



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**DETERMINACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN LAS ARENAS  
DEL CAMPO YULEBRA (YLBD-O29R1) MEDIANTE FZI**

**AUTOR**

**Ing. Melendres Del Pezo Ronny Smith**

**TRABAJO DE TITULACIÓN EN MODALIDAD DE INFORME DE  
INVESTIGACIÓN**

**Previo a la obtención del grado académico en**

**MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

**TUTORA**

**Ing. Gutierrez Hinestroza Marllelis, PhD**

**La Libertad, Ecuador**

**Año 2025**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**PhD. Roxanna Alvarez Acosta  
COORDINADORA (E)  
DELPROGRAMA**

---

**PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza  
TUTORA**

---

**Mgtr. Carlos Portilla Lazo  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Mgtr. Sadi Iturralde Kure  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ab. María Rivera González, Mgtr.  
SECRETARIA GENERAL  
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en PETRÓLEOS

**TUTOR**

---

**Ing. Marllelis Del Valle Gutierrez Hiestroza, PhD.**

La Libertad, a los 07 días del mes de Agosto del año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

**Yo, MELENDRES DEL PEZO RONN SMITH**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, DETERMINACION DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN LAS ARENAS DEL CAMPO YULEBRA (YLBD-O29R1) MEDIANTE FZI, previo a la obtención del título en Magister en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 07 días del mes de Agosto del año 2025

**EL AUTOR**

---

**Ing. Melendres Del Pezo Ronny Smith**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado DETERMINACION DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN LAS ARENAS DEL CAMPO YULEBRA (YLBD-O29R1) MEDIANTE FZI, presentado por el estudiante, MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 INFORME DE ANÁLISIS  
magister

**TESIS -- MELENDRES DEL PEZO  
RONNY SMITH**

**3%**  
Textos sospechosos

**< 1% Similitudes**  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
**2% Idiomas no reconocidos**  
**15% Textos potencialmente generados por la IA (ignorados)**

Nombre del documento: TESIS -- MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH.docx	Depositante: MARLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA	Número de palabras: 4963
ID del documento: 8b109c45103874cfe71d003174ec8131a19fe028	Fecha de depósito: 7/8/2025	Número de caracteres: 32.752
Tamaño del documento original: 42,74 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 7/8/2025	

**TUTORA**

---

**Ing. Marllelis Del Valle Gutierrez Hinestroza, PhD.**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 07 días del mes de Agosto del año 2025

**EL AUTOR**

---

**Ing. Melendres Del Pezo Ronny Smith**

## AGRADECIMIENTO

*En primer lugar, agradezco a Dios por regalarme la vida, la salud, la sabiduría y la fortaleza necesarias para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo de titulación. Su guía constante y su amor infinito han sido el pilar fundamental en cada etapa de este proceso.*

*Expreso mi más sincero agradecimiento a mi tutora y directora de la carrera, la Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD., por su acompañamiento constante, su orientación académica y profesional, sus consejos siempre acertados y su confianza depositada en mí. Su compromiso y dedicación fueron esenciales para la culminación de este trabajo.*

*De manera muy especial, quiero agradecer al Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc., por su valioso apoyo en las operaciones y el análisis de datos durante el desarrollo de esta tesis. Su experiencia, disposición y conocimientos fueron clave para despejar dudas, enriquecer este trabajo y fortalecer mi formación profesional. Su generosidad al compartir su tiempo y saberes ha sido profundamente significativa para mí.*

*Agradezco profundamente a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, institución que ha sido parte fundamental de mi formación profesional desde mis estudios de pregrado y que nuevamente me abrió sus puertas para continuar mi preparación académica a nivel de posgrado. A pesar de la modalidad híbrida, me brindó todas las herramientas necesarias, el acompañamiento oportuno y los recursos adecuados para desarrollar este trabajo con calidad y compromiso. Valoro enormemente su contribución en mi crecimiento personal y profesional.*

*Finalmente, extiendo mi gratitud a mi familia, amigos, compañeros, docentes y en especial a mi pareja - Mi Ginger, quienes con su apoyo, comprensión, paciencia y motivación me acompañaron durante este largo camino. Gracias a todos por creer en mí.*

*Ronny Smith, Melendres Del Pezo*

## DEDICATORIA

*A mis padres, por ser mi mayor fuente de inspiración y fortaleza. Por su amor sin límites, sus consejos sabios y su constante apoyo en cada paso de mi vida. Gracias por enseñarme con su ejemplo el verdadero significado del compromiso, la responsabilidad y la integridad. Sin ustedes, este camino no habría tenido el mismo sentido.*

*A mis hermanos y sus parejas (Angee y Ariel), compañeros de vida, de risas y batallas. Gracias por estar presentes en cada etapa, por alentarme cuando lo necesité y por hacer de cada experiencia algo especial. Su presencia ha sido fundamental en mi crecimiento personal y académico.*

*Este trabajo es para ustedes, como muestra de mi eterna gratitud. Representa no solo el esfuerzo y la dedicación de estos años, sino también el amor que me han dado y que ha sido el motor de todo lo que hoy he logrado.*

*Ronny Smith, Melendres Del Pezo*

## ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....	V
AUTORIZACIÓN .....	VI
AGRADECIMIENTO .....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
RESUMEN .....	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
INTRODUCCIÓN .....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
DESCRIPCIÓN.....	3
PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN .....	3
JUSTIFICACIÓN .....	4
DELIMITACIONES .....	5
OBJETIVOS E HIPÓTESIS .....	5
OBJETIVO GENERAL.....	5
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
HIPÓTESIS .....	6

<b>CAPITULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>	<b>7</b>
1.1 ANTECEDENTES .....	7
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO YULEBRA .....	9
1.2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	9
1.2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO .....	10
1.2.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA .....	10
1.2.3.1 <i>Características de las formaciones productoras</i> .....	12
1.2.3.2 <i>Litología y estratigrafía</i> .....	12
1.2.4 DATOS PETROFÍSICOS Y VOLUMÉTRICOS DEL CAMPO.....	15
1.2.5 EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA.....	17
1.2.6 MECANISMO DE DRENAJE.....	18
1.3 DESARROLLO TEÓRICO Y CONCEPTUAL .....	19
1.3.1 YACIMIENTO.....	19
1.3.1.1 <i>Clasificación Geológica de los Yacimientos</i> .....	20
1.3.1.2 <i>Clasificación de acuerdo al punto de burbuja</i> .....	22
1.3.1.3 <i>Clasificación según el Estado de los Fluidos</i> .....	25
1.3.1.4 <i>Clasificación según el Mecanismo de Producción</i> .....	29
1.3.1.5 <i>Clasificación según las variaciones en el volumen original disponible de hidrocarburos:</i> .....	33
1.3.2 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES) .....	33
1.3.2.1 <i>Método volumétrico para estimar el POES</i> .....	33
1.3.2.2 <i>Balance de materia</i> .....	35
1.3.3 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA .....	37
1.3.3.1 <i>Caracterización petrofísica con Registros de pozo</i> .....	38
1.4 DEFINICIONES OPERACIONALES.....	39
1.4.1 FUNDAMENTO DE LOS REGISTROS DE POZO .....	40
1.4.1.1 <i>Registros eléctricos</i> .....	40
1.4.2 REGISTROS DISPONIBLES PARA LA INVESTIGACIÓN.....	49
1.4.3 UNIDADES DE FLUJO HIDRÁULICO (HFU) .....	50
1.4.3.1 <i>Parámetros de las Unidades de Flujo</i> .....	50

1.4.3.2	<i>Determinación de las Unidades de Flujo</i> .....	51
1.4.3.3	<i>Método para Determinar las Unidades de Flujo</i> .....	52
1.4.3.4	<i>Rock Quality Index (RQI)</i> .....	55
1.4.3.5	<i>Porosidad efectiva (<math>\phi</math>)</i> .....	56
1.4.3.6	<i>Permeabilidad estimada (K)</i> .....	57
1.4.3.7	<i>Flow Zone Indicator (FZI)</i> .....	57
1.4.3.8	<i>Aplicación del análisis FZI y concepto de HFU</i> .....	59
1.5	BASES LEGALES Y NORMATIVAS .....	60
1.5.1	NORMATIVA GENERAL .....	60
1.5.2	REGULACIÓN TÉCNICA .....	60
1.6	IMPORTANCIA PARA LA INGENIERÍA DE RESERVORIOS.....	61
<b>CAPITULO 2. METODOLOGÍA.....</b>		<b>62</b>
2.1	CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN .....	62
2.2	DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN .....	62
2.3	TIPO, ENFOQUE Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	63
2.4	POBLACIÓN Y MUESTRA .....	63
2.5	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	64
2.6	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	64
2.7	INSTRUMENTOS DE ANÁLISIS .....	64
2.8	PROCESAMIENTO DE LA EVALUACIÓN: VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS APLICADOS PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN. ....	65
2.9	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	65
2.10	ANÁLISIS DE DATOS .....	75
<b>CAPITULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>		<b>77</b>
3.1	RESULTADOS.....	77
3.1.1	INTERPRETACIÓN DE REGISTRO DE POZO.....	77
3.1.2	REGISTROS PROPORCIONADOS .....	77
3.1.3	CRITERIOS DE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS.....	77
3.1.4	FLOW ZONE INDICATOR (FZI) & HYDRAULIC FLOW UNIT (HFU) .....	82

3.1.4.1	<i>Procesamiento de datos.</i>	82
3.1.4.2	<i>Interpretación de resultados gráficos.</i>	83
3.1.4.3	<i>Clasificación de las Unidades de Flujo Hidráulico (HFU)</i>	87
3.2	DISCUSIONES	92
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>94</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>95</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>96</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	15
TABLA 2. SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	16
TABLA 3. SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	16
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL YACIMIENTO SUBSATURADO	23
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	32
TABLA 6. OTROS REGISTROS DE RESISTIVIDAD .....	43
TABLA 7. CLASIFICACIÓN GENERAL HFU SEGÚN FZI.....	59
TABLA 8. DATOS NUMÉRICOS DE LOS REGISTROS DISPONIBLES DE YLBD-O29R1.....	66
TABLA 9. DATA FILTRADA Y ORGANIZADA DE LOS REGISTROS DE POZO	68
TABLA 10.MUESTRA DE INTERPRETACIÓN DE LITOLOGÍAS (11613 FT – 11625 FT)	70
TABLA 11.CÁLCULO DE POROSIDAD DE ACUERDO AL TIPO DE LITOLOGÍA. 11513 – 11519 FT.....	72
TABLA 12.CÁLCULO DE PERMEABILIDAD, RQI, FZI Y CALIDAD DE FLUJO (11513 – 11519 FT) .....	74
TABLA 13.RESUMEN METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS FZI EN EL CAMPO YULEBRA .....	76
TABLA 14.LITOLOGÍAS INTERPRETADAS EN PROFUNDIDAD PARA YLBD-O29R1	79
TABLA 15.PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR UNIDAD LITOLÓGICA .....	82

**TABLA 16. CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO POR FZI EN  
YLBD-O29R1.....89**

**TABLA 17. CLASIFICACIÓN DE HFU + LITOLOGÍA DOMINANTE EN YLBD-  
O29R1 90**

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA .....	10
FIGURA 2.MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CULEBRA – YULEBRA.....	11
FIGURA 3.FORMACIONES PRODUCTORAS Y SUS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES .....	12
FIGURA 4.COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS DEL CAMPO YULEBRA.....	14
FIGURA 5.CAMPO CULEBRA – YULEBRA: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN..	17
FIGURA 6.CAMPO CULEBRA – YULEBRA: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN BASAL TENA.....	18
FIGURA 7.CAMPO CULEBRA – YULEBRA: EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO Y POZOS PRODUCTORES ACTIVOS EN BT.....	18
FIGURA 8.CAMPO CULEBRA – YULEBRA: MECANISMO DE EMPUJE ARENISCA BASAL TENA.....	19
FIGURA 9.CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: YACIMIENTO ESTRATIGRÁFICO 21	
FIGURA 10. CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: YACIMIENTO ESTRUCTURAL 21	
FIGURA 11. CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: YACIMIENTO COMBINADO...22	
FIGURA 12. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL DIAGRAMA DE PRESIÓN-TEMPERATURA .....	25
FIGURA 13. DIAGRAMA DE FASES PARA EL PETRÓLEO NEGRO. I .....	27
FIGURA 14. DIAGRAMA DE FASES PARA EL PETRÓLEO NEGRO. II.....	28
FIGURA 15. VARIACIÓN EN EL % DE C7, DE ACUERDO A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO INICIAL .....	28
FIGURA 16. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL PUNTO DE BURBUJA.....	31

<b>FIGURA 17. PROPIEDADES IMPORTANTES PARA EL DESARROLLO DEL RESERVORIO .....</b>	<b>38</b>
<b>FIGURA 18. REGISTROS DE RESISTIVIDAD .....</b>	<b>41</b>
<b>FIGURA 19. REGISTRO SP .....</b>	<b>43</b>
<b>FIGURA 20. REGISTRO GR.....</b>	<b>45</b>
<b>FIGURA 21. REGISTROS NPHI – RHOB.....</b>	<b>47</b>
<b>FIGURA 22. PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE FLUJO.....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 23. PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO.....</b>	<b>52</b>
<b>FIGURA 24. GRAFICA ØE VS RQI PARA DETERMINAR FZI. ....</b>	<b>59</b>
<b>FIGURA 25. REGISTROS DE POZO CON DATOS REALES PROCESADOS.....</b>	<b>67</b>
<b>FIGURA 26. REGISTROS DE POZO CON DATOS FILTRADOS POR FT DE PROFUNDIDAD .....</b>	<b>69</b>
<b>FIGURA 27. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA PARA EL POZO YLBD-O29R1 (11476 FT – 12342 FT) .....</b>	<b>81</b>
<b>FIGURA 28. SEMILOG: RELACIÓN ENTRE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....</b>	<b>84</b>
<b>FIGURA 29. LOG-LOG: RELACIÓN ENTRE RQI &amp; POROSIDAD .....</b>	<b>85</b>
<b>FIGURA 30. RELACION ENTRE EL INDICE DE ZONA DE FLUJO Y POROSIDAD .....</b>	<b>86</b>
<b>FIGURA 31. RELACIÓN ENTRE EL ÍNDICE DE ZONA DE FLUJO Y PERMEABILIDAD DE LA ROCA .....</b>	<b>87</b>
<b>FIGURA 32. COMPORTAMIENTO DEL FZI EN PROFUNDIDAD .....</b>	<b>88</b>
<b>FIGURA 33. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA DEL POZO YLBD-O29R1 (1146 – 12342 FT) REPRESENTANDO LAS UNIDADES LITOLÓGICAS E INTERVALOS DE ZONA DE FLUJO.....</b>	<b>91</b>

## RESUMEN

El campo Yulebra, ubicado en la cuenca Oriente Ecuatoriana – Bloque 61, es un yacimiento convencional operado por EP Petroecuador desde 1980, cuya producción ha declinado por factores como la depleción de la presión e intervenciones no tan eficientes debido a la carencia de zonificación de unidades de flujo, pues, diversos estudios en este campo y áreas aledañas han promovido recuperación secundaria alcanzando incrementos de producción y presión considerables, sin embargo no se ha implementado una zonificación por unidades de flujo utilizando el Índice de Zona de Flujo (FZI), lo cual limitaría la precisión y eficiencia del modelado del reservorio y estrategias operativas. Por lo tanto, en este trabajo de investigación, se realizó una caracterización petrofísica del campo Yulebra en el pozo YLBD-O29R1, enfocado en la determinación de unidades de flujo hidráulico (HFU) aplicando el análisis del índice de zona de flujo (FZI) a partir de registros de pozo y modelos matemáticos.

Los resultados identifican tres grupos principales de comportamiento hidráulico: calizas de calidad moderada (FZI entre 1.0 y 2.0), calizas densas con pobre flujo y dolomitas con posible recristalización (FZI entre 0.5 y 1.0) y zonas consideradas como sello o barreras verticales debido al alto contenido de arcilla presente en la formación (lutitas) (FZI < 0.1). El enfoque puesto en este trabajo permitió superar las limitaciones de clasificación litológica convencional, integrando criterios de geología, petrofísica y flujo sin núcleos o análisis directos de laboratorio. La metodología aplicada se puede transferir a otros pozos del campo, cuya aplicación se recomienda para pozos en fases de desarrollo.

**PALABRAS CLAVE:** REGISTROS DE POZO, CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA, FZI, HFU.

## **ABSTRACT**

The Yulebra field, located in the Oriente Basin of Ecuador – Block 61, is a conventional reservoir operated by EP Petroecuador since 1980. Its production has declined due to factors such as pressure depletion and less efficient interventions, mainly because of the absence of zonation into flow units. Various studies in this field and surrounding areas have promoted secondary recovery, achieving significant increases in both production and pressure. However, a flow unit zonation using the Flow Zone Indicator (FZI) has not yet been implemented, which would limit the accuracy and efficiency of reservoir modeling and operational strategies. Therefore, this research focused on the petrophysical characterization of the Yulebra field, specifically in well YLBD-O29R1, aiming to identify hydraulic flow units (HFUs) by applying Flow Zone Indicator (FZI) analysis using well logs and mathematical models.

The results allowed the identification of three main hydraulic behavior groups: moderate-quality limestones (FZI between 1.0 and 2.0), dense limestones with poor flow and dolomites with possible recrystallization (FZI between 0.5 and 1.0), and zones considered as seals or vertical barriers due to the high clay content present in the formation (shales) (FZI < 0.1). The approach taken in this study overcame the limitations of conventional lithological classification by integrating geological, petrophysical, and flow criteria without the need for core samples or direct laboratory analysis. The applied methodology can be transferred to other wells in the field, and its use is recommended for wells in the development phase.

**KEYWORDS:** WELL LOGS, PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION, FZI, HFU.

## INTRODUCCIÓN

En la Amazonía ecuatoriana, el campo Yulebra ha sido durante décadas una fuente relevante de producción petrolera para el país. Ubicado en la Cuenca Oriente y operado por EP Petroecuador, este campo representa un reservorio convencional con características petrofísicas complejas, que han planteado retos tanto operativos como técnicos desde sus inicios en la década de 1980 (Donoso & Solís, 2013). Aunque su producción ha sido significativa, con reservas estimadas en más de 26 millones de barriles (Global Energy Monitor, 2025), actualmente enfrenta un declive natural, producto del agotamiento de presión y la falta de intervenciones integradas que tomen en cuenta la heterogeneidad interna del yacimiento (Huilcapi & Vásquez, 2018)

En este contexto, la identificación precisa de zonas productivas (conocidas también como unidades de flujo), se convierte en un paso fundamental para revitalizar la producción, evitar la sobrestimación del petróleo original in situ (POES), y definir estrategias de manejo más eficientes y sostenibles. El uso del Índice de Zona de Flujo (FZI, por sus siglas en inglés “Flow Zone Indicator”) emerge como una herramienta clave en este proceso, ya que permite segmentar el yacimiento en zonas con propiedades similares de almacenamiento y transporte de fluidos (Flores J., 2019). A diferencia de otros métodos más subjetivos, el FZI se basa en relaciones cuantitativas entre la porosidad y la permeabilidad, brindando un enfoque más confiable para el análisis petrofísico.

Esta investigación se enfoca particularmente en el pozo YLBD-O29R1 del campo Yulebra, el cual, aún no ha sido analizado bajo un enfoque de unidades de flujo. La importancia de integrar el FZI en su caracterización radica en la posibilidad de mejorar la comprensión del comportamiento del reservorio y optimizar el diseño de intervenciones futuras, como la inyección de agua o el reacondicionamiento de pozos (Palomino & Villacrés, 2018). Además, este análisis permitirá relacionar la información obtenida con registros de pozos, datos de producción y modelos matemáticos, lo cual enriquecerá el modelo del yacimiento y facilitará una planificación técnica más precisa (Vélez & Álvarez, 2011).

Por otro lado, este enfoque responde a un contexto más amplio dentro de la industria petrolera ecuatoriana. Según el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2022), uno de los desafíos actuales en los campos maduros del país es lograr una caracterización más integral y actualizada de los yacimientos, que permita sostener su producción de forma técnica y económicamente viable. Este trabajo se enmarca en esa visión, proponiendo una metodología que combina análisis petrofísico, estadístico y geológico, adaptada a las condiciones reales del campo Yulebra.

El objetivo general de esta investigación es evaluar las unidades de flujo en las formaciones del campo Yulebra y el comportamiento del reservorio mediante el índice de zona de flujo (FZI). La estructura de este trabajo se divide en cuatro capítulos. En el primer capítulo se aborda el marco teórico referencial que sustenta el uso del FZI y sus aplicaciones en reservorios heterogéneos. En el segundo, se describe la metodología empleada, incluyendo la adquisición, procesamiento e interpretación de datos. El tercer capítulo presenta los resultados obtenidos en el pozo YLBD-O29R1, con mapas, gráficas y estadísticas relevantes, también se discuten estos resultados de acuerdo con las condiciones particulares del campo. Finalmente, el capítulo de conclusiones y recomendaciones prácticas orientadas a futuras aplicaciones en el campo Yulebra y otros campos con características similares.

Con este enfoque, se espera no solo aportar a la eficiencia operativa del campo, sino también a generar conocimiento aplicable en la caracterización de reservorios complejos dentro del contexto nacional.

## **Planteamiento del problema**

### **Descripción**

El campo Yulebra, ubicado en el Oriente Ecuatoriano, es un reservorio convencional de arenas del grupo Napo, que incluye las formaciones Basal Tena, U y T (Donoso & Solís, 2013). A pesar de presentar porosidades entre 16 – 31 % y permeabilidades de 8 – 900 mD, su producción ha decrecido notablemente debido a la depleción de la presión natural del yacimiento y a la falta de zonificación de unidades de flujo (Huilcapi & Vásquez, 2018). En particular, no hay evidencia de que el pozo YLBD-O29R1 haya sido evaluado mediante técnicas como el FZI, lo que limita la comprensión de su comportamiento dinámico, la estimación precisa de reservas y la identificación de zonas óptimas para estrategias como inyección de agua o levantamiento artificial (Flores J., 2019).

De acuerdo con lo anterior, se identifica el problema central en este trabajo de investigación, el cual responde a la limitación de la comprensión integral del comportamiento del reservorio y la obstaculización en toma de decisiones eficientes para su manejo debida a la falta de caracterización precisa de las unidades de flujo, representando una barrera crítica para maximizar la eficiencia operativa y la sostenibilidad del desarrollo en el campo.

### **Preguntas de investigación**

A partir del problema identificado, surgen interrogantes cuya función guían el desarrollo de la investigación, en este caso, permiten enfocar el análisis hacia aspectos claves del comportamiento del reservorio y la identificación de unidades de flujo en el Campo Yulebra, facilitando así el diseño de una metodología adecuada en conjunto con la obtención de resultados útiles para la toma de decisiones técnicas. De acuerdo con lo que se menciona, surgen las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las características petrofísicas del campo Yulebra en la zona de estudio?
- ¿Qué indica el comportamiento de los registros eléctricos sobre las propiedades petrofísicas de la zona de estudio?

- ¿Cuáles son las unidades de flujo determinadas con el análisis FZI?
- ¿Cuál es la distribución espacial de las zonas de flujo según el análisis obtenido del FZI?
- ¿Cómo se comportan las distintas zonas de flujo y cuál es su impacto en el reservorio?

## **Justificación**

La caracterización precisa de reservorios heterogéneos es uno de los mayores retos en la industria hidrocarburífera actual. En este contexto, el campo Yulebra, ubicado en la cuenca Oriente del Ecuador, presenta condiciones geológicas y petrofísicas variables que han limitado una zonificación adecuada del yacimiento, provocando ineficiencias en la estimación del petróleo original en sitio (POES) y en la toma de decisiones técnicas. El uso del Índice de Zona de Flujo (FZI), desarrollado por Amaefule et al. (1993), permite superar muchas de estas limitaciones, al clasificar el reservorio en unidades de flujo con propiedades similares. Esto no solo aporta a una mejor comprensión del comportamiento del yacimiento, sino que además permite aplicar estrategias más acertadas de recuperación secundaria y explotación sostenible tal cual como mencionan Flores-Pozo et al., 2019 y Vélez & Álvarez, 2011.

El estudio en el pozo YLBD-O29R1 ofrece un enfoque práctico y realista, ya que es un pozo representativo del comportamiento del campo. La integración de registros eléctricos, análisis petrofísico y modelamiento mediante FZI no solo busca optimizar la productividad del campo, sino también contribuir al conocimiento técnico aplicado en la región amazónica ecuatoriana, cumpliendo con los lineamientos técnicos exigidos por las normativas del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2022).

Por lo tanto, esta investigación es relevante tanto en el plano técnico como estratégico, ya que ofrece una herramienta concreta y reproducible para mejorar la eficiencia operativa y la gestión del recurso petrolero en campos maduros y heterogéneos como Yulebra.

## Delimitaciones

La ejecución viable del estudio y su enfoque técnico preciso se asegura enmarcando esta investigación dentro de las siguientes limitaciones:

- **Delimitación espacial:** El estudio se centra exclusivamente en el campo Yulebra, ubicado en la cuenca Oriente, Ecuador. Específicamente, se toma como referencia principal el pozo YLBD-O29R1, por considerarse representativo de las condiciones petrofísicas del campo y por contar con registros eléctricos e información relevante para el análisis.
- **Delimitación temporal:** La investigación utiliza datos históricos y actuales disponibles hasta el año 2024. El análisis se enmarca dentro de un contexto de producción declinante y escenarios de explotación convencional.
- **Delimitación técnica:** Se emplea el método del Índice de Zona de Flujo (FZI) como principal herramienta para la caracterización de unidades de flujo. Asimismo, el estudio se basa en registros de pozo y propiedades petrofísicas derivadas de modelos matemáticos (como porosidad, permeabilidad, saturación, etc), dejando fuera análisis geoquímicos o de corte mineralógico detallado.
- **Delimitación metodológica:** Este trabajo posee un enfoque petrofísico y estático del reservorio. No se pretende realizar una simulación dinámica del yacimiento, sino más bien identificar unidades de flujo mediante criterios de calidad de roca-reservorio. El modelamiento se limita a la elaboración de mapas de zonificación con base en FZI, usando software especializados para cálculos petrofísicos y visualización de datos.

## Objetivos e Hipótesis

### Objetivo General

Evaluar las unidades de flujo en las formaciones del campo Yulebra y el comportamiento del reservorio mediante el índice de zona de flujo (FZI).

## Objetivos Específicos

- Caracterizar las propiedades del campo con datos petrofísicos y de producción disponibles.
- Analizar las propiedades petrofísicas mediante los registros eléctricos del campo Yulebra tomando como referencia el pozo YLBD-029R1.
- Determinar las unidades de flujo en cada sección del campo aplicando el método FZI.
- Elaborar los mapas de las zonas de flujo obtenidas del registro con software de modelamiento.
- Evaluar el POES y las unidades de flujo en las formaciones del campo Yulebra y el comportamiento del reservorio mediante el índice de zona de flujo (FZI).

## Hipótesis

A partir del planteamiento del problema, las interrogantes y los objetivos, se proponen las siguientes hipótesis que se evalúan a lo largo del desarrollo de este estudio.

**H1:** La integración de datos petrofísicos y registros eléctricos del pozo YLBD-O29R1 permitirá una caracterización más precisa y detallada del reservorio en términos de unidades de flujo.

**H2:** El método del Índice de Zona de Flujo (FZI) permitirá identificar unidades con propiedades petrofísicas y de flujo similares, reflejando con mayor fidelidad la heterogeneidad interna del campo Yulebra.

# CAPITULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

## 1.1 Antecedentes

El índice de zona de flujo (FZI) es un parámetro crucial en la caracterización petrofísica de yacimientos complejos, ya que permite evaluar la calidad de los mismos, su capacidad de almacenar y permitir el movimiento de hidrocarburos. Bajo este contexto, se mencionan estudios referenciales acerca de la caracterización de yacimientos y la aplicación del índice de zona de flujo en el tiempo.

