



**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 APLICANDO LA
METODOLOGÍA FZI EN EL POZO SCHAR-501 DEL CAMPO SACHA**

AUTORA

GONZÁLEZ GONZÁLEZ GINGER CAROLINA

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTORA

Ing. GUTIÉRREZ HINESTROZA MARLLELIS DEL VALLE, PhD.

Santa Elena, Ecuador

Año 2025



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

**Econ. Álvarez Acosta Roxana, PhD.
COORDINADORA DEL
PROGRAMA**

**Ing. Gutiérrez Hiestroza Marllelis, PhD.
TUTORA**

**Ing. Ordoñez Andrade Jorge, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Ing. Carrión Mero Paúl, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Ab. Rivera González María, 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 la Ing. González González Ginger Carolina, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTORA

Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis Del Valle, PhD.

13 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, González González Ginger Carolina

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, “Determinación de las unidades de flujo aplicando la metodología FZI en el pozo SCHAR – 501 del Campo Sacha” previo a la obtención del título en Magíster 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.

Santa Elena, a los 13 días del mes de agosto del año 2025

LA AUTORA

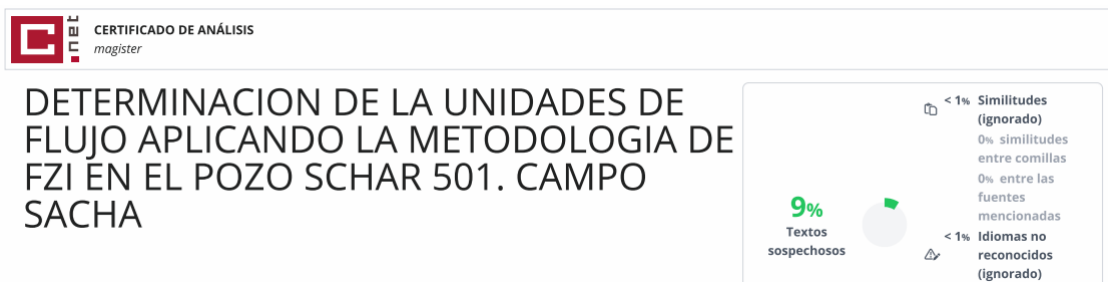
Ginger Carolina González González



**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 “Determinación de las unidades de flujo aplicando la metodología FZI en el pozo SCHAR – 501 del Campo Sacha”, presentado por el estudiante, Ginger Carolina González González fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 9%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTORA

Ing. Gutiérrez Hiestroza Marllelis Del Valle, PhD.



UPSE

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

AUTORIZACIÓN

Yo, Ginger Carolina González González

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

Santa Elena, a los 13 días del mes de agosto del año 2025

LA AUTORA

Ginger Carolina González González

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por darme la fuerza, salud y sabiduría necesaria para llevar a cabo este trabajo de titulación y así concluir esta etapa académica.

Agradezco a mis padres y hermanos por ser mi mayor soporte en este camino llamado vida que con sus consejos y enseñanzas siempre me han alentado a seguir adelante y no decaer. Su gran apoyo y amor incondicional ha sido mi más grande fortaleza.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutora de tesis, Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD, por su paciencia, tiempo y orientación fueron fundamentales para culminar con éxito este proyecto.

Agradezco a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por brindarme la formación académica necesaria para mi desarrollo profesional.

Finalmente, agradezco a mi familia, amigos y a todas las personas que me demostraron su apoyo de alguna forma, en especial Ronny, que siempre me escuchó y me ayudó durante todo este proceso demostrándome su amor y apoyo incondicional.

Ginger Carolina, González González

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y luz en cada paso que doy y por recordarme que sus planes siempre son perfectos.

A mis padres por siempre darme su amor y apoyo en cada decisión, gracias a su esfuerzo y sacrificio me han dado más de lo esperado. Gracias por enseñarme que con perseverancia y esfuerzo puedo lograr todo lo que me proponga. Este logro no solo es mío, también es de ustedes.

A ti abuelita, yo sé que siempre creíste en mí y en todo lo que puedo lograr, siempre me cuidaste y me diste ese amor tan dulce y bondadoso, este logro también es para ti.

A mis hermanos por ser una de mis fortalezas para seguir adelante, gracias por siempre estar para mí.

A esa persona que siempre ha creído en mí incluso cuando ni yo lo he hecho, Ronny Melendres, que celebras cada logro y me recuerdas que soy capaz de lograr muchas metas, gracias por ayudarme y motivarme durante todo el proceso.

A mi pequeño grupo de amigos, son contados, pero son sinceros y verdaderos, incluso gracias a esta etapa académica encontré dos amistades verdaderas, gracias por escucharme y hacerme reír en los días buenos y malos.

Ginger Carolina, González González

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
DECLARO QUE.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
RESUMEN	XV
ABSTRACT.....	XVI
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación).....	2
Formulación del problema de investigación	2
Objetivo General	2
Objetivos Específicos.....	2
Planteamiento hipotético.....	3
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	4
1.1 Revisión de literatura	4
1.1.1 Antecedentes.....	4
1.2 Generalidades del Campo Sacha.....	5

1.2.1 Ubicación del Campo Sacha	5
1.2.2 Descripción geológica.....	6
1.2.3 Columna Estratigráfica	8
1.2.4 Yacimientos productores del Campo Sacha	9
1.2.5 Características de los yacimientos del Campo Sacha	11
1.2.6 Características de los fluidos de los yacimientos del Campo Sacha.....	11
1.2.7 Actualidad del Campo Sacha	12
1.2.8 Reservas de petróleo y petróleo in situ (POES) en el campo Sacha.....	14
1.3. Desarrollo teórico y conceptual	15
1.3.1 Unidades de Flujo	15
1.3.2 Petrofísica	20
1.3.3 Registros de pozos	44
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	52
2.1. Contexto de la investigación	52
2.2. Diseño y alcance de la investigación	52
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	52
2.4. Población y muestra	53
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	53
2.5.1 Técnicas de recolección de datos	53
2.5.2 Instrumentos de recolección de datos	54
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.	54
2.7. Metodología para la determinación de unidades de flujo	55
2.7.1 Selección de registros petrofísicos.....	55
2.7.2 Digitalización e interpretación de registros	55
2.7.3 Porosidad por registro neutrón y densidad	59

2.7.4 Volumen de arcilla y porosidad efectiva	60
2.7.5 Determinación de la permeabilidad e Índice de calidad de reservorio (RQI) 61	
2.7.6 Aplicación del método FZI	62
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	63
3.1 Análisis de la interpretación de los registros de pozos.	63
3.2 Análisis de resultados de la porosidad efectiva.....	71
3.3 Análisis de la permeabilidad obtenida por Kozeny y Carman	73
3.4 Distribución de las unidades de flujo aplicando la metodología FZI.....	76
3.5 Petróleo original in situ (POES).....	84
CONCLUSIONES	85
RECOMENDACIONES	86
REFERENCIAS.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Descripción litológica sintetizada de los yacimientos productores del Campo Sacha.	10
Tabla 2.	Características de los yacimientos productores	11
Tabla 3.	Características principales de los fluidos de los Yacimientos del Campo Sacha.....	12
Tabla 4.	POES de las formaciones del Campo Sacha.....	15
Tabla 5.	Clasificación de calidad hidráulica.	20
Tabla 6.	Clasificación de la porosidad.....	22
Tabla 7.	Calidad de la roca de acuerdo con la porosidad.....	27
Tabla 8.	Tipos de permeabilidades	29
Tabla 9.	Tipos de saturación de fluidos	31
Tabla 10.	Tipos de compresibilidad.	33
Tabla 11.	Tipos de viscosidades.....	41
Tabla 12.	Dataset generada por cada curva de cada registro.....	63
Tabla 13.	Datos obtenidos después de la depuración.	67
Tabla 14.	Volumen de arcilla.	71
Tabla 15.	Datos utilizados para calcular la permeabilidad.	73
Tabla 16.	Resultados obtenidos de FZI.	77
Tabla 17.	Resultados obtenidos tras la aplicación del método de FZI	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Ubicación del Campo Sacha	6
Figura 2.	Mapa Estructural del Campo Sacha	7
Figura 3.	Columna Estratigráfica del Campo Sacha.....	8
Figura 4.	Historial de producción del Camp Sacha.	13
Figura 5.	Reservas probadas, probables y posibles del Campo Sacha.....	14
Figura 6.	Proceso de identificación de unidades de flujo	16
Figura 7.	Porosidad.....	21
Figura 8.	Empaquetamiento cúbico	23
Figura 9.	Empaquetamiento hexagonal	24
Figura 10.	Empaquetamiento tetragonal.....	24
Figura 11.	Empaquetamiento romboédrico	25
Figura 12.	Material cementante	25
Figura 13.	Distribución y geometría de los granos	26
Figura 14.	Permeabilidad.....	28
Figura 15.	Saturación de fluidos.....	30
Figura 16.	Tipos de mojabilidades.....	36
Figura 17.	Presión Capilar	39
Figura 18.	Clasificación de interfases.....	40
Figura 19.	Tortuosidad	43
Figura 20.	Registro de resistividad	45
Figura 21.	Registro Potencial Espontáneo.....	47
Figura 22.	Registro Rayos Gamma.....	49
Figura 23.	Registro Neutrón y densidad	51
Figura 24.	Digitalización de registros y calibración de ejes.	56
Figura 25.	Selección de la curva del registro.....	56

Figura 26.	Puntos generados por la curva del registro.....	57
Figura 27.	Dataset generada por la curva del registro.	58
Figura 28.	Registro Gamma Ray vs. Profundidad.	64
Figura 29.	Registro Bulk Density vs. Profundidad.....	65
Figura 30.	Registro Neutrón Porosity vs. Profundidad.....	66
Figura 31.	Registro Gamma Ray vs. Profundidad después de la depuración de datos.	68
Figura 32.	Registro Bulk density vs. Profundidad despues de la depuración de datos.....	69
Figura 33.	Registro Neutrón Porosity después de la depuración de datos.....	70
Figura 34.	Porosidad vs. Profundidad.....	73
Figura 35.	Permeabilidad vs. Profundidad.....	75
Figura 36.	Porosidad vs Permeabilidad.	76
Figura 37.	Unidades de flujo	78
Figura 38.	FZI vs. Profundidad.....	83

RESUMEN

Este estudio tiene como objetivo determinar las unidades de flujo aplicando la metodología FZI en el pozo SCHAR – 501 del Campo Sacha, mediante el análisis e interpretación de los registros del pozo se obtuvieron los parámetros petrofísicos necesarios como la porosidad calculada, la permeabilidad obtenida a través de la ecuación por Kozeny y Carman y el RQI, estos parámetros juegan un papel indispensable para llevar a cabo la metodología e investigación.

