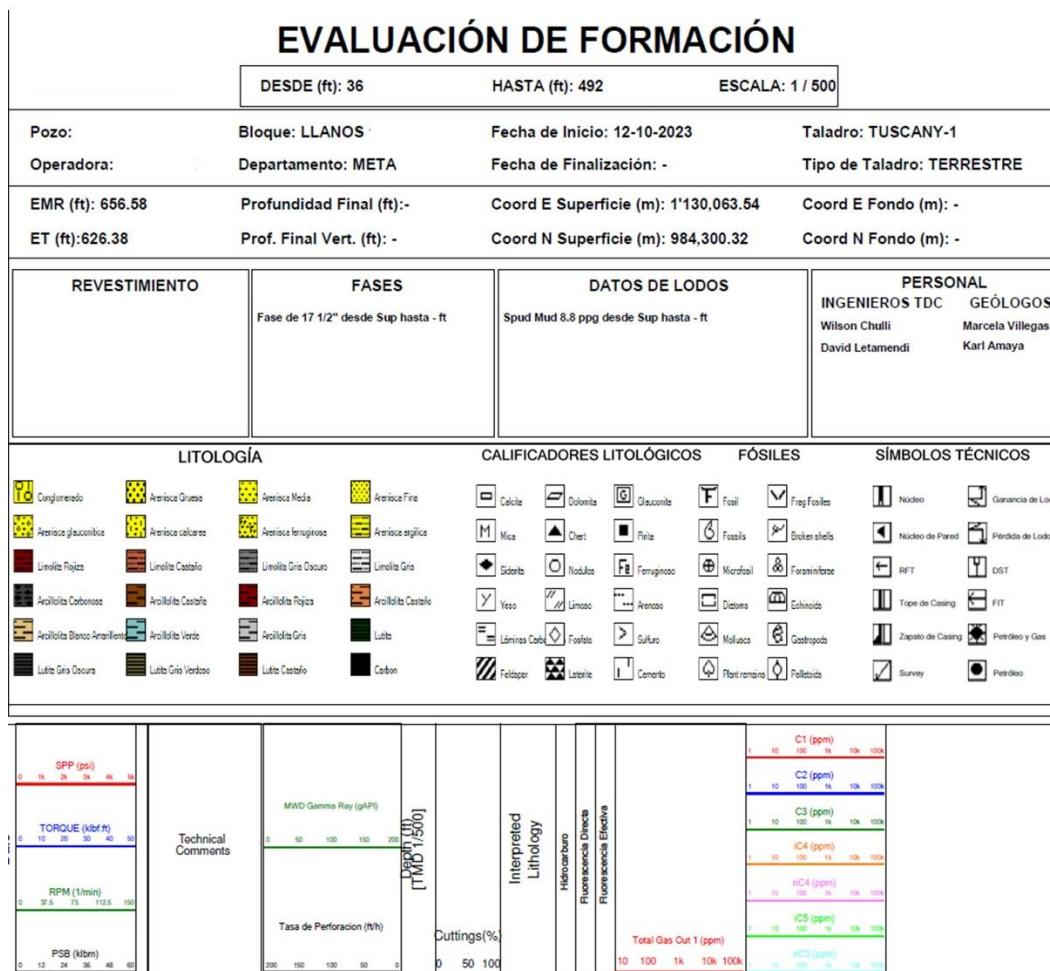
¹ Iniciar el proceso de perforación de pozos mediante la remoción de rocas, escombros y otros materiales sedimentarios con la barrena.

² Revestimiento con cemento del pozo con el fin de evitar que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluido de formación, y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo.

(ROP), comentarios, porcentaje de litología, interpretación litológica a partir de muestras, mineralogía, porosidad visual, lectura de proporciones de gas e interpretación litológica.

Figura 9

Registro de Evaluación de Formación



Nota. (Comunicación personal, 2023).

5.3.2. Reporte Diario de Operaciones (Operational Daily Report)

Es uno de los reportes más importantes debido a la cantidad de información que contiene y su apoyo para un control diario en la monitorización del pozo, entre la información que abarca, se tiene principalmente información del pozo, operación actual, pasada y futura, un resumen de las

operaciones de una manera detallada, revestimientos, control de sólidos, seguridad, personal, clima, comentarios y costos. (Figura 10)

Figura 10

Reporte Diario de Operaciones

REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN			
1 General			
1.1 Información de la Empresa			
Empresa			
1.2 Información del Pozo			
Nombre Pozo GPK		Fecha	
Wellbore		Wellbore No.	OH
Reporte N°	32	Yacimiento	ZORZAL
Proyecto / Campo		Tipo Evento	PERFORACION
Cla. / Equipo No.	TUSCANY/014	Rig Release	
Inicio DTM		Días DTM / Programados	6.24 /
Spud Date		Días desde Spud / Programados	30.77 / 29.00
AFE N°	ND/NA	Días Totales / Programados	30.77 / 29.00
Company Man Sr. (day)		Objetivo Geológico	BARCO@13,811.63 (ft)
Company Man Jr. (night)		Formación	Paleozoico@13,120.00 (ft)
Geólogo		Litología	Arenas-Areniscas-Lutitas
Altura Mesa Rotaria	29.5 (ft)	Próxima Formación	Paleozoico
Diámetro Pozo	8.500 (in)		
1.3 General			
Profundidad MD	13,170.0 (ft)	Profundidad TVD	12,835.7 (ft)
Progreso		Profundidad Alcanzada Día Anterior	13,170.0 (ft)
MD KOP	1,000.0 (ft)	TVD KOP	1,000.0 (ft)
MD Tapón Desvío		TVD Tapón Desvío	
Profundidad Programada		ROP Promedio Día	0.0 (ft/hr)
Horas Rotación Día		ROP Instantánea	
Horas Rotación Acumulada	192.00	ECD	12.00 (ppg)
Último Casing	9.625 in @ 12,344.0 ft	Gradiente Fractura	
Prueba del Zapato		Máx. Presión Permitida del Casing	
1.4 Operación			
Estado Actual 06:00am	No aplica.		
Resumen 0:00 - 06:00am	Desconectó y quebró componentes de Setting Tool. Quebró y tumbó BHA . Liberó equipo el día 28/12/2023 a las 08:30 hrs..		
Resumen últimas 24 hrs	No aplica.		
Próximas 24 Horas	No aplica.		
1.5 Costos			
Costo Diario (USD)		Costo AFE (USD)	
Costo Acumulado (USD)		Diferencia porcentual Costo - AFE	
Acum. AFE Suplem. (USD)	0.00		

2 Resumen de Operaciones

2.1 Detalle de Operaciones

Desde	Hasta	Duración (hr)	Fase	Código	Sub Código	Tipo de Actividad	Profundidad		Tarifa	Código NPT	Descripción
							Desde (ft)	Hasta (ft)			
00:00	02:00	2.00	600	8	13	PL	13,170.0	13,170.0			Desconectó y quebró componentes de Setting Tool - Liner Hanger 7" x 9-5/8" (53.5 lb/ft) - Nota: - Levantó cabeza de cementación y retiró pup joint de 5 1/2" Conn: WMHT55 Pin x Box del equipo
02:00	04:00	2.00	600	6	31	NP	13,170.0	13,170.0			TIEMPO NO PRODUCTIVO NPT: Realizo cambio de manguera hidraulica de la toma mesa del Top Drive por fuga de aceite.
04:00	06:00	2.00	600	6	14	NP	13,170.0	13,170.0			ACTIVIDAD NO PLANEADA: Quebró y tumbó de la torre a los racks BHA como sigue:

Nota. (Comunicación personal, 2023).

6. Metodología

Todas las actividades realizadas durante las prácticas empresariales se desempeñaron con el fin de llevar a cabo un control permanente sobre los pozos exploratorios asignados y esto se dio por medio de un orden establecido para así generar los resultados de la manera óptima posible. Como ejemplo y con el objetivo de plasmar el trabajo realizado se van a mostrar 4 pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales que se perforaron a lo largo de los 6 meses de las prácticas y fueron asignados para su completo control, procesamiento e interpretación de los resultados. Para responder a los objetivos planteados se van a describir la metodología aplicada para el proceso de los pozos vistos.

A continuación, se va a presentar como se realizaban los distintos reportes diarios, como se procesaban los gases para su posterior interpretación y como se hacía la evaluación de la formación para confirmar las zonas de hidrocarburos en función de los objetivos específicos para representar de una forma clara el orden del trabajo. La elaboración de los registros diarios hace referencia al primer objetivo, los análisis de gases al segundo objetivo y la evaluación de formaciones se relaciona con el último objetivo.

6.1. Elaboración de los registros diarios

Durante la totalidad de las prácticas, se asignaron alrededor de 9 pozos para su monitoreo a lo largo de la perforación. Como principal objetivo de esta tarea se tiene la revisión diaria de las actividades de perforación.

Los reportes diarios se generaban con la ayuda del Registro de Evaluación de Formación y el Reporte Diario de Operaciones y constan de una estructura específica mostrada a continuación:

Fecha(día-mes-año)

“Nombre del pozo” (Numero de bloque del pozo. ej: llanos 123 o SN-18). **Operador:** (cual y % de participación)

TD Planeado: #### ft MD. **Objetivo Fm “Nombre de la formación”:** ### ft MD.

Profundidad actual: ### ft. “formación en la que se encuentra la perforación y su distancia” (TD ####)

Resumen actividades:

Aquí se resumen las actividades realizadas a lo largo del día anterior hasta las 6 am del presente día. Es decir, se muestra el proceso desde las 6 am del día anterior hasta las 6 am del presente día (24 horas). Las actividades para mencionar pueden ser solamente perforación, paradas de emergencia, cambio de broca, acondicionamiento, revestimiento, entre otros.

Última litología: Aquí se describe la última litología perforada y sus porcentajes de minerales correspondientes proveniente del geólogo de pozo encargado de describir las muestras extraídas en el pozo.

Próximo tope esperado: Se describen los próximos topes de las formaciones con sus distancias estimadas a ser encontradas conforme avanza la perforación (ej: Fm León: 6,501,32 ft MD / 6.062,90 ft TVD / -5.444 ft, Fm San Jacinto: 833 ft MD / 833 ft TVD / -650 ft).

Último *Survey*: Se ubica en esta sección el último *Survey*³ generado por la compañía de perforación.

Próxima actividad: Aquí se pone el procedimiento de las próximas 24 horas según el programa de perforación.

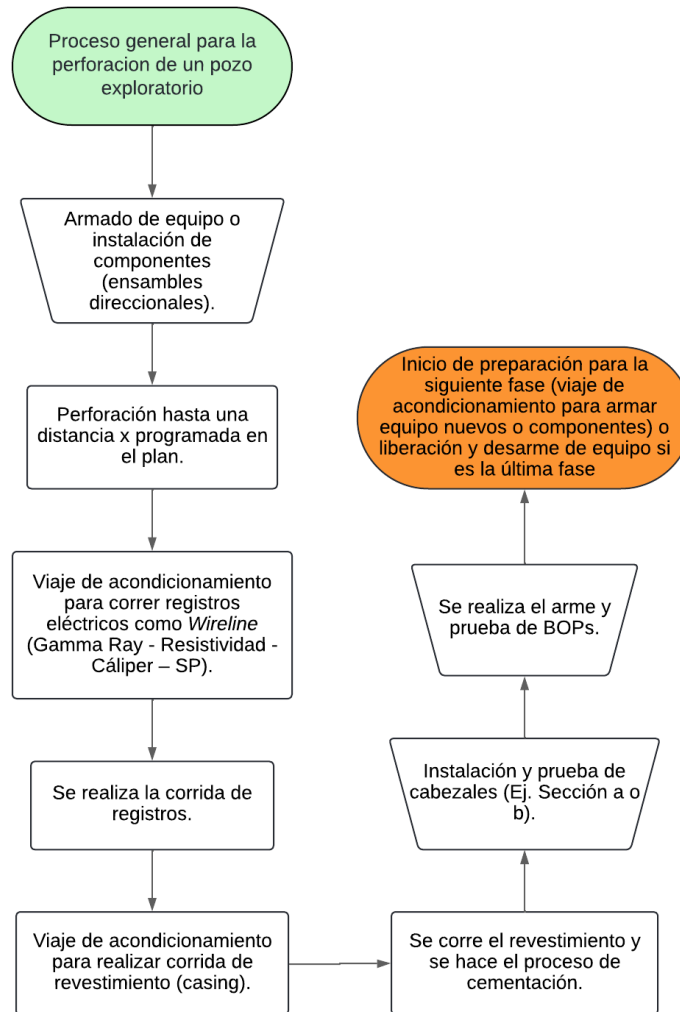
El ejemplo anterior es la tarea principal para entregar día a día, pero no la única para llevar a cabo durante todo el seguimiento del pozo, por lo que se mostrará a continuación el proceso para realizar un reporte sobre la perforación de un pozo (B1) ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales como ejemplo real y los demás requisitos para su seguimiento que serán mostrados y explicados más adelante.