En la provincia de Sucumbíos, se realizó un estudio referente a modelos de permeabilidad y correlaciones con perfiles de pozos para establecer unidades de flujo en los campos TETETE-TAPI (Bermúdez V. & Valdez D., 2021), campos muy maduros donde la producción ha decaído notablemente. El objetivo de la investigación fue generar un mapa tridimensional de unidades de flujo y correlaciones estratigráficas de pozos para los reservorios U y T, obteniendo parámetros petrofísicos de las zonas productoras identificando futuras zonas de perforación.

Otro estudio referencial es la caracterización de unidades de flujo para un yacimiento carbonatado (Ibonet F. & Reyes P., 2020), en el cual se determinó que la existencia de un yacimiento carbonatado fracturado en declive hace necesario optimizar los esquemas de explotación para extraer el máximo de los recursos existentes. La evaluación petrofísica de este tipo de yacimientos es limitada, y muchas veces no existen descripciones de las propiedades que afectan la movilidad de los fluidos que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad de flujo.

En 2019, se determinaron unidades de flujo a partir del FZI considerando un modelo petrofísico de un yacimiento subsaturado (Flores P., 2019), en este estudio se menciona que, en la caracterización petrofísica de yacimientos, muchas veces se divide al yacimiento en zonas con similares características tanto geológicas como petrofísicas a las que se denominan unidades de flujo. El indicador de zona de flujo es correlacionado con ciertas combinaciones de las respuestas de las herramientas de registro con el que se desarrollan los modelos de regresión para las predicciones de permeabilidad en intervalos, por lo tanto, establecer el FZI ayuda a zonificar el yacimiento de acuerdo con su potencial hidráulico y establecer unidades de flujo confiables.

En cuanto al campo Yulebra, se tiene un análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena mediante el balance de materia (Huilcapi & Vásquez, 2018), cuya información determina que las arenas productoras del campo Culebra – Yulebra presentan características de entrapamiento estratigráfico, con un mecanismo de drenaje asociado a expansión de roca fluido y gas en solución, los cuales se caracterizan por ser tipos de empuje de baja energía, lo que nos permite un recobro del 5 al 15% del POES. La estimación del POES realizado a tiempos temprano en la producción del campo no es exacta debido a que se asumen una cantidad considerable de parámetros, mismo que pueden ocasionar una sobreestimación o subestimación del POES.

(Chacin Delgado, 2011), realizó un estudio centrado en el desarrollo de un modelo petrofísico para un yacimiento de la formación Misoa del Campo Tia Juana Lago. Este trabajo, realizado en la Universidad de Zulia, aborda la caracterización de las propiedades de las rocas reservorio. Este tema tiene cierto enfoque en la identificación y análisis de las unidades de flujo, que son esenciales para entender la dinámica del yacimiento. Por otro lado, el estudio demostró que, a través de la integración de datos de perforación y análisis de núcleos, se puede establecer un modelo que permita predecir el comportamiento de producción del yacimiento.

(Prieto F., Jalfin, García G., Sotomayor, & Orellana) REPSOL YPF caracterizó los yacimientos BOGI-CAPIRON, bloque 16 de la Cuenca Oriente, Ecuador, integrando toda la información disponible al momento, construyendo un modelo estático que refleja la distribución de facies y heterogeneidad de los reservorios principales. El modelo estructural fue creado en función de la interpretación del horizonte sísmico, dando como resultado las dimensiones del yacimiento, donde las facies definidas en el modelo fueron compatibilizadas con la generación de unidades de flujo (FZI) y a su vez ajustadas y reconocidas en los perfiles de pozo como electro facies mediante la utilización del software Techsia.

Estos estudios destacan la importancia de integrar información geológica, petrofísica y de registros de pozo para una caracterización más precisa de los yacimientos. Por otro lado, evidencian metodologías aplicables a campos maduros y complejos, permitiendo definir unidades de flujo, estimar propiedades del reservorio con mayor confiabilidad y orientar estrategias de explotación más eficientes. En conjunto, estos enfoques resaltan la importancia del FZI como herramienta clave para mejorar la eficiencia en las operaciones

petroleras del campo Yulebra y a su vez aportan un marco técnico sólido y adaptable que respalda la metodología del presente estudio.

## **1.2 Generalidades del campo Yulebra**

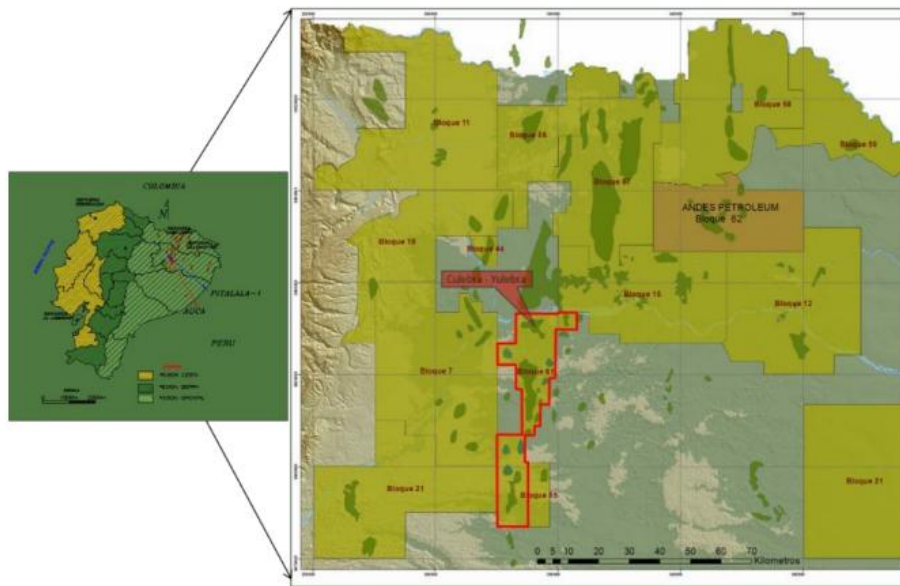
### **1.2.1 Breve reseña histórica**

En la etapa de exploración inicial, se definieron tres prospectos considerados independientes: Culebra, Yulebra y Anaconda. El Consorcio CEPE-TEXACO perforó el pozo Culebra-1 en noviembre de 1973, alcanzando los 10,625 pies de profundidad y siendo completado en diciembre de 1973, obteniendo por pistoneo 60 barriles de crudo de Hollín, cerca de 100 barriles de 26° API de la arena "T" y alrededor de 360 barriles de 19° API de la arenisca "U". Este campo Culebra-Yulebra inició su producción en marzo de 1981, mostrando una tendencia incremental continua en el tiempo, alcanzando una producción estabilizada de 7,000 a 8,000 BPPD entre diciembre de 1995 y el primer trimestre de 2003, cuando comenzó la declinación de la producción. El pico de producción fue de 8,328 BPPD, alcanzado en junio de 1997. El yacimiento principal en términos de producción acumulada hasta la fecha es Napo-U, y secundarios, los yacimientos Basal Tena y Hollín (Bastidas Diego, 2008).

En 1980, Texaco perforó el pozo Yulebra-1 hasta una profundidad de 10,345 pies, obteniendo una producción inicial de 1,614 barriles de 23° API del reservorio Basal Tena, 189 barriles de 27° API de la arenisca Hollín y, por pistoneo, alrededor de 252 barriles de 20° API del reservorio "U" y 63 barriles de la Caliza M2. Durante los años 1997 y 1998, la empresa estatal Petroproducción realizó una serie de estudios que incluyeron un nuevo modelo geológico y distintos trabajos de simulación numérica de reservorios, concluyendo que Culebra-Yulebra-Anaconda constituyen un solo campo. Sin embargo, una interpretación sísmica realizada en el año 2017 por Petroamazonas EP concluye que los campos Culebra y Yulebra constituyen una sola estructura, separando al campo Anaconda (Huilcapi & Vásquez, 2018).

## 1.2.2 Ubicación del campo

El campo Culebra-Yulebra está situado en la parte central de la cuenca oriental de Ecuador, específicamente en la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana. Se localiza dentro del corredor Central Sacha-Shushufindi, al sur del campo Sacha y al norte del campo Aucas (Figura 1). Este campo pertenece al bloque 61, que abarca un área de 193,519 km<sup>2</sup>. Adicionalmente, se encuentra a unos 12 km al Este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca).



*Figura 1. Ubicación del campo Culebra – Yulebra*

*Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)*

## 1.2.3 Información Geológica

La estructura Culebra-Yulebra es un anticlinal asimétrico con dos puntos altos, separados por una silla estructural cerca de los pozos Culebra 2 y Yulebra 2. Su orientación principal es Este-Oeste, evidenciando un cambio drástico en la dirección estructural, posiblemente debido a eventos de lineamientos profundos. También presenta una dirección secundaria Sureste, relacionada con la altura de Anaconda (Figura 2).

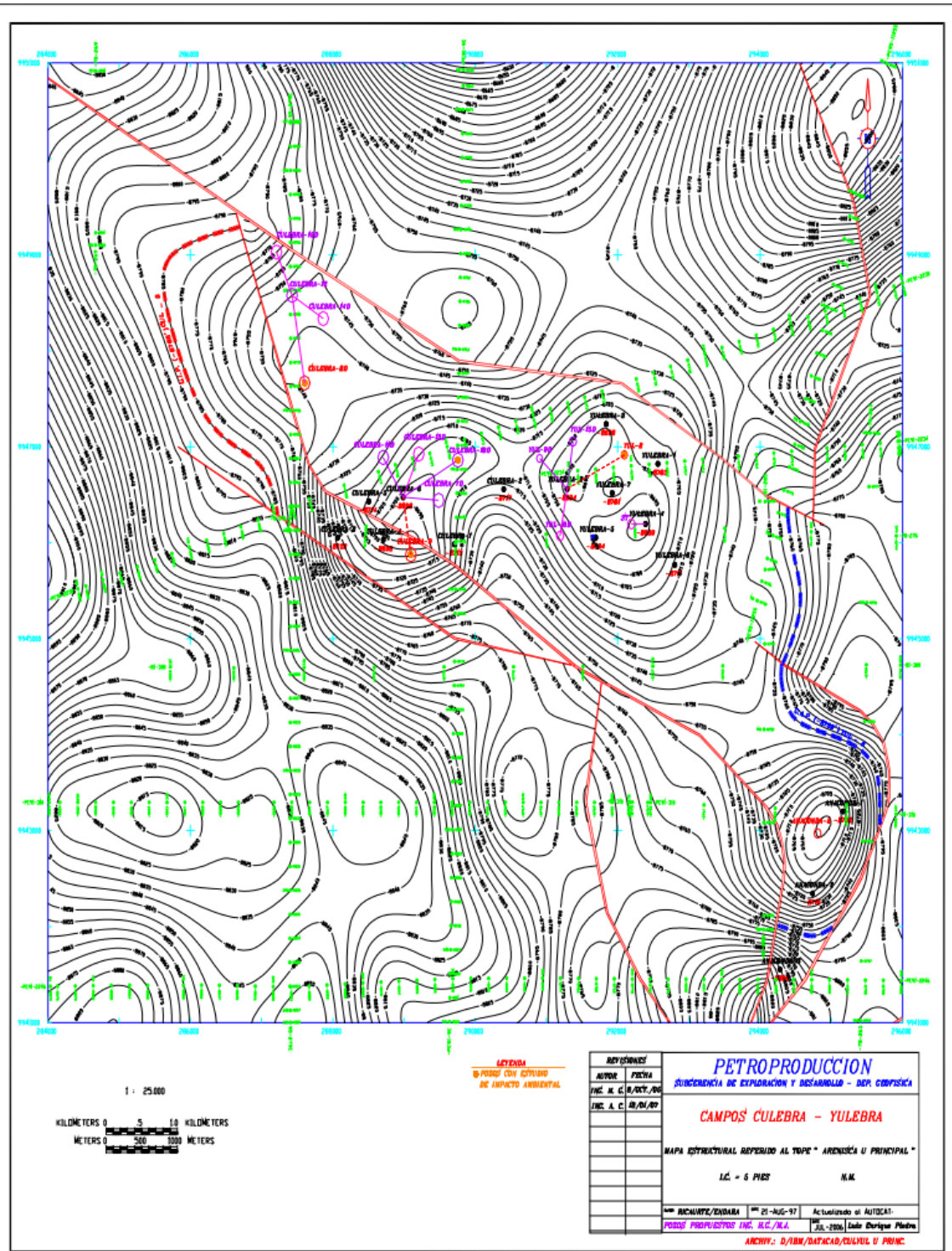


Figura 2. Mapa Estructural Campo Culebra – Yulebra

Fuente: Departamento de Geología PETROPRODUCCION, 2006

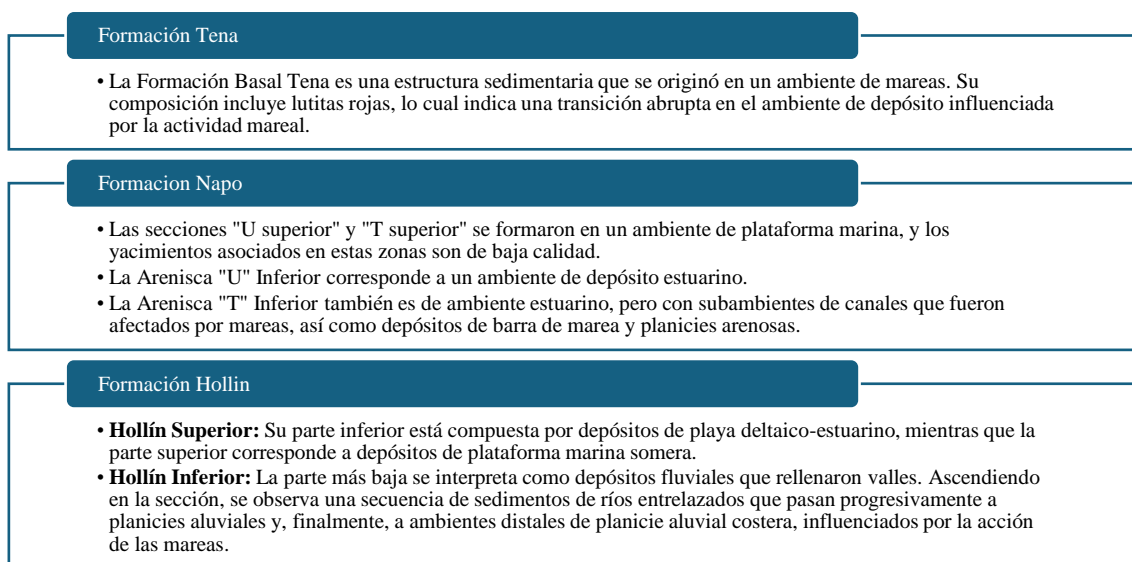
Esta estructura fue identificada mediante líneas sísmicas (interpretación sísmica a Tope de la Arenisca "U" Principal, diciembre de 2007). Sin embargo, la falta de datos

sísmicos en sus flancos Norte y Sur impide confirmar su cierre, lo que requiere un levantamiento sísmico 3D para definir mejor sus características geológicas y estratigráficas.

Culebra-Yulebra es una de las pocas estructuras en la Cuenca Oriente con orientación E-SE, lo que la convierte en una anomalía estructural, ya que la mayoría de las estructuras en la cuenca se orientan hacia los Andes.

### 1.2.3.1 Características de las formaciones productoras

En el campo Culebra-Yulebra, los yacimientos con potencial de exploración son Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín Superior. Estos reservorios se caracterizan por presentar trampas estratigráficas y un mecanismo de drenaje que implica la expansión de la roca y el fluido. En la figura 3 se presentan las características principales de las formaciones productoras del campo Yulebra.



**Figura 3.** Formaciones productoras y sus características principales

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

### 1.2.3.2 Litología y estratigrafía

Para determinar las características estratigráficas de los intervalos de interés, se analizaron núcleos convencionales y especiales, complementados con registros eléctricos. Se identificaron las siguientes areniscas:

- **Arenisca T Inferior:** Cuarzosa, de color café claro a gris clara, sub-transparente a sub-translúcida, con granos de finos a medios, sub-redondeados a sub-angulares, friable a moderadamente consolidada, de clasificación regular, con matriz caolinítica y cemento no visible.
- **Arenisca T Superior:** También cuarzosa, de color blanco a blanco gris clara o gris verdosa, en parte café clara, sub-transparente a sub-translúcida, con granos finos a medios, sub-redondeados a sub-angulares, friable a moderadamente consolidada, de clasificación regular, con matriz no visible, cemento calcáreo y presencia de glauconita.
- **Arenisca "U" Inferior:** Cuarzosa, crema a crema blanca, café claro a café oscuro, sub-transparente a sub-translúcida, con granos finos a medios, sub-redondeados a sub-angulares, friable a moderadamente consolidada, de clasificación regular, con matriz caolinítica y cemento calcáreo parcial.
- **Arenisca U Superior:** Cuarzosa, gris clara, sub-translúcida, con granos finos, redondeados a sub-redondeados, moderadamente consolidada, de buena clasificación, con matriz arcillosa, cemento calcáreo y presencia de glauconita.
- **Basal Tena:** Cuarzosa, de color café clara a gris clara, hialina, ocasionalmente gris oscura, sub-transparente a sub-translúcida, friable, con granos finos a ocasionalmente medios, sub-redondeados a redondeados, de selección regular, y con cemento calcáreo en algunas partes.

A continuación, La figura 4 muestra la columna estratigráfica del campo Yulebra obtenida de la información del pozo Yulebra-01:

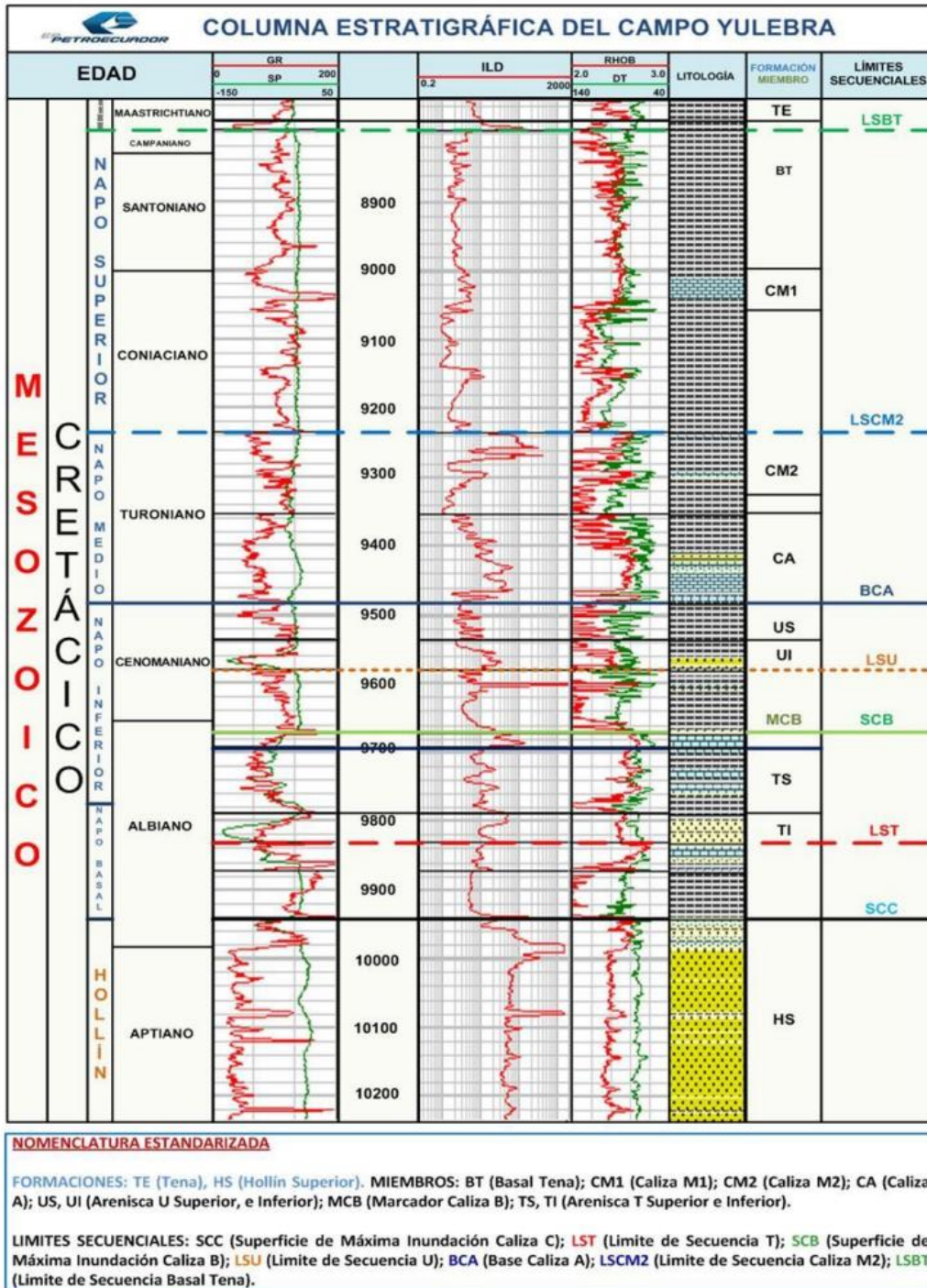


Figura 4. Columna Estratigráfica del Campo Yulebra

Fuente: (PETROECUADOR, 2010)

### 1.2.4 Datos petrofísicos y volumétricos del campo

Los datos petrofísicos y volumétricos del campo Yulebra han sido propuestos en un análisis y selección de la mejor técnica de cañoneo en el área Auca (Bloque 61) (Zuñiga, G., 2013), este estudio indica que a lo largo del tiempo se ha utilizado la información del campo Auca ya que están muy próximos y tienen características similares, pero de acuerdo a los sumarios petrofísicos anteriores del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda se han obtenido los datos sintetizados en la tabla 1:

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas promedio por reservorio del campo Culebra – Yulebra – Anaconda

*Fuente: EP PETROECUADOR - (Zuñiga G, 2013)*

Reservorio	Ho (Ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
Basal Tena	10	18	23
Napo U	31.9	16.4	16.9
Napo T	5.6	15.1	39
Hollín Superior	10.3	12.6	14.7
Hollín Inferior	31.8	15.7	8.4

En el mismo estudio, se indica que después de estudiar varios análisis PVT se confirmó que los reservorios son subsaturados de acuerdo a los valores de presión inicial y de burbuja. El sumario de la información PVT se muestra en la tabla 2 y en la tabla 3 se muestra la información resumida de la estimación de reservas de petróleo por reservorio al 31 de diciembre de 2010:

**Tabla 2.** Sumario de información PVT por reservorio del campo Culebra – Yulebra – Anaconda

Fuente: EP PETROECUADOR - (Zuñiga G, 2013)

Reservorio	Presión Inicial (Psi)	Presión de burbuja (Psi)	Boi (BY/BN)	Bob (BY/BN)	Rsi (PC/BN)	°API
Hollín Inferior	4500	206	1.1479	1.152	40	27.2
Hollín Superior	4390	206	1.1479	1.152	40	27.2
Napo T	4270	860	1.1526	1.169	128	25.2
Napo U	3955	860	1.1689	1.199	163	21.3
Basal Tena	3720	890	1.1254	1.134	108	21.2

**Tabla 3.** Sumario de información PVT por reservorio del campo Culebra – Yulebra – Anaconda

Fuente: Libro de Reservas, SECRETARIA DE HIDROCARBUROS – (Zuñiga G, 2013)

Yacimiento	POES (BN)	Factor de recobro (%)	Reservas Originales		
			Probadas (BN)	Probables (BN)	Totales (BN)
Hollín Inferior	18 886 517	30	5 665 955	-	5 665 955
Hollín Superior	44 673 867	20	8 934 773	-	8 934 773
Napo "T"	10 926 598	20	2 185 392	-	2 185 392
Napo "U"	224 300 000	28,2	63 252 600	-	63 252 600
Basal Tena	49 300 000	31,05	15 308 200	-	15 308 200
Subtotal	348 087 342		95 346 920	-	95 346 920

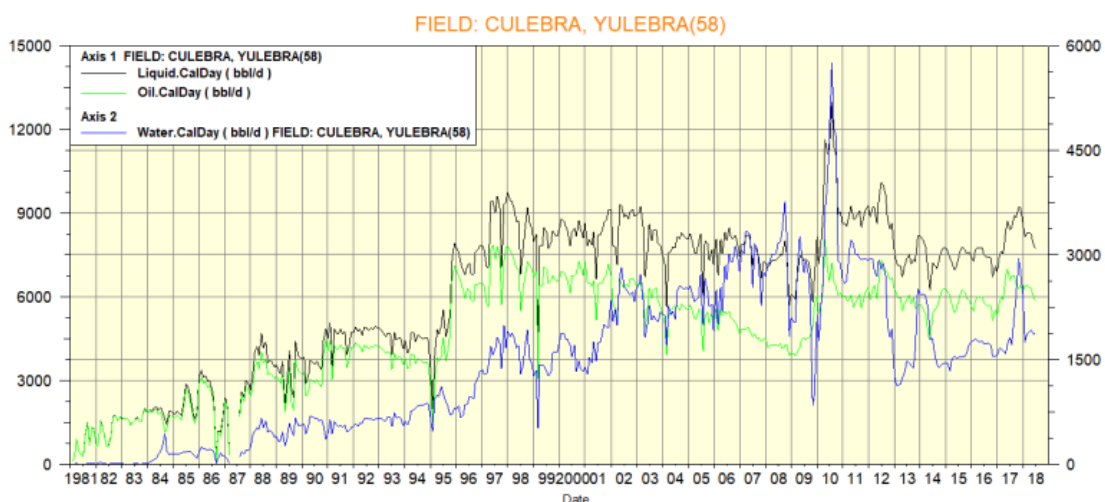
Yacimiento	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	°API
Hollín Inferior	5 474 111	191 844	27,2
Hollín Superior	57 029	8 877 744	27,2
Napo "T"	689 656	1 495 736	25,2
Napo "U"	37 111 740	26 140 860	21,3
Basal Tena	10 352 065	4 956 135	21,2
Subtotal	53 684 601	41 662 319	22,71

\*Continuación (Tabla 3)

## 1.2.5 Evolución de producción del campo Culebra-Yulebra

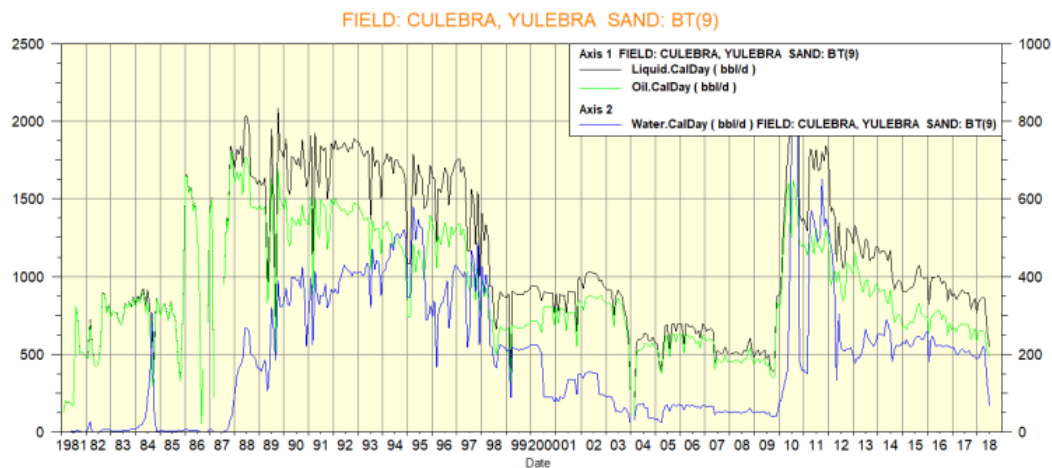
El campo Culebra-Yulebra inició su producción en febrero de 1981, un año después de su descubrimiento, con un promedio mensual inicial de 132 barriles de petróleo por día (BPPD). Desde entonces, ha mostrado una tendencia de producción creciente a lo largo del tiempo, alcanzando su máximo histórico de 8,043 BPPD en mayo de 2010. A julio de 2018, la producción actual del campo es de 5,976 BPPD, operando con 25 pozos productivos de un total de 43 perforados.