Los resultados permitieron identificar tres unidades de flujo: zonas con calidad excelente de 6 a 9 μm , calidad buena de 3 a 6 μm y de calidad muy baja la zona de lutitas o sellos. La aplicación del método de FZI demostró ser un modelo matemático eficaz para determinar las unidades de flujo, facilitando la identificación de posibles zonas con potencial de petróleo, además de entender el comportamiento del pozo contribuyendo a una producción más óptima y eficiente.

Palabras claves: Parámetros petrofísicos, Unidades de flujo, Indicador de zona de Flujo (FZI).

ABSTRACT

This study aims to determine flow units by applying the FZI methodology in the SCHAR-501 well in the Sacha Field. Through the analysis and interpretation of well logs, the necessary petrophysical parameters were obtained, such as calculated porosity, permeability obtained through the Kozeny-Carman equation, and the RQI. These parameters play an essential role in carrying out the methodology and investigation.

The results allowed us to identify three flow units: excellent quality zones of 6 to 9 μm , good quality zones of 3 to 6 μm , and very low quality zones of shale or seals. The application of the FZI method proved to be an effective mathematical model for determining flow units, facilitating the identification of potential hydrocarbon zones and understanding well behavior, contributing to more optimal and efficient production.

Keywords: Petrophysical parameters, Flow units, Flow Zone Indicator (FZI).

INTRODUCCIÓN

Las unidades de flujo en los modelamientos petrofísicos representan una herramienta clave en la industria petrolera, ya que permiten una evaluación detallada de las propiedades físicas y químicas de los yacimientos. Estas unidades son fundamentales para la toma de decisiones durante las etapas de exploración, perforación y producción, permitiendo identificar zonas con alto potencial de hidrocarburos, optimizar estrategias de recuperación y mitigar riesgos en las operaciones de extracción (Rojas, Cabrera, Badillo, & Batezilli, 2020) . El campo Sacha, ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, es uno de los principales yacimientos petroleros del país, con una producción significativa desde su descubrimiento en la década de 1970. Este yacimiento está compuesto principalmente por formaciones de areniscas dentro de la Formación Napo, caracterizadas por su complejidad geológica y heterogeneidad petrofísica (Rivadeneira, Baby, & Barragán, 2004). En este escenario, el pozo Schar-501, un pozo de desarrollo tipo J perforado en abril de 2024 con una profundidad medida (MD) de 10,595 pies representa una oportunidad estratégica para la caracterización avanzada del yacimiento (Rosas, 2024). La ausencia de un modelo petrofísico detallado limita la optimización de las estrategias de producción y el diseño de planes de recuperación, lo que podría llevar a un uso ineficiente de los recursos y un impacto ambiental mayor. Por lo tanto, surge la necesidad de determinar las unidades de flujo con el método FZI basado en el análisis de registros eléctricos del pozo, como un refuerzo significativo que permita caracterizar detalladamente el reservorio, identificar las zonas más productivas y mejorar la toma de decisiones en la gestión del yacimiento.

La metodología del FZI ha demostrado su efectividad en diversos contextos geológicos, ya que permite establecer correlaciones entre propiedades petrofísicas difíciles de medir, como la permeabilidad, y datos indirectos obtenidos de registros eléctricos y núcleos. En el pozo Schar-501, su aplicación no solo identifica unidades de flujo, sino que también contribuye a optimizar el diseño de perforación y producción, reduciendo costos y minimizando el impacto ambiental mediante una explotación más sostenible de los recursos. En conclusión, la integración de metodologías avanzadas como el FZI en la determinación de las unidades de flujo en el pozo Schar-501 constituye un aporte significativo para la caracterización del campo Sacha. Este enfoque no solo mejora la precisión de los modelos petrofísicos, sino que también permite estrategias de

recuperación y explotación más eficientes, asegurando resultados precisos y confiables que beneficien a la industria petrolera ecuatoriana.

Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)

El campo Sacha, ubicado en la Cuenca Oriente ecuatoriana, constituye uno de los principales yacimientos petroleros del país. Sin embargo, la complejidad geológica de sus formaciones y la heterogeneidad petrofísica de sus reservorios, como la Arenisca Hollín, dificultan la identificación precisa de zonas con alto potencial productivo. En el caso específico del pozo SCHAR-501, perforado recientemente, no se cuenta con un modelo petrofísico detallado que permita analizar la distribución de propiedades petrofísicas claves. La falta de detalles en el modelo petrofísico limita la optimización de las estrategias de producción y el diseño de planes de recuperación, lo que podría llevar a un uso ineficiente de los recursos. En vista de aquello, surge la necesidad de determinar y evaluar las unidades de flujo por el método FZI basado en el análisis de registros eléctricos del pozo como un refuerzo significativo que permita caracterizar detalladamente el reservorio, identificar las zonas más productivas y mejorar la toma de decisiones en la gestión del yacimiento.

Formulación del problema de investigación

¿La determinación de las unidades de flujo mediante FZI del Schar-501 del campo Sacha permite optimizar la caracterización petrofísica del reservorio?

Objetivo General:

Determinar las unidades de flujo aplicando la metodología FZI en el Pozo Schar-501 del campo Sacha.

Objetivos Específicos:

- Caracterizar las propiedades petrofísicas del campo.
- Analizar las propiedades petrofísicas a partir de registros de pozos tomando como base el pozo SCHAR-501.
- Determinar las unidades de flujo aplicando el método del índice de zona de flujo (FZI) en el campo Sacha.
- Evaluar el petróleo original in situ (POES), las unidades de flujo y el comportamiento del reservorio en el campo Sacha a través del método FZI.

Planteamiento hipotético

La determinación de las unidades de flujo a través del método FZI permitirá caracterizar petrofísicamente el reservorio lo que conducirá a encontrar zonas con alto potencial de flujo mejorando las estrategias de perforación y recuperación conduciendo a una explotación más eficiente

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1 Revisión de literatura

1.1.1 Antecedentes

Estudios previos han demostrado la eficacia del FZI en la caracterización petrofísica de reservorios. Por ejemplo, la Tesis de (Arteaga J. , 2023), titulada Evaluación petrofísica de registros de pozos petrolíferos utilizando Python, se desarrolló un algoritmo en Python para evaluar registros de pozos, logrando identificar zonas con posible contenido de hidrocarburos con márgenes de error bajos en la estimación de propiedades claves de forma que concluyó que las zonas con mayor potencial productivo son las que presentan menos arcillosidad.

El artículo de (González, Linares, Rodríguez, Chacón, & Vásquez, 2023) bajo el título Determinación de un indicador de zona de flujo en yacimientos convencionales y no convencionales mediante registros de resistividad, se llevó a cabo un estudio para determinar el Indicador de Zona de Flujo (FZI) a partir de registros de resistividad profunda (R_t) y somera (R_s) en yacimientos convencionales y no convencionales, dado que la permeabilidad es difícil de medir. Se propuso un modelo matemático logarítmico para calcular el FZI, que identificó zonas de flujo en el yacimiento. Los resultados mostraron una buena correlación entre el FZI calculado y datos de resonancia magnética nuclear (NMRI), movilidad de probadores de formación, y registros de ruido espectral y PLT.

El artículo titulado "Prediction of Hydraulic Flow Units for Jeribe Reservoir in Jambour Oil Field Applying Flow Zone Indicator Method" fue escrito (Darya & Sameera, 2023). En este estudio, se aplica el método del Indicador de Zona de Flujo (FZI) para predecir las unidades de flujo hidráulico en el reservorio Jeribe, ubicado en el campo petrolero Jambour, Irak. Los resultados obtenidos indican que el método FZI es efectivo para identificar y clasificar las unidades de flujo hidráulico en el reservorio, lo que puede mejorar la comprensión del comportamiento del reservorio y optimizar la producción de petróleo.

El informe titulado “Identificación de unidades de flujo” desarrollado por (Cavalotto, 2021), se centró en la identificación de unidades de flujo en un reservorio de la Cuenca Neuquina, utilizando el método de unidades hidráulicas de flujo. Los resultados mostraron un alto grado de ajuste entre la permeabilidad calculada y la medida, lo que respalda la utilidad del método. Además, se realizó una caracterización geológica de las unidades, destacando que no siempre coinciden con las facies geológicas.

Asimismo, (Flores, 2019) con su tesis Determinación de unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela, aplicó el modelo FZI en un yacimiento sub-saturado, obteniendo resultados que optimizaron la explotación del reservorio y sirvieron como referencia para estudios futuros.

En el caso del campo Sacha la tesis de (Calderón, 2017), Modelo petrofísico del Miembro U – Formación Napo en la zona sur del Campo Sacha de la Cuenca Oriente del Ecuador, se realizó una caracterización de las propiedades petrofísicas de la Arenisca U, para ello, se aplicaron metodologías integradas como ajuste de registros, cálculo de parámetros petrofísicos, correlaciones, etc. El estudio concluyó que la Arenisca U Inferior presenta las mejores propiedades petrofísicas lo cual respalda el uso del modelo para futuros proyectos de simulación.

En el estudio “Generación de modelo petrofísico-estratigráfico del Campo Chimire, Venezuela.” de (Castro & Mederos, 2016), se modelaron propiedades petrofísicas y estratigráficas en el campo Chimire, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Para ello, se analizaron registros eléctricos y radiactivos de 81 pozos, complementados con simulación de Monte Carlo, con el objetivo de identificar nuevos prospectos exploratorios y calcular el petróleo original en sitio (POES). Como resultado, se generaron mapas de isopropiedades petrofísicas y se definieron eventos transgresivos y regresivos que optimizaron la identificación de zonas de interés para futuras exploraciones.