Antes de iniciar el seguimiento es importante tener claridad sobre el proceso general para la perforación de un pozo exploratorio. Un pozo exploratorio se entiende como un proceso de varias fases (Figura 11) y cada una de estas se diferencia por el diámetro del hueco (que disminuye con cada fase) y una serie de actividades específicas; Una perforación de manera simple consta de:

³ Una medición terminada de la inclinación y el azimut de una localización en un pozo (generalmente, la profundidad total en el momento de la medición).

Figura 11

Diagrama de flujo explicando un proceso general de perforación



NOTA: algunas fases pueden variar en la cantidad de pasos tales como más viajes de acondicionamiento, preparación de *Liner*⁴ de producción o corrida de registros en cada fase.

Para ir respondiendo el primer objetivo planteado, la primera actividad se concentra en hacer una revisión completa del plan del pozo y hacer lo que se conoce como una tabla de prognosis

⁴ O tubería de revestimiento corta de producción, está fijada a lo largo del intervalo prospectivo. El extremo superior no se extiende hasta la superficie, sino que se encuentra suspendido desde el interior de la sarta de revestimiento previa.

con el objetivo de mantener la supervisión constante de las perforaciones y las formaciones encontradas, un ejemplo se muestra a continuación con el pozo B1 en la tabla 2:

Tabla 2

Prognosis previa a la perforación del pozo B1

Topes	Prognosis Top (ft)		
	MD	TVD	TVDSS
Guayabo	36		
León	6634	6502	-5845.42
C-C1	8921	8475	-8475
C-C2	10135	9521	-9521
C-C3	10541	9869	-9869
C-C4	10885	10166	-10166
C-C5	11031	10291	-10291
C-C6	11958	11089	-11089
C-C7	12306	11338	-11338
C-C8	13090	12063	-12063
MIRADOR	13315	12256	-12256
Paleosuelo			0
Cuervos	13708	12594	-12594
Barco	13783	12659	-12659
Gacheta	13991	12838	-12838
Paleozoico	14634	13391	-13391
TD	14692	13441	-13441

GL	626.38
RT (30.2ft) + GL	656.58

Como siguiente actividad complementaria se debe de iniciar el proyecto en el software de Techlog e ir implementando la información principal del pozo como el nombre, las empresas encargadas, operario, distancia final esperada, estatus, localización y toda información necesaria para realizar la cromatografía y la evaluación de formaciones más adelante.

Como actividad principal, una vez iniciadas las operaciones del pozo es necesario recopilar todos los días los reportes diarios tales como el FEL y el reporte diario de operaciones para generar una entrega sustentada con la estructura mencionada al inicio de este inciso. Para el pozo B1 se usará como ejemplo un reporte enviado durante la perforación:

12-octubre-2023

B1 (Bloque 111). Operador: Ecopetrol
 TD Planeado: 13.315 ft MD. Objetivo Fm Barco.
 Profundidad actual: 1.022 ft (Fm Guayabo- TD Sección)

Resumen actividades:

-Realizó corte en caliente de tubo conductor de 30", Realizó corte de revestimiento de 20".

-Desinstaló y bajó herramientas de manejo de revestimiento 20", Armó Diverter para control de pozo.

-Instalando preventor anular.

Ultima litología: No se perforó nueva formación.

Próximo tope esperado Fm León: 6,501,32 ft MD / 6.062,90 ft TVD / -5.444 ft

Ultimo Survey: 939 ft MD, 938,9 ft TVD, Inc: 0,60°, Azi: 183°.

Próxima actividad:

-Realizar prueba a Diverter.

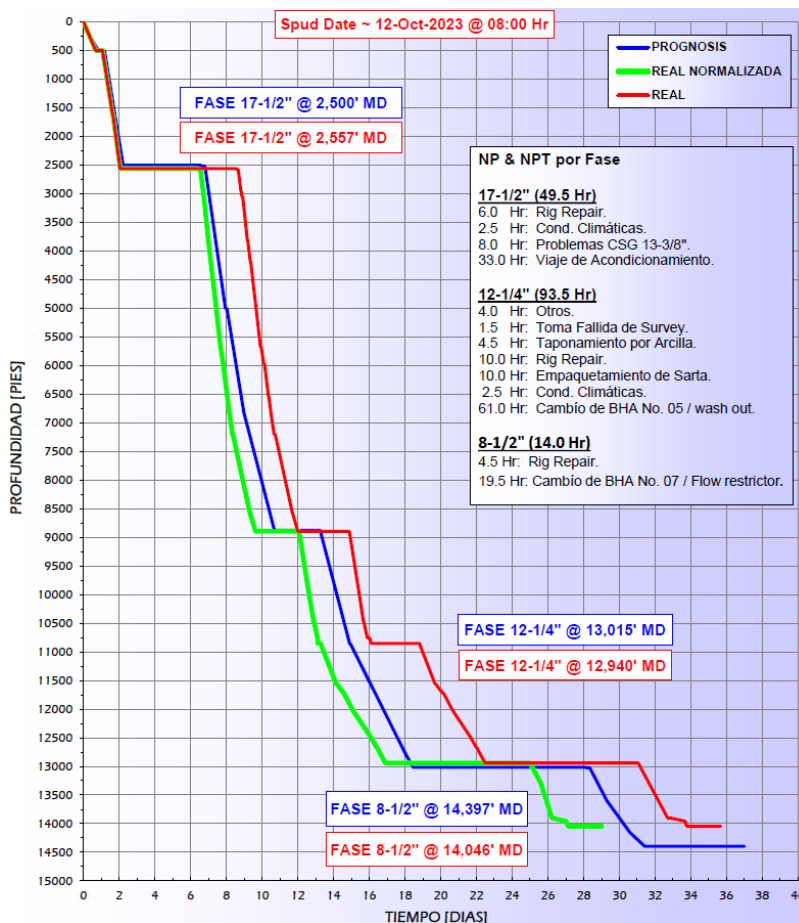
-Parar tubería DP 5 1/2".

-Armar sarta direccional (Motor-MWD-LWD-PWD) para perforación sección 17 1/2".

Junto a esta actividad también se tiene que traspasar lo que se conoce como curva de avance, que es una imagen representativa de cómo va el proceso del pozo y explicar en las reuniones diarias cómo va el proceso en relación con lo establecido y que esperar en el futuro. (Ver figura 12)

Figura 12

Curva de avance Pozo B1



Nota. (Comunicación personal, 2023).

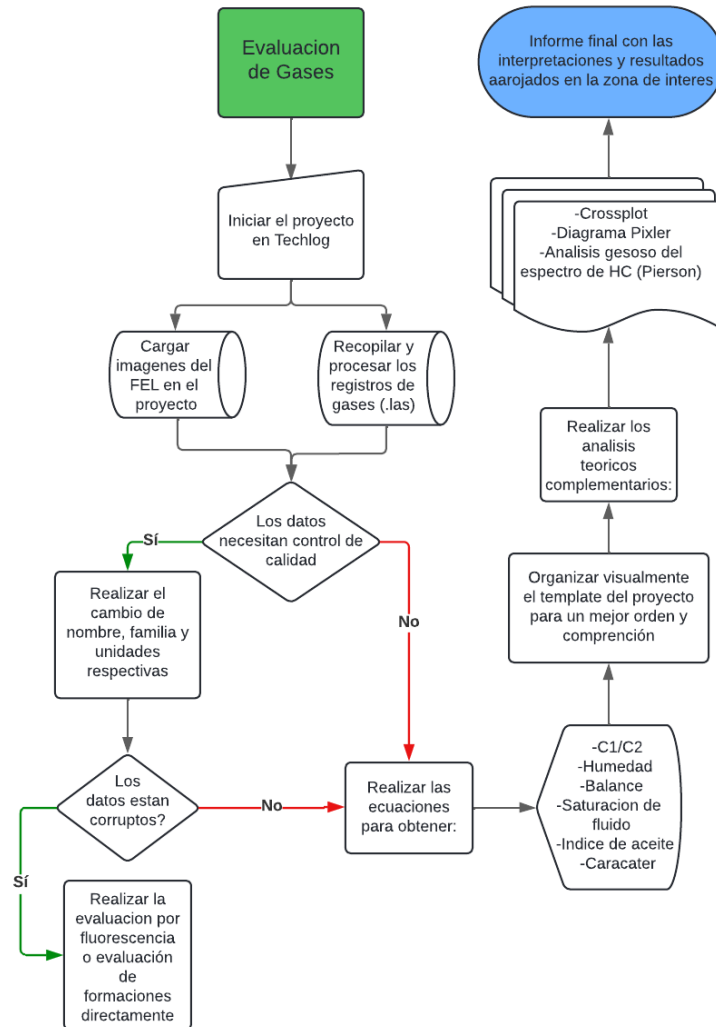
A partir de este punto cuando el pozo está llegando a las zonas de interés se inicia el proceso de usar tanto los registros eléctricos como los análisis de gases para generar los distintos resultados sobre las posibles zonas de hidrocarburo.

6.2. Análisis de gases (cromatografía)

Durante la última fase de los pozos exploratorios se inicia el análisis de gases para determinar zonas de hidrocarburos a partir de la cromatografía tomada. El procedimiento de esta actividad se verá reflejada a continuación en la Figura 13:

Figura 13

Metodología para realizar el análisis de cromatografía



6.3. Evaluación de formaciones

Puede definirse comúnmente como la práctica de determinar las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos contenidos en ellas. El objetivo de la evaluación de formaciones es ubicar, definir y hacer producir un yacimiento dado por la perforación de pozos.(Garduza Rueda, 2019)

Los registros geofísicos son solo algunas de las múltiples fuentes de datos usados en la evaluación de formaciones, sin embargo, a través de la determinación precisa de la profundidad, los registros geofísicos son un medio que se usa para reunir todos los métodos de evaluación de formaciones. (Garduza Rueda, 2019) A continuación en la Figura 14 se expone la metodología usada durante el trabajo para realizar la evaluación.