La mayor contribución a la producción del campo proviene del yacimiento Napo U Inferior, mientras que los reservorios Hollín Inferior, Napo T Inferior y Basal Tena son considerados secundarios. El campo comenzó con un bajo porcentaje de corte de agua (menos del 1%), el cual había aumentado al 35% para julio de 2018 (Figura 5 y 6).



**Figura 5.** Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción

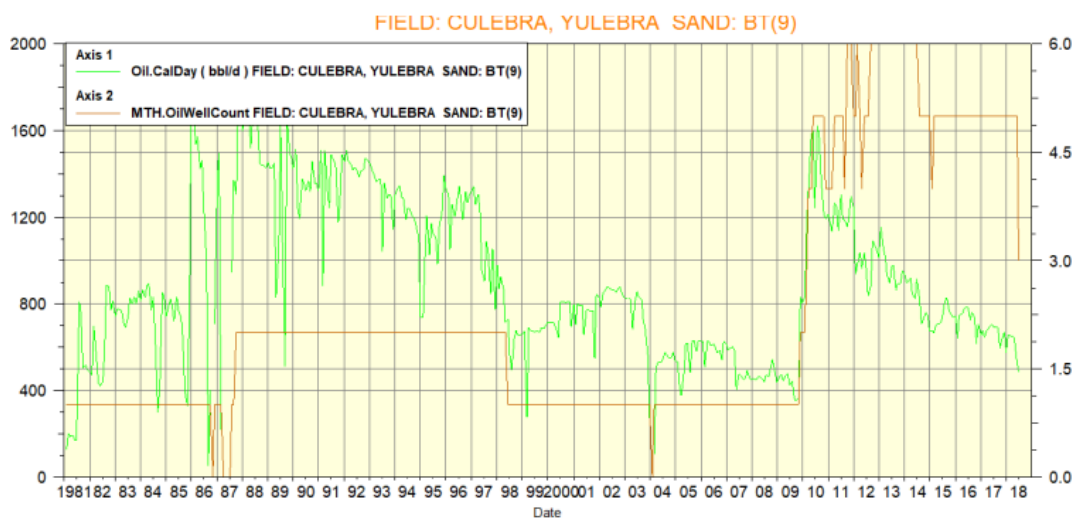
*Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)*



**Figura 6.** Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción Basal Tena

**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2018)

La Figura 7 ilustra la relación entre la producción de fluido y el número de pozos activos, evidenciando una correlación directa entre ambos. No obstante, a partir de 2011, se ha observado una disminución en las tasas de flujo por pozo en comparación con años previos, lo que sugiere una depleción del reservorio Basal Tena.



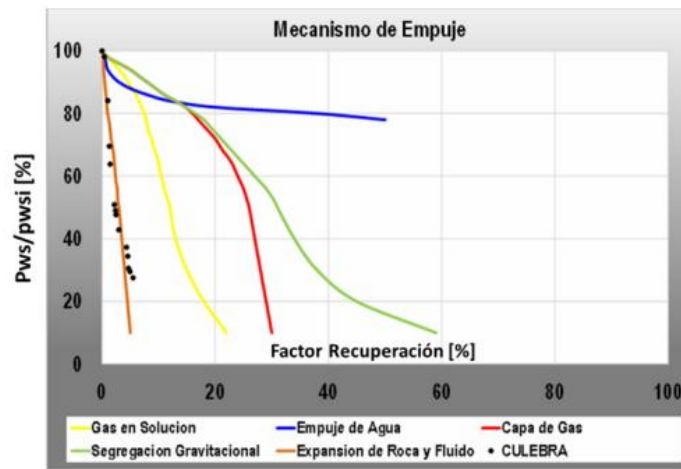
**Figura 7.** Campo Culebra – Yulebra: Evolución de producción de líquido y pozos productores activos en BT

**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2018)

### 1.2.6 Mecanismo de drenaje

En el campo Culebra-Yulebra, y específicamente en el yacimiento Basal Tena, se ha observado que el principal mecanismo de empuje es la compresión de la roca. Esta falta de

un soporte de presión robusto ha resultado en una disminución de la misma, como se ilustra en la Figura 8.



*Figura 8. Campo Culebra – Yulebra: Mecanismo de empuje arenisca Basal Tena*

*Fuente: (Shaya Ecuador S.A., 2018)*

## 1.3 Desarrollo teórico y conceptual

### 1.3.1 Yacimiento

Un yacimiento es una unidad geológica con volumen finito, que posee propiedades petrofísicas específicas como porosidad y permeabilidad, y que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso acumulados de forma natural en el subsuelo. Estas acumulaciones se encuentran atrapadas en formaciones rocosas porosas y permeables, selladas por estructuras o litologías que impiden la migración del fluido hacia la superficie.

Las principales características que definen la existencia y productividad de un yacimiento son las siguientes:

- **Roca generadora (fuente):** Es el material orgánico sedimentario que, tras estar sometido a presión y temperatura durante millones de años, genera hidrocarburos a través de procesos térmicos (Tissot & Welte, 1984).
- **Camino migratorio:** Corresponde a las vías por donde los hidrocarburos se desplazan desde la roca generadora hacia la roca almacén. Estas vías pueden ser fracturas, fallas o capas permeables (Domenico & Schwartz, 1990).

- **Trampa:** Estructura o combinación de condiciones estratigráficas y estructurales que impiden la migración continua del hidrocarburo, permitiendo su acumulación (Levorsen, 1967).
- **Roca almacén (porosidad):** Se trata de la formación que posee espacio intersticial (poros) suficiente para almacenar hidrocarburos. Su eficiencia como reservorio depende tanto de la porosidad como de la conectividad entre poros (porosidad efectiva) (Schlumberger, 1989).
- **Transmisibilidad:** Es la capacidad de la formación para permitir el movimiento de los fluidos a través del medio poroso. Esta propiedad depende de la combinación de permeabilidad y espesor de la formación.
- **Permeabilidad:** Propiedad que mide la facilidad con que un fluido puede fluir a través de la roca. Se expresa en darcys o milidarcys, y es un factor clave en la producción de hidrocarburos (Tiab & Donaldson, 2004).

La clasificación de los yacimientos puede hacerse según diversos criterios, entre los que destacan:

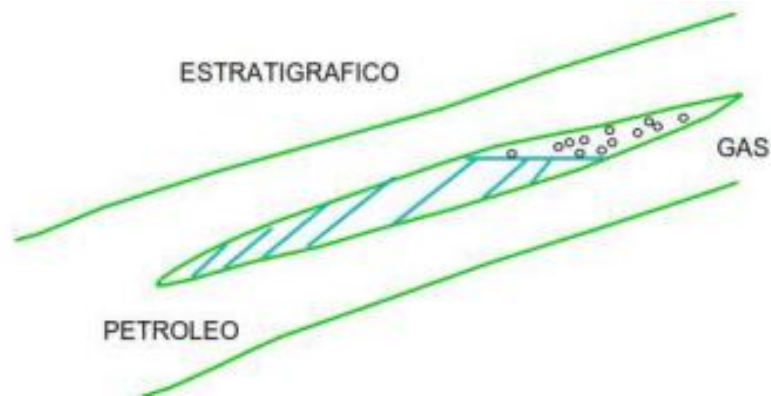
- **Tipo de hidrocarburo predominante:** yacimientos de petróleo, gas o mixtos.
- **Tipo de trampa:** estructurales, estratigráficas o combinadas.
- **Condiciones de presión y temperatura:** yacimientos subsaturados, saturados o de gas condensado.
- **Mecanismo de producción:** como empuje por gas en solución, empuje hidráulico, entre otros.

Estas características y clasificaciones son fundamentales para el análisis, modelado y toma de decisiones en la explotación eficiente de los recursos energéticos contenidos en el subsuelo.

#### 1.3.1.1 Clasificación Geológica de los Yacimientos

**Yacimientos Estratigráficos:** Se originan por variaciones litológicas dentro de las capas sedimentarias. Incluyen lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas con

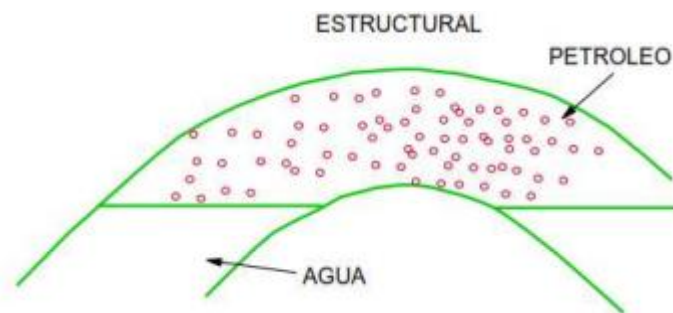
buena porosidad, así como transiciones en la permeabilidad que actúan como trampas para los hidrocarburos (Figura 9).



**Figura 9.** Clasificación Geológica: Yacimiento Estratigráfico

*Fuente:* (Escobar, 2007)

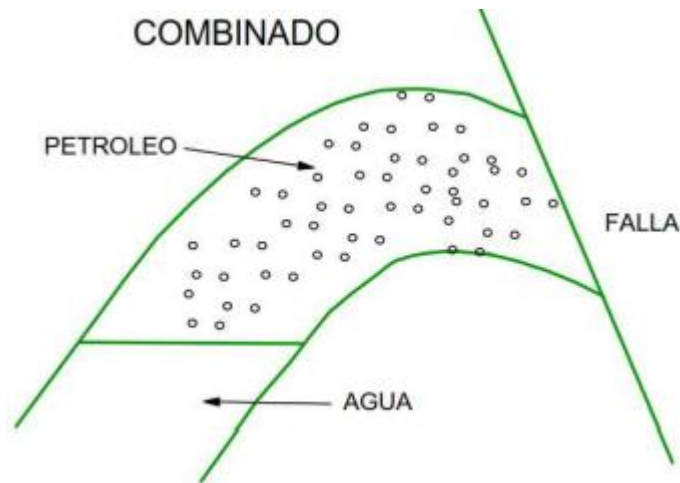
**Yacimientos estructurales:** Se forman por deformaciones tectónicas que generan trampas físicas para los hidrocarburos. Incluyen estructuras como anticlinales, sinclinales, fallas, domos salinos, discordancias, así como fracturas en calizas, rocas ígneas o areniscas que favorecen la acumulación y migración de fluidos (Figura 10).



**Figura 10.** Clasificación Geológica: Yacimiento Estructural

*Fuente:* (Escobar, 2007)

**Yacimientos combinados:** Corresponden a acumulaciones de hidrocarburos que resultan de la interacción entre trampas estructurales y estratigráficas. Estas combinaciones pueden incluir, por ejemplo, una estructura anticlinal asociada a un cambio litológico o un lente de arena sellado por una falla, lo que incrementa la complejidad del sistema de retención de fluidos (Figura 11).



**Figura 11.** Clasificación Geológica: Yacimiento Combinado

**Fuente:** (Escobar, 2007)

### 1.3.1.2 Clasificación de acuerdo al punto de burbuja

**Yacimientos saturados:** Son aquellos cuya presión inicial es igual o inferior a la presión del punto de burbuja. Este tipo de yacimiento presenta dos fases: una zona líquida y una zona gaseosa que la subyace. Debido a que el petróleo y el gas tienen composiciones significativamente distintas, cada fase puede representarse mediante su propio diagrama de fases, sin una correspondencia directa entre ambas. La zona líquida se encuentra en condiciones de punto de burbuja y se comporta como un sistema subsaturado influenciado por la presencia de una capa de gas. Esta capa gaseosa está en su punto de rocío y puede comportarse como gas retrógrado o como un yacimiento de gas convencional, dependiendo de su evolución con la presión. (Escobar, 2007)

**Yacimientos subsaturados:** Son aquellos cuya presión inicial es superior a la del punto de burbuja, por lo que al comienzo solo existe la fase líquida. A medida que la presión del yacimiento disminuye y alcanza el punto de burbuja, comienzan a formarse burbujas de gas en el crudo. Estas burbujas se agrupan y, con el tiempo, alcanzan condiciones que permiten su flujo hacia el pozo en volúmenes crecientes. Como consecuencia, la producción de petróleo disminuye progresivamente, y durante la etapa de depleción suele quedar una cantidad considerable de crudo remanente en el yacimiento.

Por encima del punto de burbujeo, la relación gas-petróleo producida (RGP) será igual a la relación gas-petróleo original del yacimiento, ya que todo el gas que se libera en

superficie proviene del gas que estaba inicialmente disuelto en el crudo. Bajo este escenario, el desplazamiento de los hidrocarburos está impulsado principalmente por la expansión de los fluidos (petróleo y agua) y la reducción del volumen poroso conforme disminuye la presión. Dado que los yacimientos se encuentran a profundidades de varios miles de pies, la presión litostática ejercida por los sedimentos suprayacentes genera una compresión significativa sobre los fluidos contenidos en la roca, lo que contribuye al empuje inicial durante la producción.

Al perforar un pozo, la presión en el yacimiento disminuye, lo que provoca la expansión tanto del petróleo como del agua intersticial, generando el flujo del crudo hacia el pozo. Esta reducción de presión también conlleva una contracción del volumen poroso, lo que favorece aún más la expansión de los fluidos. En este contexto, puede presentarse el fenómeno conocido como *drenaje por gravedad* o *segregación gravitacional*, donde el petróleo se desplaza eficientemente hacia el pozo si el yacimiento es manejado adecuadamente. Además, si algunas zonas del yacimiento permanecen por encima del punto de burbujeo mientras otras caen por debajo, puede producirse una separación localizada entre el gas y el petróleo dentro del mismo sistema.

En yacimientos que presentan alta permeabilidad vertical, ángulos de buzamiento pronunciados, espesores considerables de arena y bajas tasas de producción, la fuerza gravitacional puede desempeñar un papel importante en el drenaje del hidrocarburo. Sin embargo, su efecto debe superar la resistencia generada por las fuerzas capilares que tienden a retener los fluidos en el medio poroso. Por otro lado, en yacimientos subsaturados donde el drenaje por gravedad no se manifiesta de forma significativa, la eficiencia de recobro suele ser muy baja, lo que resulta en grandes volúmenes de petróleo remanente en el yacimiento (Escobar, 2007). La tabla 4, muestra las características básicas de un yacimiento subsaturado:

**Tabla 4.** Características básicas del yacimiento subsaturado

*Fuente: (Meza, 2013)*

<b>Características</b>	<b>Comportamiento</b>
<b>Presión del yacimiento</b>	Declina rápidamente y se estabiliza a un valor bajo

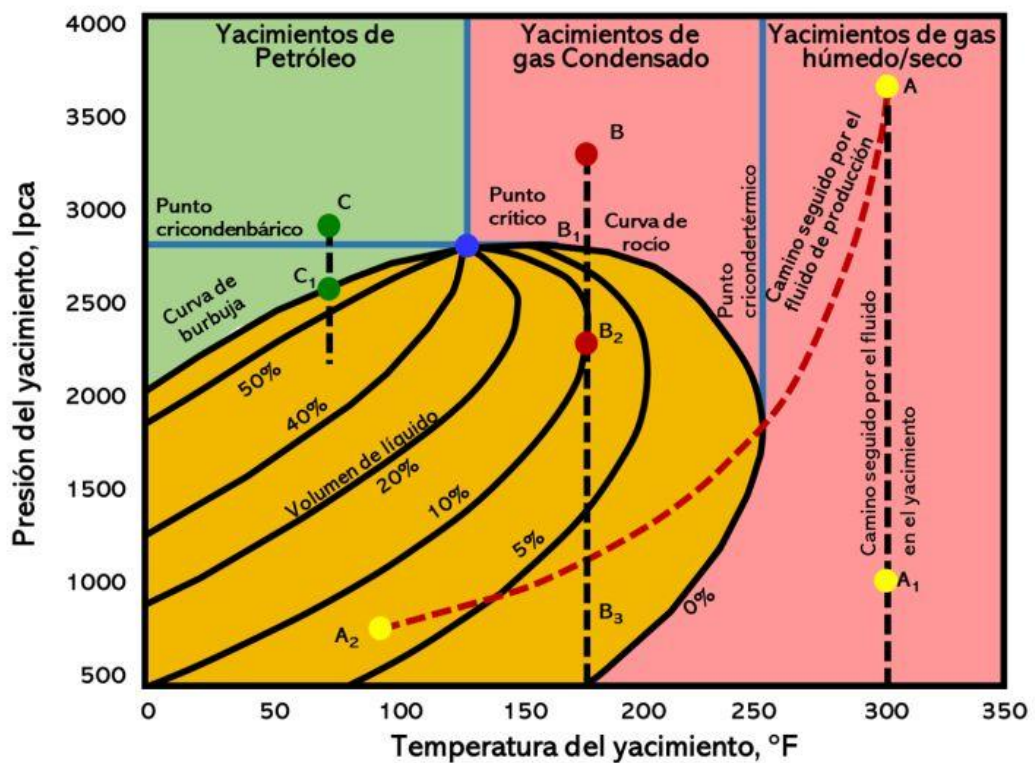
**Relación gas – petróleo producido**

Pequeña a cero. Muy poco o nada de gas es producido con el petróleo

**Factor de recobro estimado**

Menos del 5% del POES con producción primaria.

- **Comportamiento de los yacimientos de petróleo subsaturado según su diagrama de fases:** En los yacimientos de tipo subsaturado, también conocidos como de gas disuelto o de punto de burbujeo, el fluido inicialmente se encuentra en una condición representada por el punto C en el diagrama de fases. En este punto, la presión es del orden de 3000 psi y la temperatura ronda los 75 °F. Esta condición se ubica a la izquierda de la temperatura crítica del sistema y por encima de la curva que delimita el punto de burbujeo, lo que indica que el petróleo se encuentra en estado monofásico, completamente líquido, sin formación de burbujas de gas libre en el yacimiento, figura 12.



*Figura 12. Clasificación de los yacimientos según el diagrama de presión-temperatura*

*Fuente: (Escobar, 2007)*

A medida que avanza la producción y la presión del yacimiento disminuye, se alcanza el punto de burbujeo (representado como C1), en el cual comienza la formación de una segunda fase: gas libre. En este punto, con una presión aproximada de 2550 psi, el sistema pasa de una fase líquida monofásica a un sistema bifásico compuesto por líquido y vapor. Por debajo del punto de burbujeo, se generan burbujas de gas que coexisten con el petróleo. Si la presión continúa disminuyendo, el proceso de vaporización del líquido se intensifica, aumentando progresivamente la fracción de gas libre en el sistema, mientras que el volumen de fase líquida se reduce.

#### 1.3.1.3 Clasificación según el Estado de los Fluidos

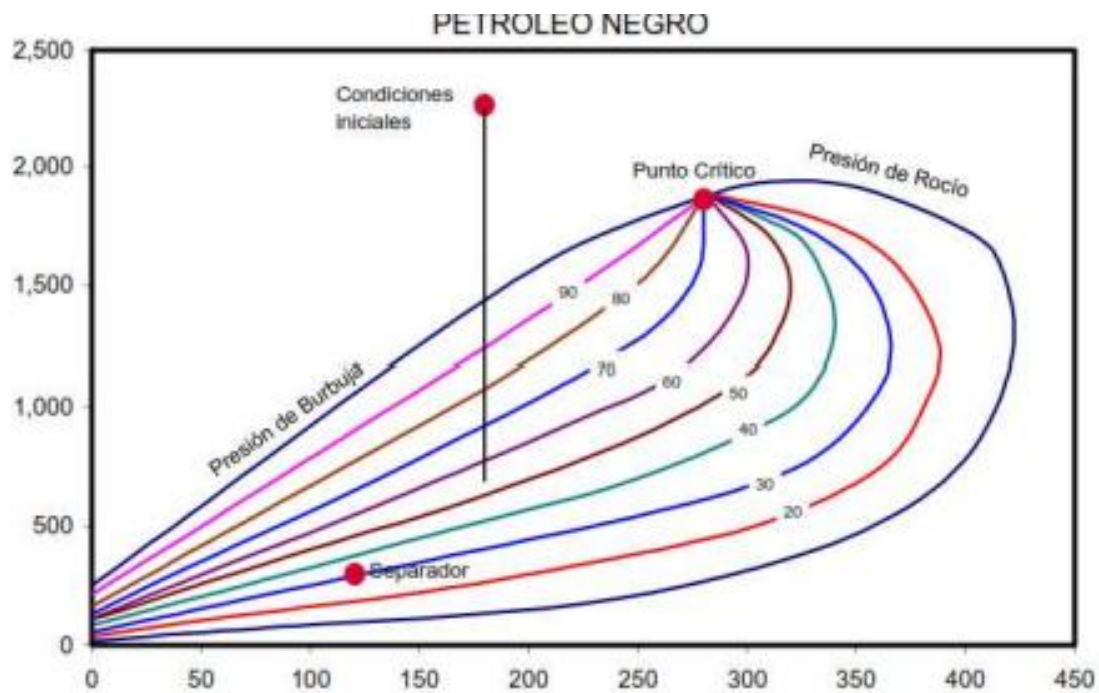
Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse con base en el comportamiento de los fluidos que contienen y su respuesta a la presión y temperatura del yacimiento. Esta clasificación permite anticipar su desempeño en producción y definir estrategias de manejo más adecuadas (Ahmed, 2010; McCain, 1990).

- **Petróleo negro (Black Oil):** Se caracteriza por una baja relación gas-petróleo (RGP), composición estable y presencia de componentes pesados. Al disminuir la presión por debajo del punto de burbujeo, se libera gas libre. Este tipo de fluido es el más común y su comportamiento es relativamente predecible (McCain, 1990).
- **Petróleo volátil (Volatile Oil):** Tiene una mayor proporción de fracciones livianas, lo que genera una RGP inicial más alta que en el petróleo negro. Aunque se comporta como líquido al inicio, al reducirse la presión libera un mayor volumen de gas, afectando la eficiencia del recobro (Ahmed, 2010).
- **Gas condensado retrógrado (Retrograde Gas Condensate):** En estos yacimientos, el gas está en estado monofásico a presiones altas. Al descender la presión por debajo del punto de rocío, se condensa parte del líquido dentro del yacimiento,

lo que puede obstruir el flujo si no se maneja correctamente (Standing, 1977; McCain, 1990).

- Gas húmedo (Wet Gas): Está compuesto principalmente por metano, pero con cantidades notables de hidrocarburos líquidos que se separan al llegar a la superficie. Sin embargo, no ocurre condensación en el yacimiento (Katz et al., 1959).
- Gas seco (Dry Gas): Es prácticamente metano puro, sin presencia de componentes que se liquiden en superficie o en el yacimiento. Es el sistema más simple de manejar desde el punto de vista termodinámico (McCain, 1990).
- Aceites pesados o asfálticos: Contienen altos porcentajes de resinas y asfaltos, lo que les confiere alta viscosidad y densidad. Su producción requiere métodos especiales debido a problemas de flujo y manejo de sólidos orgánicos (Speight, 2009).

**Petróleo negro:** Este tipo de crudo está compuesto por una amplia gama de compuestos químicos, incluyendo moléculas pesadas, grandes y de baja volatilidad. Su punto crítico se ubica en la parte inclinada de la curva de fases (Figura 13), y sus líneas de calidad (o iso-volúmenes) se presentan de manera regular y abarcan un amplio rango de temperaturas. Originalmente, este tipo de crudo recibió el nombre de "petróleo negro" debido al color oscuro que presentaban los primeros ejemplares descubiertos. También es conocido como petróleo de bajo encogimiento o crudo convencional, debido a su comportamiento predecible durante la producción. (Escobar, 2007)



**Figura 13.** Diagrama de fases para el petróleo negro. I

**Fuente:** (Escobar, 2007)

Estos crudos presentan una relación gas-petróleo (GOR) igual o menor a 1000 pies cúbicos estándar por barril (pcf/STB), la cual tiende a aumentar cuando la presión desciende por debajo del punto de burbuja. Su volumen formado por barril de petróleo ( $B_o$ ) es menor o igual a 2, mientras que su gravedad API es menor o igual a 45. Además, contienen un porcentaje significativo de hidrocarburos pesados ( $C_7+$ ) igual o superior al 30% (Figura 14 y 15).

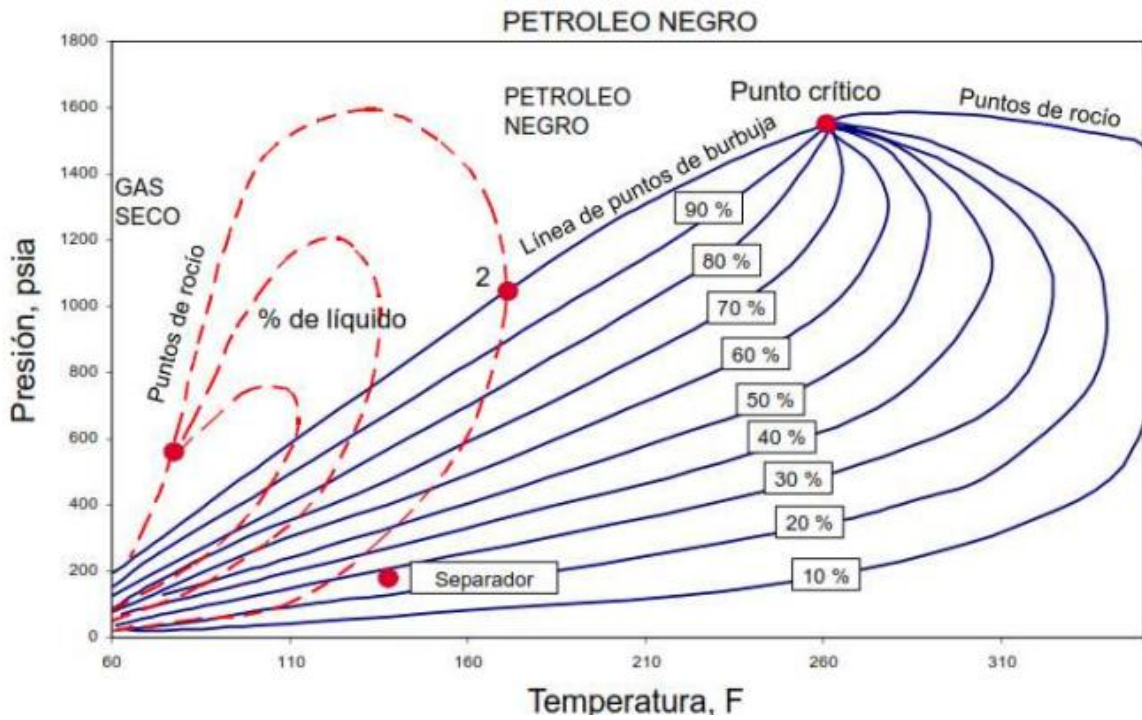


Figura 14. Diagrama de fases para el petróleo negro. II

Fuente: (Escobar, 2007)

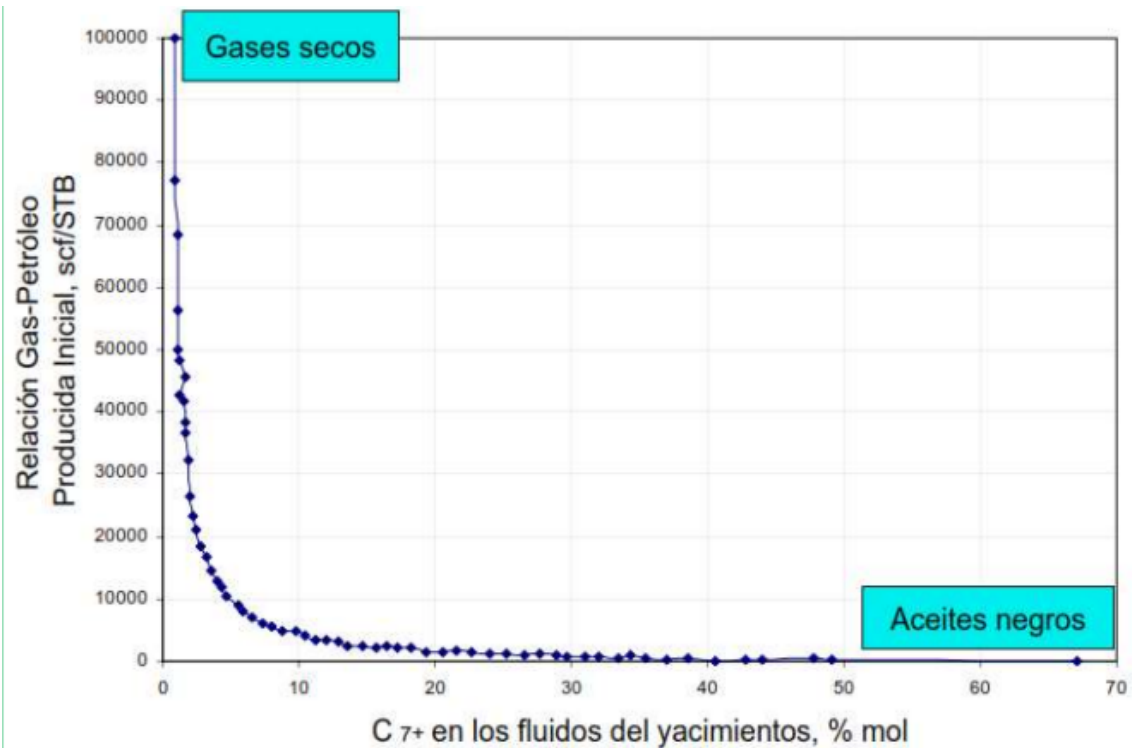


Figura 15. Variación en el % de C7, de acuerdo a la relación gas-petróleo inicial

Fuente: (Escobar, 2007)

Las temperaturas típicas de estos yacimientos son inferiores a 250 °F. A lo largo de la vida útil del yacimiento, la gravedad API del crudo tiende a disminuir de forma gradual, para luego experimentar un leve aumento en etapas avanzadas de producción. Generalmente, este petróleo se presenta con un color negro debido a su alto contenido de compuestos pesados, aunque en ocasiones puede exhibir tonalidades marrones o verdosas (Escobar, 2007).