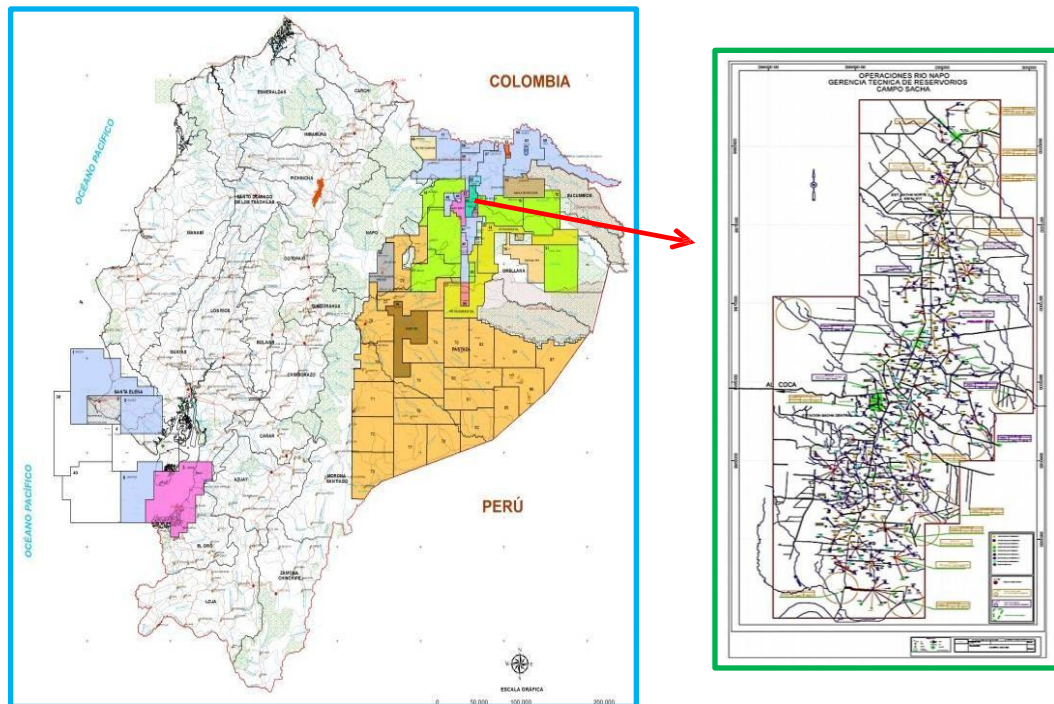
1.2 Generalidades del Campo Sacha

1.2.1 Ubicación del Campo Sacha

El Campo Sacha, ubicado en el Bloque 60 de la provincia de Orellana, específicamente en el cantón Joya de los Sachas abarca una superficie de 355 km², limita

al norte con los campos Palo Rojo, Vista, Eno y Ron; al sur, con Yulebra y Culebra; al este, con Shushufindi-Aguarico, MDC, Limoncocha y Pacay; y al oeste, con los campos Pucuna, Paraíso y Huachito, tal y como se muestra en la figura 1, es uno de los yacimientos petroleros más importantes del país con más de 50 años de operación, este campo produce un crudo con un grado API promedio de 24,9 y cuenta con reservas estimadas en aproximadamente 350 millones de barriles de petróleo. El 22 de octubre de 2023, Sacha alcanzó un récord histórico de producción, logrando extraer 76.005 barriles de petróleo en un solo día. Este incremento se atribuye a la implementación de estrategias como la perforación de nuevos pozos, fracturamiento hidráulico, recuperación secundaria y la repotenciación de las instalaciones de superficie. (Petroecuador, 2023)

Figura 1. Ubicación del Campo Sacha



Fuente: (Mera & Villacis, 2018)

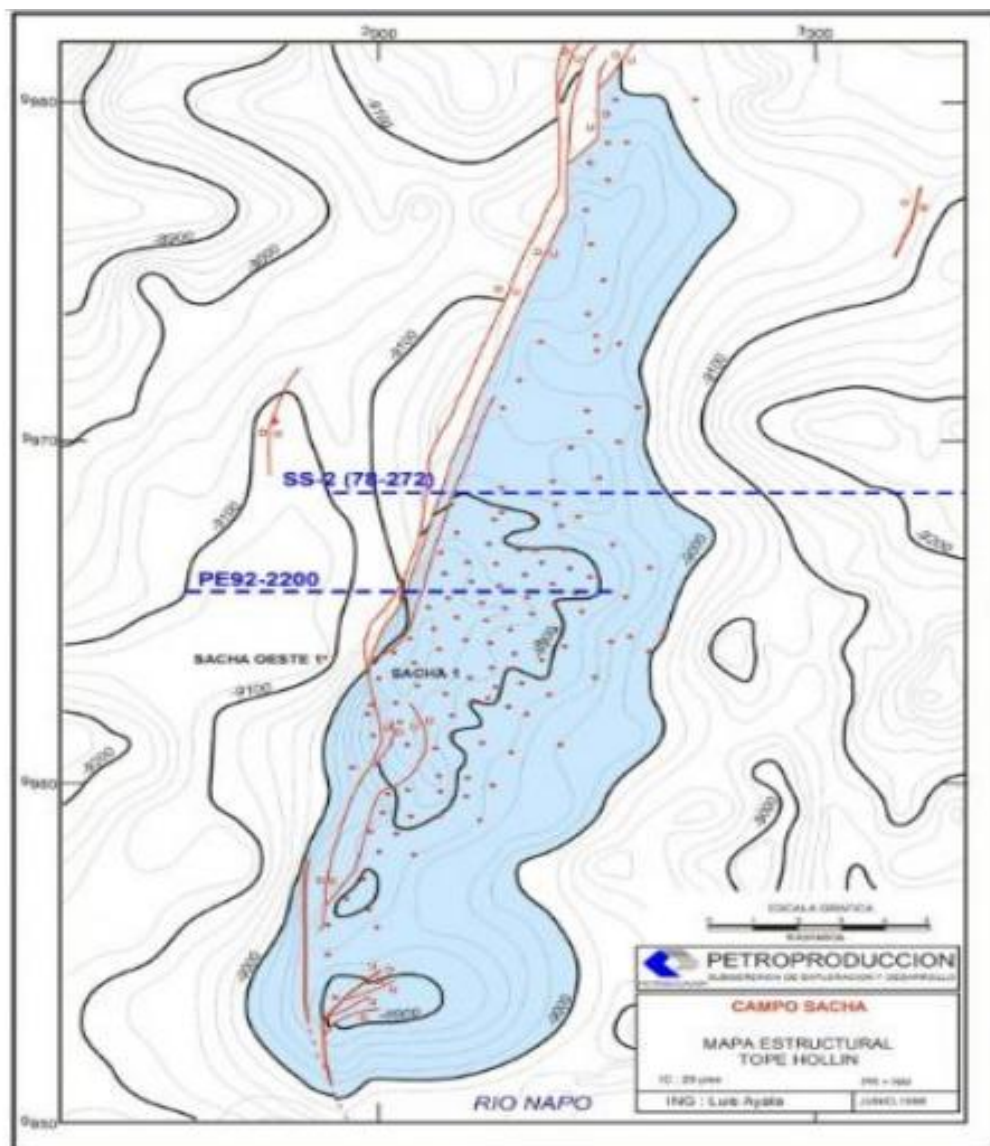
1.2.2 Descripción geológica

El campo Sacha se formó entre el periodo Teuroniano y Maastrichtiano posee un anticlinal asimétrico de bajo relieve con una trayectoria NNE-SSO, al oeste se encuentra cortado por una falla transpresional dextral, tiene un ancho de 4 km al norte y 7 km al

centro y sur, con una longitud de 33 km, además presenta un cierre vertical de 240 ft a la base caliza “A” con un área de 32167 acres, como se muestra en la figura 2.

Durante el Cretácico se desarrolló un anticlinal de posible edad jurásica que plegó los reservorios paleozoicos y triásicos – jurásicos, en el cual realizaron un estudio de exploración teniendo el pozo con mayor profundidad, sin embargo, se obtuvo resultados no favorables. (Rivadeneira, Baby, & Barragán, 2004)

Figura 2. Mapa Estructural del Campo Sacha



Fuente: (Rivadeneira, Baby, & Barragán, 2004)

1.2.3 Columna Estratigráfica

La estratigráfica del campo Sacha refleja una evolución geológica de la cuenca Oriente, está compuesta de una sucesión de unidades litológicas que permite comprender el contexto estratigráfico y estructural del área, figura 3.

Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Sacha

ERA	PERÍODO	FORMACIÓN	TOPE FORMACIONAL	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUJAZA	5.313 '	900 '	CONTINENTAL MARINO		Lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro
		TIYUYACU	6.212 '	1.485 '	FLUVIAL		Limolitas blanquecinas
	MEZOZOICO	CRETACICO	TENA	7.827 '	840 '	CONTINENTAL	
NAPO			8.667 '	605 '	MARINO		Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino o fino, cemento
		9.272 '	60 '			Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco	
		9.332 '	195 '			Conglomerado con clastos de Chert, cemento arcilloso	
		9.527 '	30 '			Variedad de arcillitas: rojizo café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojiza amarilla marrón verde claro, moderadamente suave.	
		9.557 '	50 '			Arenisca cuarzosa, translúcido, grano fino a grueso subangular o subredondeado, cemento silicio.	
9.607 '	175 '		Lutita gris, oscura o negra, laminar, arcillosa.				
		HOLLIN	9.782 '	218 '	CONTINENTAL		Caliza gris o gris negra
							Caliza blanca, crema masiva tizosa
							Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio
							Caliza gris oscura, medio dura a dura, blanca. Ligeramente fosilífera. Arenisca, grano fino
							Caliza dura, gris clara o crema
							Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino - media bien
							Lutita negra dura
							Caliza dura, negra piritizada
							Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, buena saturación de HC's

Fuente: (Gallegos, 2013)

1.2.4 Yacimientos productores del Campo Sacha

En el campo Sacha existen tres formaciones identificadas en la columna estratigráfica como los principales yacimientos productores, el principal yacimiento lo constituye la formación Hollín, seguida de la formación Napo U y T y finalmente esta formación basal Tena.