La ecuación de Arp nombrada en la Figura 14 fue un paso fundamental a la hora de obtener la resistividad del agua y parte de la resistividad del agua aparente, ya que esa resistividad asume que toda la formación esta sumergida en agua y solo es cierta en zonas donde verdaderamente hay agua. Aquí es donde entra la ecuación de Arp y su aplicación en Python, pues se tiene que duplicar esa resistividad y renombrarla como R_w (resistividad del agua) y asignarla como variable, después en Python se crea un código simple para crear una resistividad correcta que se adapte a toda la formación en general, para lo cual necesitamos asignar como variable a la temperatura de formación (F_{temp}) y junto a un valor de resistividad (V_r) y de temperatura (V_t) provenientes de una zona confirmada de agua como valores guía. El código quedaría de la siguiente manera:

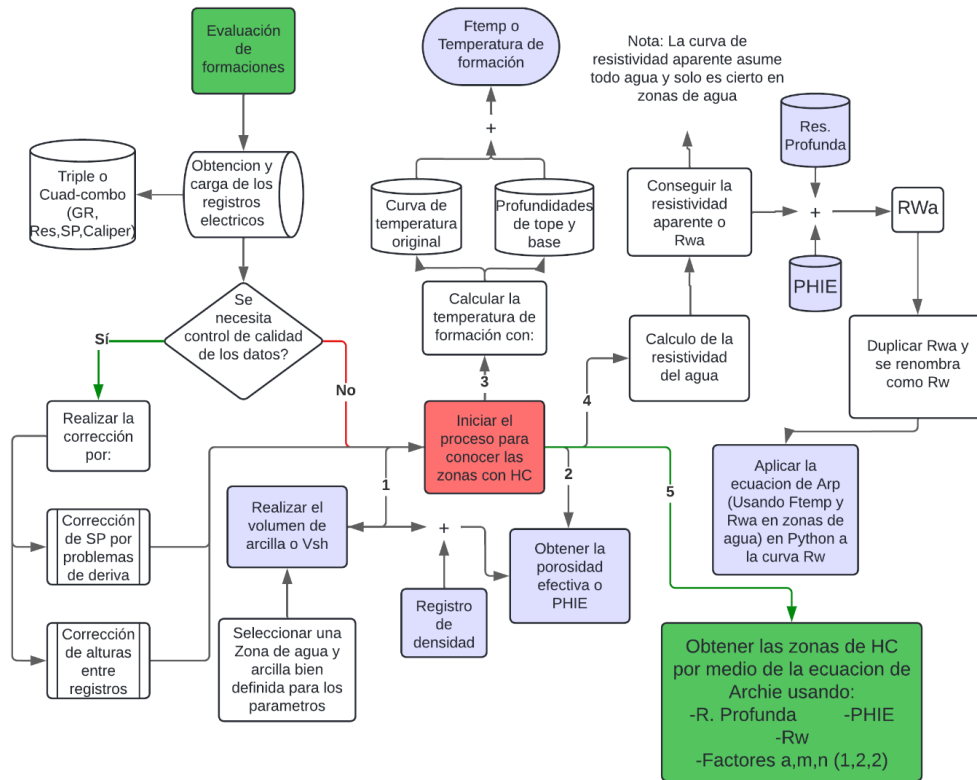
Loop:

$$rw = V_r * ((V_t + 6.77) / (F_{temp} + 6.77))$$

Este código da como resultado la resistividad del agua correcta en toda la formación

Figura 14

Metodología para realizar la Evaluación de Formaciones



7. Resultados y análisis de resultados

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos para 4 pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales para los cuales se les realizó un análisis cromatográfico (y/o de fluorescencia) y petrofísico para confirmar las zonas de hidrocarburo. Es importante aclarar que algunos pozos presentaron problemas con la data de gases proveniente de campo ya sea porque quedo incompleta o alguno de los gases presento alguna alteración y se pierden los datos en su totalidad haciendo que las interpretaciones dependan de la fluorescencia y la evaluación petrofísica.

Las descripciones litológicas expuestas para cada pozo fueron suministradas por los informes geológicos entregados por parte del geólogo de pozo en donde describe los ripios extraídos, fluorescencias y toda información relevante con respecto a este. Con relación a los ripios y la fluorescencia, se solicitaron los informes de corazonamiento para todos los pozos, pero únicamente se suministró la información de ripios para el pozo Z2.

Además de los resultados expuestos se va a dar una explicación complementaria de cada uno de los mismos para así reflejar lo que la empresa requiere en el informe final de interpretación cumpliendo así los 2 últimos objetivos expuestos en este trabajo.

7.1. Pozo B1

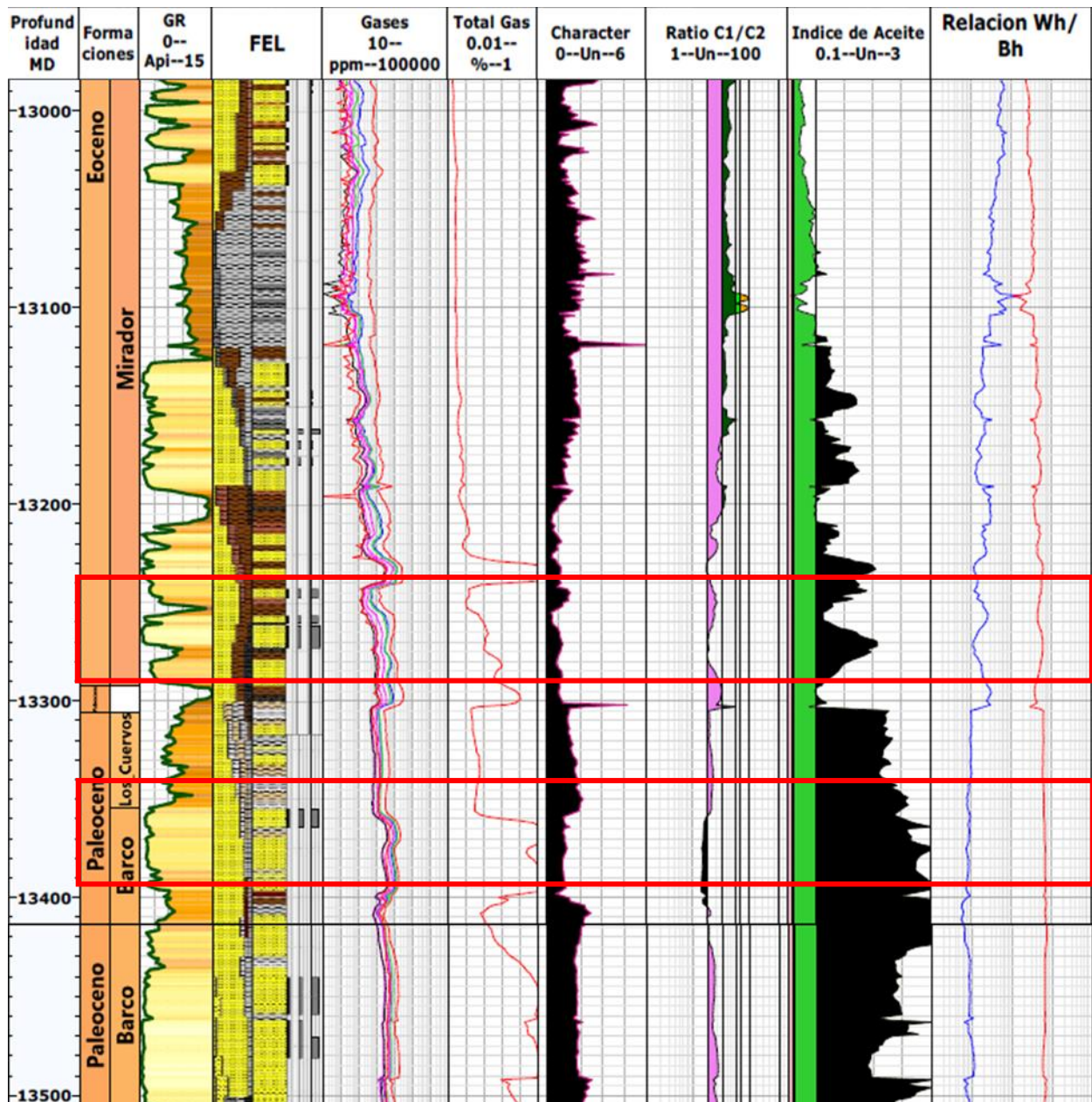
Este pozo presenta sus zonas de interés en las formaciones Mirador y Barco, como descripción general (ver Figura 15), la zona inferior de la Fm Mirador a 13288 ft MD (12491 TVD, 11835 TVDSS) se compone de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, redondeadas a sub redondeadas y con tonalidades blancas. Intercalaciones con limolita de tonos castaños. Hay presencia de buenos manchamientos de aceite de color negro. La fluorescencia Directa se presenta de color amarillo verdoso moderado brillante, la Fluorescencia Efectiva de amarillo verdoso brillante y el Anillo Residual se nota de un tono amarillo verdoso tenue. Lo anterior es indicador para hidrocarburo de gravedad media a alta (30 API) y los resultados de la relación C1/C2 indican hidrocarburo mediano y el carácter una fase líquida. El gas de formación tiene porcentaje del 4.9%.

Por otro lado, la zona superior Formación Barco para Geopark o Zona inferior Formación Los cuervos según Hocol a 13382 ft MD (12577 TVD, 11920 TVDSS) se compone por areniscas cuarzosas grisáceas claras a oscuras de grano fino a medio, de porosidad visible regular. Presenta buenas manifestaciones de aceite color castaño claro. Su Fluorescencia Directa es amarillo

brillante, la Fluorescencia Efectiva es de tono amarillo blancuzco y moderado brillante, además, su Anillo Residual presenta un amarillo blancuzco tenue. Lo anterior indica un hidrocarburo de gravedad media (20 API). La relación Humedad/Balance (17.5-71) es indicadora de HC productivo.

Figura 15

Cromatografía para las zonas de interés del Pozo B1

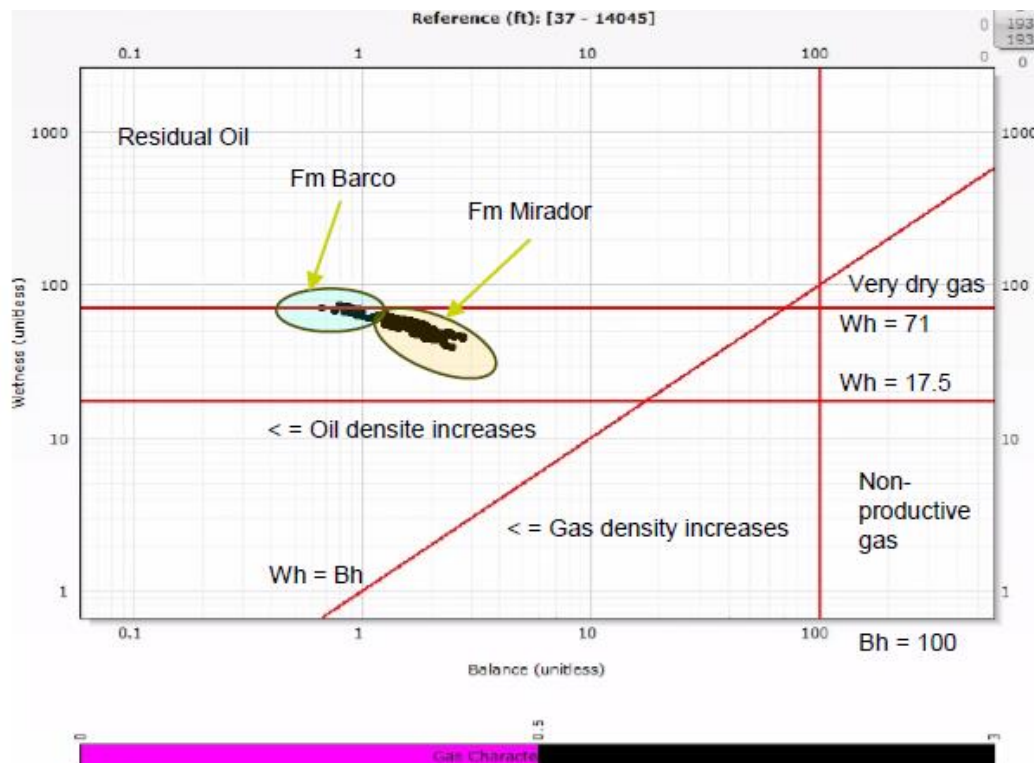


Nota: Las manifestaciones cercanas al tope de la formación Barco indican un hidrocarburo de gravedad media (20 API) y La relación Humedad/Balance (17.5-71) es indicadora de hidrocarburo productivo con una ligera inclinación a no productivo

El *crossplot* mostrado a continuación (Figura 16) refleja una presencia de aceite residual en poca cantidad para la Formación Barco, sin embargo, los demás datos en esta formación y en la Formación Mirador concretan hidrocarburo liquido según el carácter y una buena cantidad de hidrocarburo productivo reflejado en los límites 17.5 a 71 de la humedad (*Wetness*), que es *cut-off* usado por Ecopetrol para pozos en la zona de los Llanos.