#### 1.3.1.4 Clasificación según el Mecanismo de Producción

La producción inicial de hidrocarburos en un yacimiento se realiza utilizando la energía natural disponible en el sistema, proceso conocido como **producción primaria**. Durante esta etapa, el petróleo y el gas se movilizan hacia los pozos mediante diferentes mecanismos de empuje, entre los cuales se destacan (Craft, Hawkins & Terry, 1991; Ahmed, 2010):

- **Expansión de fluidos:** Al disminuir la presión del yacimiento durante la producción, los fluidos se expanden, generando una fuerza que impulsa el petróleo y el gas hacia el pozo productor.
- **Desplazamiento de fluidos:** La presión de los fluidos inmiscibles, como el agua de formación o gas en capas superiores, desplaza el petróleo hacia los pozos, manteniendo la saturación de hidrocarburos en la zona productora.
- **Drenaje gravitacional:** La gravedad favorece la segregación de fluidos por diferencias de densidad, permitiendo que el petróleo más liviano fluya hacia zonas inferiores mientras que el agua y otros fluidos más densos se desplazan hacia zonas más profundas.
- **Expulsión capilar:** Las fuerzas capilares dentro del medio poroso pueden expulsar o retener fluidos, afectando la movilidad del petróleo y la eficiencia del recobro.

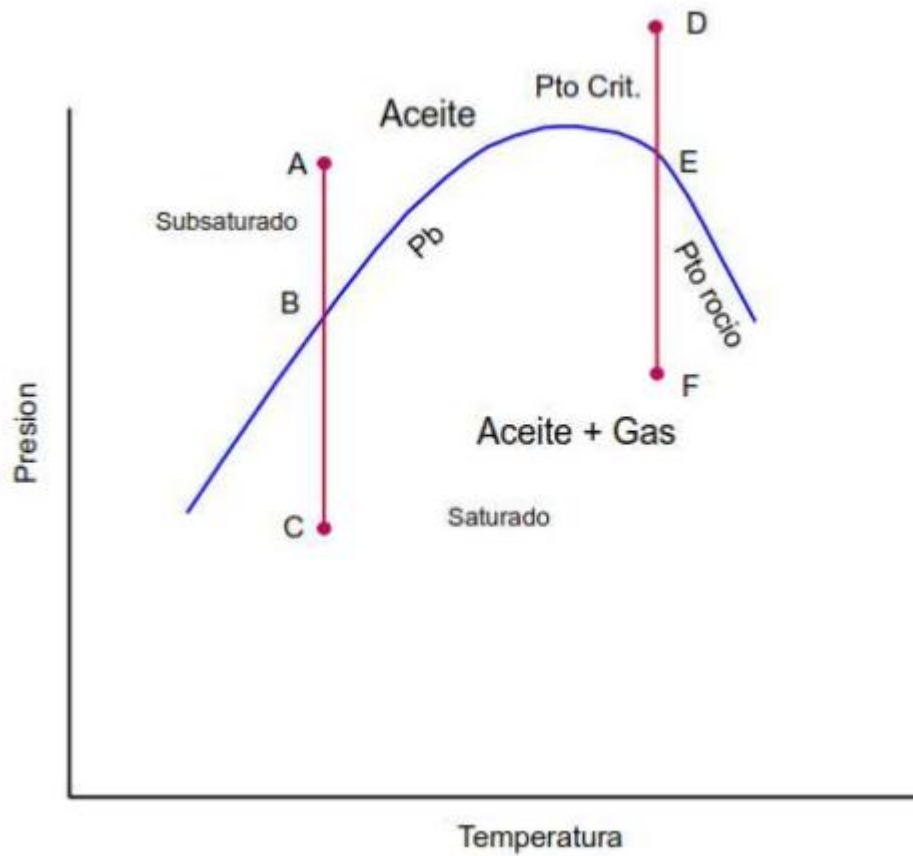
Estos mecanismos son fundamentales para entender el comportamiento inicial de los yacimientos y establecer estrategias adecuadas para maximizar la producción y planificar etapas posteriores, como la producción secundaria o mejorada.

Cuando no existe un acuífero activo ni se realiza la inyección de fluidos, la recuperación de hidrocarburos depende principalmente de la expansión natural del fluido dentro del yacimiento. En estas circunstancias, la producción de petróleo se puede lograr mediante el proceso de drenaje gravitacional, donde la gravedad ayuda a movilizar el crudo hacia los pozos productores.

La utilización de gas natural o la inyección de agua corresponden a la etapa de producción secundaria, cuyo propósito principal es mantener la presión dentro del yacimiento. Por ello, el término "mantenimiento de presión" se emplea frecuentemente para describir este tipo de procesos de recuperación. Cuando el agua proviene de un acuífero o es introducida directamente en los pozos, el petróleo se extrae mediante un mecanismo de desplazamiento, que puede estar apoyado por el drenaje gravitacional o la expulsión capilar. Por otro lado, la inyección de gas se utiliza tanto como fluido de desplazamiento para aumentar la recuperación del crudo, como en métodos de gas cíclico para extraer condensados. Esta inyección suele alterar la presión de rocío, lo que modifica el comportamiento del diagrama de fases del sistema.

Generalmente la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

- Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
- Gas en Solución: Los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
- Capa de gas (No hay distribución uniforme de los fluidos).
- Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja) Línea A-B en la Fig. 16.
- Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
- Combinado.
- En yacimientos gasíferos se tiene depleción o expansión gaseosa (línea D-E-F en Fig. 16)



**Figura 16.** Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja.  
**Fuente:** (Escobar, 2007)

Conocer la clasificación de los yacimientos de acuerdo a su mecanismo de producción es de suma importancia para la fase de producción, esto ayuda a una mejor optimización de futuros proyectos de recuperación. La tabla 5 muestra las características de estos mecanismos de producción.

**Tabla 5.** Características de los diferentes mecanismos de producción

*Fuente: (Escobar, 2007)*

Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	Wp	Eficiencia	Otros
<b>Expansión líquida y roca.</b>	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y crece	No, excepto alto Sw	1-10% Prm 3%	-
<b>Gas en solución</b>	Declina rápida y continuo	alto, incrementa y cae	No, excepto alto Sw	5-35% Prm 20%	Requiere bombeo temprano
<b>Capa de gas</b>	Cae lenta y continuo.	Crece continuo en formación inclinadas	Despreciable.	20-40% Prm 25% o >	Ruptura temprana de gas indica m.
<b>Empuje de agua.</b>	Permanece alta, P depende de caudal.	Permanece bajo si P es alta.	Pozos bajos tienen We que crece	35-80% Prm 50%	N de BM crece si $W_e = 0$
<b>Segregación gravitacional</b>	Declina rápida y continuo	Bajo em formación, poco inclinado. Alto en formación inclinadas.	Despreciable.	40-80% Prm 60%	-

1.3.1.5 Clasificación según las variaciones en el volumen original disponible de hidrocarburos:

**Volumétricos:** Se refiere a yacimientos cerrados, donde no hay presencia de un acuífero cercano que influya en el volumen de hidrocarburos.

**No volumétricos:** Corresponde a yacimientos en los cuales el volumen de hidrocarburos se ve reducido debido a la entrada de agua proveniente de un acuífero adyacente. (Escobar, 2007)

### 1.3.2 Petróleo Original In Situ (POES)

1.3.2.1 Método volumétrico para estimar el POES

La estimación de reservas puede realizarse mediante diversas metodologías, dependiendo del nivel de desarrollo del yacimiento y de la información geológica e ingenieril disponible. Dentro de los enfoques determinísticos, se encuentra el método volumétrico, el cual no calcula directamente las reservas recuperables, sino que se enfoca en estimar los volúmenes originales de hidrocarburos presentes en el yacimiento, tales como el Petróleo Original en Sitio (POES), Gas Original en Sitio (GOES) o Condensado Original en Sitio (COES), (HawKins, 1968)

**Derivación de la fórmula:** El método volumétrico se basa en la utilización de valores representativos para cada uno de los parámetros geológicos que definen el yacimiento. Parte del principio de que, en una formación arenosa, solo una parte del volumen total corresponde a espacios porosos, y a su vez, solo una porción de ese volumen poroso estará ocupada por los fluidos presentes (Ec. 1 y 2), específicamente por hidrocarburos en este caso.

$$V_{fluido} = S_{fluido} * \emptyset * V_{bruto} \quad Ec. 1$$

también,

$$V_{oil} = S_{oil} * \emptyset * V_{bruto} \quad Ec. 2$$

Por lo general se tendrá entre los datos la saturación de agua y no la de petróleo, pero en un yacimiento de agua y petróleo éstas están relacionadas (Ec.3).

$$V_{oil} = (1 - S_w) * \phi * V_{bruto} \quad Ec. 3$$

Dado que tanto la porosidad como la saturación son valores sin unidad, el volumen de petróleo se expresa utilizando las mismas unidades que el volumen bruto, es decir, en acre-pies. Para convertir este resultado a barriles, se utiliza el factor 7758 (Ec.4), lo cual permite obtener el volumen en barriles bajo condiciones del yacimiento (Ec.5), conocidos como barriles de yacimiento (BY).

$$V_{oil} = 7758 * [Acre * pie] \quad Ec. 4$$

$$V_{oil} = [BY] \quad Ec. 5$$

No obstante, el objetivo principal es conocer el volumen de petróleo bajo condiciones estándar o de superficie, también llamadas condiciones normales o fiscales (14,7 psi y 60 °F). Por esta razón, la fórmula incorpora el factor de volumen del petróleo ( $B_o$ ), el cual representa el volumen que ocupa en el yacimiento un barril de crudo, junto con su gas disuelto, cuando se lleva a condiciones superficiales (Ec. 6 y 7).

$$V_{oil} = \frac{Volumen[BY]}{B_o} \quad Ec. 6$$

$$V_{oil} = \frac{[BY]}{\frac{[BY]}{[BN]}} = [BN] \quad Ec. 7$$

El volumen de petróleo puede estimarse en cualquier momento durante la vida productiva del yacimiento, teniendo en cuenta que el valor de  $B_o$  varía en función de la presión a medida que el yacimiento evoluciona. Sin embargo, para calcular el volumen original de petróleo en sitio (POES), se emplea el valor inicial de este factor, conocido como  $B_{oi}$  (Ec. 8).

$$POES = \frac{7758 * V_b * \phi * S_{oi}}{B_{oi}} \quad Ec. 8$$

Dónde:

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

Vb: Volumen bruto de la arena (acre\*ft)

$\Phi$ : porosidad, adimensional expresada en fracción

$S_{oi}$ : saturación inicial de petróleo, adimensional expresada en fracción

$B_o$ : factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)

Cuando se busca obtener un nuevo resultado mediante el método volumétrico, se recurre a la ecuación del POES, asignando un valor representativo a cada una de las variables involucradas para así calcular el volumen de petróleo original en sitio. En caso de requerirse el cálculo del volumen bruto del yacimiento, también es posible aplicar un enfoque volumétrico utilizando las siguientes fórmulas (Ec. 9 y 10).

$$N = 7758 \frac{V_r * \Phi_p * (1 - S_{wcp})}{B_{oi}} \quad Ec. 9$$

$$G = 43561 \frac{V_r * \Phi_p * (1 - S_{wcp})}{B_{gi}} \quad Ec. 10$$

#### **Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES):**

El volumen de petróleo originalmente contenido en el yacimiento se obtiene aplicando la siguiente ecuación (Ec. 11):

$$POES = 7758 * A * e * S_{oil} * \Phi * \frac{1}{B_{oi}} \quad Ec. 11$$

Una vez calculado el POES, se multiplica por el Factor de Recobro para estimar las Reservas Originales de Petróleo Recuperables. (HawKins, 1968)

#### 1.3.2.2 Balance de materia.

Cuando un yacimiento presenta una intrusión de agua nula o muy baja, se le considera de volumen constante y se clasifica como un yacimiento volumétrico. Si el crudo presente desde el inicio se encuentra en estado subsaturado, entonces el yacimiento contiene inicialmente solo petróleo y agua connata, junto con el gas que se encuentra disuelto en el petróleo.

La cantidad de gas que puede disolverse en el agua presente en los yacimientos suele ser muy baja, por lo que se descartará en este análisis. Del mismo modo, dado que la

producción de agua en yacimientos volumétricos es mínima o casi nula, también se omite. Bajo estas condiciones, desde la presión inicial del yacimiento hasta alcanzar el punto de burbujeo, el volumen ocupado por el petróleo en el yacimiento se mantiene constante, y la producción ocurre debido a la expansión del líquido. (HawKins, 1968)

Si se iguala el volumen inicial al final, se obtiene:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o \quad \text{Ec. 12}$$

$$N = \frac{B_o * N_p}{B_o - B_{oi}} \quad \text{Ec. 13}$$

Y la recuperación inicial es:

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad \text{Ec. 14}$$

Cuando la presión desciende por debajo de los 3550 psi, comienza a formarse una fase de gas libre. En un yacimiento volumétrico, subsaturado y sin producción de agua, el volumen poroso que puede contener hidrocarburos se mantiene constante a lo largo del tiempo.

$$V_{oi} = V_o + V_g \quad \text{Ec. 15}$$

Cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de saturación y se ha producido un volumen acumulado de petróleo  $N_p$ , con una relación gas-petróleo neta acumulado  $R_p$ , estos valores pueden sustituirse en la ecuación de recuperación inicial, lo que permite obtener una nueva expresión ajustada a esas condiciones.

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + G_f * B_g \quad \text{Ec. 16}$$

Donde  $N$  es el petróleo inicial en el yacimiento,  $B_{oi}$  y  $B_o$  son los factores volumétricos del petróleo las presiones inicial y final respectivamente;  $G_f$  es el gas libre en el yacimiento a la presión inferior y  $B_g$  es el factor volumétrico del gas también a la presión inferior.

El gas libre  $G_f$  se puede determinar considerando que, al disminuir la presión, el gas original se reparte en tres componentes:

- El gas que permanece disuelto en el petróleo aún presente en el yacimiento,
- El gas que ya ha sido producido, y

- El gas libre que queda dentro del yacimiento.

Este último se calcula restando del gas original las cantidades correspondientes al gas aún en solución y al gas ya extraído, es decir:

$$\text{Gas libre} = \text{Gas original} - \text{Gas disuelto} - \text{Gas producido.} \quad \text{Ec. 17}$$

$$\mathbf{Gf} = \mathbf{NRsi} - (\mathbf{N} - \mathbf{Np})\mathbf{Rs} - \mathbf{Np} * \mathbf{Rp} \quad \text{Ec. 18}$$

Sustituyendo, se obtiene:

$$\mathbf{NBoi} = (\mathbf{N} - \mathbf{Np})\mathbf{Bo} + [\mathbf{NRsi} - (\mathbf{N} - \mathbf{Np})\mathbf{Rs} - \mathbf{Np} * \mathbf{Rp}]\mathbf{Bg} \quad \text{Ec. 19}$$

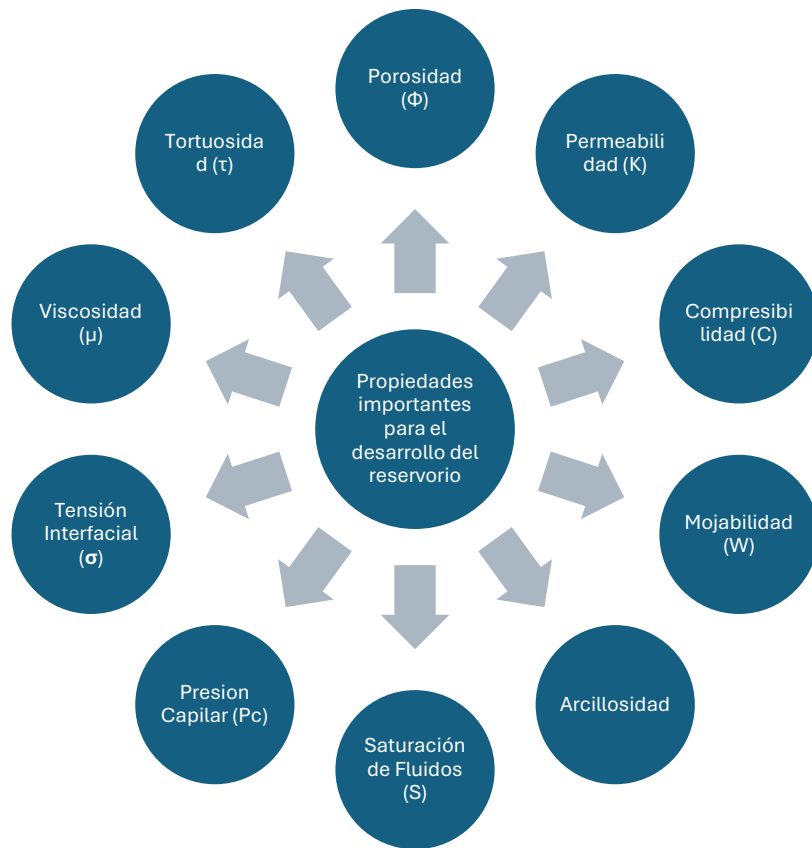
De esta ecuación se puede obtener el petróleo fiscal inicialmente en el yacimiento (N): (HawKins, 1968)

$$N = \frac{Np[\beta_o + (Rp - Rs)Bg]}{[\beta_o - \beta_{oi} + (Rsi - Rs)\beta_g]} \quad \text{Ec. 20}$$

### 1.3.3 Caracterización petrofísica

La petrofísica se dedica a describir y analizar las propiedades físicas de las rocas, considerando tanto su contexto geológico como los registros de pozos, el estudio de muestras de núcleo y las características de los fluidos presentes y extraídos del yacimiento. Además, evalúa cómo interactúan las rocas con los fluidos que albergan —como gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas—, integrando información geológica, análisis de núcleos y datos históricos de producción.

Su función principal es analizar las propiedades físicas de la roca matriz, determinando aspectos como la mineralogía, la textura, la porosidad, las conexiones entre granos y la presencia de fracturas en la formación. Comprender en detalle estas características, junto con el comportamiento de los fluidos, permite mejorar la eficiencia del drenaje en los yacimientos, ya que dichas propiedades ofrecen información clave para el desarrollo del reservorio, propiedades como las que se muestra en la figura 17:



**Figura 17.** *Propiedades Importantes para el desarrollo del reservorio*

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

### 1.3.3.1 Caracterización petrofísica con Registros de pozo

La información obtenida a partir de los registros eléctricos resulta crucial para identificar y evaluar los parámetros más relevantes del yacimiento, como la porosidad, la saturación de fluidos y la litología. Estos registros, junto con los estudios realizados a partir de núcleos de roca, constituyen herramientas fundamentales para la caracterización petrofísica del medio poroso. Los análisis de núcleos permiten validar e interpretar con mayor precisión los datos obtenidos de los registros, proporcionando detalles sobre propiedades como la permeabilidad, la porosidad efectiva, la mojabilidad y la presión capilar, entre otras.

Para iniciar de manera adecuada la evaluación de un yacimiento, es indispensable comprender qué propiedades petrofísicas debe reunir una roca para poder funcionar como un reservorio de hidrocarburos. Entre estas características se incluyen una porosidad

suficiente para almacenar fluidos, una permeabilidad adecuada que permita el flujo de los mismos, y una estructura geológica que favorezca su acumulación. Solo cuando estas condiciones están presentes, y se determina que la recuperación de los hidrocarburos es técnica y económicamente viable, se puede considerar que el yacimiento es potencialmente explotable.

Por otro lado, Asquith & Krygowski, 2004 y Tiab & Donaldson, 2015, mencionan que una evaluación petrofísica permite determinar, con base en registros de pozo y principios físicos las propiedades fundamentales de una formación, tales como: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y litología. Esta disciplina se fundamenta en leyes físicas como la atenuación de rayos gamma, la absorción de neutrones térmicos, la respuesta fotoeléctrica de los electrones y la densidad electrónica aparente.

El análisis tradicional de registros como Gamma Ray (GR), Densidad (ROBB), Porosidad de Neutrones (TNPH) y Photoelectric Effect (PE/PEB), permite inferir de manera indirecta la litología y propiedades de reservorio. Sin embargo, ante la heterogeneidad de formaciones, especialmente en carbonatos y transicionales, surge la necesidad de métodos más robustos para segmentar unidades de flujo. En este contexto, Amaefule et al. (1993) propusieron el Índice de Zona de Flujo (Flow Zone Indicator, FZI), que permite clasificar intervalos con comportamiento hidráulico homogéneo a partir de datos de registros y núcleos.

## **1.4 Definiciones operacionales**

Las siguientes definiciones operacionales constituyen el núcleo metodológico de este estudio, ya que permiten transformar mediciones físicas obtenidas mediante registros de pozo en parámetros petrofísicos significativos. Estas variables no solo son fundamentales para la evaluación estática del reservorio, sino que también son insumo clave en la identificación de zonas productoras, la construcción de modelos geológicos y la predicción del comportamiento dinámico del yacimiento.

A través de estas definiciones se asegura una estandarización conceptual que facilita la interpretación y comparación entre diferentes intervalos litológicos y entre pozos de una misma área.

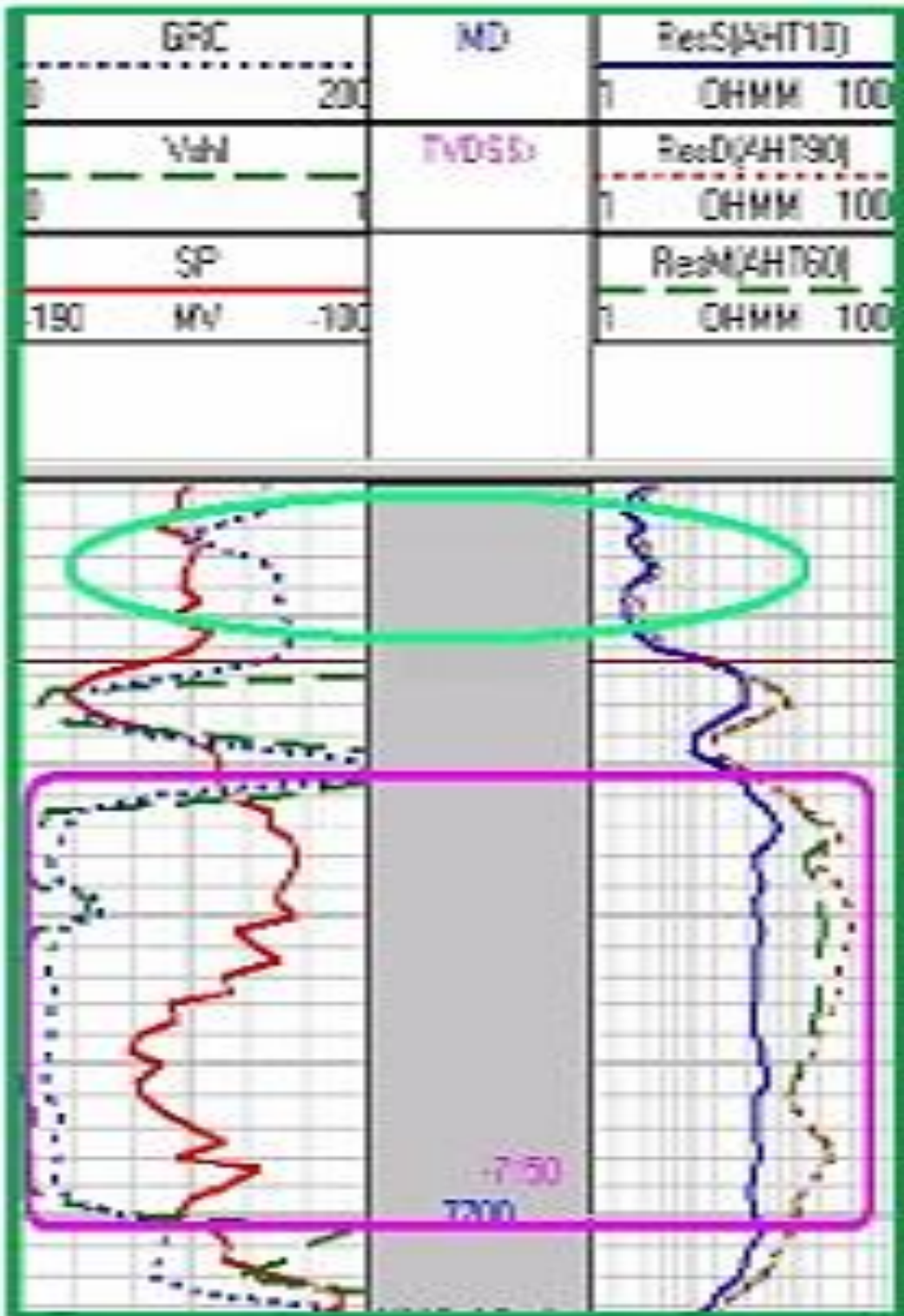
### 1.4.1 Fundamento de los registros de pozo

Los perfiles o registros de pozos se tratan de registros diseñados para obtener los parámetros clave que definen las propiedades físicas de la roca y los fluidos presentes, así como para identificar la ubicación de posibles reservorios de hidrocarburos con viabilidad comercial. En la parte superior del registro se detallan las condiciones bajo las cuales se adquirieron los datos, como la profundidad total, la resistividad del filtrado del lodo de perforación, la temperatura y presión en el fondo del pozo, así como la densidad y viscosidad del lodo. Esta información sirve de base para complementar los distintos análisis requeridos en la evaluación petrofísica. Para llevar a cabo dicha evaluación, es indispensable contar al menos con registros de densidad (FDC), gamma ray y eléctricos, los cuales deben ser respaldados con análisis de núcleos para construir un modelo interpretativo sólido y confiable. (Angel, 2011)

Los registros utilizados en la evaluación del yacimiento pueden clasificarse en tres categorías principales. En primer lugar, están los registros eléctricos, que miden propiedades relacionadas con la resistividad y conductividad de las formaciones rocosas. En segundo lugar, se encuentran los registros radiactivos, que pueden ser naturales, basados en la radiación emitida por los elementos presentes en la roca, o inducidos, donde se generan radiaciones artificialmente para obtener información específica. Finalmente, están los registros acústicos, que registran las propiedades de propagación de ondas sonoras a través de las formaciones, lo que permite inferir características como la porosidad y la integridad estructural de las rocas. Cada tipo de registro aporta información complementaria esencial para una caracterización completa del reservorio.