1.2.4.1 Yacimiento Basal Tena

Se encuentra ubicada sobre la formación Napo, compuesta generalmente por grupos de areniscas cuarzosas, blancas de grano fino a muy fino lo que indica una formación de estratos lenticulares, además presenta secuencias lutitas y limonitas algo calcáreas que se encuentran en la base y tope de la formación. Cuenta con un espesor de 4ft aproximadamente, porosidad de 18 %, saturación de agua de 31 %, salinidad promedio de 24000 a 36000 ppm de Cl y un °API de 25,1. (Guale, 2021)

1.2.4.2 Yacimiento Napo

a. Arenisca Napo U inferior

Este yacimiento está compuesto de una arenisca cuarzosa con pequeñas proporciones de feldspatos y fragmentos líticos, de grano fino a grano medio, cemento silicio y una alta saturación de hidrocarburos. Tiene una porosidad intergranular como intragranular de aproximadamente de 20%.

b. Arenisca Napo U superior

Compuesta por una arenisca cuarzosa principalmente glauconitas y arcillosas, translúcida, transparente de grano fino a muy fino, matriz calcárea.

c. Arenisca Napo T inferior

Arenisca cuarzosa de grano medio a fino, cuarzosa, marrón, café claro, corresponde al conjunto de arenas tanto vertical como lateralmente dentro de la secuencia Napo T. (Aguinaga & Borja, 2011)

d. Arenisca Napo T superior

Esta arena varía entre 30 y 100 ft, ligeramente calcárea, arenisca cuarzosa con inclusiones de glauconita. Es más discontinua y heterogénea que la formación Napo T inferior.

1.2.4.3 Yacimiento Hollín

e. Arenisca Hollín Inferior

Arenisca consolidada cuarzosa de grano medio perteneciente a la edad Cretácica, cuenta con una saturación de hidrocarburos de 29°API, espesor de 45 a 55 ft, porosidad 15%, saturación de agua entre los 20 – 40% y una salinidad de 500 a 1500 ppm de CL. (Guale, 2021)

f. Arenisca Hollín Superior

Arena cuarzosa con intercalaciones de zonas limosas y arcillosas, ofrece una buena saturación de hidrocarburos de 27°API. Tiene un espesor de 7,5 ft al centro del campo, porosidad de 12%, saturación de agua 35%, y una salinidad de 3981 ppm de Cl. En la tabla 1 se muestra la descripción litológica de los yacimientos productores del Campo Sacha.

Tabla 1. Descripción litológica sintetizada de los yacimientos productores del Campo Sacha

Formación	Descripción litológica
Napo T Superior	Arenisca
Napo T Inferior	Arenisca, lutita y caliza
Napo U superior	Arenisca
Napo U Inferior	Arenisca y lutita
Hollín Inferior	Arenisca
Hollín Superior	Arenisca
Basal Tena	Arenisca

Fuente: (Aguinaga & Borja, 2011)

Elaborado por: González Ginger, 2025

1.2.5 Características de los yacimientos del Campo Sacha

La tabla 2 muestra las características principales de los yacimientos productores del Campo.

Tabla 2. Características de los yacimientos productores

Parámetros	Yacimientos				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
DATUM (ft)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (ft)	<4	31	21	12	60
Porosidad (%)	18	16,7	14,5	14,2	17,1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 - 25	15 - 20	30 - 40	30 - 40
Permeabilidad (mD)	600	425	240	130	350
Salinidad (ppm Cl-)	26000	25000 - 45000	30000	3400 - 11000	1000 - 1500

Fuente: (Castro C. , 2025)

Elaborado por: González Ginger, 2025

1.2.6 Características de los fluidos de los yacimientos del Campo Sacha

El petróleo del Campo Sacha presenta un rango promedio de 24,1 a 28 °API, lo cual se lo clasifica como un petróleo liviano a intermedio, en la tabla 3 se observan las

características principales del petróleo de cada uno de los yacimientos productores del campo.

Tabla 3. Características principales de los fluidos de los Yacimientos del Campo Sacha

Parámetros	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollin superior	Hollin Inferior
°API	24,1	22,8	30,3	27,3	28
$C_{oi}(x10^{-6}Psi^{-1})$	7	8,02	9,02	9,2	5,7
Boi (By/Bn)	1,117	1,2302	1,3726	1,1334	1,1021
μ_{oi} (cp)	2,5	1,8	1,6	1,4	3,7
Pb (Psi)	807	1175	1293	550	78
T (°F)	181	211	215	225	225
GOR (PCS/BI)	150	260	412	124	24
Bo (By/Bn)	1,117	1,245	1,361	1,133	1,163

Fuente: (Sertecpet, 2010)

Elaborado por: González Ginger, 2025

1.2.7 Actualidad del Campo Sacha

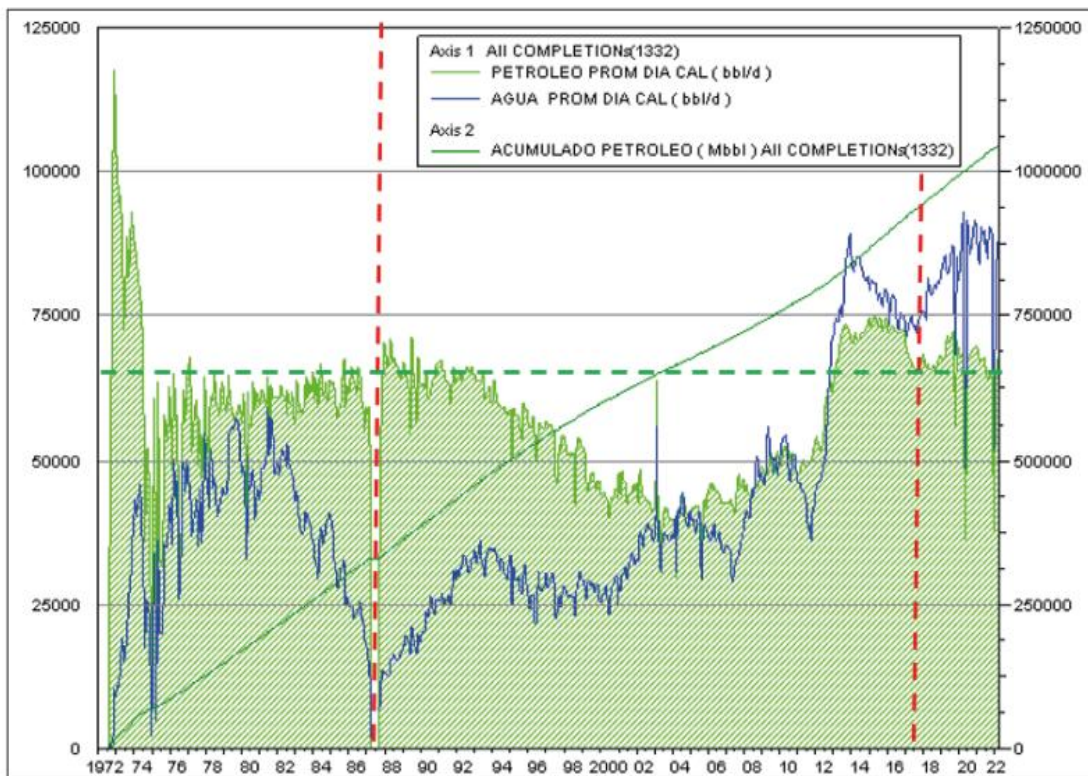
La explotación petrolera en el campo Sacha comenzó en 1972 con una producción inicial de 29.000 barriles diarios (BPPD), alcanzando ese mismo año su máximo histórico con 117.600 BPPD. Desde entonces, el volumen extraído ha disminuido progresivamente hasta ubicarse en 69.000 BPPD en 2022. (Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022)

En junio de 2023 la producción alcanzó un pico de 72.606 BPD y en 2024, el Campo Sacha generó entre 76.980 y 77.191 BPD, representando cerca del 16 – 20% de la producción nacional de Ecuador. Su alto rendimiento productivo se debe principalmente a los trabajos de fracturamiento hidráulico y estimulaciones matriciales. El máximo nivel de producción alcanzado se debe a la estratégica ubicación de los pozos y a la reapertura

de pozos que se encontraban inactivos, actualmente el campo posee 280 pozos operativos de los cuales la mayoría han sido intervenidos a través de trabajos de acondicionamiento y de recuperación secundaria. (Bazante, 2025)

En sus primeras etapas, la presión del reservorio superaba la presión de burbuja, lo que implicaba que los únicos elementos presentes eran petróleo, agua connata y matriz rocosa. A medida que la presión del yacimiento fue cayendo, la expansión de estos componentes, debido a sus respectivas compresibilidades (Ahmed, 2010), sustentó el mecanismo de producción primaria del campo. Con el paso del tiempo, fue necesario incorporar energía externa, lo cual llevó, en 1986, a la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en las formaciones arenosas Napo (UI y “T Inferior”) y en la arena “Basal Tena” de la formación Tena. La figura 4 ilustra la evolución productiva del campo, destacando en rojo los periodos correspondientes al desarrollo del proyecto piloto de inyección, que se inició con seis pozos en 1986 y fue fortalecido en 2017 con la incorporación de diez pozos adicionales distribuidos a lo largo de las zonas norte, centro y sur del yacimiento. (Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022)

Figura 4. Historial de producción del Camp Sacha.



Fuente: (Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022)

1.2.8 Reservas de petróleo y petróleo in situ (POES) en el campo Sacha.

De acuerdo con la información proporcionada por (Orozco, 2025) en mayo de 2022 se realizó una auditoría por parte de la empresa Netherland, Sewell & Associates (NSAI), reconocida a nivel mundial por su prestigio en la evaluación y validación de reservas de petróleo y gas, esta auditoría se llevó a cabo para certificar las reservas probadas, probables y posibles del campo Sacha, dicha auditoría estima las reservas de Sacha en 374 millones de barriles de petróleo y 96,8 millones de pies cúbicos de gas, figura 5.