Figura 16

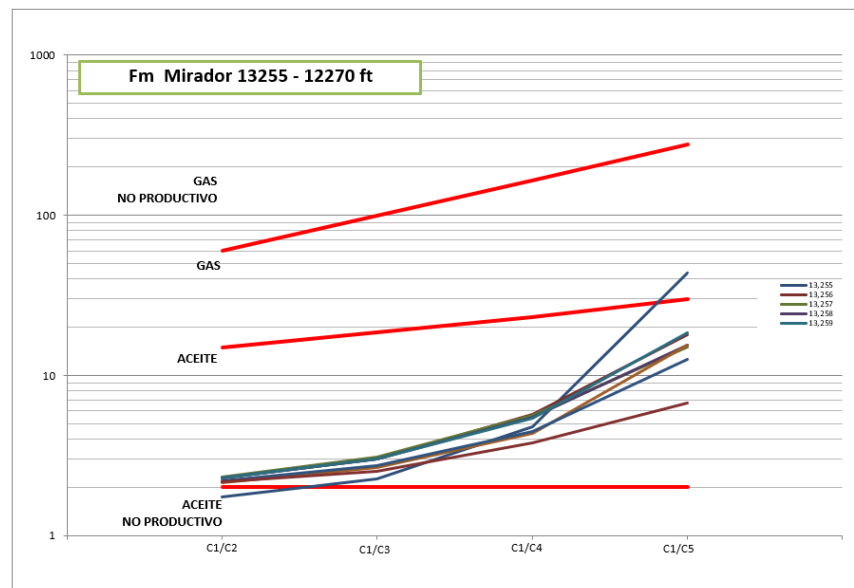
Crossplot para las zonas de interés en el pozo B1



El análisis Pixler (Figura 17) se generó principalmente para la Formación Mirador que refleja la mejor calidad de hidrocarburo, pero con algunas manifestaciones propias de hidrocarburo no productivo o de bajo potencial en los intervalos 12980-13037 ft y 13128-13180 ft MD.

Figura 17

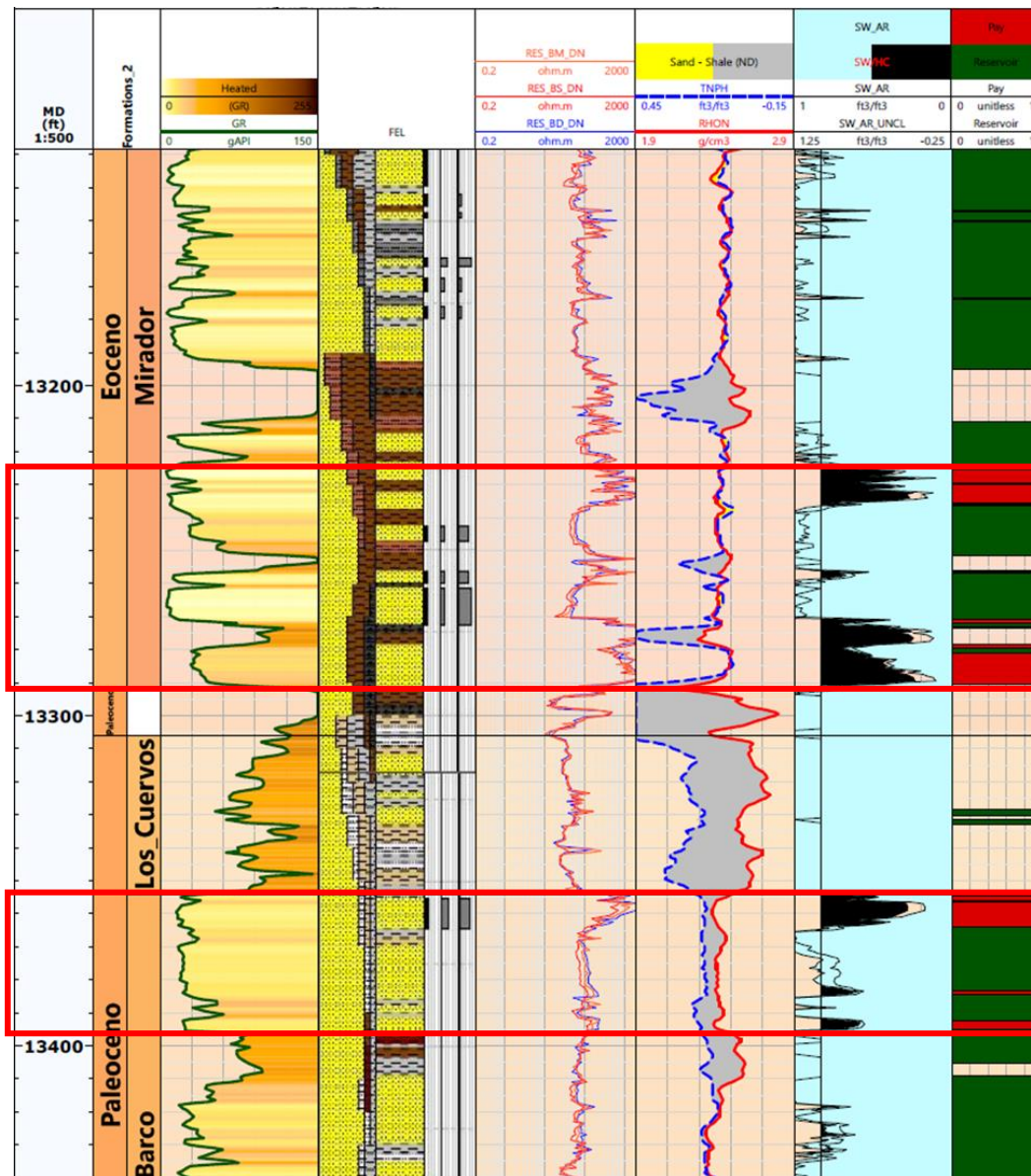
Análisis Pixler para los manchamientos en la Formación Mirador



Como evidencia y complemento final se presenta la evaluación de la formación para la zona de interés en este pozo que confirma la presencia de hidrocarburo en las Formaciones Barco y Mirador a 13220-13290 ft MD y 13355-13400 ft MD con un espesor total de 40.5 ft como se muestra en la figura 18 y se tomó la ecuación de Archie como referente debido a la presencia de Vsh menor a 20% por el cutoff suministrado en Ecopetrol para todos los pozos presentados en este documento:

Figura 18

Evaluación petrofísica de las Formaciones Mirado y Barco para el Pozo B1



Nota: las zonas rojas indican presencia de hidrocarburo productivo mientras que las zonas verdes son presencia de hidrocarburo no productivo.

7.2. Pozo T1

Desafortunadamente este pozo sufrió la mayor contaminación de Isopentano presente a lo largo de la mayor parte de las zonas de interés (Ver figura 19) e invalidó cualquier tipo de interpretación confiable por parte de la lectura de los gases, debido a esto se decidió informar a los supervisores encargados de esta área para investigar el motivo de la falla en la toma de los datos y se descubrió un error por parte de la empresa contratada para realizar este tipo de actividades y se descartó totalmente el uso de los gases como una fuente verídica de información, aun así se logró realizar un informe basado en las fluorescencias y detectar zonas de hidrocarburo productivo.

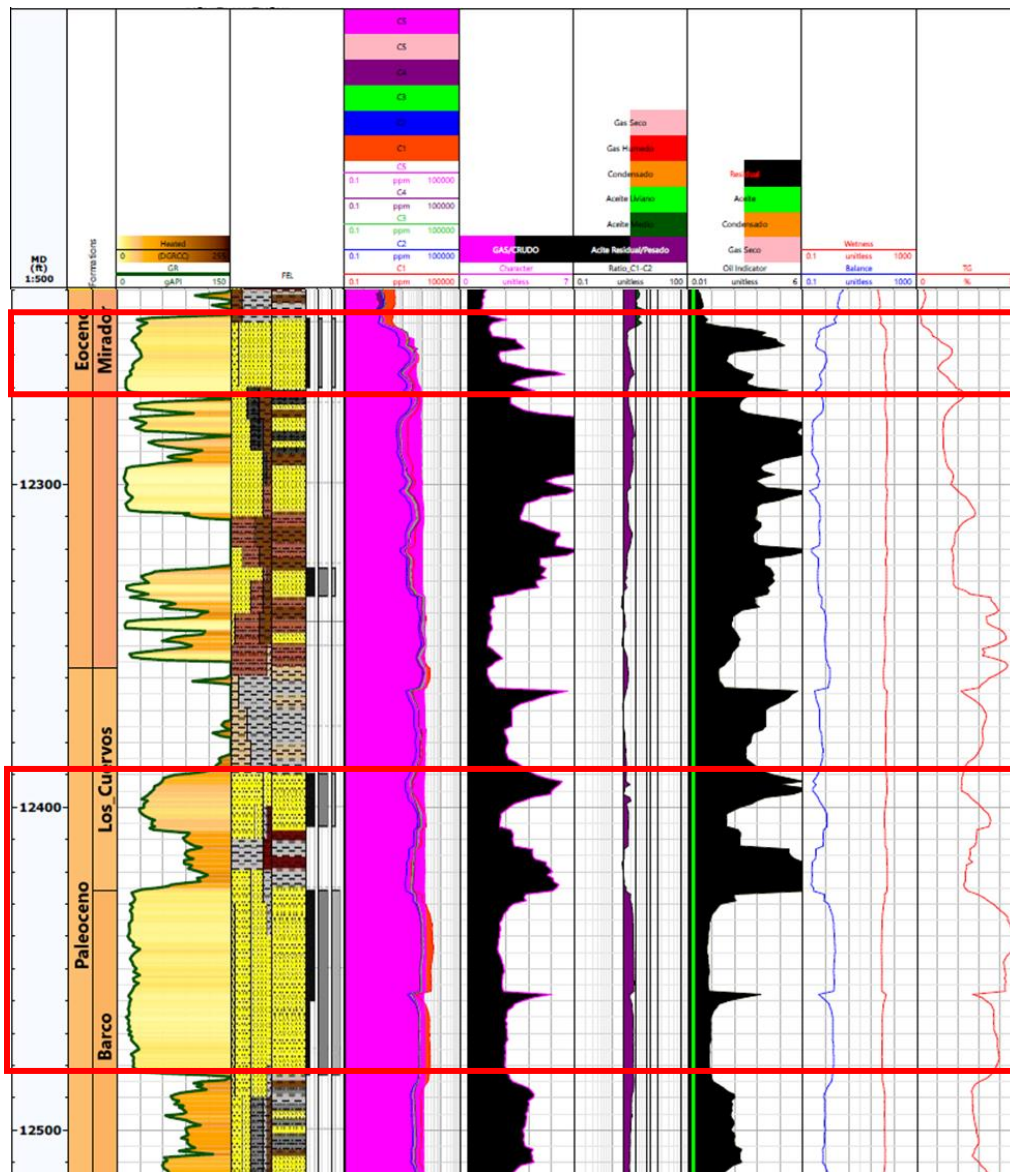
En el primer intervalo a 12250-12275 ft MD (11897 TVD, 11268 TVDSS aproximadamente) de la Formación Mirador se detecta una composición de areniscas blancas de grano medio a fino y algunos cuarzos localizados además de una forma sub-redondeada a subangular. Se evidencian manchamientos de HC con color castaño oscuro a negro, además, se describe una fluorescencia directa de color castaña anaranjada tenue, la fluorescencia efectiva es de tonalidades blancuzcas tenues y el anillo residual amarillo verdoso tenue. Lo anterior indica un hidrocarburo de gravedad media a baja.