#### 1.4.1.1 Registros eléctricos

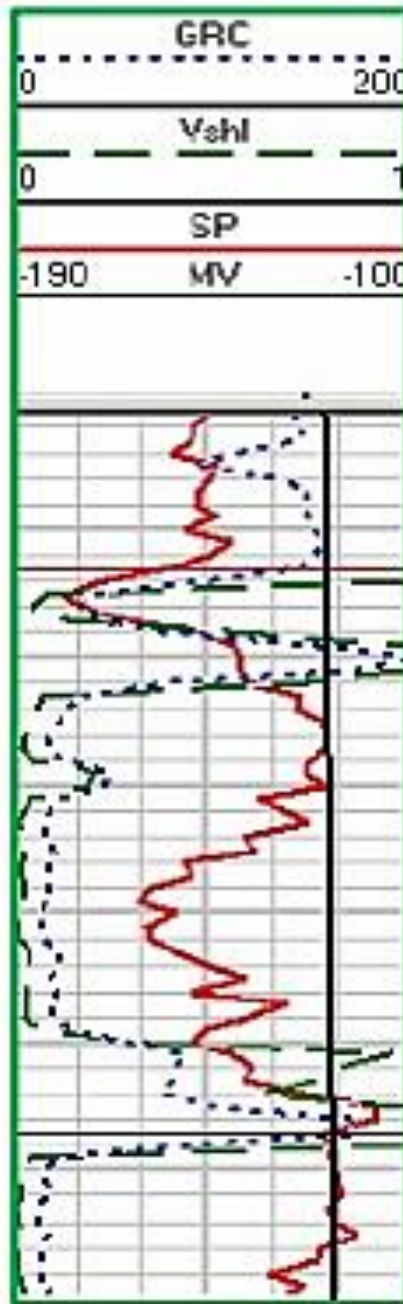
**Registros de resistividad:** Suelen obtenerse a tres profundidades distintas de investigación, lo que permite medir la resistividad tanto de la zona virgen de la formación ( $R_t$ ) como de la zona invadida por el lodo de perforación ( $R_{xo}$ ), figura 18. A partir de estas mediciones, es posible distinguir entre zonas que contienen hidrocarburos y aquellas saturadas con agua. La resistividad, en sí, se define como la capacidad de un material para oponerse al paso de una corriente eléctrica; es una propiedad física inherente al material, sin depender de su forma o tamaño.



*Figura 18. Registros de resistividad*

*Fuente: (Soto & Galeano, 2007)*

Entre los registros de resistividad se destaca el registro de potencial espontáneo (SP), el cual consiste en una medición continua de la diferencia de voltaje entre dos electrodos: uno móvil que desciende dentro del pozo y capta la señal, y otro fijo en superficie que mantiene un potencial constante. Esta medición varía con la profundidad y se expresa en milivoltios (figura 19). El SP actúa como un perfil litológico, permitiendo distinguir entre formaciones arcillosas (lutitas) y no arcillosas. Para que este tipo de registro se desarrolle adecuadamente, es necesario que el pozo contenga un fluido de perforación a base de agua, y que el agua del lodo tenga menor salinidad (más dulce) que el agua presente en la formación.



*Figura 19. Registro SP*

*Fuente: (Soto & Galeano, 2007)*

Además de los registros de resistividad convencionales, existen herramientas complementarias que permiten refinar la interpretación de las formaciones, mejorar la definición de zonas productivas y evaluar con mayor precisión los efectos de invasión del lodo. Otros registros que se muestran en la tabla 6 amplían esta caracterización.

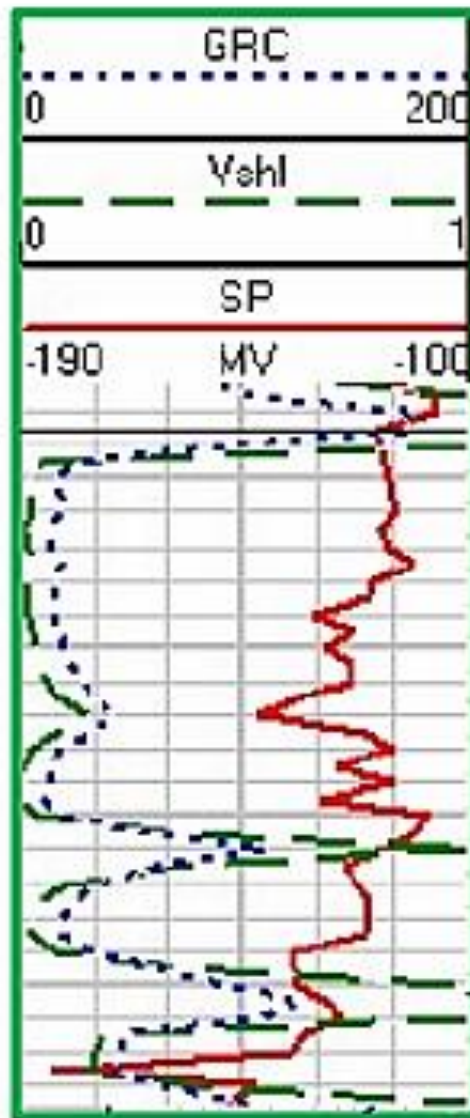
**Tabla 6.** Otros registros de resistividad

<b>Registro</b>	<b>Descripción</b>
<b>Microperfil (ML):</b>	<p>Este registro genera dos curvas: la microresistiva y la micronormal, las cuales permiten evaluar la movilidad de los fluidos dentro de la formación. Además, es útil para identificar con precisión el inicio (tope) y el final (base) de las capas geológicas atravesadas por el pozo.</p>
<b>Doble Lateroperfil (DLL):</b>	<p>En este registro, la corriente utilizada para la medición debe atravesar tanto el lodo de perforación como la zona invadida antes de alcanzar la zona virgen de la formación. Por ello, las lecturas obtenidas reflejan una combinación de varios efectos. El equipo registra dos curvas de forma simultánea: la laterolog profunda (LLD) y la laterolog somera (LLS), proporcionando información sobre diferentes profundidades de investigación.</p>
<b>Perfil Esférico Enfocado (SFL):</b>	<p>Este tipo de registro mide la conductividad eléctrica de la formación en las proximidades del pozo. Tiene una profundidad de investigación relativamente baja y es especialmente útil para analizar los efectos de invasión del lodo en mediciones de resistividad más profundas.</p>
<b>Perfil de Enfoque Microesférico (MSFL):</b>	<p>Utiliza electrodos de enfoque esférico montados en una almohadilla, lo cual ofrece dos beneficios principales: primero, mejora la medición de la resistividad en formaciones afectadas por invasiones someras o con revoques gruesos; y segundo, permite integrarse eficazmente con otros registros, como el doble lateroperfil (DLL) y el perfil de densidad, para una interpretación más completa del entorno del pozo.</p>

**Registros Radiactivos:** Los registros radiactivos se dividen en cuatro categorías principales, según el tipo de medición que realizan:

- **Perfil de rayos gamma**, desarrollado para detectar la radiactividad natural presente en las formaciones, mediante la medición de la emisión espontánea de rayos gamma, conocidos por su alta capacidad de penetración, incluso a través de materiales densos como el acero. Se trata de un perfil litológico que puede aplicarse tanto en pozos entubados como en hoyos desnudos, y es especialmente

eficaz para diferenciar las lutitas de otras litologías. Sus mediciones se expresan en unidades API (American Petroleum Institute), figura 20.



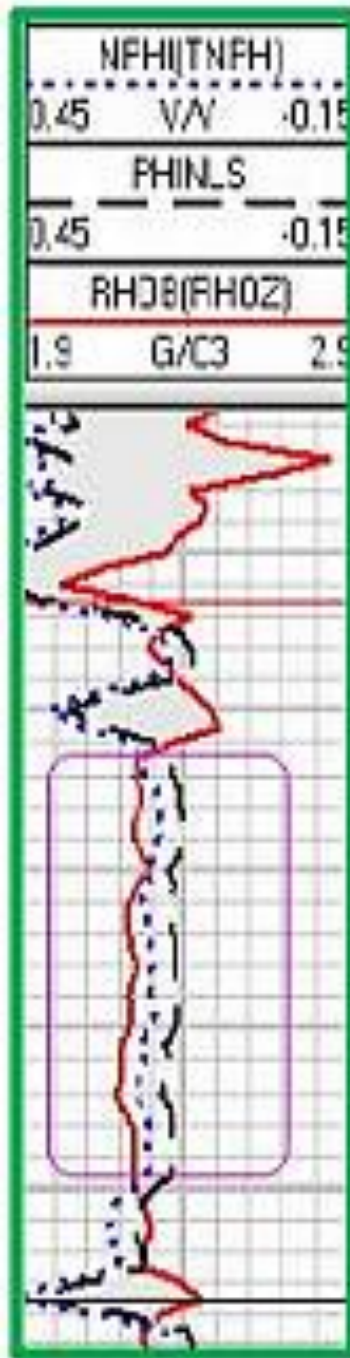
*Figura 20. Registro GR*

*Fuente: (Soto & Galeano, 2007)*

- **Registros de densidad**, empleados principalmente para estimar la porosidad de las formaciones, siendo comúnmente identificados como registros RHOB (figura 21). Estos miden la densidad electrónica de la roca, lo que permite inferir la

cantidad de espacio vacío (poros) en la matriz rocosa, especialmente cuando se integran con otros registros petrofísicos.

- **Perfil de densidad de formación compensada (FDC)**, que mide la densidad electrónica de la roca, útil para estimar la porosidad cuando se combina con otros registros.
- **Perfil de Neutrones (NPHI)**, Utilizado para estimar la porosidad total de las formaciones mediante el bombardeo de neutrones, lo que provoca que la roca emita rayos gamma en respuesta. Esta herramienta es sensible a la presencia de hidrógeno, por lo que su respuesta está directamente relacionada con el contenido de fluidos en los poros. Es especialmente útil para evaluar formaciones arcillosas, identificar la litología y, en combinación con el registro de densidad, detectar la presencia de gas (figura 21).



*Figura 21. Registros NPHI – RHOB*

*Fuente: (Soto & Galeano, 2007)*

**Registros Acústicos:** Los registros acusticos se dividen en cinco categorías principales, según el tipo de medición que realizan:

- **Perfil Sónico Compensado (BHC):** Este registro mide de forma continua el tiempo que tarda una onda sonora compresional en recorrer un pie lineal de formación. A partir de este tiempo, conocido como tiempo de tránsito y expresado en  $\Delta T$  (microsegundos por pie), es posible estimar la porosidad de la roca. Cuanto mayor sea el tiempo de tránsito, mayor será la porosidad, y viceversa.
- **Registros en Pozos Entubados:** Después de cementar la tubería de revestimiento, es fundamental verificar la calidad de la cementación para asegurar que las distintas zonas del pozo están adecuadamente aisladas entre sí. Esto garantiza que no haya comunicación indeseada a través del espacio anular entre el revestidor y la pared del pozo.
- **Registro de Volumen de Cemento (CBL):** El CBL es un registro continuo que evalúa cuantitativamente la calidad de la cementación a través de la medición de la amplitud de la primera onda acústica que llega al receptor atravesando la tubería. Esta amplitud se representa en milivoltios y permite identificar zonas bien o mal cementadas.
- **Mapa de Cemento (VDL):** Este perfil acústico muestra cómo se atenúa la amplitud del tren de ondas a lo largo del pozo. Su interpretación cualitativa permite evaluar el estado de la cementación, tanto alrededor del revestidor como en la formación circundante, complementando la información proporcionada por el CBL.
- **Registros de Producción (PTL):** Los registros de producción proporcionan información detallada sobre el tipo y volumen de fluidos presentes en los intervalos abiertos a producción o inyección. También permiten identificar anomalías en la completación, detectar flujos cruzados entre capas, y sirven como herramienta de apoyo en el diseño y evaluación de operaciones de fracturamiento hidráulico, entre otras aplicaciones.

### 1.4.2 Registros Disponibles para la Investigación

La interpretación de registros como Gamma Ray (GR), resistividad y densidad/porosidad permite caracterizar tipos de rocas y sus propiedades de almacenamiento de fluidos. Un valor bajo de GR ( $<75$  API) sugiere la presencia de areniscas o calizas, mientras que valores altos ( $>100$  API) indican lutitas o rocas arcillosas (Asquith & Krygowski, 2004). Respecto a la resistividad, valores elevados suelen asociarse a zonas limpias o saturadas de hidrocarburos, mientras que resistividades bajas reflejan presencia de arcillas o saturación acuosa (Rider, 1996). Asimismo, una combinación de baja densidad y alta porosidad señala un posible reservorio, mientras que alta densidad y baja porosidad sugiere una roca compacta (Schlumberger, 1989).

Para el desarrollo de esta investigación, se cuenta con un conjunto específico de registros que permiten realizar un análisis petrofísico detallado y confiable del yacimiento. A continuación, se describen los registros disponibles que serán utilizados para la caracterización de las formaciones y la evaluación de las propiedades del reservorio.

Los registros de pozo disponibles incluyen:

- **Gamma Ray (GR):** Mide radiactividad natural (potasio, torio, uranio).  $GR > 75$  API suele indicar lutitas;  $GR < 40$  API, rocas limpias (Asquith & Krygowski, 2004).
- **Densidad aparente (ROBB):** Mide la densidad electrónica; valores típicos: caliza ( $2.65\text{--}2.71$  g/cm<sup>3</sup>), dolomita ( $>2.85$  g/cm<sup>3</sup>).
- **TNPH:** Indica contenido de hidrógeno; requiere corrección según litología.
- **Photoelectric Effect (PEB):** Distingue litologías por su número atómico efectivo:
  - Caliza:  $\sim 5.0$  barnes
  - Dolomita:  $\sim 3.0$  barnes
  - Lutita:  $>6.0$  barnes

(Schlumberger, 2009; Rider & Kennedy, 2011)

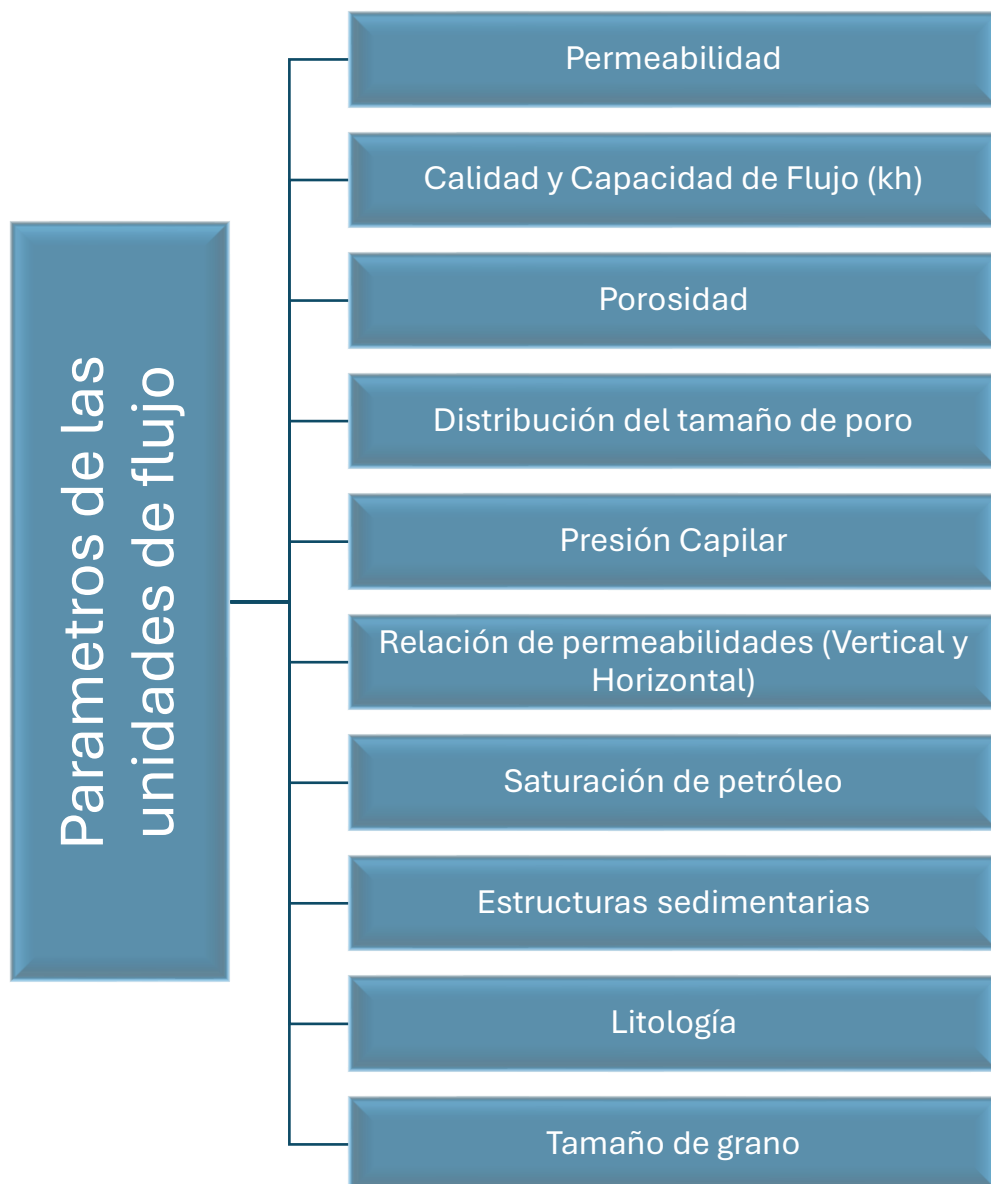
### **1.4.3 Unidades de Flujo Hidráulico (HFU)**

Las unidades de flujo son secciones del yacimiento que se distinguen por tener propiedades petrofísicas homogéneas. Estas zonas presentan continuidad estratigráfica y una dinámica de flujo similar, respetando el entorno geológico original, incluyendo la composición mineral, las estructuras de los sedimentos, los límites entre capas, así como las condiciones que afectan la porosidad y permeabilidad, el contenido de agua y los tipos de roca presentes. (Castañeda, 2010)

Las unidades de flujo o unidades hidráulicas son agrupaciones dentro del yacimiento caracterizadas por un comportamiento hidráulico similar, incluso si comprenden litologías distintas. Aunque están relacionadas con la distribución de facies geológicas, sus límites no siempre coinciden con ellas, lo que implica que no necesariamente están alineadas de forma vertical. Estas unidades, definidas por intervalos con valores de FZI semejantes, resultan útiles para el modelado del flujo y la descripción dinámica del reservorio. (Amaefule et al., 1993).

#### **1.4.3.1 Parámetros de las Unidades de Flujo**

Para diferenciar y caracterizar las unidades de flujo dentro de un yacimiento, se consideran una serie de parámetros clave. Estos permiten identificar zonas con propiedades petrofísicas y comportamiento hidráulico similares, facilitando la delimitación de intervalos con potencial productivo. Los principales parámetros utilizados se muestran en la figura 22:



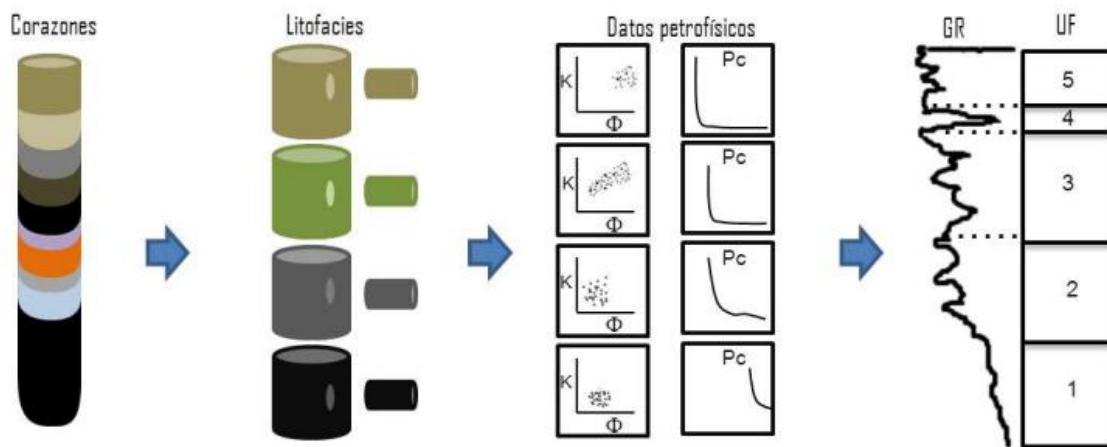
**Figura 22.** *Parámetros de las unidades de flujo*  
*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

#### 1.4.3.2 Determinación de las Unidades de Flujo

La identificación de las unidades de flujo se realiza mediante la integración de los datos obtenidos de análisis de núcleos, tanto convencionales como especiales, junto con la información proporcionada por los registros de pozo. Esta combinación permite estimar propiedades petrofísicas fundamentales como la porosidad y la permeabilidad, necesarias para comprender el comportamiento del yacimiento. La distribución y calidad de la roca

juegan un papel decisivo en la productividad del reservorio, y esta calidad se evalúa principalmente a través del cociente entre permeabilidad y porosidad ( $k/\Phi$ ). Este parámetro permite establecer contrastes entre zonas de distinta capacidad de flujo, facilitando así la delimitación de unidades con características hidráulicas similares dentro del yacimiento. (Windt, 2005)

La identificación de una unidad de flujo se fundamenta principalmente en el análisis de la relación entre el volumen de poros y el tamaño de las gargantas de poro, ya que esta proporción influye directamente en la distribución de los fluidos dentro de la roca y en su capacidad para permitir el flujo (figura 23). En otras palabras, esta relación controla tanto el almacenamiento como la transmisibilidad del medio poroso, siendo un criterio esencial para diferenciar unidades con comportamiento hidráulico similar. (Amaefule et al., 1993).



**Figura 23.** *Proceso de identificación de Unidades de Flujo*

*Fuente: (Vélez & Álvarez, 2011)*

#### 1.4.3.3 Método para Determinar las Unidades de Flujo

La capacidad hidráulica de una roca está determinada en gran medida por la geometría de su sistema poroso, el cual depende directamente de características mineralógicas y texturales. Entre los factores mineralógicos se incluyen el tipo de minerales presentes, su abundancia, morfología y distribución en la matriz rocosa. Por otro lado, la textura se relaciona con el tamaño, forma, clasificación y empaquetamiento de los granos.

Estos atributos geológicos permiten identificar unidades de roca con características similares en cuanto a conectividad y tamaño de garganta de poro, lo que se traduce en propiedades hidráulicas comparables. Reconocer y delimitar estas unidades es esencial para una zonificación precisa del yacimiento.

En este contexto, el concepto de radio medio hidráulico (rmh) se vuelve fundamental, ya que permite relacionar de manera integrada la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar, facilitando así la clasificación y evaluación de las unidades de flujo dentro del medio poroso.

$$r_{mh} = \frac{\text{Area seccional cruzada}}{\text{Perimetro mojad}} = \frac{\text{Volumen abierto al flujo}}{\text{Area de superficie mojada}} \quad \text{Ec. 21}$$

En el caso de un tubo capilar de sección circular y forma cilíndrica, las propiedades de flujo y almacenamiento del fluido están determinadas por su geometría. Este modelo idealizado se utiliza frecuentemente para representar el comportamiento del flujo en medios porosos, ya que permite establecer relaciones matemáticas entre parámetros como el radio del capilar, la presión capilar, la porosidad y la permeabilidad. A partir de este enfoque, se pueden derivar ecuaciones que ayudan a comprender cómo la estructura del poro influye en la capacidad de transmisión de fluidos a través de la roca.

$$r_{mh} = \frac{r}{2} \quad \text{Ec. 22}$$

Al introducir el concepto de radio medio hidráulico, Kozeny y Carman modelaron la roca del yacimiento como un conjunto de tubos capilares paralelos. A partir de esta representación idealizada del medio poroso, aplicaron las leyes de Poiseuille y Darcy para establecer una relación matemática que vincula directamente la porosidad con la permeabilidad, permitiendo así cuantificar la capacidad de flujo del yacimiento en función de su estructura porosa:

$$K = \frac{\phi_e r^2}{8r^2} = \frac{\phi_e}{2r^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e r^2 mh}{2r^2} \quad \text{Ec. 23}$$

El radio medio hidráulico (rmh) puede expresarse en función del área superficial por unidad de volumen de grano (Sgv) y la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ). Esta relación permite vincular la geometría del sistema poroso con su capacidad de flujo, y se obtiene a partir de principios que consideran tanto la estructura interna del medio como su eficiencia en la

conducción de fluidos. El resultado es una expresión matemática que facilita la caracterización hidráulica de la roca:

$$Sv_g = \frac{2}{r} \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = \frac{1}{rmh} \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad \text{Ec. 24}$$

Al sustituir la expresión del radio medio hidráulico en la ecuación original, Kozeny y Carman derivaron una nueva relación matemática que conecta directamente la permeabilidad con la porosidad efectiva y el área superficial específica del medio poroso:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[ \frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. 25}$$

Donde  $k$  es en  $\mu\text{m}^2$  y  $\phi_e$  es una fracción.

La forma generalizada de la relación Kozeny-Carmen está dado por:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[ \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. 26}$$

En esta relación, la permeabilidad  $K$  se expresa en micrómetros cuadrados ( $\mu\text{m}^2$ ), mientras que  $S_{gv}$  (conocida como superficie específica), se mide en micrómetros inversos ( $\mu\text{m}^{-1}$ ). Esta superficie específica representa el área intersticial del material por unidad de volumen sólido. La porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) se determina a través de la integración entre datos de núcleo y registros de pozo, mientras que  $\tau$  representa la tortuosidad del medio poroso y  $F_s$  es un factor de forma que depende de la geometría del sistema de poros. Entre todas estas variables, la superficie específica tiene un papel predominante, ya que influye directamente en la capacidad del medio para conducir fluidos, siendo determinante en la caracterización de su conductividad hidráulica.

El término  $F_s \tau^2$  es conocido tradicionalmente como la constante de Carman-Kozeny. En medios ideales, de empaquetamiento óptimo y uniforme, y en rocas no consolidadas, Carman y Leverett estimaron su valor cercano a 5. No obstante, estudios posteriores realizados por Rose y Bruce demostraron que en condiciones reales de yacimiento este valor puede variar significativamente, oscilando entre 5 y 100, debido a la heterogeneidad y complejidad del medio poroso. Cabe señalar que, según Amaefule (1993), esta constante no puede determinarse directamente a partir de los registros de pozo, lo que representa una limitación para su aplicación práctica en la evaluación petrofísica.

La problemática relacionada con la variabilidad de la constante de Kozeny se analiza de la siguiente forma: al dividir ambos términos de la ecuación anterior por la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) y posteriormente aplicar la raíz cuadrada a ambos lados, se obtiene la siguiente expresión resultado:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[ \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \left[ \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

$k$  = permeabilidad absoluta, en  $\mu m^2$ .