Figura 5. Reservas probadas, probables y posibles del Campo Sacha

Tipo de Reserva	Petróleo (millones de barriles)	Gas millones de pies cúbicos	Ingresos Netos Futuros (Millones de USD) - Total	Ingresos Netos Futuros (millones de USD) a valor presente a 10%
Probada (1P) Total	262.3	68.1	20,126	10,941
Probable	55.5	15.0	4,602	1,863
Posible	57.0	13.8	4,532	2,137
Probada + Probable + Posible (3P)	374.8	96.9	29,260	14,941

Fuente: (Orozco, 2025)

De acuerdo con (Bedón, 2020), el campo Sacha registró 5134 millones de barriles de petróleo (MMbbl) original in situ (POES), de este valor el 56,60% corresponde a la formación Hollín, el 24,37% para la formación Napo U, 16,21% para Napo T y el 2,82% para la formación Basal Tena, la tabla XX muestra el POES para cada una de estas formaciones, tabla 4.

Tabla 4. POES de las formaciones del Campo Sacha

Formación	POES (Bl)	% POES
Basal Tena	144.844.080	2,82 %
Hollín	2.905.970.081	56,60 %
Napo T	832.517.827	16,21 %
Napo U	1.251.001.415	24,37 %
Total	5.134.333.403	100 %

Fuente: (Bedón, 2020)

Elaborado por: González Ginger, 2025

1.3. Desarrollo teórico y conceptual

1.3.1 Unidades de Flujo

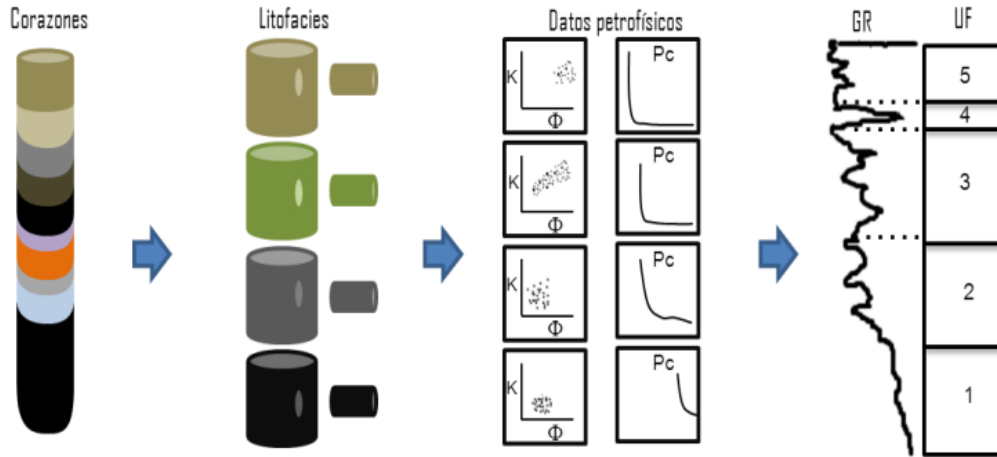
Las unidades de flujo corresponden a zonas dentro del yacimiento que se expanden de forma vertical y horizontal, y que presentan propiedades de rocas similares lo que influye en la forma en como los fluidos se desplazan a través de ellas. Cada unidad representa las características internas del yacimiento ya que integra información geológica tales como la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos, esta información nos ayuda a entender como está estructurado internamente el yacimiento y cómo varían sus propiedades. Para identificar dichas unidades se divide al yacimiento en secciones con características petrofísicas uniformes con la ayuda de registros de pozos de los cuales se determinarán los parámetros petrofísicos. (Quijas De Lara, 2019)

A las zonas que muestran un comportamiento similar en el flujo se les asigna un carácter hidráulico, ya que es probable que se hayan formado bajo condiciones de depósitos parecidas. Estas unidades se caracterizan por tener un espesor y área suficientemente grandes como para ser identificadas en los registros y mapas del campo. (Hernández, 2010)

En la figura 6 se muestra el proceso de identificación de una unidad de flujo o también conocida como unidad hidráulica, se establece en función de la relación espacio

poroso/garganta de poro, dicha relación no solo controla la capacidad y distribución de fluidos.

Figura 6. Proceso de identificación de unidades de flujo



Fuente: (Álvarez & Vélez, 2011)

1.3.1.1 Método para determinar las unidades de flujo

La calidad hidráulica de una roca está determinada por la geometría de sus poros, la cual depende de su mineralogía (tipo, cantidad, forma y distribución de los minerales) y su textura (tamaño, y forma de los granos, su clasificación y el modo de empaque).

Estos factores geológicos permiten identificar unidades de roca diferenciadas que comparten características similares en cuanto a conectividad de poros. Reconocer estos atributos es fundamental para delimitar con precisión zonas del yacimiento con propiedades hidráulicas similares. (Flores, 2019)

El concepto de radio medio hidráulico (r_{mh}) resulta esencial para definir estas unidades hidráulicas y entender su relación con la porosidad, permeabilidad y presión capilar, ecuación 1.

$$r_{mh} = \frac{\text{Área seccional cruzada}}{\text{Perímetro mojado}} = \frac{\text{Volumen abierto al flujo}}{\text{Área de superficie mojada}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Para un tubo capilar circular, cilíndrica, ecuación 2:

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

Al emplear el concepto de radio medio hidráulico, Kozeny y Carman modelaron la roca del yacimiento como un conjunto de tubos capilares. A partir de esta representación utilizaron las leyes de Poiseuille y Darcy para establecer una relación matemática que vincula la porosidad y la permeabilidad, ecuación 3.

$$K = \frac{\phi_e r^2}{8r^2} = \frac{\phi_e}{2r^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e r^2 m h}{2r^2} \quad \text{Ec. (3)}$$

El radio medio hidráulico (r_{mh}) puede expresarse en función del área superficial por unidad de volumen de grano (Svg) y la porosidad efectiva (ϕ_e), lo que lleva al siguiente resultado, ecuación 4:

$$Svg = \frac{2}{r} \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e}\right) = \frac{1}{r m h} \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e}\right) \quad \text{Ec. (4)}$$

Al reemplazar la ecuación anterior, correspondiente a r_{mh} , dentro de la ecuación 2, Kozeny y Carman derivaron una nueva relación, ecuación 5:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left[\frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. (5)}$$

En esta fórmula, la permeabilidad K se expresa en cm^2 y la porosidad efectiva se considera como una fracción.

La forma generalizada de esta relación es la que se presenta en la siguiente ecuación 6.

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde la permeabilidad K se expresa en cm^2 y el valor de S_{gv} en cm^{-1} . Esta última representa la superficie específica, definida como el área intersticial del material por unidad de volumen. La porosidad efectiva (ϕ_e) se obtiene mediante la correlación entre datos de núcleos y registros de pozo. El parámetro τ representa la tortuosidad del medio poroso, mientras que F_s es un factor geométrico de forma. Dentro de estas variables, la superficie específica juega un rol clave en la capacidad de conducción hidráulica del medio.

El producto $F_s \tau^2$ es conocido tradicionalmente como la constante (C) de Kozeny-Carman, para medios óptimamente empaquetados y rocas no consolidadas, Carman y Leverett estimaron su valor en aproximadamente 5. No obstante, investigaciones de Rose y Bruce revelaron que, en formaciones reales de yacimiento, esta constante puede variar entre 5 y

100, la ecuación para determinar la permeabilidad por Kozeny – Carman con la constante mencionada queda de la siguiente forma, ecuación 7:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left[\frac{1}{C * S_{gv}^2} \right] \quad Ec. (7)$$

Lamentablemente, no existe un método directo para determinar la constante de Kozeny a partir de registros de pozo. (Amaefule, Altunbay, & Tiab, 1993)

g. Índice de calidad del reservorio (RQI)

El RQI es un parámetro petrofísico que se relaciona con las unidades de flujo dentro de la roca, a partir de estas se obtienen características propias del yacimiento. De acuerdo con (Meza, 2013), este parámetro permite evaluar tanto la facilidad como el volumen con el que un fluido puede ser extraído de una determinada unidad. En formaciones que presentan una estructura relativamente homogénea y cuentan con buenas propiedades de almacenamiento y conductividad. Para determinados estudios se asigna un valor específico de RQI a cada unidad dentro de yacimiento.

El índice de calidad de la roca establece una relación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta, y viene dado por la siguiente fórmula, ecuación 8:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad Ec. (8)$$

Dónde:

K: Permeabilidad, mD.

ϕ_e : Porosidad efectiva, porcentaje o fracción decimal.

h. Indicador de zona de flujo (FZI)

El Indicador de Zona de Flujo (FZI) es una métrica utilizada en la industria petrolera para caracterizar la calidad de las rocas del yacimiento en términos de su capacidad de flujo. Este indicador permite clasificar las unidades de flujo dentro de un yacimiento, facilitando la identificación de zonas con propiedades petrofísicas similares y, por ende, comportamientos de flujo comparables. (Cavalotto, 2021)

Originalmente Timur introdujo el concepto de porosidad reducida ϕ_z en 1968 como parte de su trabajo sobre caracterización petrofísica, esta ecuación representa la relación del

volumen de poros y el volumen total de roca. En 1993, Amaefule utilizó esta ecuación para aplicarla dentro de la metodología FZI, ajustada de manera que represente una zona homogénea, esta porosidad reducida normaliza la porosidad efectiva teniendo en cuenta el espacio sólido, lo que permite que el FZI sea un indicador más estable para definir unidades de flujo y se expresa mediante la siguiente ecuación, ecuación 9:

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \quad \text{Ec. (9)}$$

Por lo tanto, de la ecuación 10

$$\sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad \text{Ec. (10)}$$

Se obtiene, ecuación 11:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = [\phi_z] \left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad \text{Ec. (11)}$$

La expresión $\left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right]$ representa el indicador de zona de flujo FZI, y de acuerdo con la ecuación 10 considerando el índice de calidad de la roca, la ecuación 11 queda de la siguiente forma, ecuación 12:

$$RQI = \phi_z FZI \quad \text{Ec. (12)}$$

Despejando FZI obtenemos, ecuación 13:

$$FZI = \left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] = \frac{RQI}{\phi_z} \quad \text{Ec. (13)}$$

Dónde:

FZI: Indicador de la zona de flujo, μm .

RQI: Índice de calidad del yacimiento, μm .