Para la otra manifestación importante a 12400-12500 ft MD (12085 TVD, 11456 TVDSS) en la Formación Barco se obtiene una descripción de areniscas blancas translucidas a sub-translucidas con tamaños de grano fino a medio y subredondeados. Hay presencia de hidrocarburo negro a castaño oscuro. Por otro lado, la fluorescencia Directa es amarillo oro moderada brillante, la fluorescencia Efectiva es más blanca brillante y el anillo residual amarillo verdoso moderado brillante. La descripción anterior arroja un resultado de hidrocarburo de gravedad media a alta.

En la siguiente imagen se puede apreciar la contaminación evidente en toda la muestra de gases desde la Formación Mirador en adelante:

Figura 19

Cromatografía para la zona de interés del Pozo T1



Nota: el gas Iso-pentano o IC5 (rosado intenso) recubre los demás gases indicando una contaminación en las muestras.

Para una mejor interpretación, la evaluación petrofísica (ver figura 20) arroja varias zonas con hidrocarburo productivo en buenas cantidades casi en igual medida al yacimiento total disponible, aunque para la estimación real se pasa la interpretación al equipo de evaluación de

7.3. Pozo Z1

Las zonas de interés para este pozo se centran en las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco. Este pozo cuenta con la característica de que hay una alteración de la tendencia característica de la cromatografía de gases, dado por niveles anómalos de Iso-pentano (IC5) por contaminación de lodo que al ser en algunos casos mayor a los otros componentes y al no respetar la tendencia que presentan los componentes C1-C5 en la cromatografía convencional, afecta una interpretación más precisa y confiable en el análisis de gases. Tomando lo anterior, no se genera una interpretación con las ecuaciones de los gases (C1/C2, Balance, Carácter, Humedad) para evitar dar una información errónea e imprecisa.

Debido a la contaminación por Iso-pentano (IC5), la interpretación toma un curso enfocado a las fluorescencias presentes en las descripciones por parte del geólogo de pozo y a su vez se puede generar una interpretación medianamente confiable.

En la Figura 21 se reconoce la Formación Mirador con dos intervalos de manifestaciones en donde el primer intervalo se constituye de areniscas de grano fino a medio con manifestaciones aisladas de hidrocarburo, color marrón oscuro medio a negro. Su Fluorescencia Directa es de color amarillo apagado, la Fluorescencia Efectiva presenta un blanco tenue y el Anillo Residual es amarillo verdoso a amarillo intenso. En el segundo intervalo se encuentran areniscas de grano fino a medio con manifestaciones aisladas de hidrocarburo, color castaño oscuro a negro. La Fluorescencia Directa es de color amarillo oro brillante mientras que la Fluorescencia Efectiva es más un blanco intenso y el Anillo Residual es amarillo verdoso, amarillo brillante. En conclusión,

para estos intervalos la fluorescencia directa, efectiva y anillo residual sugieren la existencia de un hidrocarburo de gravedad media a alta.

La Formación los Cuervos presenta un intervalo con areniscas de grano fino a medio con manifestaciones aisladas/trazas de hidrocarburos de color negro. Su Fluorescencia Directa es amarillo tenue y la Fluorescencia Efectiva es blanco pálido, además, el Anillo Residual se presenta como amarillo verdoso tenue. Lo anterior sugiere la existencia de un hidrocarburo de gravedad media a alta.

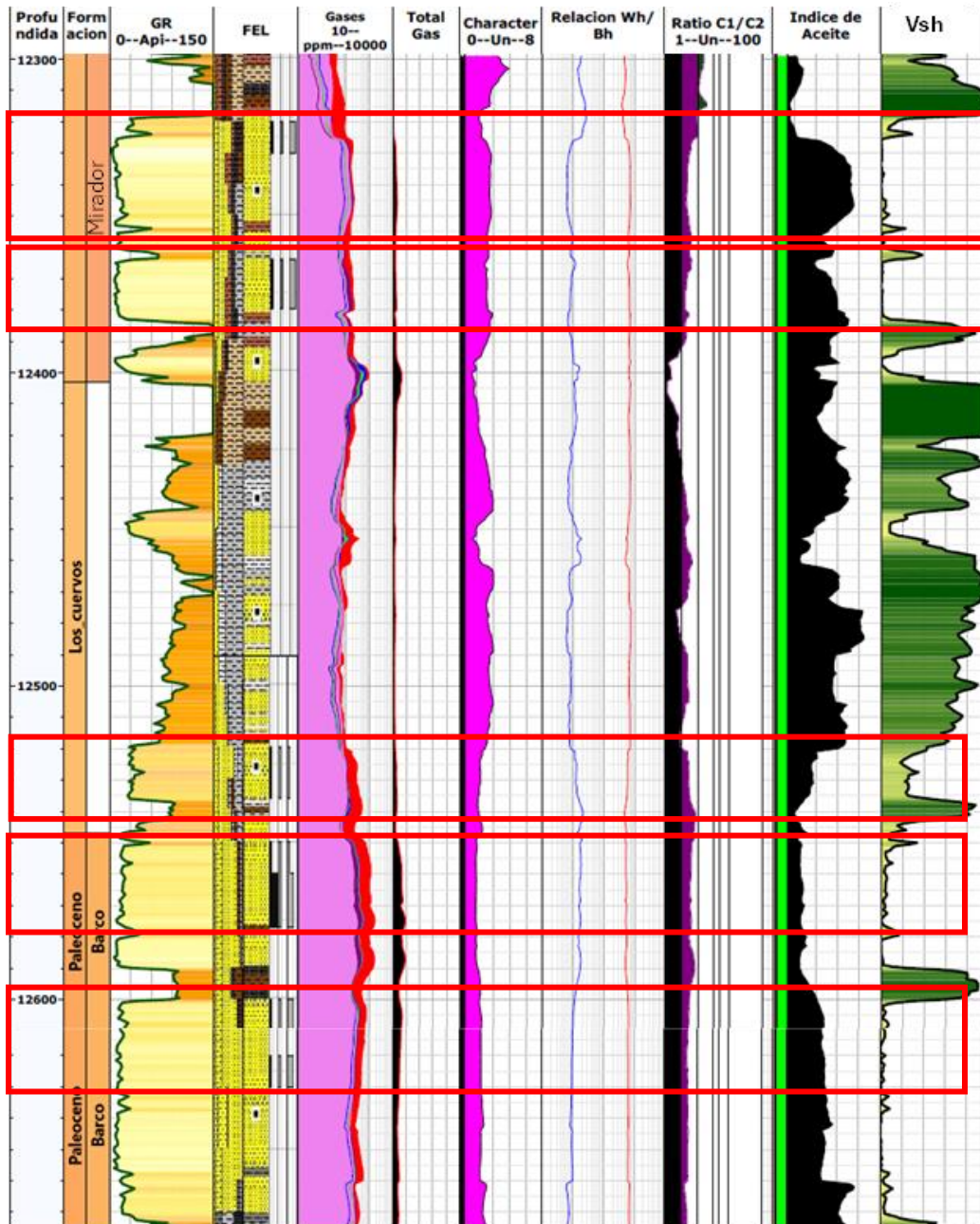
Por último, la Formación Barco presenta también dos intervalos que se describen a continuación: En el primer intervalo se encuentran areniscas de grano fino a medio con manifestaciones de hidrocarburos color negro. Su Fluorescencia Directa es un amarillo oro intenso, la Fluorescencia Efectiva un blanco intenso y el Anillo Residual es amarillo verdoso intenso. En el segundo intervalo se encuentran areniscas de grano muy fino a fino, se identifican dos tipos de manifestaciones: una superior de color negro y marrón oscuro con Fluorescencia Directa amarillo tenue, una Fluorescencia Efectiva más blanco tenue y el Anillo Residual de color amarillo verdoso pálido. La inferior es de color negro, pero con Fluorescencia Directa amarillo intenso, la Fluorescencia Efectiva de color blanco tenue y el Anillo Residual amarillo verdoso intenso. Todo sugiere que al igual que las dos formaciones anteriores, un hidrocarburo de gravedad media a alta.

Ver figura 21

Se concluye para este pozo, un potencial de hidrocarburos en las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco para un hidrocarburo de gravedad media a alta de acuerdo con las fluorescencias.

Figura 21

Cromatografía para la zona de interés del Pozo Z1

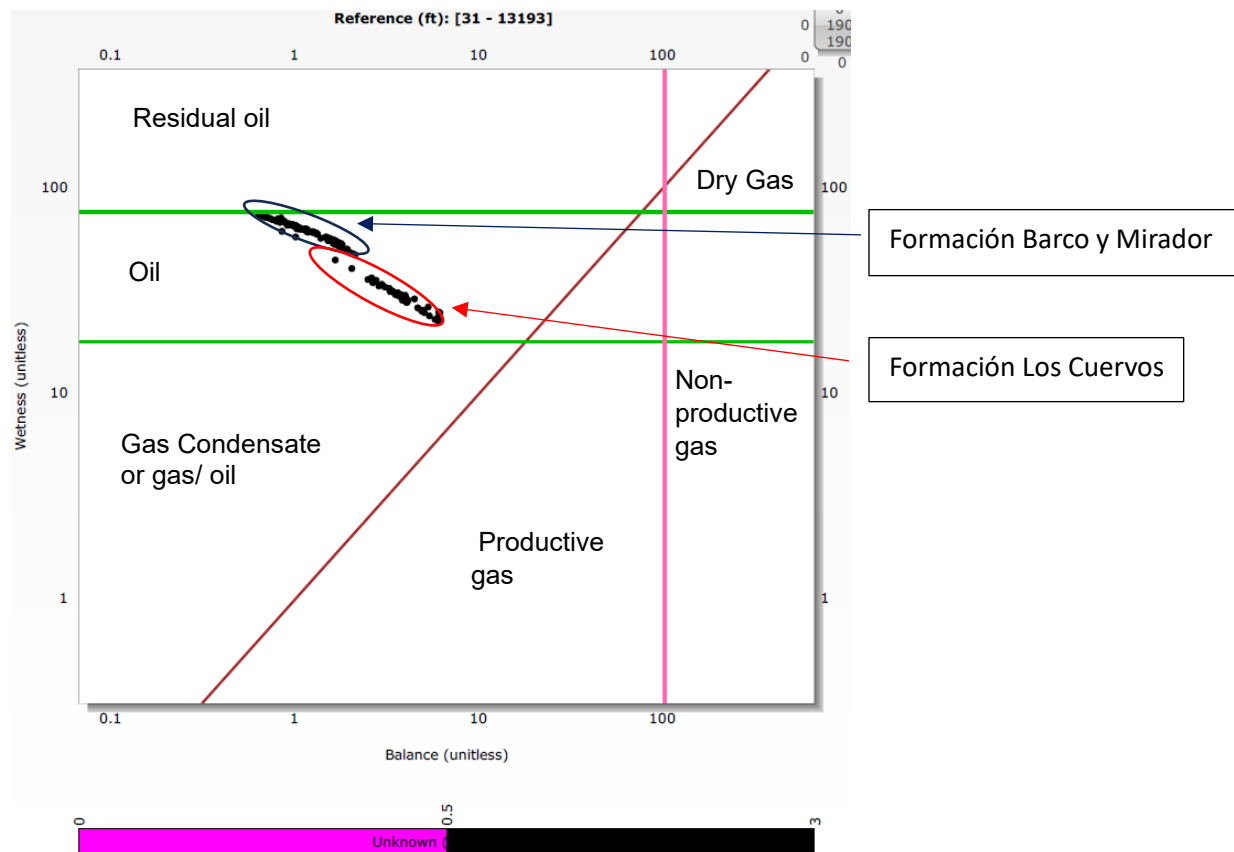


Nota: En la columna de los gases se observa un gas rosado (IC5) que presenta un comportamiento anómalo.