$\phi_e$  = porosidad efectiva, en fracción.

$F_s$  = factor de forma, adimensional.

$\tau$  = tortuosidad, adimensional.

$S_{gv}$  = superficie por unidad de volumen de grano, en  $\mu m^{-1}$ .

Dentro del método para la identificación de unidades de flujo, la calidad del yacimiento se considera un parámetro petrofísico compuesto que refleja estrechamente las características hidráulicas presentes en la roca. En este contexto, las ecuaciones ajustadas de Kozeny-Carman resultan fundamentales para calcular parámetros clave como el índice de calidad de yacimiento (RQI), el índice de porosidad normalizada ( $F_z$ ) y el indicador de zona de flujo (FZI), los cuales permiten caracterizar y distinguir las unidades hidráulicas de manera efectiva.

#### 1.4.3.4 *Rock Quality Index (RQI)*

El índice RQI refleja la facilidad y el volumen con que un fluido puede ser producido desde una unidad de flujo. En formaciones relativamente homogéneas, que presentan buenas capacidades tanto de almacenamiento como de conducción de fluidos, se considera que la calidad del yacimiento es alta. Por esta razón, en diversos estudios se asigna un valor de RQI específico a cada unidad de flujo dentro del yacimiento para evaluar su desempeño hidráulico (Meza, 2013).

El índice de calidad del yacimiento (RQI) relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente ecuación:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad Ec. 28$$

Donde RQI está expresado en micrómetros ( $\mu\text{m}$ ), K está en mD y  $\phi$  es fracción decimal. Representa una dimensión geométrica útil para caracterizar la capacidad de flujo de la roca (Amaefule et al., 1993)

#### 1.4.3.5 Porosidad efectiva ( $\phi$ )

Fracción del volumen de roca que corresponde a poros conectados, expresada en unidades adimensionales (ej. 0.18 = 18 %). Se obtiene como promedio entre:

$$\phi_e = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad Ec. 29$$

Donde:

- $\phi_D$ : porosidad derivada del registro de densidad (ROBB), calculada como:

$$\phi_D = \frac{\rho_{matrix} - \rho_b}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \quad Ec. 30$$

- $\phi_N$ : porosidad corregida por TNPH, con ajustes por litología, según Schlumberger, 2009:
  - Arenisca:  $\phi_N = 1.33 \times \text{TNPH}$
  - Dolomita:  $\phi_N = 1.17 \times \text{TNPH}$
  - Caliza:  $\phi_N = \text{TNPH}$  (sin corrección, herramienta calibrada en calizas)

La selección de  $\phi_N$  o  $\phi_D$  depende del tipo de formación, confiabilidad de la medición y de la curva base (Tiab & Donaldson, 2015; Schlumberger, 2009).

#### 1.4.3.6 Permeabilidad estimada (K)

En caso de no contar con todos los datos específicos requeridos para aplicar la ecuación de permeabilidad de Kozeny-Carman, es común recurrir a métodos empíricos para estimar la permeabilidad de las rocas. Estos métodos permiten obtener una aproximación útil basada principalmente en la porosidad, facilitando así la caracterización del medio poroso cuando los datos experimentales o de laboratorio son limitados o inexistentes.

La permeabilidad estimada (K) es una medida de la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros, y se expresa comúnmente en milidarcys (mD). Esta estimación se realiza mediante una fórmula empírica que relaciona la permeabilidad con la porosidad ( $\phi$ ) de la roca a través de una expresión de la forma:

$$K = C \times \phi^m \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

- C y m son constantes dependientes de la litología:
  - Arenisca: C = 1000, m = 3
  - Caliza: C = 100, m = 2
  - Dolomita: C = 250, m = 2.2–2.5

(Amaefule et al., 1993; Tiab & Donaldson, 2015)

Este método empírico es especialmente valioso en etapas preliminares de análisis o en casos donde el acceso a datos detallados es restringido, proporcionando una base razonable para estimar la capacidad de flujo y orientar decisiones en la evaluación y modelado del yacimiento.

#### 1.4.3.7 Flow Zone Indicator (FZI)

El indicador de zona de flujo (FZI) es un parámetro integral que combina atributos tanto geológicos como petrofísicos, incluyendo el tamaño y la forma de los granos, el área superficial del medio poroso y la tortuosidad del sistema. Además, este índice permite correlacionar las respuestas obtenidas de los diferentes registros de pozos, facilitando así la caracterización precisa y el modelado hidráulico de las unidades de flujo durante el desarrollo del yacimiento.

El FZI relaciona el RQI con la porosidad efectiva:

$$FZI = \left[ \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \right] = \frac{RQI}{\phi_e} \quad Ec. 32$$

La unidad es micrómetros ( $\mu\text{m}$ ). Este índice permite clasificar zonas con comportamiento hidráulico similar y formar Unidades de Flujo Hidráulico (HFU) (Tiab & Donaldson, 2015).

La ecuación también puede ser escrita como:

$$RQI = \phi_e * FZI \quad Ec. 33$$

Aplicando logaritmos a la ecuación se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_e + \log FZI \quad Ec. 34$$

La ecuación anterior establece que, al representar el índice de calidad de yacimiento (RQI) frente al índice de porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) en coordenadas logarítmicas (log-log), se obtiene una línea recta con pendiente igual a uno ( $45^\circ$ ), como se muestra en la figura 24. A partir de esta relación, es posible calcular el valor de RQI en pozos que cuenten con datos de núcleo, lo cual a su vez permite derivar el indicador de zona de flujo (FZI) para la caracterización hidráulica de las unidades de flujo (Amaefule et al., 1993).

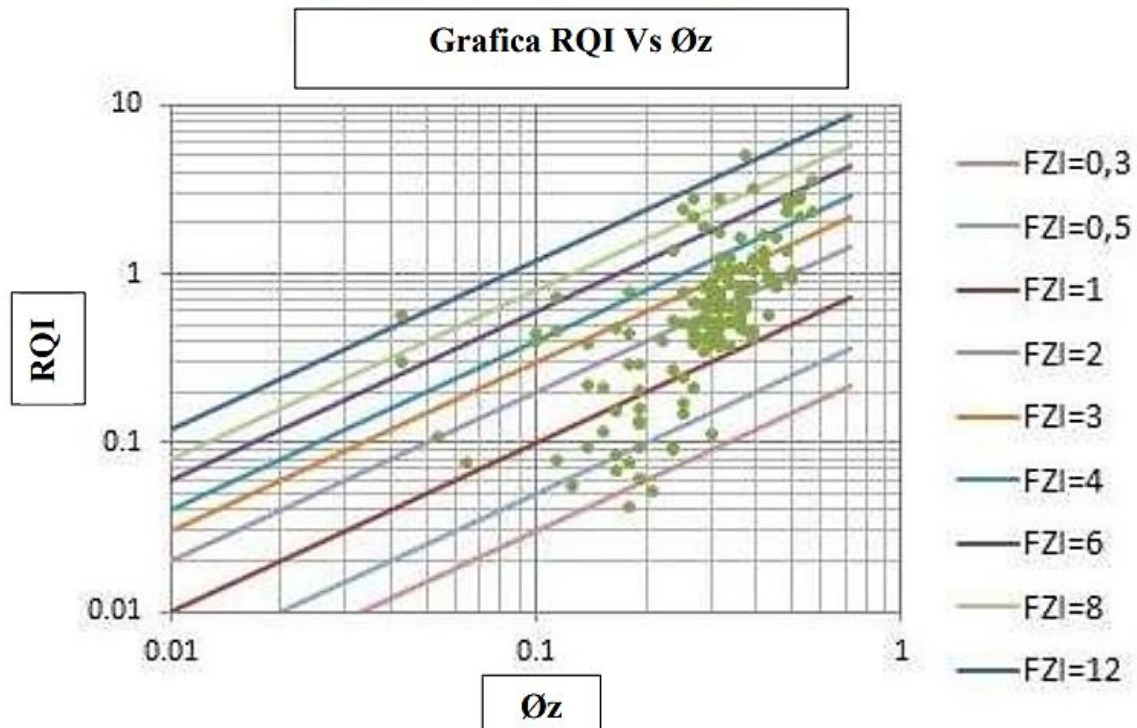


Figura 24. Grafica  $\text{Øe}$  vs RQI para determinar FZI.

Fuente: (Vélez & Álvarez, 2011)

#### 1.4.3.8 Aplicación del análisis FZI y concepto de HFU

El FZI permite segmentar formaciones de forma más representativa que la litología sola, al reflejar la conectividad interna del reservorio. Su clasificación general se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Clasificación general HFU según FZI

Fuente: (Amaefule et al., 1993)

FZI ( $\mu\text{m}$ )	Calidad hidráulica
> 6.0	Excelente
3.0 – 6.0	Buena
1.0 – 3.0	Moderada
0.1 – 1.0	Pobre
< 0.1	Muy pobre / roca sello

Un mismo valor de FZI puede encontrarse tanto en calizas como en dolomitas. La clave es el agrupamiento hidráulico, no mineralógico (Amaefule et al., 1993; Tiab & Donaldson, 2015)

## **1.5 Bases legales y normativas**

El análisis petrofísico, si bien fundamentado en principios técnicos y científicos, también se desarrolla dentro de un marco regulatorio que orienta y condiciona su aplicación práctica. En el contexto ecuatoriano, la exploración y explotación de hidrocarburos se rige por una normativa que prioriza la soberanía energética, el aprovechamiento racional de los recursos naturales y la sostenibilidad ambiental.

Esta sección revisa los principales instrumentos legales y técnicos que sustentan la necesidad de realizar una caracterización petrofísica detallada como parte integral de la gestión de campos petroleros y la toma de decisiones operativas.

### **1.5.1 Normativa general**

En Ecuador, el desarrollo de actividades hidrocarburíferas está regido por:

- La Constitución de 2008, que establece la soberanía sobre los recursos naturales no renovables (Art. 313–316).
- La Ley de Hidrocarburos (actualizada por el Decreto Ejecutivo 95 de 2021) que promueve el aprovechamiento racional, técnico y ambientalmente responsable del subsuelo.

(Constitución del Ecuador, 2008; Decreto Ejecutivo 95, 2021)

### **1.5.2 Regulación técnica**

Las entidades públicas como EP Petroecuador y el Ministerio de Energía y Minas exigen que todo plan de desarrollo incluya:

- Caracterización petrofísica de pozos (porosidad, saturación, permeabilidad estimada)
- Identificación de litología y segmentos de flujo
- Segmentación por HFU en modelos dinámicos

Estas exigencias están alineadas con estándares internacionales como los de la SPE y SPWLA (Ministerio de Energía y Minas, 2023; EP Petroecuador, 2024).

## **1.6 Importancia para la ingeniería de reservorios**

Una correcta caracterización mediante FZI y HFU permite definir zonas productivas, mejorar los modelos estáticos y dinámicos del yacimiento, optimizar intervenciones de completación, y predecir comportamiento de flujo con mayor precisión. En campos sin núcleo, o maduros, este enfoque es altamente eficiente y aplicable (Tiab & Donaldson, 2015).

## **CAPITULO 2. METODOLOGÍA**

### **2.1 Contexto de la investigación**

La investigación tendrá lugar en el campo Yulebra, ubicado a 12 km al este de la ciudad de Francisco de rellana (Coca) en la provincia de Orellana, Oriente Ecuatoriano. El campo se localiza en la parte Centro-Occidental de la cuenca Oriente, al sur del campo sacha. Este campo fue descubierto por el Consorcio CEPE-*Texaco* en 1973 con la perforación del pozo Culebra-1 a una profundidad de 10 626 ft en la formación pre-cretácea Chapiza, más tarde en 1980, *Texaco* perforó Yulebra-1 el cual produjo de las formaciones Hollin y Basal Tena.

El campo es conocido por su complejidad geológica por lo que determinar las unidades deflujo en sus formaciones es totalmente relevante para su desarrollo.

### **2.2 Diseño y alcance de la investigación**

El diseño de la investigación es no experimental, transversal y descriptivo–explicativo. Es no experimental porque no se manipulan variables de forma controlada, sino que se trabaja con registros preexistentes. Es transversal porque el análisis se realiza en un único momento sobre un solo pozo (YLBD-O29R1). Y es descriptivo–explicativo porque busca caracterizar las unidades litológicas y sus propiedades hidráulicas, explicando su comportamiento a partir del FZI y los registros geofísicos.

La investigación se basa en la evaluación y análisis de datos petrofísicos existentes, así como en datos de producción y registros eléctricos. La elaboración de mapas y la determinación de las unidades de flujo se realizarán a partir de datos recopilados de diversas fuentes. El alcance de la investigación es principalmente analítico, ya que se busca descomponer el reservorio a través de las unidades de flujo para entender mejor su comportamiento

## **2.3 Tipo, enfoque y métodos de investigación**

Esta investigación es de tipo aplicada, ya que tiene como propósito utilizar herramientas cuantitativas para caracterizar un reservorio a partir de registros de pozo. El enfoque es cuantitativo y analítico, ya que se realiza un procesamiento numérico de datos obtenidos mediante curvas de pozo digitalizadas y reconstruidas, con el objetivo de determinar parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, RQI y FZI, y de establecer zonas de flujo hidráulicamente homogéneas. En cuanto a métodos de investigación, tenemos:

- Inductivo: se usará para desarrollar conclusiones generales a partir de la observación de datos.
- Analítico: permitirá descomponer el fenómeno y analizar relaciones entre variables.
- Hipotético-Deductivo: se formularán hipótesis acerca del comportamiento del reservorio y se probarán mediante análisis de datos

## **2.4 Población y muestra**

La población de estudio incluye los pozos y estudios realizados en el campo Yulebra, de los cuales se obtienen datos petrofísicos y de producción. En cuanto a muestra se puede determinar cómo muestreo no probabilístico ya que se tienen el pozo YLBD-029R1 como fuente de información más relevante para el estudio.

Específicamente, la población de estudio está compuesta por el conjunto de registros de pozo disponibles para el intervalo perforado del pozo YLBD-O29R1, entre los 11 476 y los 12 342 ft MD (Measured Depth). La muestra es el conjunto de datos reconstruidos digitalmente para cada pie de profundidad en dicho intervalo, los cuales se derivan de las curvas de los registros Gamma Ray (GR), Densidad aparente (ROBB), Porosidad de Neutrones (TNPH), y Photoelectric Effect (PEB). Cada fila (por pie) constituye una unidad de análisis, clasificada posteriormente por litología interpretada.

## **2.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

La técnica de recolección de datos es de tipo cuantitativa ya que se utilizará información obtenida de registros de pozo y bases de datos existentes. Los instrumentos incluirán software de modelado gráfico para la creación de mapas y análisis de datos, así como hojas de cálculo para el análisis estadístico de datos recopilados.

## **2.6 Técnicas de recolección de datos**

Dado que los registros no estaban disponibles en formato LAS o digital, se aplicó un proceso de recreación mediante software especializado de lectura gráfica (WebPlotDigitizer y herramientas similares), lo que permitió transformar imágenes raster de curvas en datos numéricos. Cada curva fue reconstruida pie a pie, y posteriormente los valores fueron alineados por profundidad.

## **2.7 Instrumentos de análisis**

Con el objetivo de procesar e interpretar los datos provenientes de registros digitalizados, se emplearon herramientas informáticas y criterios técnicos alineados con las prácticas estándar de análisis petrofísico. Estos instrumentos permitieron organizar la información, aplicar fórmulas especializadas y representar gráficamente los resultados intermedios durante el desarrollo del estudio. Los instrumentos empleados incluyen:

- Software de digitalización de curvas para extraer datos desde imágenes.
- Hojas de cálculo Excel para organización de datos y aplicación de fórmulas petrofísicas.
- Funciones estadísticas para cálculo de medianas y clasificaciones por unidad.
- Criterios técnicos basados en parámetros físicos (PEB, GR, ROBB) para la interpretación litológica.

## **2.8 Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.**

La investigación se llevará a cabo empleando una metodología que combine el análisis de datos petrofísicos, de producción de registros eléctricos. Inicialmente, se realizarán análisis de los registros eléctricos del pozo YLBD-029R1 con mucho detalle para obtener propiedades petrofísicas con mayor relevancia, tales como la porosidad, saturación de gua y permeabilidad, las cuales son fundamentales para caracterizar el reservorio.

Posteriormente, se aplicará el método FZI para identificar y determinar las unidades de flujo en las secciones del campo mostradas por el registro eléctrico, esto permitirá clasificar el comportamiento del reservorio en términos de capacidad de producción.

Los resultados obtenidos con esta metodología serán procesados con software de modelamiento para elaborar mapas detallados de las zonas de flujo, lo que nos facilitara una mejor visualización y comprensión del comportamiento del reservorio en función de sus unidades de flujo. Por último, se evaluará el petróleo original in situ, integrando los datos de las unidades de flujo y el FZI para determinar el comportamiento general del yacimiento y prever posibles escenarios de producción.

La metodología que se ha propuesto permitirá llevar a cabo el objetivo general del tema, dando paso a futuros estudios que impliquen una caracterización precisa y confiable del campo con una mejora u optimización de toma de decisiones en fases de producción y explotación del reservorio.

## **2.9 Procedimiento metodológico**

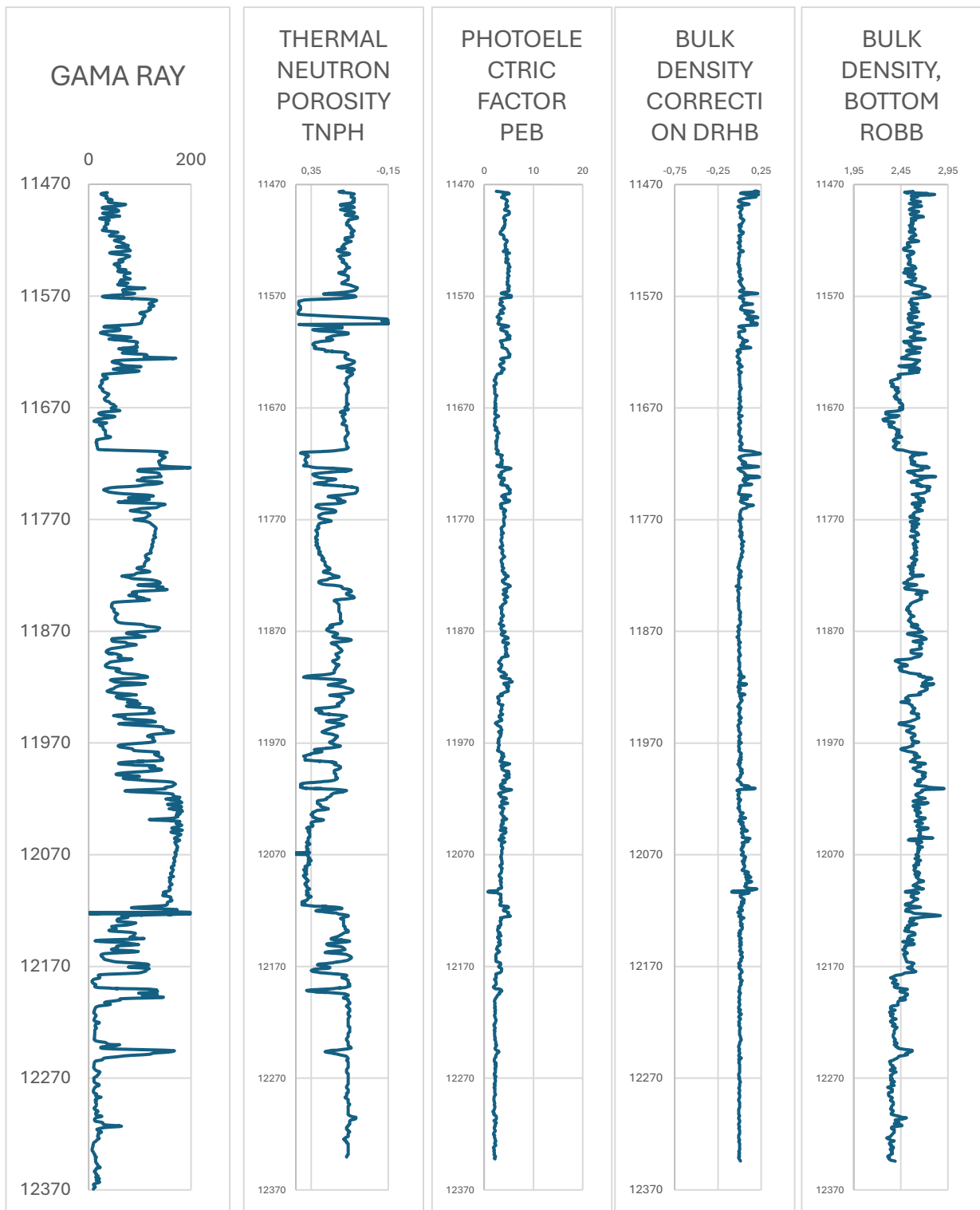
El desarrollo del estudio se estructuró en una secuencia de pasos ordenados que permitieron transformar registros digitales en parámetros petrofísicos útiles para la caracterización del yacimiento. A continuación, se describe de forma detallada el proceso metodológico seguido desde la obtención de datos hasta el cálculo del FZI, respetando criterios técnicos por litología y calidad hidráulica. A continuación, se presenta el procedimiento seguido para llevar a cabo el análisis:

**Paso 1. Digitalización de registros:** Se obtuvieron imágenes de los registros del pozo YLBD-O29R1. Cada curva (GR, ROBB, TNPH, PEB) fue digitalizada utilizando software especializado. Los valores fueron organizados en función de la profundidad y los valores del registro respectivamente. La Tabla 8, muestra los valores obtenidos tras la digitalización y la figura 25 muestra las curvas de los registros.

**Tabla 8.** Datos numéricos de los registros disponibles de YLBD-O29R1

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

GAMMA RAY (gAPI)		POROSITY TNPH (Ft3/Ft3)		Photoelectric Factor, Bottom - filtered PEB (Barnes)		BULK DENSITY Correction, Bottom DRHB (g/cm3)		BULK DENSITY, Bottom ROBB (g/cm3)	
VALUE	DEPTH	VALUE	DEPTH	VALUE	DEPTH	VALUE	DEPTH	VALUE	DEPTH
36,59	11477,5	0,15	11475,98	2,48	11476,08	0,17	11476	2,58	11476,14
32,86	11477,64	0,14	11476,02	3,27	11476,47	0,2	11476,03	2,55	11476,44
26,84	11478,09	0,16	11476,18	3,9	11476,95	0,18	11476,04	2,53	11476,57
24,11	11478,77	0,17	11476,52	4,45	11477,25	0,22	11476,45	2,51	11476,79
.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....



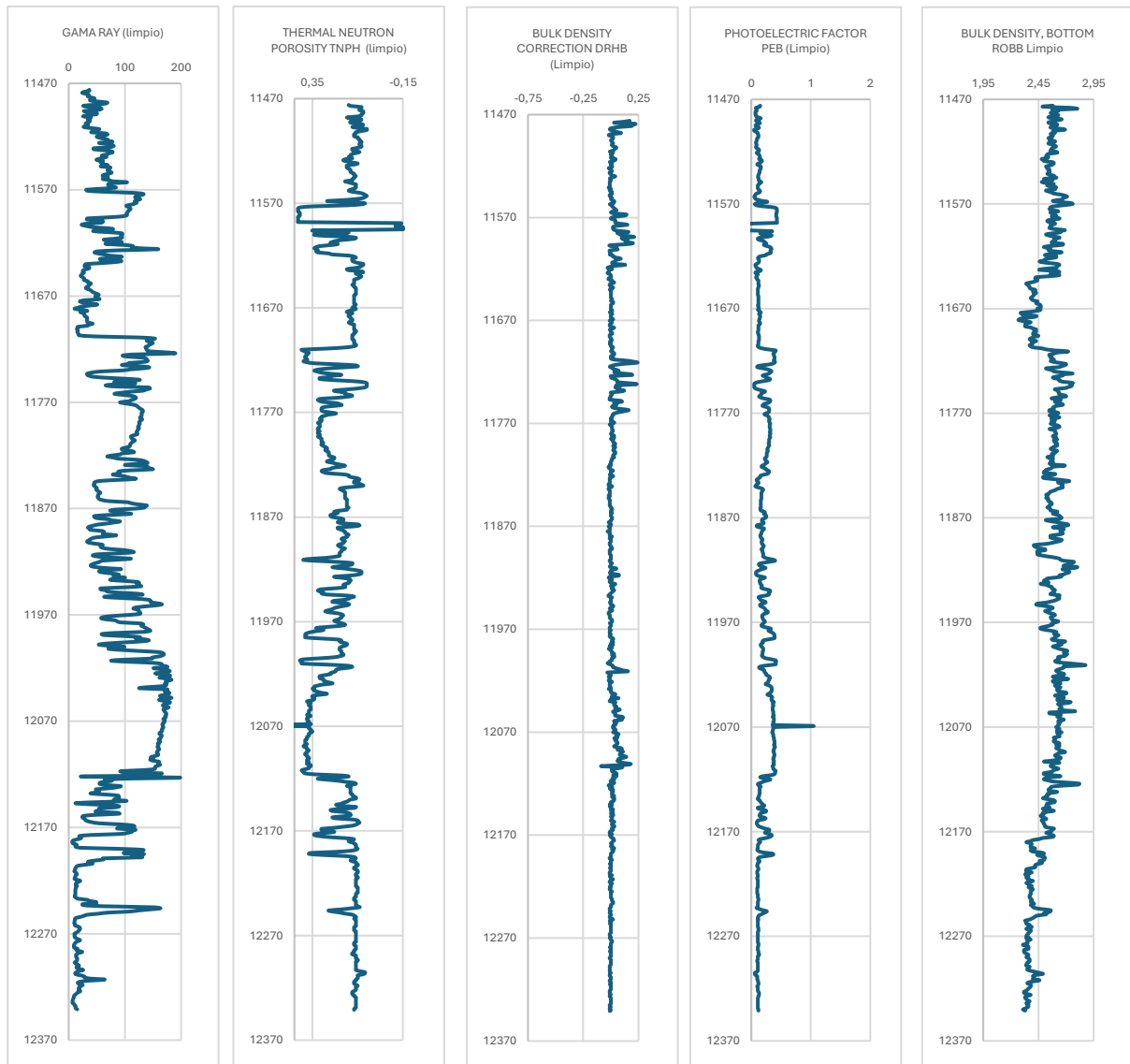
*Figura 25. Registros de pozo con datos reales procesados  
Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

**Paso 2. Organización y filtrado de datos:** Los datos fueron colocados en una tabla maestra donde cada fila representó un pie de profundidad. Se eliminaron duplicados, se verificó consistencia y se alinearon los registros para permitir análisis conjunto donde todos coexisten dentro del intervalo 11476 – 12341 ft. Posteriormente, se clasificó cada fila según su litología interpretada con base en GR y PEB. La tabla 9 y la figura 26, muestran esta organización.

**Tabla 9.** Data filtrada y organizada de los registros de pozo

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

Depth	Gamma Ray	TNPH	PEB	DRHB	ROBB
11476	36,59	0,15	2,48	0,17	2,58
11477	36,59	0,14	3,9	0,11	2,49
...	...	...	...	...	...
12341	15,22	0,12	2,07	-0,01	2,33



*Figura 26. Registros de pozo con Datos filtrados por ft de profundidad*

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

**Paso 3. Interpretación litológica y columna estratigráfica:** Se construyó una columna litológica utilizando los siguientes criterios:

- $GR > 100$  API  $\rightarrow$  lutita
- $PEB \approx 5.0$  barnes  $\rightarrow$  caliza
- $PEB \approx 3.0$  barnes  $\rightarrow$  dolomita

Con base en estos parámetros, se segmentó el pozo en unidades litológicas. Se consolidaron capas adyacentes cuando la litología era homogénea y el espesor mínimo superaba los 3 pies.