ϕ_z : Porosidad reducida, porcentaje o fracción decimal.

Fs: Factor que define la forma de garganta de poro, adimensional.

T: Tortuosidad, adimensional.

Sgv: Área superficial por unidad de volumen de grano, μm^{-1} .

Cuando se grafica el RQI vs. ϕ_z en papel logarítmico se obtiene una línea recta con pendiente igual a 1, es decir, una pendiente unitaria. En ese caso, la intersección con el eje vertical representa el valor de RQI cuando $\phi_z = 1$, lo que corresponde al valor del FZI.

Este principio es la base para la determinación de unidades de flujo en un yacimiento, ya que al calcular los valores de RQI y ϕ_z para distintas muestras de roca y representarlos gráficamente, los puntos que sigan una tendencia lineal con pendiente unitaria compartirán el mismo valor de FZI. Cada una de estas líneas representa un conjunto de muestras con propiedades petrofísicas similares, por consiguiente, pertenecen a una unidad de flujo.

El FZI toma en cuenta la influencia de factores geológicos como la mineralogía y la textura en la geometría de poro, de acuerdo con la ecuación AE, existe una relación directa entre RQI y FZI, de modo que valores altos de FZI indican una calidad de yacimiento (RQI) alta, esto representa zonas con alto potencial para la producción de hidrocarburos, siempre y cuando las saturaciones sean adecuadas. (Arandia, 2018)

La tabla 5 muestra los rangos establecidos de clasificación de calidad hidráulica.

Tabla 5. Clasificación de calidad hidráulica.

FZI (μm)	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

Fuente: (Tiab & Donaldson, 2012)

Elaborado por: González Ginger, 2025

1.3.2 Petrofísica

La petrofísica es la ciencia que se encarga de las propiedades físicas, químicas y eléctricas de las rocas portadoras de fluidos, con la finalidad de caracterizar el medio poroso y cuantificar parámetros esenciales tales como, la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. (Tiab & Donaldson, 2012) Es relevante en la evaluación petrofísica ya que permite identificar zonas productivas, estimar reservas, evaluar la

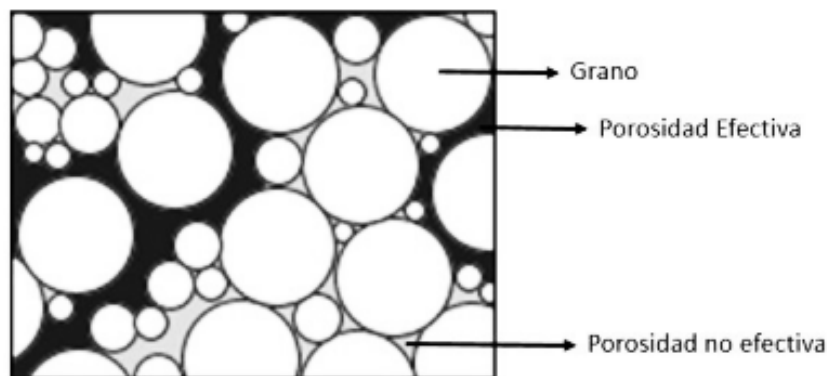
calidad del reservorio y optimizar su explotación mediante el análisis de registros eléctricos, núcleos o pruebas de presión. La evaluación petrofísica permite definir unidades de flujo a través de métodos como el FZI, por lo tanto, la petrofísica no solo describe las características de la roca, sino que también permite establecer su capacidad de transmisión de fluidos, lo que resulta fundamental para una planificación eficiente y rentable del yacimiento. (De La Cruz, 2013)

1.3.2.1 Parámetros petrofísicos

a. Porosidad

Es la capacidad de la roca para almacenar fluidos ya sea agua, gas o petróleo, también se define como la fracción del volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación, es decir la cantidad de espacios vacíos que son capaces de almacenar fluidos y que pueden o no pueden estar interconectados entre sí, figura 7. (Garduza, 2019)

Figura 7. Porosidad



Fuente: (Álvarez & Vélez, 2011)

La porosidad se expresa mediante la ecuación 14.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad \text{Ec. (14)}$$

Dónde:

ϕ : Porosidad, %.

V_p : Volumen de poros

V_t : Volumen total de la roca

La tabla 6 muestra la clasificación de la porosidad:

Tabla 6. Clasificación de la porosidad

Según la interconectividad de poros		
Según la interconectividad de poros	Definición	Formula
Porosidad absoluta	Fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por la matriz.	$\Phi_{absoluta} = \frac{V_p}{V_T}$ <p><i>Ec. (15)</i></p>
Porosidad efectiva	Volumen de poros interconectados entre sí, esta porosidad permite medir la cantidad de fluidos en sitio.	$\Phi_{efectiva} = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total}}$ <p><i>Ec. (16)</i></p>
Porosidad no efectiva	Representa la fracción del volumen total de poros de la roca que no están conectados entre sí.	$\Phi_{no\ efectiva} = \Phi_{absoluta} - \Phi_{efectiva}$ <p><i>Ec. (17)</i></p>
Según su origen		
Porosidad primaria	Se forma en las depositación de los sedimentos.	
Porosidad secundaria	Se da posterior a la depositación debido a cambios en la roca.	

Fuente: (Bautista, Rincón, Morales, & Vicencio, 2018)

Elaborado por: González Ginger, 2025

Factores que afectan la porosidad

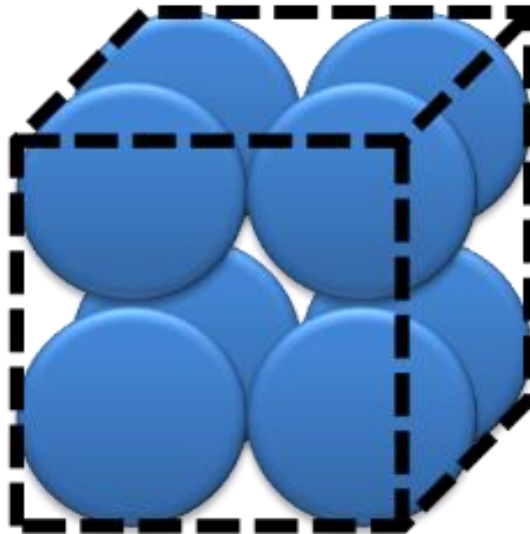
Existen varios factores que afectan la porosidad de la roca, como se mencionan a continuación:

➤ **Empaquetamiento**

Se reconocen cuatro disposiciones ideales en la forma en que los granos de arena se organizan, las cuales afectan directamente el valor de la porosidad dependiendo del ángulo entre partículas. Estos arreglos son el cúbico, hexagonal y romboédrico, y en todos los casos la inclusión de partículas más pequeñas dentro de los poros generados por esferas mayores contribuye a una disminución de la porosidad. Este concepto permite inferir condiciones geológicas de un pozo, ya que a medida que disminuye la uniformidad en el tamaño de grano de los minerales presentes en la roca, la porosidad también tiende a reducirse. (Zuñiga, 2024)

- **Empaquetamiento cúbico:** Es el arreglo de mínima compactación por lo que presenta la mínima porosidad. Los ejes entre las esferas forman entre sí ángulos de 90° , y mantienen una porosidad de 47.6 %, figura 8.

Figura 8. Empaquetamiento cúbico

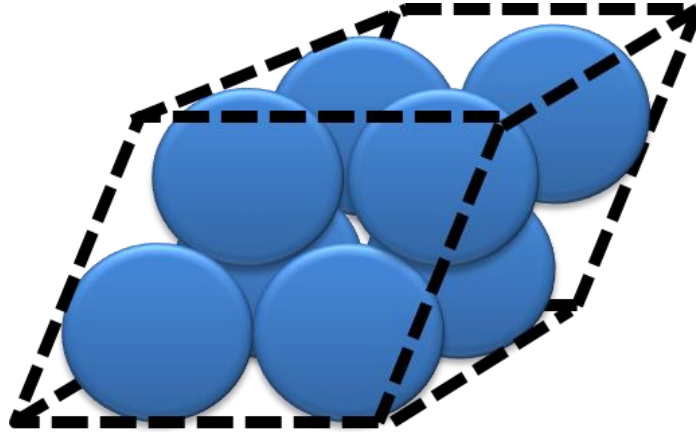


Fuente: (Cordero, 2017)

- **Empaquetamiento hexagonal:** Presenta un valor de porosidad del 39.54%, el cual se ha visto reducido debido a la ocupación de espacios previamente vacíos por parte de las esferas del sistema, disminuyendo así el volumen poroso disponible. En cuanto a su geometría, los ejes

se disponen formando ángulos de 60° en un plano y de 90° en el plano perpendicular, figura 9.

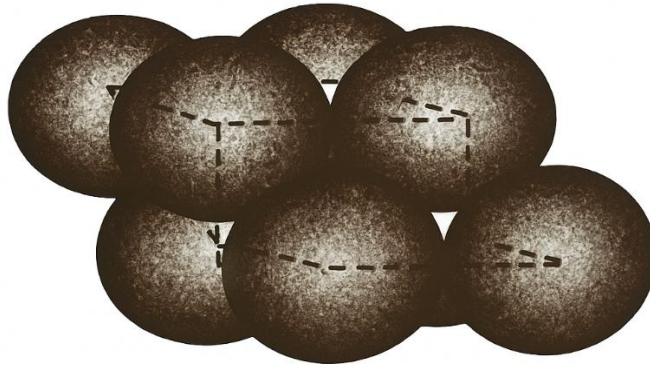
Figura 9. Empaquetamiento hexagonal



Fuente: (Cordero, 2017)

- **Empaquetamiento Tetragonal:** Los ejes de las esferas forman en todos los sentidos ángulos entre sí de 60° , aplicando las propiedades geométricas se obtiene una porosidad de 30.2 %, figura 10.