Los crossplot de las 3 formaciones generado para su análisis se puede observar en la figura 22:

Figura 22

Crossplot para las manifestaciones del pozo Z1

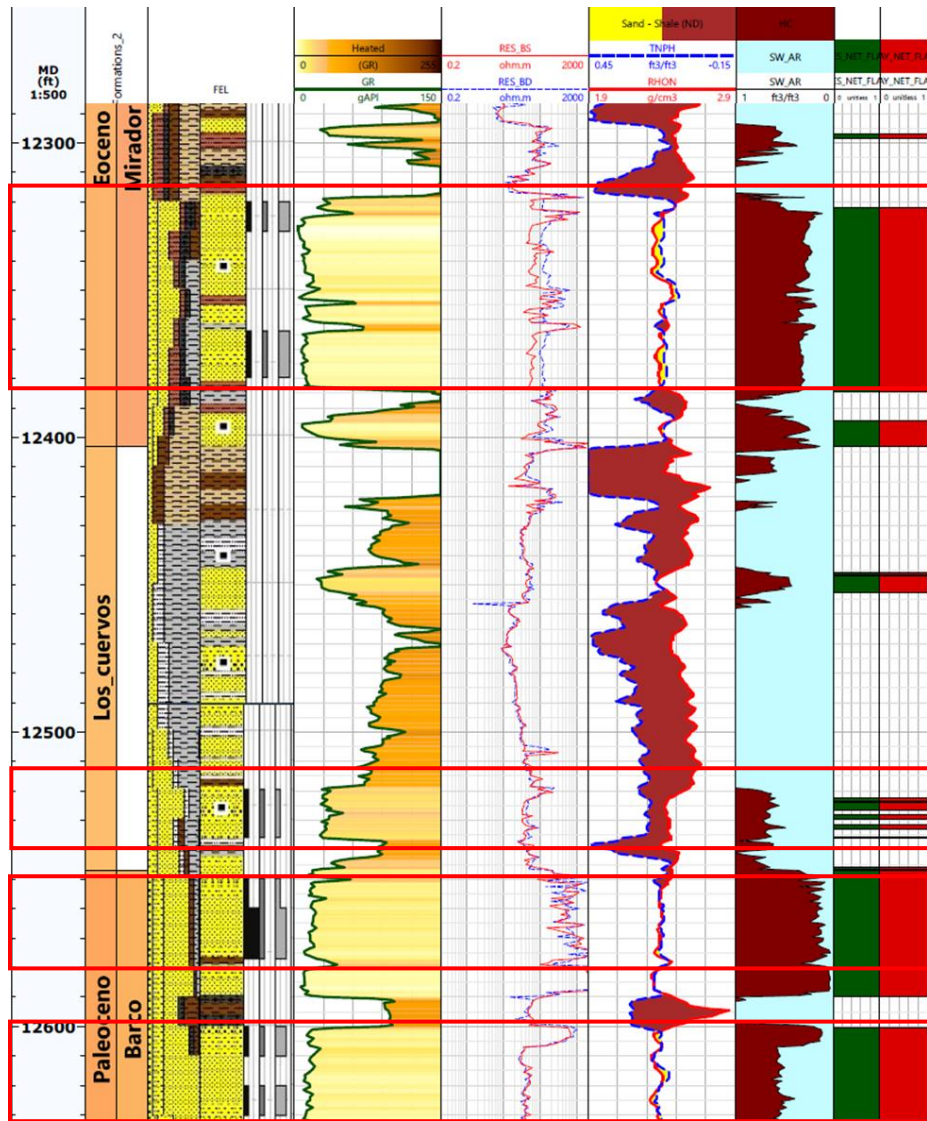


Nota: el grafico pertenece a las manifestaciones de la Formación Mirador, Los Cuervos y Barco.

Se realizó el ejercicio petrofísico para verificar las zonas de hidrocarburos encontradas y efectivamente coinciden con los manchamientos de hidrocarburo encontrados en las zonas de interés. Es importante aclarar que esta evaluación presenta las zonas con hidrocarburo en general pero no se especifica si es productivo o no, debido a que este análisis se pasó al equipo de evaluación de formaciones para reconfirmar las zonas donde hay presencia de hidrocarburo productivo. Ver figura 23

Figura 23

Evaluación de Formación para el Pozo Z1

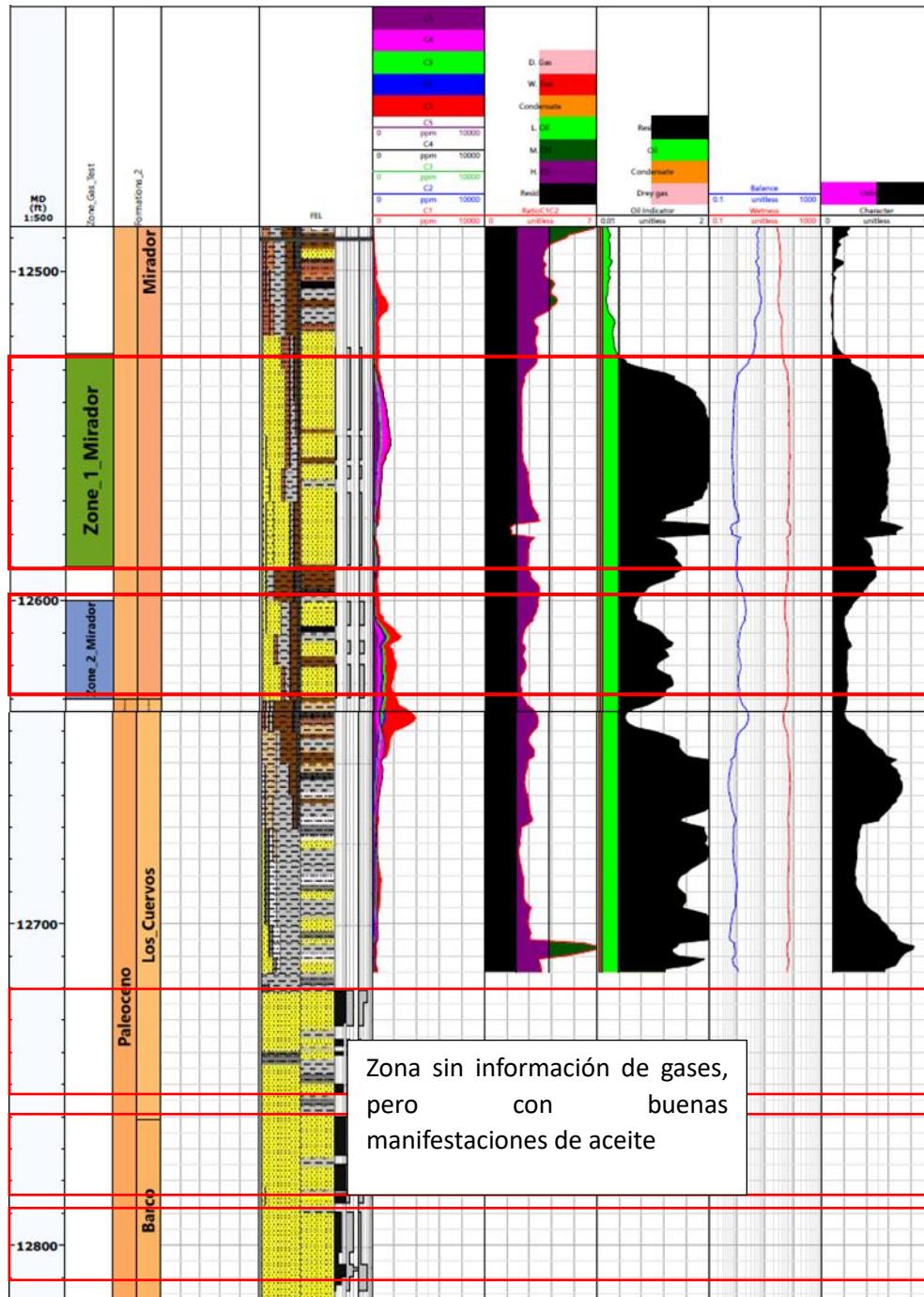


7.4. Pozo Z2

Este pozo exploratorio presenta varias zonas de interés ubicadas en las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco. El análisis de este pozo se dificultó mucho debido a que, a la hora de procesar la información de los gases, no se contaba con la totalidad de la información, es decir, la información de gases se detuvo a partir de los 12720 ft MD (Figura 24), aproximadamente a mitad del espesor de la Formación los Cuervos y toda la Formación Barco hasta el final de la perforación, dicho inconveniente desconocido y ajeno al equipo de geología de operaciones hizo que el análisis se desviara a un enfoque más basado en la fluorescencia reflejada en el FEL y los reportes geológicos diarios, además de contar con los informes de ripios y las imágenes de las muestras pasadas por luz ultravioleta.

Figura 24

Cromatografía para las zonas de interés del Pozo Z2



Este pozo presenta dos manifestaciones importantes de hidrocarburos en la Formación Mirador, la primera manifestación a 12497 ft MD (12163 TVD, 11524 TVDSS)-12588 ft MD

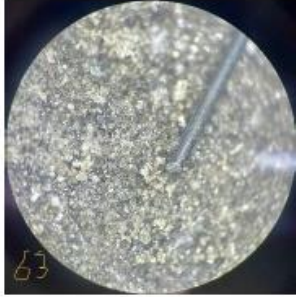

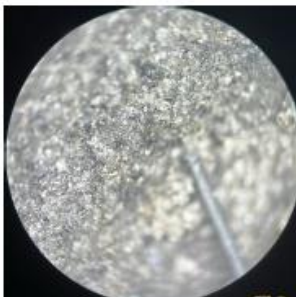


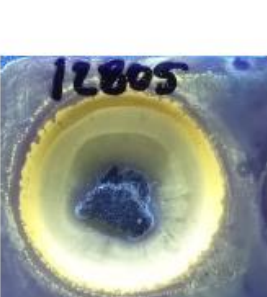
(12254 TVD, 11615 TVDSS) se encuentra conformada de areniscas cuarzosas con trazas de hidrocarburo negro a menor castaño oscuro, la fluorescencia directa es amarillo brillante, mientras que la fluorescencia efectiva es de tonos blancos amarillentos tenues y el anillo residual se ve amarillo verdoso tenue. Para la segunda manifestación en esta misma formación se dio a 12630 ft MD (12296 TVD, 11657 TVDSS) se compone de areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Además, presenta una manifestación de hidrocarburo en las muestras con un color castaño oscuro. La fluorescencia directa es amarillo oro brillante, la fluorescencia efectiva se inclina más a un blanco intenso y su anillo residual es amarillo verdoso a amarillo brillante.

Para esta formación se refleja un comportamiento de hidrocarburo de gravedad media-alta según la descripción de las fluorescencias. La relación C1/C2 y el indicador de petróleo sugieren la existencia de un hidrocarburo de baja gravedad para el primer intervalo, pero de gravedad media en el segundo intervalo y la relación humedad/balance indica crudo productivo. (Figura 24)

La zona sin información de gases cuenta con una amplia información con respecto a datos físicos y fluorescencias, además, cuenta con 2 zonas de interés mostradas en el FEL. La Formación Barco cuenta con una descripción detallada de su fluorescencia y composición (Figura 25): El primer intervalo de 12760 ft MD (12427 TVD, 11788 TVDSS) a 12780 ft MD (12438 TVD, 11799 TVDSS) se compone de areniscas cuarzosas con impregnación total de hidrocarburos de color castaño oscuro. Su fluorescencia directa es amarillo oro brillante-apagado mientras que la fluorescencia efectiva da entre un amarillo verdoso-claro apagado y el anillo residual es de un grosor medio blanquecino brillante. Lo anterior indica un crudo de gravedad media a alta.