A continuación, la tabla 10, muestra la interpretación de registros en base a los criterios establecidos, incluyendo el registro de densidad y su corrección para corroborar que el valor medido sea confiable para los próximos cálculos.

**Tabla 10.** Muestra de interpretación de litologías (11613 ft – 11625 ft)

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

Depth	Gamma Ray	PEB	DRHB	ROBB (g/cm3)	Lutita / Otro tipo de formación – GR	Litología sugerida por PEB	Densidad Confiable por DRHB
....	....	....	....	....	....	....	....
<b>11613</b>	93,24	3,58	0,03	2,56	Otro Tipo	Dolomita	SI
<b>11614</b>	92,95	3,75	0,01	2,54	Otro Tipo	Dolomita	SI
<b>11615</b>	94,94	3,6	0,04	2,57	Otro Tipo	Dolomita	SI
<b>11616</b>	84,2	3,92	0,13	2,66	Otro Tipo	Dolomita	NO
<b>11617</b>	62,69	4,3	0,02	2,61	Otro Tipo	Caliza	SI
<b>11618</b>	70,05	4,58	-0,01	2,55	Otro Tipo	Caliza	SI
<b>11619</b>	94,09	4,81	-0,03	2,51	Otro Tipo	Caliza	SI
<b>11620</b>	81,99	4,91	0,01	2,61	Otro Tipo	Caliza	SI

11621	65,73	5,1	-0,01	2,61	Otro Tipo	Caliza	SI
11622	99,14	5,27	-0,02	2,55	Otro Tipo	Caliza	SI
11623	114,13	5,01	-0,02	2,51	Lutita	Lutita	NO
11624	112,32	5,21	-0,03	2,5	Lutita	Lutita	NO
11625	125,15	4,3	-0,01	2,46	Lutita	Lutita	NO
....	....	....	....	....	....	....	....

**Paso 4. Cálculo de porosidad:** Se calcularon dos tipos de porosidad:

- Porosidad por densidad ( $\phi_D$ ), considerando valores de matriz y fluido según litología

$$\phi_D = \frac{\rho_{matrix} - \rho_b}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \quad Ec. 30$$

- Porosidad por TNPH, corregida según litología:
  - Arenisca:  $\times 1.33$
  - Dolomita:  $\times 1.17$
  - Caliza:  $\times 1.00$

Se obtuvo un valor promedio de porosidad total ( $\phi$ ) para cada pie. Esto se puede observar en la Tabla 11. donde se toma como referencia visual los datos en el intervalo (11513 – 11519 ft), el cual también se utilizará para representar los siguientes cálculos.

**Tabla 11.** Cálculo de porosidad de acuerdo al tipo de litología. 11513 – 11519 ft

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

Depth	$\Phi$ TNP	DRHB	Robb (g/cm <sup>3</sup> )	Litología	Densidad Confiable Por DRHB	$\Phi$ Corr.	$\Phi_D$	$\Phi_T$
11513	0,09	0,04	2,57	Dolomita	SI	0,1053	0,164835165	0,13506758
11514	0,09	0,04	2,59	Dolomita	SI	0,1053	0,153846154	0,12957307
11515	0,08	0,02	2,61	Dolomita	SI	0,0936	0,142857143	0,11822857
11516	0,08	-0,01	2,59	Caliza	SI	0,08	0,072289157	0,07614457
11517	0,1	0,01	2,57	Caliza	SI	0,1	0,084337349	0,09216867
11518	0,13	0	2,57	Dolomita	SI	0,1521	0,164835165	0,15846758
11519	0,13	0	2,56	Caliza	SI	0,13	0,090361446	0,11018072

**Paso 5. Cálculo de volumen de Shale:** El registro de Gamma Ray nos proporciona información sobre zonas limpias y zonas arcillosas, por lo tanto, se evalúa el volumen de arcilla en la formación cuyo valor de Gr se encuentre entre 45 – 90 Gapi:

$$VSH = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \quad Ec. 35$$

siendo:  $Gr_{min} = 6.54$  y  $Gr_{max} = 198.63$ .

Al tener unidades litológicas distintas y gran parte de paquetes de lutitas, conocer el volumen de arcilla es importante ya que influye directamente en el comportamiento de la permeabilidad, porosidad y consecuentemente el FZI.

**Paso 6. Corrección de porosidad por VSH:** Debido a la existencia de zonas arcillosas, es necesario realizar un ajuste de porosidad por volumen de arcilla para conseguir un valor de porosidad efectiva por cada pie de profundidad, tal como se muestra a continuación:

$$\phi_e = \phi_T * (1 - VSH) \quad \text{Ec. 36}$$

**Paso 7. Estimación de permeabilidad:** Se utilizó la fórmula empírica:

$$K = C \times \phi^m \quad \text{Ec. 31}$$

con los valores de C y m ajustados por litología. Esto permitió obtener un valor de K en milidarcys para cada intervalo.

**Paso 8. Cálculo del RQI:** Se aplicó la fórmula:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad \text{Ec. 28}$$

donde  $\phi$  es la porosidad efectiva y K la permeabilidad estimada. El resultado se obtuvo en micrómetros.

**Paso 9. Cálculo del FZI:** A partir de los valores anteriores, se calculó el FZI como:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi} \quad \text{Ec. 32}$$

Este parámetro se calculó por pie, en base a los parámetros obtenidos tras identificar el tipo de litología.

Los valores calculados en los pasos 5 – 9, se muestran en la Tabla 12, los cálculos realizados por cada pie de litología, tomando como muestra el intervalo 11513 – 11519 ft, el cual ya fue evaluado en los pasos anteriores.

**Tabla 12.** Cálculo de permeabilidad, RQI, FZI y Calidad de flujo (11513 – 11519 ft)

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

DEPTH	LITOLOGIA	VSH (FRAC.)	$\Phi_e$ (FRAC.)	K (MD)	RQI (UM)	FZI (UM)	CALIDAD
11513	Dolomita	0,2502993	0,10126025	0,81571333	0,08912076	0,8801159	Mala / Pobre
11514	Dolomita	0,2026654	0,10331309	0,85768623	0,09047241	0,8757110	Mala / Pobre
11515	Dolomita	0,001	0,11822857	1,20156180	0,10010170	0,8466794	Mala / Pobre
11516	Caliza	0,001	0,07614457	0,57979968	0,08664612	1,1379158	Media / Moderada
11517	Caliza	0,3068873	0,06388327	0,40810722	0,07936394	1,2423274	Media / Moderada
11518	Dolomita	0,3259409	0,10681650	0,93225758	0,09276377	0,8684404	Mala / Pobre
11519	Caliza	0,2935082	0,07784177	0,60593414	0,08760643	1,1254424	Media / Moderada

**Paso 10. Agrupamiento por unidad litológica:** Los valores de FZI fueron agrupados según la columna estratigráfica definida. Para cada unidad litológica se obtuvo la media de FZI como valor representativo.

**Paso 11. Identificación de Unidades de Flujo Hidráulico (HFU):** Se agruparon unidades litológicas distintas que compartían valores similares de FZI en una misma HFU. Las lutitas fueron tratadas como barreras y se les asignó 0.001  $\mu\text{m}$ , valor de FZI representativo.

## **2.10 Análisis de datos**

Los datos fueron organizados y analizados con ayuda de hojas de cálculo y programación. Se utilizaron herramientas estadísticas como:

- Cálculo de media de FZI por unidad litológica
- Gráficas FZI vs Profundidad, FZI vs Porosidad, entre otras.
- Codificación de calidad hidráulica por colores según el valor de FZI

Estos análisis permitieron identificar zonas de mayor capacidad de flujo, sin emitir juicios de productividad, ya que el alcance del estudio es exclusivamente petrofísico. A continuación, en la tabla 13 se muestra un resumen de la metodología usada para llevar a cabo este estudio.

**Tabla 13.** Resumen metodológico para el análisis FZI en el campo Yulebra

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

VARIABLES DE ESTUDIO	METODOLOGIA
<p>Las variables de estudio consideradas para llevar a cabo esta investigación corresponden al FZI como variable dependiente ya que es lo que se quiere analizar y/o explicar.</p>	<p>Principalmente se procesan los datos de la zona de estudio (Registros petrofísicos e información general del campo), a continuación:</p>
<p>Los parámetros como porosidad efectiva y permeabilidad estimada como variables independientes debido que son controladas u observadas de forma directa e influyen en el cálculo del FZI.</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se identifican las litologías</li><li>• Se estima la porosidad tanto por registros TNPH y sus correcciones, tal como la porosidad por densidad de acuerdo con las litologías presentes</li><li>• Se estima la permeabilidad con modelos empíricos que nos permita usar los parámetros obtenidos de los registros para cada tipo de litología</li><li>• Se determina el FZI por cada unidad litológica o por cada pie de profundidad.</li><li>• Se establecieron las unidades de flujo agruparon unidades litológicas siempre y cuando tengan un comportamiento similar de FZI y no exista separación por lutitas, las cuales se toman como barreras o rocas sello.</li></ul>
<p>Por otro lado, se tienen otras variables de apoyo como los registros de GR, PEB, ROBB y TNPH que ayudan a identificar litologías y respaldar las interpretaciones petrofísicas.</p>	

## **CAPITULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **3.1 Resultados**

#### **3.1.1 Interpretación de Registro de Pozo**

A partir de los registros de pozo disponibles se realiza una interpretación geológica y petrofísica básica. Este análisis incluye la identificación de litologías, caracterización de zonas potenciales hidrocarburíferas y observaciones generales del comportamiento de los registros. Por otro lado, con esta información se procede al desarrollo de una columna estratigráfica.

#### **3.1.2 Registros Proporcionados**

Para el desarrollo de este tema, observamos los registros disponibles para verificar y emitir criterios de interpretación que permitan un mejor entendimiento acerca de las litologías que conforman la columna estratigráfica. Los registros proporcionados son:

- Gamma Ray (GR)
- Resistividades (P10H, P16H, P22H, P28H, P34H)
- Densidad (ROBB)
- Corrección de Densidad (DRHB)
- Porosidad de Neutrón (TNPH)
- Caliper (DCAV)
- Factor Fotoeléctrico (PEB)

#### **3.1.3 Criterios de interpretación de registros**

Del análisis de los registros se identificaron zonas con valores de Gamma Ray menores a 75 gAPI, lo que sugiere la presencia de areniscas o formaciones de interés, en

concordancia con lo previsto en el marco conceptual. Asimismo, se observaron intervalos con valores superiores a 100 gAPI, asociados a lutitas o formaciones arcillosas.

En cuanto a la resistividad, se detectaron sectores con valores elevados, lo que indicaría la posible presencia de hidrocarburos en la roca. Por el contrario, las zonas con resistividad baja fueron relacionadas con materiales arcillosos o saturados con agua.

Respecto a los registros de densidad y porosidad, se encontraron intervalos caracterizados por baja densidad y alta porosidad, interpretados como posibles reservorios. En cambio, donde se presentó alta densidad y baja porosidad, se infirió la existencia de rocas compactas, con baja capacidad de almacenamiento.

El análisis de los registros de densidad, como el ROBB y el PEB, permitió sugerir la litología en función de la profundidad, dando como resultado una mejor caracterización del reservorio. Entre las litologías predominantes, se determinaron unidades de Calizas, Dolomitas y Lutitas.

A continuación, se muestra la columna estratigráfica (figura 27) adjuntada a una tabla tipo resumen de las litologías interpretadas a partir de los registros disponibles (Tabla 14).

**Tabla 14.** Litologías interpretadas en profundidad para YLBD-O29R1

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

<b>Estratigrafía interpretada de YLBD-O29R1</b>		
<b>Intervalo (ft MD)</b>	<b>Litología Interpretada</b>	<b>Observaciones principales para sugerir el tipo de litología</b>
11476 – 11507	Caliza	
11507 – 11518	Dolomita	
11518 – 11573	Caliza	
11573 – 11594	Lutita	
11573 – 11609	Caliza	
11609 – 11616	Dolomita	Calizas
11616 – 11627	Caliza	Bajos valores de GR, comportamiento de PEB característico de calcitas, TNPH confiable, ROBB
11627 – 11708	Dolomita	media – alta.
11708 – 11740	Lutita	
11740 – 11755	Caliza	
11755 - 11817	Lutita	
11817 - 11823	Caliza	
11823 - 11842	Lutita	Dolomitas
11842 - 11863	Dolomita	GR bajo similar a las calizas, PEB + - 3 Barnes característico de una matriz dolomítica, TNPH ligeramente menor que en calizas.
11863 - 11870	Lutita	
11870 - 11892	Caliza	
11892 - 11906	Dolomita	

11906 - 11925	Caliza	
11925 - 11938	Dolomita	
11938 - 11944	lutita	
11944 - 11954	Dolomita	Lutitas
11954 - 11970	Lutita	Alta respuesta radiactiva, GR mayor a 100 gAPI, PEB alto, efectivo para arcillas, baja densidad relativa ROBB y TNPH con valores anómalos.
11970 - 11977	Dolomita	
11977 - 11995	Lutita	
11995 - 12003	Caliza	
12003 -12124	Lutita	
12124 - 12167	Dolomita	
12167 - 12175	Lutita	
12175 - 12190	Dolomita	
12190 - 12198	Lutita	
12198 - 12244	Dolomita	
12244 - 12249	Lutita	
12249 - 12342	Dolomita	

---

### Columna Estratigráfica

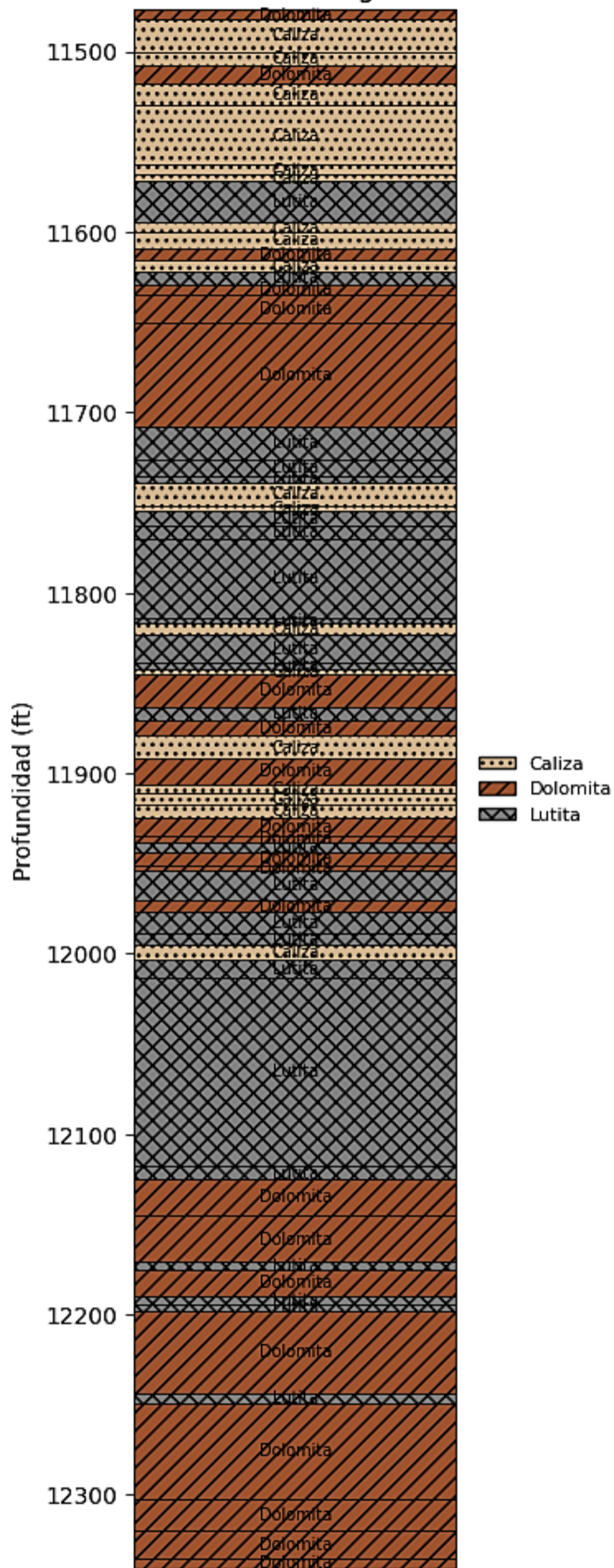


Figura 27. Columna estratigráfica para el pozo YLBD-O29R1 (11476 ft – 12342 ft)  
Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025

La interpretación de los registros geofísicos sugiere la presencia de varios intervalos con potencial de reservorio, intercalados con paquetes de lutitas. Esta alternancia de facies queda reflejada en la columna estratigráfica elaborada a partir del análisis petrofísico.

### 3.1.4 Flow Zone Indicator (FZI) & Hydraulic Flow Unit (HFU)

En esta sección se presentan los resultados del análisis petrofísico basado en el índice de zona de flujo (FZI), incluyendo su clasificación, representación gráfica e interpretación por unidades de flujo (HFU). Se incluyen las consideraciones realizadas para llevar a cabo este análisis.

#### 3.1.4.1 Procesamiento de datos.

En la sección anterior, gracias a la información de los registros y su interpretación se pudo obtener los tipos de litologías presentes, esto también fue útil para cálculo de porosidad y permeabilidad, considerando la corrección de porosidad por TNPH, la porosidad por densidad siempre que  $DRHB \leq \pm 0.1 \text{ g/cm}^3$  (Mayor confiabilidad) y la fórmula de permeabilidad empírica donde C y m dependen de la litología.

De acuerdo con lo anterior, se resumen las propiedades petrofísicas por litologías para el análisis FZI en la tabla 15:

**Tabla 15.** Propiedades petrofísicas por unidad litológica

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

Litología	Vol. Shale (Fracción)		Porosidad (Fracción)		Permeabilidad (mD)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Caliza	0,001	0,485554	0,023039	0,144157	0,05308	2,078113
Dolomita	0,001	0,477953	0,066031	0,252941	0,280095	8,04427
Lutita	1	1	0,03	0,03	0,001	0,001

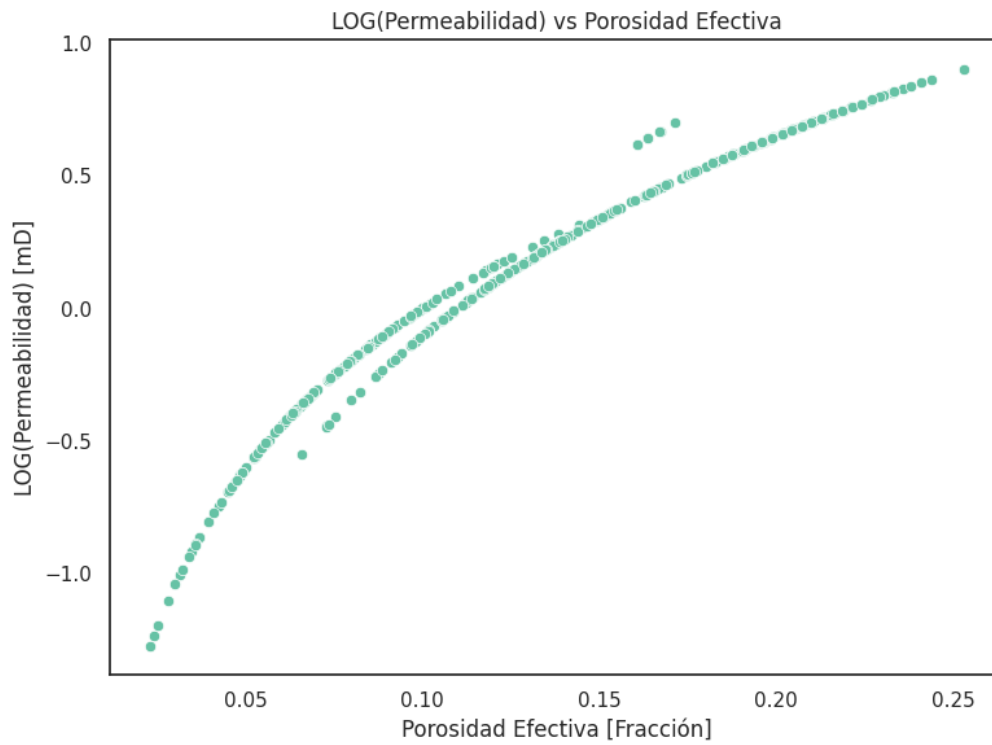
Litología	RQI ( $\mu\text{m}$ )		FZI ( $\mu\text{m}$ )	
	Min	Max	Min	Max
<b>Caliza</b>	0,047661	0,119219	0,827013	2,068702
<b>Dolomita</b>	0,064671	0,177078	0,700076	0,979407
<b>Lutita</b>	0,01	0,01	0,01	0,01

*\*Continuación (Tabla 15)*

Los valores correspondientes a las zonas de lutitas fueron reemplazados por valores mínimos no nulos (0.001, 0.01, 0.03) con la finalidad de evitar errores en cálculos y mantener la consistencia de las gráficas.

#### 3.1.4.2 Interpretación de resultados gráficos

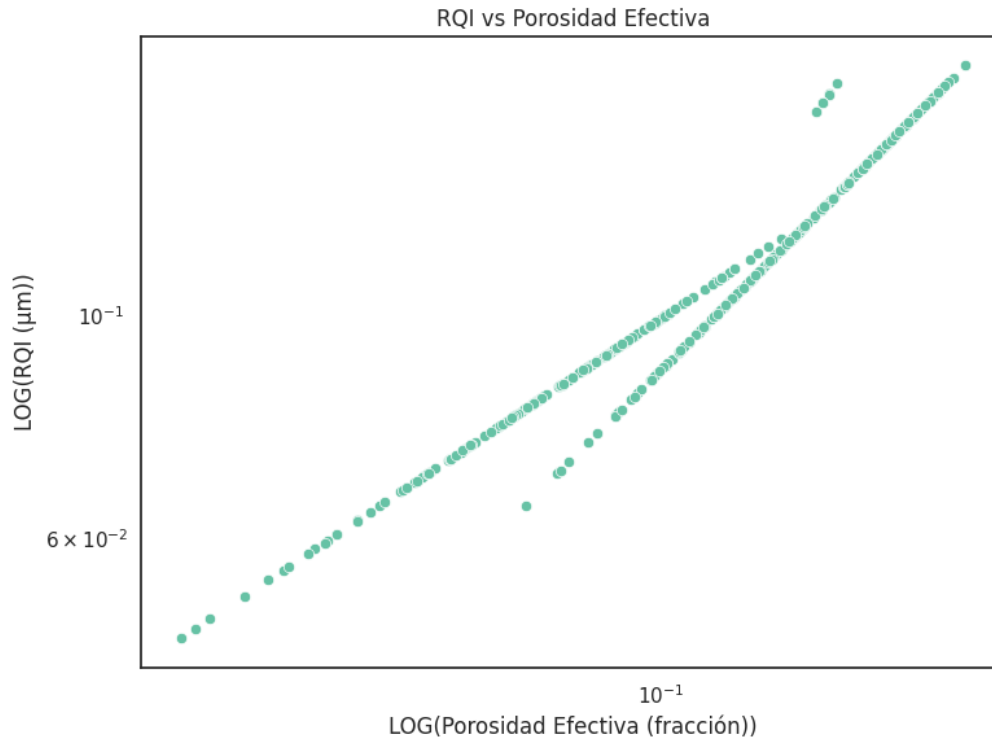
La relación entre porosidad y permeabilidad se puede observar en la figura 28, cuyo comportamiento indica una tendencia creciente a lo largo de la zona evaluada, esta clara tendencia sugiere control petrofísico directo y las pequeñas agrupaciones fuera de esta tendencia (ramificaciones) indican la existencia de distintas unidades litológicas o de flujo. Se evidencia una correlación directa entre la porosidad y la permeabilidad estimada mediante fórmula empírica. Esto concuerda con el comportamiento típico de medios porosos homogéneos donde un aumento del volumen poroso efectivo suele ir acompañado de una mayor capacidad de flujo.



**Figura 28.** SEMILOG: Relación entre porosidad y permeabilidad

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

En la figura 29. se puede notar claramente agrupaciones con pendientes similares, comportamiento típico cuando existen unidades de flujo bien definidas. Este gráfico es clásico para identificar los HFU por FZI, donde las curvas paralelas o semi-paralelas corresponden a HFU-1, HFU-2 y HFU-N.



**Figura 29.** LOG-LOG: Relación entre RQI & Porosidad  
*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

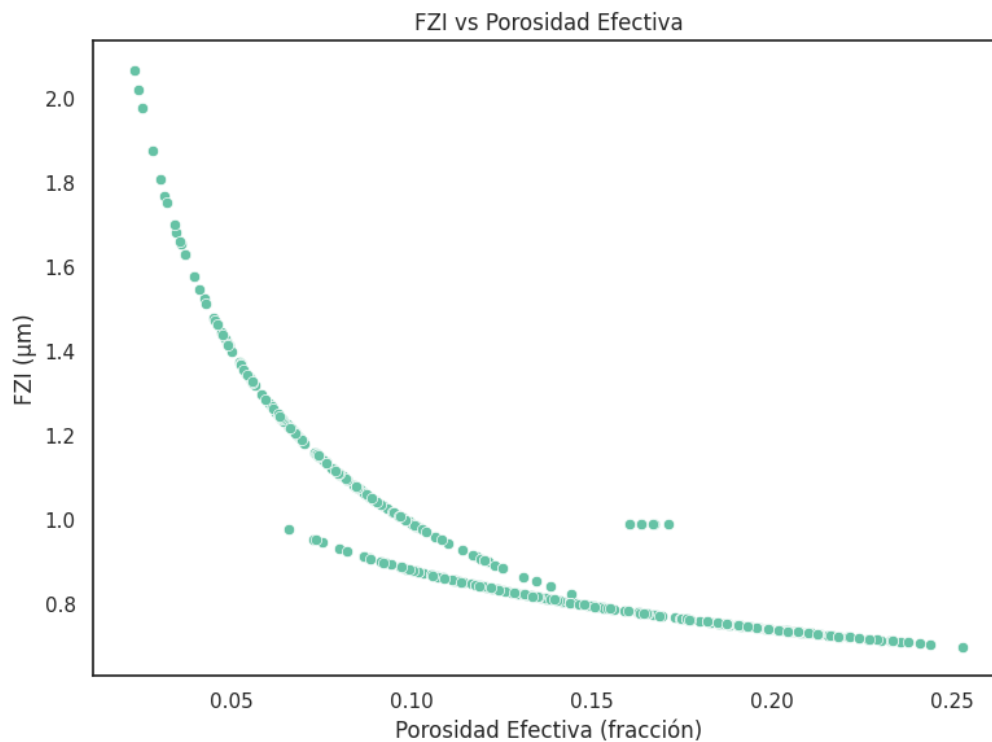
**Relación entre el Flow Zone Indicator (FZI), Porosidad y Permeabilidad:** Con el fin de comprender el comportamiento del FZI respecto a las propiedades petrofísicas básicas, se realizaron gráficos cruzados frente a la porosidad efectiva y la permeabilidad esperando intuitivamente una correlación directa entre estas propiedades, pero cabe señalar que el FZI no es un parámetro independiente, sino una variable para identificar Unidades de Flujo Hidráulico (HFU) a partir de la relación entre ambas propiedades.

En consecuencia, la relación entre FZI y porosidad efectiva puede no ser lineal ni creciente, inclusive mostrar una tendencia inversa en especial cuando la permeabilidad varía de forma no proporcional respecto a la porosidad. Este tipo de comportamiento ha sido documentado en la literatura y es coherente con la finalidad del FZI, la cual no busca correlación directa, sino agrupar intervalos similares en capacidad de flujo.