Figura 10. Empaquetamiento tetragonal



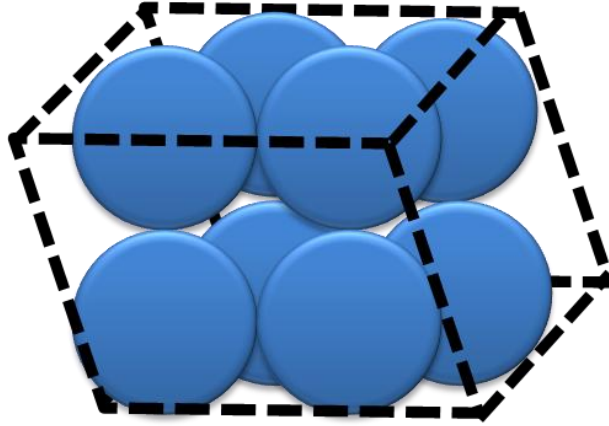
Fuente: (Yajamin, 2010)

- **Empaquetamiento romboédrico:** Permite estimar los extremos inferiores de porosidad según el acomodo más denso entre partículas, figura 11.

$$\emptyset = 25,9\%$$

$$\theta = 45^\circ$$

Figura 11. Empaquetamiento romboédrico

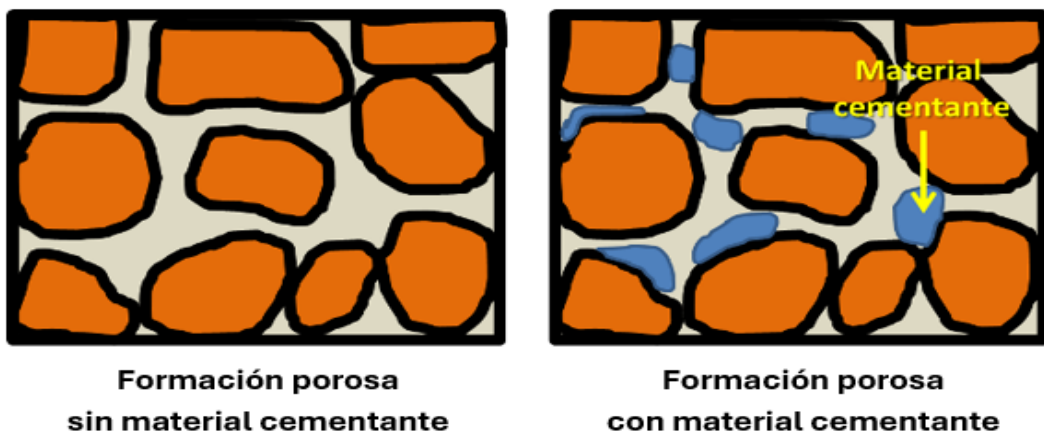


Fuente: (Cordero, 2017)

➤ **Material cementante**

Su función principal es unir los granos que conforman la roca. A medida que aumenta su volumen, se refuerza la unión entre los granos, lo que incrementa la compactación de la roca. En función de este grado de compactación, la formación puede clasificarse como consolidada, poco consolidada o no consolidada. Entre los materiales cementantes más frecuentes se encuentran el carbonato de calcio, la sílice y las arcillas, figura 12.

Figura 12. Material cementante

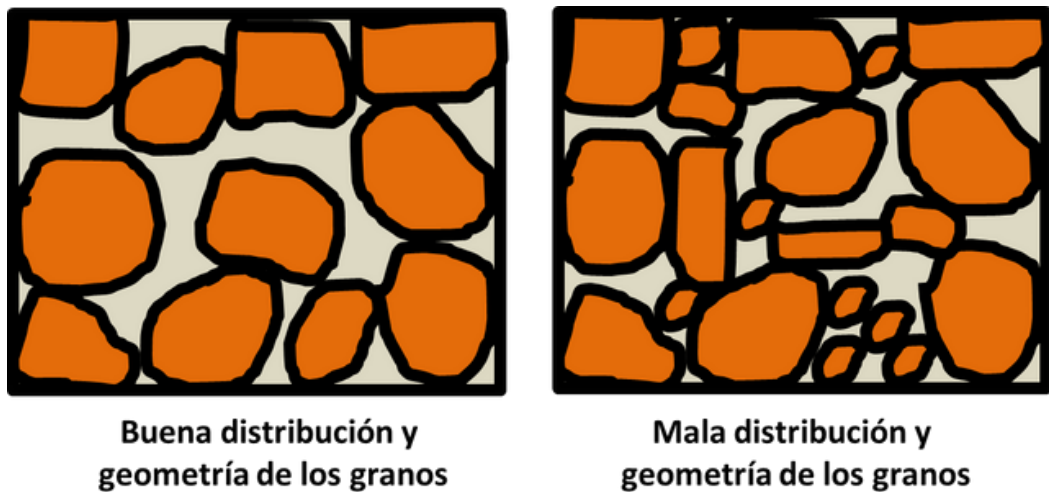


Fuente: (Cordero, 2017)

➤ **Distribución de granos y geometría**

La porosidad de una roca está estrechamente vinculada a cómo se distribuyen y qué forma tienen sus granos. La forma de los granos ya sea angulosa o redondeada junto con su tamaño influye directamente en la cantidad de espacio poroso que puede desarrollarse. Cuando predominan granos pequeños y con bordes angulosos, es más probable que se obtenga una mayor porosidad. En cambio, si los granos presentan una distribución heterogénea de tamaños, es decir, una mezcla de grandes y pequeños, la porosidad tiende a disminuir debido al empaquetamiento más eficiente y la reducción de vacíos entre partículas, figura 13.

Figura 13. Distribución y geometría de los granos



Fuente: (Cordero, 2017)

➤ **Presencia de arcillas**

La presencia de arcillas influye negativamente en la porosidad, siendo esta relación inversamente proporcional, dependiendo tanto de la cantidad como de las características físicas y la forma en que las arcillas se distribuyen. (Calderón, 2017) Generalmente, estas se encuentran de manera dispersa y se presentan de las siguientes formas:

- **Ocupando los poros:** las arcillas llenan los espacios intergranulares, aunque pocas veces se adhieren a las paredes de los poros.

- **Recubriendo las paredes porales:** en este caso, forman capas continuas de arcilla adheridas a las superficies internas de los poros, generando una alta microporosidad.
- **Formando puentes entre poros:** similar al caso anterior, pero aquí las arcillas se extienden a través de las gargantas porales, creando una red densa que conecta los poros y aporta un elevado volumen de microporos.

Calidad de la roca de acuerdo con la porosidad

Es la propiedad de una roca que determina su habilidad para contener fluidos en su interior. Su calidad se clasifica como alta o baja en función del valor porcentual alcanzado, tabla 7. En general, se establece un rango de referencia que permite calificar la porosidad desde "muy buena" hasta "muy pobre". En aquellos yacimientos donde la porosidad es inferior al 5%, la explotación no se considera viable desde el punto de vista económico debido al escaso volumen de fluido recuperable. (Flores, 2019)

Tabla 7. Calidad de la roca de acuerdo con la porosidad

Calidad de la roca	Porosidad (%)
Muy satisfactorio	>20
Satisfactorio	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	<5

Fuente: (Yajamin, 2010)

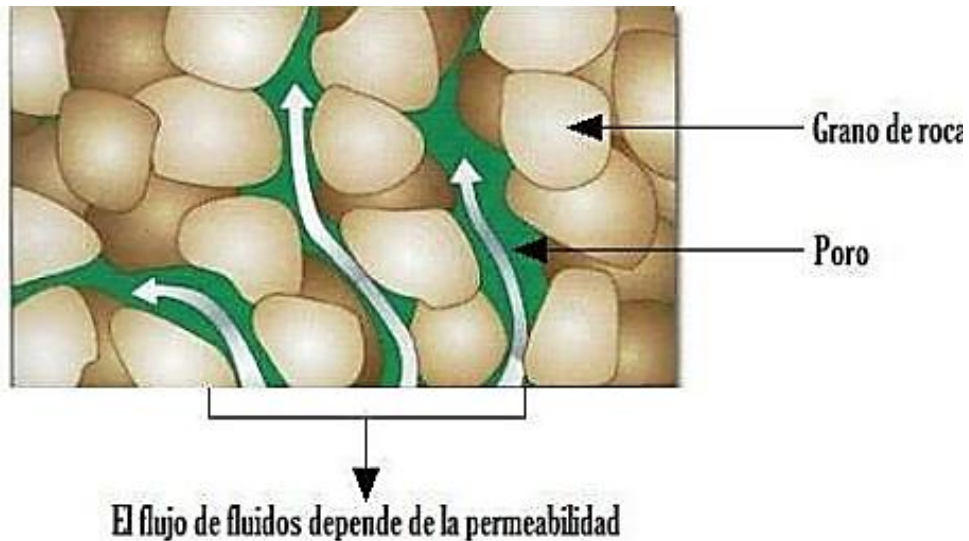
Elaborado por: González Ginger, 2025

b. Permeabilidad

Propiedad del medio poroso para permitir que los fluidos se muevan a través de los poros, es directamente proporcional a la porosidad, es decir, a mayor porosidad

efectiva mayor permeabilidad, figura 14. La velocidad con la que un fluido circula a través del material depende de 3 factores principales: la porosidad del material, densidad del fluido de acuerdo con su temperatura y la presión a la que dicho fluido se encuentra sometido. (Chele & Veliz, 2024)

Figura 14. Permeabilidad



Fuente: (Meza, 2013)

La permeabilidad se expresa en la siguiente ecuación 18:

$$K = \frac{q\mu}{A} \frac{dL}{dP} \quad \text{Ec. (18)}$$

Dónde:

K = Permeabilidad, darcys.

q = Tasa de flujo, bbl.

A = Área de la sección transversal total, ft^2 .

μ = Viscosidad del fluido, cp.

dL= Longitud de la muestra, ft.

dP= Diferencial de Presiones, psi.

En la tabla 8 se muestran los diferentes tipos de permeabilidades.

Tabla 8. Tipos de permeabilidades

Tipos de permeabilidad	
Absoluta	Se refiere al paso de un fluido a través de la roca cuando la formación está saturada a 100% con el mismo fluido.
Efectiva	Paso del fluido a través de la roca cuando otro fluido inmisible está fluyendo en el mismo medio.
Relativa	Es el cociente entre la permeabilidad efectiva y la absoluta de un fluido.