Figura 25

Descripción litológica y fluorescencias para las zonas de interés en la Formación Barco

<p>12763'</p>	<p>ARENISCA: Castaño oscuro, menor gris medio, localmente gris claro, castaño claro; subtranslúcida, menor translúcida, localmente opaca; grano fino, menor muy fino; compuesta por cuarzo; redondeado a subredondeado; buena selección; localmente matriz arcillosa; cemento silíceo; consolidada, localmente friable; regular a buena porosidad visual. Intenso olor a Hidrocarburo. Impregnación Total de hidrocarburo, castaño oscuro, menor castaño medio, localmente negro; frescos. FD: Total; amarillo oro; brillante. FE: Rápido; en hilos; amarillo verdoso; intenso. AR: Medio; blanquecino; brillante. ARN: Castaño muy claro.</p>		
<p>12773.5'</p>	<p>ARENISCA: Castaño oscuro, localmente gris medio a claro, castaño claro; subtranslúcida, menor translúcida, localmente opaca; grano fino, menor muy fino, ocasionalmente grano medio; compuesta por cuarzo; redondeado a subredondeado; buena selección; localmente matriz arcillosa; cemento silíceo; dura; buena porosidad visual. Intenso olor a Hidrocarburo. Impregnación Total de hidrocarburo, castaño oscuro, menor castaño medio, localmente negro; frescos. FD: Puntual; amarillo claro; apagado. FE: Lento; en hilos; amarillo claro; apagado. AR: Medio; blanquecino; brillante. ARN: Castaño muy claro.</p>		
<p>12805'</p>	<p>ARENISCA: Gris oscuro, menor gris medio, castaño claro, localmente gris claro; subtranslúcida, menor translúcida, localmente opaca; grano fino, menor muy fino; compuesta por cuarzo; redondeado a subredondeado; regular selección; localmente matriz arcillosa; cemento silíceo; consolidada, localmente friable; regular a buena porosidad visual. Olor a Hidrocarburo. Impregnación total de hidrocarburo, negro, localmente castaño oscuro; frescos. FD: total; amarillo claro, apagado. FE: Lento, en hilos; amarillo verdoso, tenue. AR: Fino; blanquecino; brillante, ARN: Castaño muy claro.</p>		

Nota. Las descripciones e imágenes fueron tomadas de un informe interno de corazonamiento por parte del geólogo de pozo.

El otro intervalo de 12805-12818 ft MD (12484 TVD, 11845 TVDSS aproximadamente) contiene areniscas cuarzosas con impregnación total de hidrocarburo castaño oscuro y negro. La fluorescencia directa es amarillo claro apagado, la fluorescencia efectiva da amarillo verdoso apagado y el anillo residual un color blanco brillante. Lo anterior es indicativo para crudo de gravedad media a alta (Figura 25). En resumen, la relación de gases para la formación Barco indica un crudo productivo según la relación Humedad/Balance aplicando el Cut-off de humedad=70 para llanos orientales. La relación C1/C2 y el indicador de petróleo reflejan que el crudo puede ser de baja gravedad.

Para complementar esta interpretación se generó el *crossplot* (Figura 26) para las zonas de la Formación Mirador que indica hidrocarburos productivos y el diagrama de *Pixler* (Figura 27) con los valores expuestos en el FEL para la Formación Barco donde se evidencia también la presencia de hidrocarburos productivo en fase líquida:

Figura 26

Crossplot de la Formación Mirador para el pozo Z2

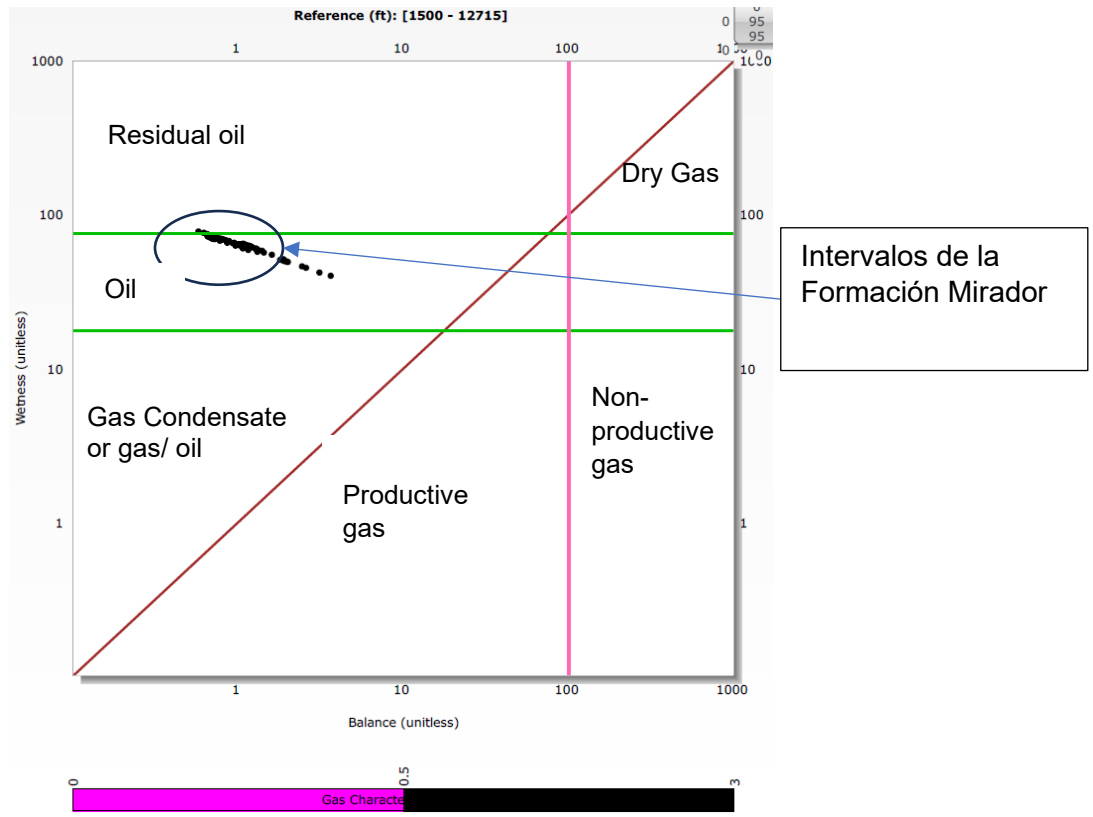
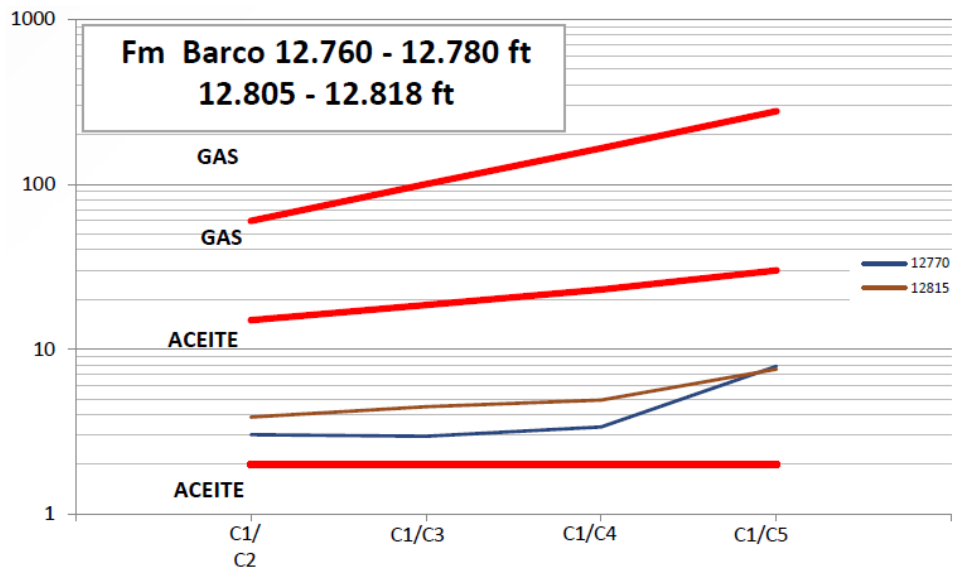


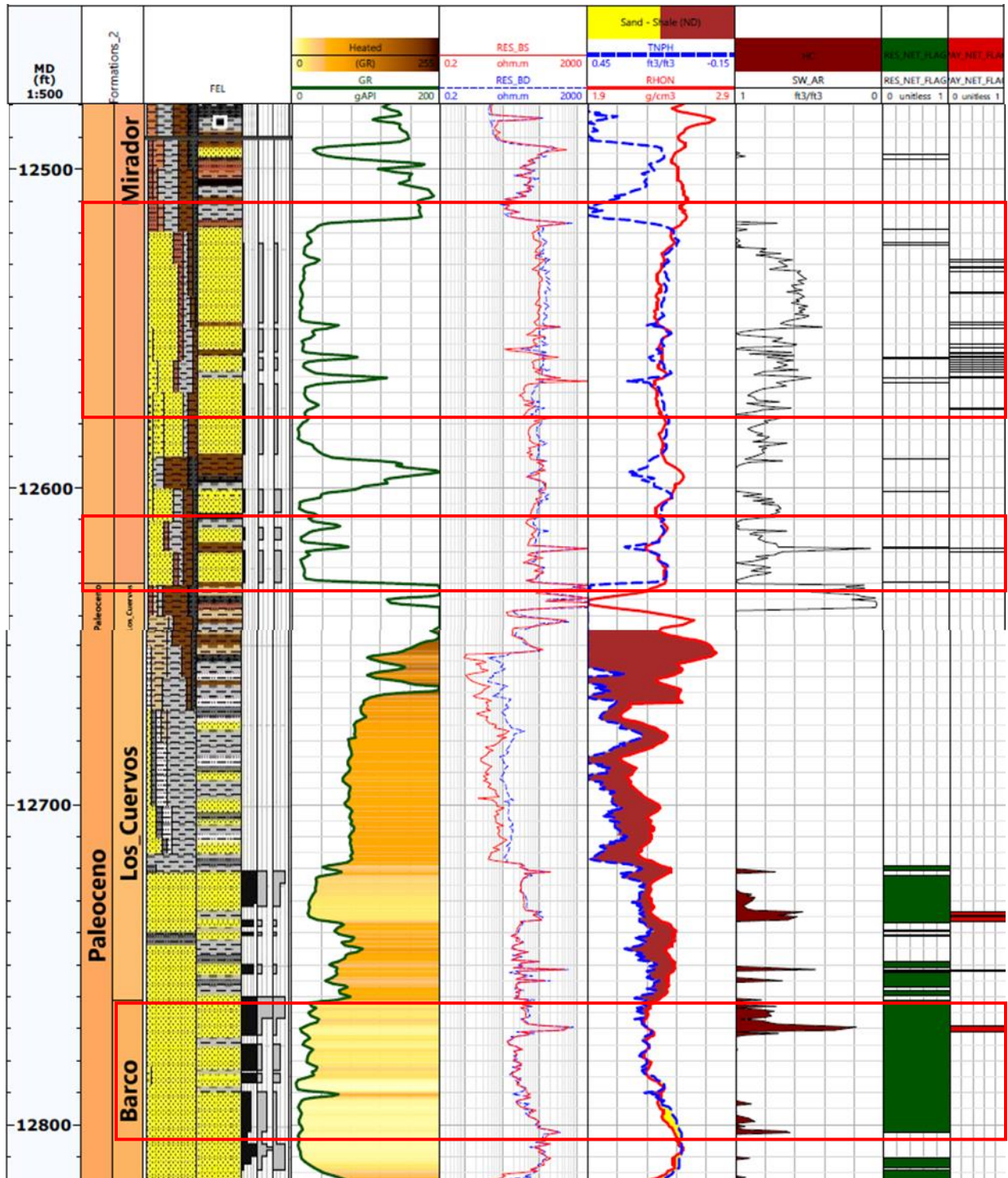
Figura 27*Análisis Pixler de la Formación Barco del pozo Z2*

Para concluir, este pozo tiene una relación de Humedad/Balance con el cuto-off de 70 para la Cuenca de los Llanos Orientales y los manchamientos de aceite en las muestras indican que el hidrocarburo presente es productivo y de gravedad media a alta de acuerdo con las fluorescencias, tanto para la Formación Barco como para la Formación Mirador. Además, la relación C1/C2 y el indicador de petróleo muestran un hidrocarburo de baja gravedad, dando como resultado en estas dos relaciones un tipo de hidrocarburo más pesado que lo evidenciado en la relación Humedad/Balance y las fluorescencias.