Por otro lado, una buena porosidad no siempre implica tener una buena calidad de flujo, esto se puede observar en la figura 30, donde a pesar de la relación positiva entre porosidad y permeabilidad, al comparar la porosidad con el FZI se observa un

comportamiento inverso: zonas con mayor porosidad tienden a presentar FZI más bajos. Este resultado puede parecer contradictorio, pero es completamente coherente con la naturaleza del FZI, el cual no mide volumen poroso en sí, sino la eficiencia de flujo relativa al volumen poroso disponible.

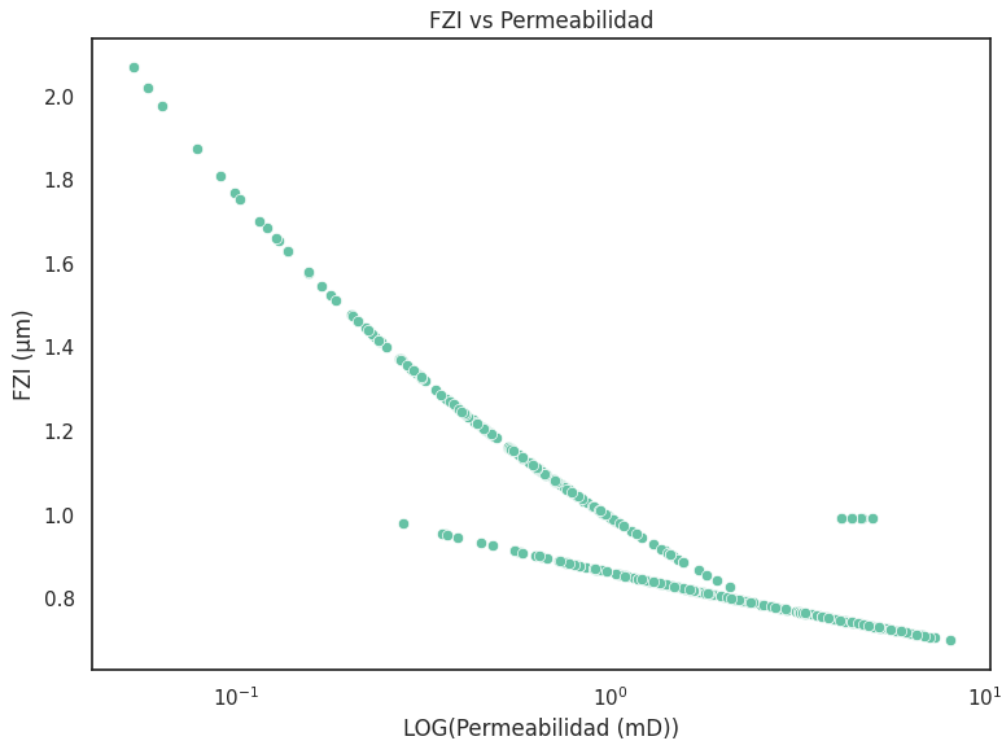
De esta manera, rocas con poros más conectados, aunque escasos, pueden mostrar mejor capacidad de flujo que otras con mayor  $\phi$  pero peor conectividad interna, como es común en calizas microporosas, por lo tanto, este grafico aclara que una buena roca no se define solo por la porosidad.



**Figura 30.** Relación entre el índice de zona de flujo y porosidad

**Elaborado por:** Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025

Asimismo, existe un comportamiento similar en la figura 31, pues en algunos intervalos, la permeabilidad disminuye mientras el FZI aumenta. Esta situación ocurre principalmente en rocas con baja porosidad, pero relativamente buena conectividad interna, donde el FZI refleja una mejor eficiencia de flujo respecto a su reducido volumen poroso. Es decir, aunque la permeabilidad absoluta sea baja, la relación entre  $K$  y  $\phi$  puede generar valores altos de FZI. Este patrón es común en dolomitas compactas o recristalizadas, donde la estructura del poro favorece el flujo pese a su bajo volumen total.



**Figura 31.** Relación entre el índice de zona de flujo y permeabilidad de la roca

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

### 3.1.4.3 Clasificación de las Unidades de Flujo Hidráulico (HFU)

Al generar la curva de los valores FZI por cada pie de profundidad figura 32, se observa que los valores se concentran entre 0.001 μm (Lutita) y 2 μm, lo cual es válido y común en este tipo de yacimientos, sobre todo en formaciones con media o baja calidad petrofísica.

### Columna Estratigráfica con Curva FZI

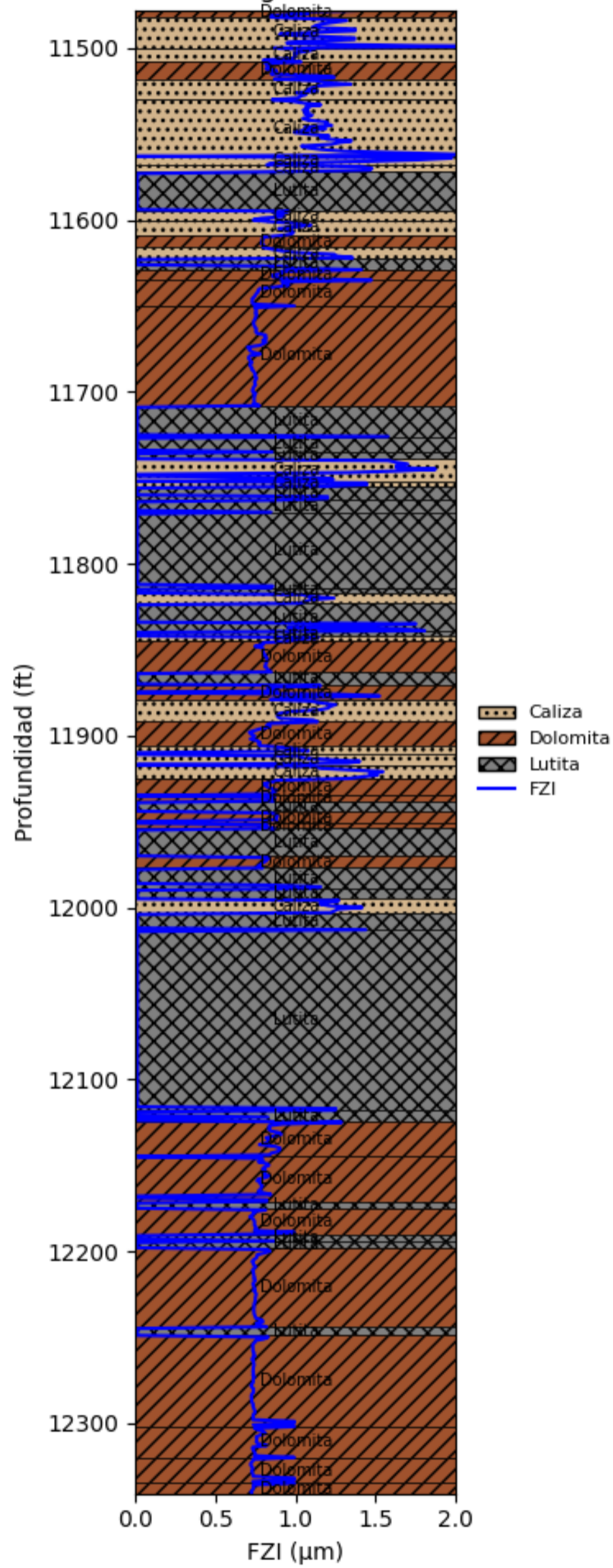


Figura 32. Comportamiento del FZI en profundidad  
 Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025

El análisis de FZI vs profundidad indica que no existe rocas de flujo excelente, pero si se puede diferenciar entre unidades con flujo moderado, bajo y nulo. La Tabla 16, muestra esta clasificación, la cual es importante para la caracterización de reservorios y el diseño de estrategias de producción e inyección.

**Tabla 16.** Clasificación de las unidades de flujo por FZI en YLBD-O29R1

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

<b>Unidad de flujo</b>	<b>Rango FZI (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Calidad de flujo</b>	<b>Descripción</b>
<b>HFU 1</b>	> 6	Excelente	Excelente calidad de flujo, no presente en este estudio
<b>HFU 2</b>	1.0 – 3.0	Media	Roca con flujo moderado, posible zona productiva
<b>HFU 3</b>	0.5 – 1.0	Baja	Flujo limitado, bajo
<b>HFU 4</b>	0.1 – 0.5	Muy Baja	Muy baja conectividad, barrera parcial
<b>HFU 5</b>	< 0.1	Nulo	Sin flujo, prácticamente sello (Lutitas)

La identificación de unidades de flujo hidráulico (HFU), fue establecida de acuerdo a la metodología descrita en el capítulo 2 y de acuerdo con la tabla 16, dando como resultado los siguientes intervalos agrupados por HFU en el pozo YLB - 029R1 (Tabla 17):

**Tabla 17.** Clasificación de HFU + litología dominante en YLBD-O29R1

*Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025*

HFU	Litología	FZI_Promedio ( $\mu\text{m}$ )	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)
HFU 2	Caliza	1,262693	11478	12125	647
HFU 3	Caliza	0,933863	11492	12122	630
HFU 3	Dolomita	0,781948	11476	12341	865
HFU 5	Lutita	0,01	11563	12249	686

La tabla 17, presenta la clasificación de las unidades de flujo, donde se detalla las HFU disponibles, la litología dominante, el valor del FZI característico y la profundidad donde se encuentran (Tope, base y espesor). Como se puede observar las calizas dominan HFU 2, presentando un flujo moderado según su FZI, esto sugiere buena conectividad y/o tamaño de poros favorable; en HFU 3 se presenta otra unidad de caliza, pero con flujo más restringido, posiblemente por mayor cementación, poros más pequeños o menor conectividad, HFU 3 también está conformado por dolomitas, con similares características de flujo que la caliza en esta misma unidad, pero con mayor espesor, El valor del FZI refleja una porosidad conectada baja, considerablemente influida por la textura dolomitizada con cierto grado de recristalización; La unidad HFU 5 es considerada sello o barrera de flujo, está dominada por lutita, la cual presenta una capacidad de flujo prácticamente nula, lo que es coherente con la naturaleza de la roca,

En la figura 33, se presenta la columna estratigráfica interpretada del pozo YLBD-O29R1, donde se identifican las HFU según el FZI por cada pie de profundidad. La distribución vertical muestra que los intervalos dolomíticos predominan en las zonas de mejor flujo (HFU 3), mientras que las calizas compactas y lutitas se agrupan mayormente en HFU-2 y HFU-5, respectivamente:

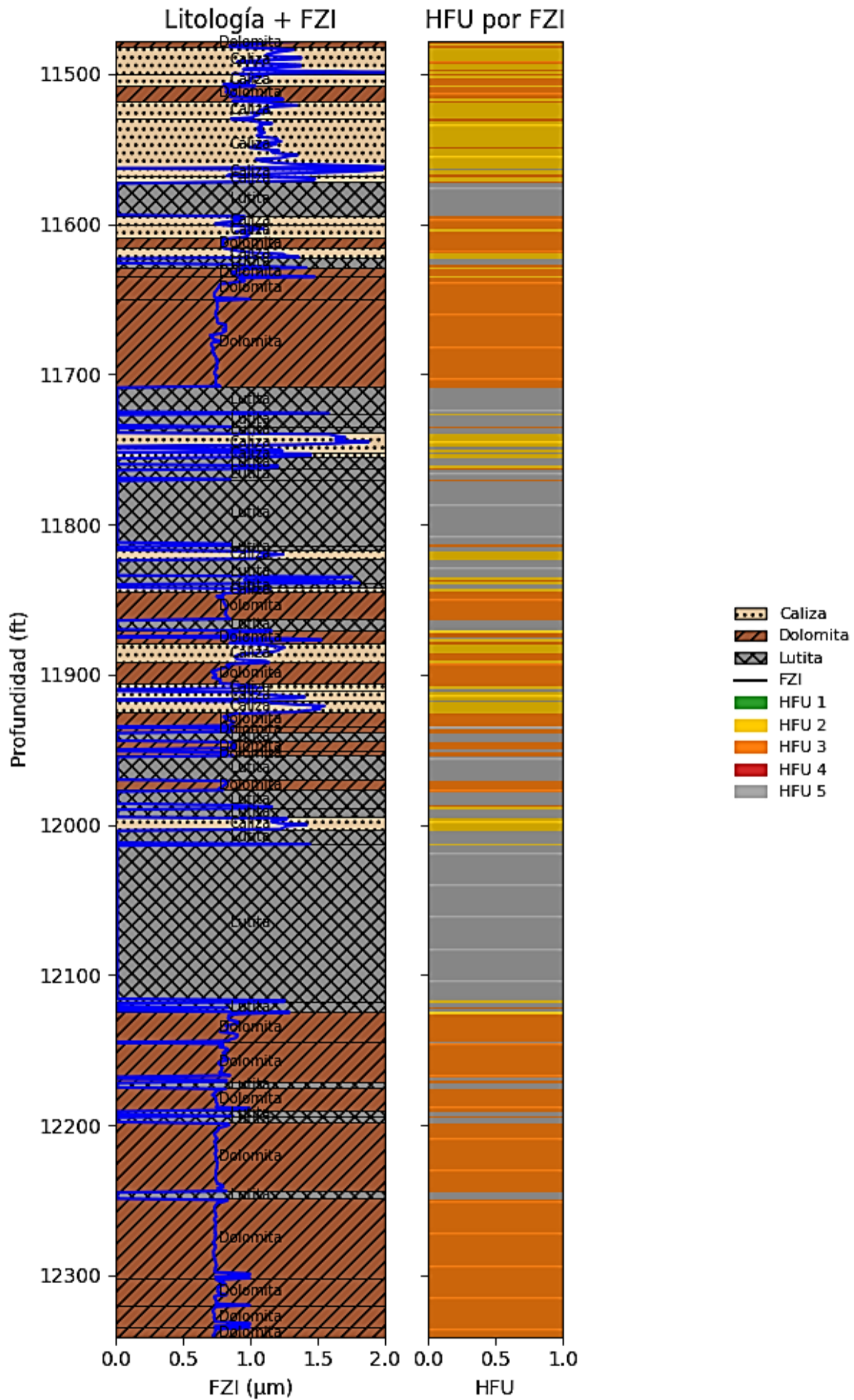


Figura 33. Columna estratigráfica esquemática del pozo YLBD-O29RI (1146 – 12342 ft) representando las unidades litológicas e intervalos de zona de flujo.

Elaborado por: Melendres Del Pezo Ronny Smith, 2025

El análisis FZI vs Profundidad permitió identificar la presencia de unidades de flujo alternantes, donde intervalos con moderada calidad de flujo (HFU2) se repite a diferentes profundidades, separadas por zonas de menor calidad (HFU3 – HFU5). Esto indica una estructura heterogénea del reservorio, posiblemente relacionada con los cambios de litofacies o deposición, la repetición de unidades de flujo sugiere que la conectividad vertical puede estar parcialmente comprometida.

El análisis total del pozo YLBD-O29R1, tanto como la identificación de unidades litológicas, el FZI y las unidades de flujo permitió establecer que el intervalo de estudio corresponde a la formación Hollín Inferior, la cual representa un volumen estimado de 18,89 millones de barriles de petróleo original in situ (POES) para el campo Yulebra, En este contexto, las zonas clasificadas como HFU 2 en este pozo podrían contribuir de forma efectiva al aprovechamiento de las reservas, mientras que las otras unidades actuarían como barreras o capas no productivas.

## 3.2 Discusiones

En la sección de interpretación de resultados gráficos, el análisis de porosidad y permeabilidad evidenció una relación proporcional directa, típica de medios porosos bien conectados. No obstante, al incorporar el Flow Zone Indicator (FZI), se observó un comportamiento inverso: valores altos de porosidad suelen asociarse a FZI bajos, y viceversa. Esta relación se explica porque el FZI no mide únicamente el volumen poroso o la capacidad absoluta de flujo, sino la eficiencia hidráulica del sistema poroso. Así, formaciones con baja porosidad, pero buena conectividad interna, como algunas dolomitas, pueden exhibir FZI elevados, mientras que rocas con alta porosidad, pero pobre conectividad, como calizas microporosas, tienden a mostrar FZI bajos. En consecuencia, el FZI resulta una herramienta clave para identificar unidades de flujo con diferente calidad, incluso cuando presentan valores similares de  $\phi$  o  $K$ .

La consistencia del análisis FZI que se realizó a partir de los registros convencionales proporcionados de la zona de estudio fue verificada mediante la inspección visual de la curva continua FZI vs Profundidad en la figura 32, donde se muestra la evolución del FZI por cada

pie de profundidad, cuyos rangos varían desde valores inferiores a 0.01 (zonas de bajo flujo o sello) hasta valores cercanos a 2.0 (zonas con mayor flujo).

Superponiendo los intervalos de HFU previamente definidos y mostrados en las tablas 13 y 14 sobre la curva de FZI vs Profundidad, se confirma que la clasificación de HFU-2, HFU-3, HFU-4 y HFU-5 coincide con segmentos del perfil donde el valor medido del FZI se mantiene dentro de los rangos esperados para cada clasificación propuesta.

De acuerdo con lo anterior, se toma como ejemplo los intervalos con FZI moderado (1.0 – 2.0) correspondientes a HFU -2 identificados de color verde, están relacionados a calizas de porosidad intermedia, mientras que las zonas con FZI bajo ( $< 1.0$ ), marcadas de color naranja correspondientes a HFU -3, coinciden con la presencia de dolomitas o calizas compactadas con valores bajos de FZI sostenidos a lo largo de los intervalos propuestos (figura 33).

Finalmente, dado que solo se dispone de un pozo, se elaboró un perfil vertical de zonas de flujo basado en la clasificación de FZI en unidades HFU. Esta representación gráfica integra litología, FZI y unidades de flujo en un solo esquema, lo cual permite identificar verticalmente los dominios de mejor capacidad de flujo. Este perfil sirve como insumo base para posteriores mapas espaciales, una vez se disponga de datos multipozo y modelamiento geológico.

## CONCLUSIONES

Se estableció una caracterización inicial del reservorio utilizando los registros disponibles del pozo YLBD-O29R. La reconstrucción de datos petrofísicos permitió la identificación de propiedades relevantes como porosidad efectiva, permeabilidad y calidad de la roca, brindando una base confiable para segmentar el reservorio sin necesidad de núcleos.

El análisis a detalle de los registros eléctricos permitió interpretar litologías que son dominantes, la corrección de las curvas según su matriz y el cálculo de parámetros petrofísicos claves por cada pie de profundidad. La metodología utilizada demostró su validez para el análisis de formaciones heterogéneas verticales, permitiendo distinguir diferencias entre calizas, dolomitas y lutitas.

La aplicación de método FZI permitió clasificar con eficiencia las zonas con un comportamiento hidráulico similar, agrupando diferentes unidades litológicas en intervalos de profundidad dentro de una misma unidad de flujo. El enfoque de ese estudio va más allá de las limitaciones de una clasificación litológica estricta, aportando así, una visión funcional del reservorio en términos de su calidad de flujo.

Se generó una representación visual de las zonas con mayor o menor capacidad de flujo a partir de los valores FZI y la distribución vertical de la zona de estudio. El uso de herramientas para modelado gráfico facilitó tanto la visualización de los resultados como su interpretación para posibles aplicaciones en operaciones de simulación o intervención del yacimiento.

La estimación preliminar del POES, apoyada en los datos de FZI y las propiedades petrofísicas obtenidas de los registros, proporcionaron una visión general del potencial productivo de las unidades de flujo, donde la presencia de HFU-2 confirma la existencia de intervalos con capacidad de flujo moderada, los cuales podrían tener relevancia productiva dentro del volumen original estimado y las demás HFU (3, 4 y 5) deben considerarse como intervalos de escasa contribución o como barreras internas debido a su calidad de flujo que va de baja a nula. El análisis de la zonificación del reservorio permitió la identificación de los segmentos con mejor conectividad y a su vez con mayor probabilidad de respuesta productiva gracias a la caracterización del comportamiento hidráulico del reservorio.

## RECOMENDACIONES

Continuar con el proceso de caracterización del campo con la incorporación de registros de otros pozos pertenecientes al mismo, así como los datos de presión, saturación e historial de producción, esto permitirá validar y enriquecer la interpretación inicial que se realizó en el pozo YLBD-O29R1.

Completar el análisis petrofísico integrando técnicas como la interpretación de registros imagenológicos o una calibración con núcleos en caso de estar disponibles, esto es con el fin de aumentar la precisión en la definición de parámetros como la porosidad efectiva y la permeabilidad

Aplicar el método FZI a nivel del campo, en base a una integración de datos de múltiples pozos para así establecer unidades de flujo regionales con el fin de poder ser utilizadas en modelos estáticos y dinámicos de simulación de yacimientos.

Utilizar software de modelado avanzado como Petrel, CMG u otros para obtener una mejora visual y obtener una representación tridimensional de las zonas de flujo y posteriormente integrarlas con datos estructurales.

Realizar una evaluación más detallada del POES sensibilizando parámetros petrofísicos y la variación volumétrica por unidad de flujo, también su integración en modelos dinámicos de reservorio que permitan validar continuidades hidráulicas entre las zonas productivas

## REFERENCIAS

1. AHMED, T. (2010). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK (4TH ED.). GULF PROFESSIONAL PUBLISHING.
2. AMAEFULE, J. O., ALTUNBAY, M., TIAB, D., KERSEY, D. G., & KEELAN, D. K. (1993). ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC FLOW UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. SPE 26436.
3. ANGEL, C. (2011). "MODELO PETROFÍSICO PARA EL YACIMIENTO B-5-X.09, FORMACIÓN MISOA DEL CAMPO TÍA JUANA LAGO. UNIVERSIDAD DE ZULIA, MARACAIBO
4. ASQUITH, G., & KRYGOWSKI, D. (2004). BASIC WELL LOG ANALYSIS. AAPG METHODS IN EXPLORATION SERIES.
5. BERMÚDEZ V., J. D., & VALDEZ D., C. M. (2021). MODELOS DE PERMEABILIDAD Y CORRELACIONES CON PERFILES DE POZOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN LOS CAMPOS TETETE-TAPI, BLOQUE 57. ESPOL.
6. CASTAÑEDA, M. A. (2010). CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA CON DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO EN EL CAMPO ESCOBAL, CHICONTEPEC. NUEVA LEON, LINARES.
7. CHACIN DELGADO, A. A. (MAYO DE 2011). MODELO PETROFÍSICO PARA EL YACIMIENTO B-5-X.09, FORMACIÓN MISOA DEL CAMPO TÍA JUANA LAGO. UNIVERSIDAD DE ZULIA, MARACAIBO.
8. CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR (2008). REGISTRO OFICIAL No. 449.
9. CRAFT, B.C., HAWKINS, M.F., & TERRY, R.E. (1991). APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING (2ND ED.). PRENTICE HALL.
10. DECRETO EJECUTIVO 95. REFORMA A LA LEY DE HIDROCARBUROS (2021). PRESIDENCIA DEL ECUADOR.
11. DOMENICO, P. A., & SCHWARTZ, F. W. (1990). PHYSICAL AND CHEMICAL HYDROGEOLOGY. WILEY.

12. DONOSO NAVAS, J. S., & SOLÍS FREIRE, A. M. (2013). OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DEL CAMPO YULEBRA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL. TESIS DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS, EPN.
13. EP PETROECUADOR (2024). REQUISITOS TÉCNICOS PARA EVALUACIÓN DE RESERVAS.
14. ESCOBAR, F. (2007). FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS. COLOMBIA
15. FLORES P., J. L. (2019). DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO EN LA CUENCA DEL LAGO MARACAIBO-VENEZUELA. REPOSITORIO DIGITAL UPSE.
16. FLORES-POZO, J., ITURRALDE, S. K., & GUTIÉRREZ, M. D. V. (2019). UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO. REVISTA CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA UPSE.
17. GLOBAL ENERGY MONITOR. (2025). YULEBRA OIL AND GAS FIELD (ECUADOR). GLOBAL ENERGY MONITOR.
18. HUILCAPI, R., & VÁSQUEZ, Y. (2018). ANÁLISIS VOLUMÉTRICO DEL YACIMIENTO BASAL TENA MEDIANTE EL BALANCE DE MATERIA PARA EL DESARROLLO DEL PLAN PILOTO DE WATERFLOODING EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA. ESPOL.
19. IBONET F., R., & REYES P., O. (JUNIO DE 2020). CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO PARA UN YACIMIENTO CARBONATADO DE LA FRANJA NORTE PETROLERA CUBANA.
20. KATZ, D.L., CORNELL, D., KOBAYASHI, R., FAGIN, J., WEISS, R., & HANKINSON, R. (1959). HANDBOOK OF NATURAL GAS ENGINEERING. MCGRAW-HILL.
21. LEVORSEN, A. I. (1967). GEOLOGY OF PETROLEUM. W.H. FREEMAN AND COMPANY.
22. McCAIN, W. D. JR. (1990). THE PROPERTIES OF PETROLEUM FLUIDS (2ND ED.). PENNWell BOOKS.
23. MEZA, K. (2013). PARÁMETROS PETROFÍSICOS COMPUESTOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, MEXICO.

24. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2023). LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA PROYECTOS DE DESARROLLO.
25. MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. (2022). ESTADÍSTICA HIDROCARBURÍFERA 2021.
26. PALOMINO, E., & VILLACRÉS, C. (2018). PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL BASAL TENA, CAMPO YULEBRA. TESIS DE GRADO, ESPOL.
27. PRIETO F., J., JALFIN, G., GARCÍA G., E., SOTOMAYOR, J., & ORELLANA, N. (S.F.). CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS AMO – DAIMI, BLOQUE 16. CUENCA ORIENTE, ECUADOR.
28. RIDER, M. H (1996). THE GEOLOGICAL INTERPRETATION OF WELL LOGS. RIDER-FRENCH CONSULTING
29. RIDER, M., & KENNEDY, M. (2011). THE GEOLOGICAL INTERPRETATION OF WELL LOGS (3RD ED.). RIDER-FRENCH CONSULTING LTD.
30. SCHLUMBERGER (1989) – LOG INTERPRETATION PRINCIPLES/APPLICATIONS
31. SCHLUMBERGER (2009). LOG INTERPRETATION CHARTS. SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES.
32. SCHLUMBERGER. (1989). LOG INTERPRETATION PRINCIPLES/APPLICATIONS. SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES.
33. SOTO, W., & GALEANO, D. (2007). DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS Y SU CORRELACION CON EL TIPO DE ROCA PARA UN CAMPO MADURO COLOMBIANO, MEDIANTE ANÁLISIS CLUSTER. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER, BUCARAMANGA.
34. SPEIGHT, J. G. (2009). HEAVY OIL PRODUCTION PROCESSES. GULF PROFESSIONAL PUBLISHING.
35. STANDING, M. B. (1977). VOLUMETRIC AND PHASE BEHAVIOR OF OIL FIELD HYDROCARBON SYSTEMS. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.
36. TIAB, D., & DONALDSON, E. C. (2004). PETROPHYSICS: THEORY AND PRACTICE OF MEASURING RESERVOIR ROCK AND FLUID TRANSPORT PROPERTIES (2ND ED.). GULF PROFESSIONAL PUBLISHING.

37. TIAB, D., & DONALDSON, E. C. (2015). PETROPHYSICS: THEORY AND PRACTICE OF MEASURING RESERVOIR ROCK AND FLUID TRANSPORT PROPERTIES (4TH ED.). GULF PROFESSIONAL PUBLISHING.
38. TISSOT, B. P., & WELTE, D. H. (1984). PETROLEUM FORMATION AND OCCURRENCE (2ND ED.). SPRINGER-VERLAG.
39. VÉLEZ, G., & ÁLVAREZ, S. (2011). DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER, BUCARAMANGA.
40. WINDT, F. (2005). PREDICCIÓN DE UNIDADES DE FLUJO MEDIANTE INFERENCIA BAYESIANA. MARACAIBO.
41. ZUÑIGA A., GABRIELA E. (2013). ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LA MEJOR TÉCNICA DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE Y SU APLICACIÓN EN EL ÁREA AUCA. TESIS DE GRADO. ESPOL