La evaluación petrofísica del pozo arroja unas pequeñas áreas de hidrocarburo productivo confirmando las interpretaciones cromatográficas y de fluorescencia (ver figura 28):

Figura 28

Evaluación de Formación para el Pozo Z2



Nota. Algunas partes del grafico no presentan relleno o coloración debido a un error dentro de la aplicación en relación con el procesamiento de los datos.

8. Conclusiones

A partir del seguimiento, control y los registros se puede decir que en los pozos analizados se encontraron 11 zonas de hidrocarburos interesantes, para el pozo B1 se encontraron 2 zonas, para el pozo T1 2 zonas, para el pozo Z1 5 zonas y para el pozo Z2 2 zonas.

El seguimiento en la perforación de los pozos es importante por la optimización de las operaciones día a día para hacer ajustes operativos o detectar ineficiencias, permite controlar los gastos y mantener el proyecto dentro del presupuesto estimado, una mejor comunicación entre equipos y mejora la toma de decisiones para evaluaciones y planificaciones futuras o evitar inconvenientes como la mala práctica durante la perforación de los pozos Z1 y T1 que genero inconvenientes a la hora de identificar correctamente el tipo y la cantidad de hidrocarburo, dando como resultado perdidas en tiempo y dinero para las compañías responsables.

A partir de la evaluación de la relación de gases encontrados en los pozos analizados y procesados con la herramienta Techlog y la información suministrada por los esquemas pixler, crossplot, además de las relaciones de gases, se encontraron crudos livianos y pesados en fases liquidas y sin evidencias de fases gaseosas manteniendo los resultados esperados para la zona de estudio que se caracteriza por presentar crudos similares como en caño limones y Apiay.

A partir de los análisis petrofísicos realizados a los pozos, tomando en cuenta los registros triple o cuad-combo (GR, caliper, resistividades, potencial espontaneo) que se usaron, el pozo B1 cuenta con 2 zonas de Net pay a 13220-13290 ft MD y 13355-13400 ft MD con un espesor total de 40.5 ft, el pozo T1 numéricamente refleja un Net Pay total de 208 ft en las zonas de 12260 ft y 12450 ft, el pozo Z2 refleja un Net Pay de 33 ft en total para sus 4 manifestaciones y el pozo Z1

se pasó al equipo de evaluación de formaciones para reconfirmar las zonas. Lo anterior garantiza zonas prospectivas para la extracción de hidrocarburos.

9. Recomendaciones

Para una mayor facilidad en el proceso de guardado de la información se recomienda implementar una organización estandarizada de manera obligatoria para así asegurar el orden y el completo guardado de toda la información de un pozo.

Como practicante de geología es importante el aprendizaje constante y es por lo que se recomienda a la empresa dejar más responsabilidades de baja complejidad en el campo de estudio para fortalecer aún mas todos los conocimientos del área y atender las responsabilidades más complejas de una manera más optima.

Se recomienda en la medida de lo posible fomentar el uso de vocabulario bilingüe en mayor medida ya sea por medio de documentos, entregables o conversaciones para reforzar aún más los idiomas secundarios requeridos.

10. Desarrollo de las prácticas empresariales

Las prácticas empresariales se desarrollaron a lo largo de 6 meses y se clasificaron en dos fases con actividades concretas en cada una de las fases, además se señalan los objetivos que son resueltos según las actividades asignadas durante las practicas.

Tabla 3

Desarrollo de las prácticas empresariales

Fases	Actividades específicas	Objetivos según las actividades
Inducción a la empresa	1. inducción a la compañía y asignación de responsabilidades a cargo de Juan Carlos Álzate. 2. Completamiento de los requerimientos de HSE por parte del portal Ecopetrol (Videos, Trivias y lecturas) 3. Asignación del tutor Jorge Alberto leal por parte de Richard Alberto Martínez para enseñar los aspectos teóricos de Evaluación de formaciones. 4. Informar en el portal Ecopetrol las actividades asignadas. (Seguimiento diario de perforación, cromatografía de pozos, presencia en reuniones semanales, adquirir conocimiento sobre evaluación de formaciones, entrega del estudio del pozo, asistir a los compañeros encargados de otros pozos u otras actividades afines al cargo)	La inducción a la empresa inicia el proceso para responder a todos los objetivos específicos planteados
Desarrollo de funciones	1. Explicación teórica y práctica sobre los reportes diarios de perforación y el procesamiento de datos cromatográficos a cargo de María Lucia Tejada	Responde a los objetivos específicos número 1 y 2

3. Guía práctica para el uso de Techlog a cargo de Erich Caballero Moya	Responde a los objetivos específicos número 2 y 3
4. Explicación teórica sobre Evaluación de formaciones (Registros eléctricos, registro de imágenes, Python para petrofísica)	Responde al objetivo específico numero 3
5. Asistencia semanal a las reuniones del equipo y a las de la vicepresidencia para socializar el estado de los pozos operados y no operados.	Responde al objetivo específico numero 1
6. Entrega de la interpretación cromatográfica para los pozos asignados durante el tiempo de la práctica.	Responde al objetivo específico numero 1

Referencias Bibliográficas

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). *Llanos Orientales - Agencia Nacional de Hidrocarburos*. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/llanos-orientales/>

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales*.

Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. www.anh.gov.co

Ecopetrol. (2016). *Manual para el análisis de Mudgas*.

Ecopetrol S.A. (2024). *Portal Ecopetrol*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa>

García González, M., Mier Umaña, R., Cruz Guevara, L. E., & Vasquez, M. (2009). *INFORME EJECUTIVO EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS*. www.anh.gov.co

Garduza Rueda, V. M. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones: Vol. LXI* (S. C. Carrillo Zoto, C. R. Ramírez, & J. A. Velasco Segura, Eds.; 2nd ed.). https://itpe.mx/wp-content/uploads/2023/12/Manual_de_Registros_Geofisicos.pdf

Hawker, D. P. (1997). *Evaluación e interpretación de hidrocarburos Elaborado por el departamento de capacitación de DATALOG*. Datalog. <http://datalog.ab.ca>

Jaimes Sandoval, A. C. (2019). *Propuesta de Metodología de Optimización de la Operaciones Geológicas en un Pozo Exploratorio de Hidrocarburos, Caso Estudio Pozo Prosperidad-1 Cuenca Llanos Orientales, Colombia*. [Geology]. Universidad Industrial de Santander.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *ANEXO I COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*.

Pavas, J., Vargas, H. M., Lopez, C., & Hernandez, T. (2008). *Estudio integral que permita calcular reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20 ° API en la cuenca de los Llanos Orientales*.

Quijano López, E. A., & Valcárcel Maldonado, E. J. (2015). *INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES* [UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA]. <https://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/2004>

Rojas Suarez, C. A. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona CFormación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira*.

Shlumberger. (n.d.). *Schlumberger Principios de Interpretacion*.

Thomas, A., & Clinch, S. (2011). *Passive measurements and Active measurements*. <https://railsback.org/PGSG/PetroleumLogsCharacteristics06.pdf>

Ecopetrol. (2023). *Perfilaje de Pozos*

Apéndice

Apéndice A.

Certificado de prácticas en Ecopetrol



**EL SUSCRITO LÍDER DE ATENCIÓN LOCAL
DE LA GERENCIA DE SERVICIOS COMPARTIDOS DE ECOPETROL S.A.**

CERTIFICA:

Que el(la) señor(a) **NICOLAS ARTURO TOVAR GONZALEZ**, identificado(a) con cédula de ciudadanía número 1.098.824.273, registró un contrato como estudiante en práctica industrial universitario en la unidad organizativa Vicepresidencia Exploración desde el día 12 de julio de 2023 hasta el día 11 de enero de 2024.

Se expide el presente documento en Bogotá a los **05** días del mes de **febrero** de **2024**.

Cordialmente,

DocuSigned by:

F5D63251DBA24CB

**DIANA MARCELA PALACIOS BERMÚDEZ
LÍDER D - ATENCIÓN LOCAL**

*Debido a que usted obtendrá información personal de la base de datos de Ecopetrol S.A., a partir del momento en que le sea entregada, acorde con disposiciones legales vigentes, usted será responsable del tratamiento de la información personal y su reserva, y por lo tanto debe cumplir las siguientes obligaciones: i). Utilizar la información exclusivamente para los fines que indicó en su solicitud y sólo ser tratada por usted; ii). Conservar y tratar la información en condiciones de seguridad y diligencia; iii). Colaborar de forma activa y diligente con Ecopetrol S.A. para asegurar al titular que en todo momento puede ejercer sus derechos a consultar, rectificar o suprimir su información personal; iv). Asegurar la calidad de la información personal con base en los lineamientos de Consistencia, Unidad, Complejidad, Oportunidad, y Confidencialidad que se señalan en la normatividad Interna de Ecopetrol S.A. sobre calidad de la información, tanto en su entorno como cuando la transfiere a un encargado; v). Cumplir adecuada y oportunamente con todas las indicaciones que le imparta Ecopetrol S.A.; vi). Cumplir las instrucciones y requerimientos que imparta la Autoridad de Protección de Datos Personales de Colombia; vii). Revisar y cumplir los deberes y principios generales que se consagran en la normatividad colombiana sobre protección de la información personal (en especial la Ley 1581 de 2012) así como los deberes particulares que en especial le corresponde imponer una norma, e informar y asegurarse de su cumplimiento frente a los encargados del tratamiento de esta información personal que están bajo su subordinación; viii). Cumplir con todas las normativas de Ecopetrol S.A. sobre seguridad de la información y gestión documental; y ix). Conocer y cumplir con todos los deberes, principios, conductos regulares, y lineamientos que se establecen en la Declaración de Tratamiento de la Información Personal en Ecopetrol S.A. (disponible en www.ecopetrol.com.co). *Parágrafo: En el caso en que usted incumpla cualquiera de estas obligaciones Ecopetrol S.A., de considerarlo pertinente o de ser obligatorio por mandato legal, procederé a solicitarle la devolución inmediata de la información personal tratada indebidamente, su eliminación permanente de los medios de almacenamiento físicos, electrónicos, ópticos o similares donde estuviese disponible, así como a denunciar la conducta ante las autoridades públicas competentes y/o iniciar contra usted un proceso de responsabilidad bien sea a nivel civil, penal, fiscal y/o disciplinario (según el grado de culpa o intención así como los daños causados) en relación al tratamiento de la información personal de la cual usted tenía la responsabilidad o encargo de su tratamiento. *Parágrafo 2: Para medir el cumplimiento de lo consagrado en estas obligaciones se deberá atender a lo consagrado en el artículo 15 de la Constitución Política de Colombia, en la Ley 1581 de 2012, en los Decretos Reglamentarios de la Ley 1581 de 2012, en toda normatividad general y especial de Colombia sobre protección a la información personal (tanto legislativa, como regulatoria, consuetudinaria y jurisprudencial que sea vinculante en Colombia), y en la Declaración de Tratamiento de la Información Personal en Ecopetrol S.A. (disponible en www.ecopetrol.com.co)*

Esta es la información que reposa en nuestro sistema y está sujeta a verificación.

El sistema de verificación de estas certificaciones en Ecopetrol, es por escrito.

Si requiere validar esta información por favor hágalo enviando un correo a:

oficinavirtualdepersonal@ecopetrol.com.co

**Cra. 13 No. 36-24, Bogotá, D.C. Colombia
Celular 310-3158600 – Línea Nacional 01800091841**

Preparó: Américas Business Process Services S.A. ABPS
Revisó: Grupo Gestión de Certificaciones
Registro No. 305418
Caso TITAN: 18942726 - 996780