Fuente: (Pico, 2015)

Elaborado por: González Ginger, 2025

Factores que afectan las mediciones de la permeabilidad

La permeabilidad está influenciada por diversos factores, entre ellos el tamaño y la geometría de los poros, la presencia de fracturas, el daño de la formación y la presión de sobrecarga. (Meza, 2013)

- **Tamaño y forma de los poros:** La eficiencia del flujo en una roca depende directamente del tamaño y la conectividad de sus poros. Poros grandes y bien interconectados favorecen una alta permeabilidad, mientras que poros pequeños y mal conectados limitan significativamente el paso de fluidos.
- **Fracturación:** Las fracturas actúan como caminos preferenciales para el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, aumentando la permeabilidad. Estas pueden ser de origen natural o inducidas durante operaciones de estimulación.
- **Daño en la formación:** Durante las etapas de perforación y producción, la formación puede sufrir daños que reducen su permeabilidad. Estos daños suelen originarse por la obstrucción de los poros a causa de partículas sólidas, compresión mecánica o alteraciones provocadas por la interacción

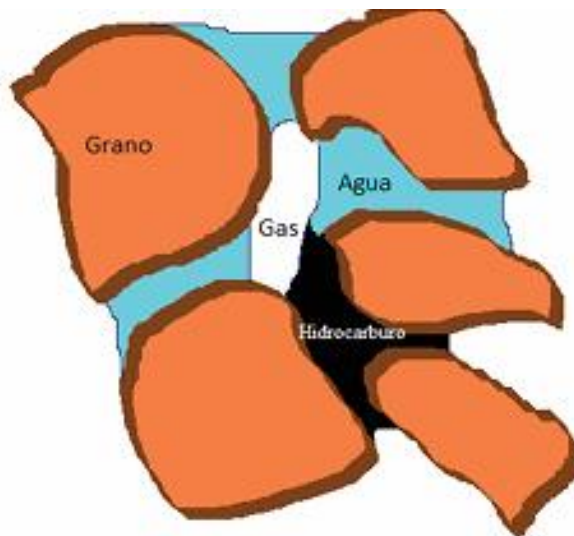
con fluidos. Las causas más frecuentes incluyen la intrusión de sólidos, dispersión de arcillas, precipitación de minerales y actividad microbiana. El bloqueo de poros por partículas sólidas es uno de los mecanismos más perjudiciales para la permeabilidad. (Schlumberger, 2025)

- **Presión de sobrecarga:** Al extraer muestras del subsuelo, se elimina la presión de sobrecarga que mantenía la roca compacta, permitiendo que esta se expanda. En condiciones de laboratorio, al simular la presión de sobrecarga, se ha observado que la permeabilidad puede disminuir hasta en un 60 %, debido a la compresión del medio poroso.

c. Saturación de fluidos

La saturación permite medir la proporción de fluidos presentes dentro del espacio poroso de la roca, prácticamente da a conocer como están distribuidos el agua, petróleo y el gas dentro del medio, figura 15. (Calderón, 2017)

Figura 15. Saturación de fluidos



Fuente: (Weatherford, 2006)

Se define como la fracción o volumen de poros ocupados por un fluido y se expresa de la siguiente forma para cada fluido, ecuación 19, 20 y 21:

$$S_w(\text{saturación de agua}) = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad \text{Ec. (19)}$$

$$S_o(\text{saturación de petróleo}) = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad \text{Ec. (20)}$$

$$S_g(\text{saturación de gas}) = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad \text{Ec. (21)}$$

La suma de las saturaciones existentes en los espacios poroso de la formación debe ser igual a 1, ecuación 22.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (22)}$$

En la siguiente tabla 9 se detallan los diferentes tipos de saturación.

Tabla 9. Tipos de saturación de fluidos

Tipos de saturación	Definición
Saturación crítica de gas (Sgc)	En el yacimiento, los hidrocarburos están expuestos a altas presiones y temperaturas, lo que mantiene el gas completamente disuelto en el aceite. Al comenzar la producción, la presión disminuye y, si alcanza el punto de burbuja, el gas empieza a separarse del crudo. A medida que la presión sigue bajando, aumenta la cantidad de gas libre en el sistema.
Saturación residual del Aceite (Sor)	La saturación residual de aceite puede definirse de dos formas principales: <ul style="list-style-type: none"> • Es la cantidad de aceite que permanece en el yacimiento luego de finalizar un proceso de recuperación primaria o secundaria. • Es la saturación final observada en una muestra de roca después de realizar un experimento de desplazamiento de aceite con agua o gas en laboratorio. También puede interpretarse como la saturación mínima de aceite presente en el yacimiento bajo condiciones originales.

Saturación de agua irreductible (S_{wi})	Se entiende como la cantidad mínima de agua que se encuentra en los poros de la roca en el momento en que se descubre el yacimiento.
---	--

Fuente: (Castillo & Ortega, 2016)

Elaborado por: González Ginger, 2025

Factores que afectan a la saturación de fluidos

Esta propiedad está estrechamente vinculada a los factores que determinan la porosidad de la roca, siendo la variación en el tamaño de grano uno de los aspectos más influyentes. Además, las condiciones de presión y temperatura del yacimiento también afectan la saturación de fluidos. Por ejemplo, en un yacimiento con petróleo sub-saturado, no hay presencia de gas, solo se encuentran agua y aceite. En contraste, un yacimiento saturado de petróleo contiene los tres fluidos: gas, petróleo y agua. Si existe conexión hidráulica con un acuífero a través de una falla, la entrada de agua puede desplazar los hidrocarburos, provocando un aumento en la saturación de agua y una disminución en la de petróleo y gas.

d. Compresibilidad

La compresibilidad se define como la capacidad de un roca o fluido para disminuir su volumen cuando se encuentra bajo la influencia de una presión aplicada. Se representa mediante la siguiente ecuación 23:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. (23)}$$

Dónde:

C: Compresibilidad, psi^{-1} .

V: Volumen, m^3 .

P: Presión, psi.

$\frac{\partial V}{\partial p}$: Derivada que indica el cambio de volumen respecto a la presión a temperatura constante.

A medida que los fluidos son extraídos del yacimiento, la presión interna de la formación disminuye lo cual incrementa la carga que soporta la roca, ese cambio en la presión de sobrecarga produce una compactación de la estructura de la roca, generando modificaciones en el volumen de los granos, poros y roca en general. Se conoce como presión efectiva de sobrecarga a la diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro. Durante el proceso de operaciones que causan caídas de presión, la presión interna de poro disminuye mientras la efectiva aumenta lo cual provoca que el espacio poroso se reduzca y por lo tanto también la porosidad. (Meza, 2013)

De acuerdo con la literatura existen tres tipos de compresibilidad las cuales son, tabla 10:

Tabla 10. Tipos de compresibilidad.

Tipos de compresibilidad	Definición
Compresibilidad de la matriz	Se define como la variación en el volumen del material sólido de la roca en respuesta a un cambio en la presión aplicada.
Compresibilidad de la roca	Se entiende como la variación en el volumen total de la roca provocada por un cambio en la presión.
Compresibilidad de los poros	Se define como el cambio que existe en el volumen de poros cuando existe un cambio de presión.
Compresibilidad de la formación	Dado que la compresibilidad de la matriz sólida es insignificante en relación con la de los poros o la roca en su conjunto, suele descartarse. Por ello, la compresibilidad de la formación se describe considerando únicamente el volumen poroso.
Compresibilidad total del yacimiento	La compresibilidad total del yacimiento es una medida que representa cómo varía el

	volumen del sistema roca-fluido en respuesta a un cambio de presión. Esta propiedad combina la compresibilidad de la roca (formación) y la de los fluidos que contiene (agua, petróleo y gas), ponderadas por sus respectivas saturaciones.
--	---

Fuente: (Meza, 2013)

Elaborado por: González Ginger, 2025

Factores que afectan la compresibilidad

Una vez definidos los distintos tipos de compresibilidad en la roca, se reconoce que esta propiedad está estrechamente relacionada con las características petrofísicas del medio, especialmente con la porosidad. Por ello, cualquier factor que altere la porosidad también tendrá un impacto en la compresibilidad de la roca. En el caso de la compresibilidad total del yacimiento, además de las propiedades de la roca, intervienen otros elementos como:

- El tipo de roca presente.
- Las características de los fluidos almacenados en el yacimiento.
- La saturación de dichos fluidos; en algunos casos no se encuentra gas en el sistema, lo que implica que su compresibilidad no se incluye en el cálculo de la compresibilidad total.

e. Mojabilidad

En términos de ingeniería petrolera, la mojabilidad se define como la medida de preferencia de la roca para adherirse a un fluido ya sea agua, petróleo o gas cuando ese fluido coexiste con otro fluido inmisible. La mojabilidad afecta principalmente a la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas y perfiles de saturación del yacimiento, de este modo, esta propiedad tiene gran importancia en los procesos de explotación y producción de hidrocarburos. (González C. , 2014)

En la figura 16, se observan los diferentes tipos de mojabilidad, de lado izquierdo se encuentra la mojabilidad por agua en donde el petróleo permanece en el centro de los poros, en el medio se encuentra el caso de mojabilidad por petróleo y por último en el lado derecho esta la mojabilidad mixta, es decir, el petróleo ha desplazado al agua de ciertas zonas.

A continuación, se detallan los diferentes tipos de mojabilidad:

➤ **Mojado por agua**

La superficie de la roca tiene una mayor afinidad por el agua que por el petróleo, lo que provoca que los hidrocarburos queden confinados en el centro de los poros sin cubrir la superficie rocosa.

➤ **Mojabilidad por petróleo**

Cuando la roca está mojada por aceite, el aceite está en contacto directo con la superficie de la roca, mientras que el agua se encuentra en el interior de los poros, alejada de los sólidos.

➤ **Mojabilidad intermedia o neutra**

En esta condición, la superficie de la roca puede ser humedecida tanto por agua como por aceite, resultando en un ángulo de contacto (θ) que oscila entre 75 y 105° , determinado por un equilibrio de fuerzas.

➤ **Mojabilidad fraccional**

También llamada mojabilidad dálmata, se presenta cuando algunas zonas de la superficie de la roca están humedecidas por agua y otras por aceite. Esto sucede porque la roca está compuesta por diferentes minerales con variadas propiedades mineralógicas y químicas, lo que genera esta diversidad en la mojabilidad.

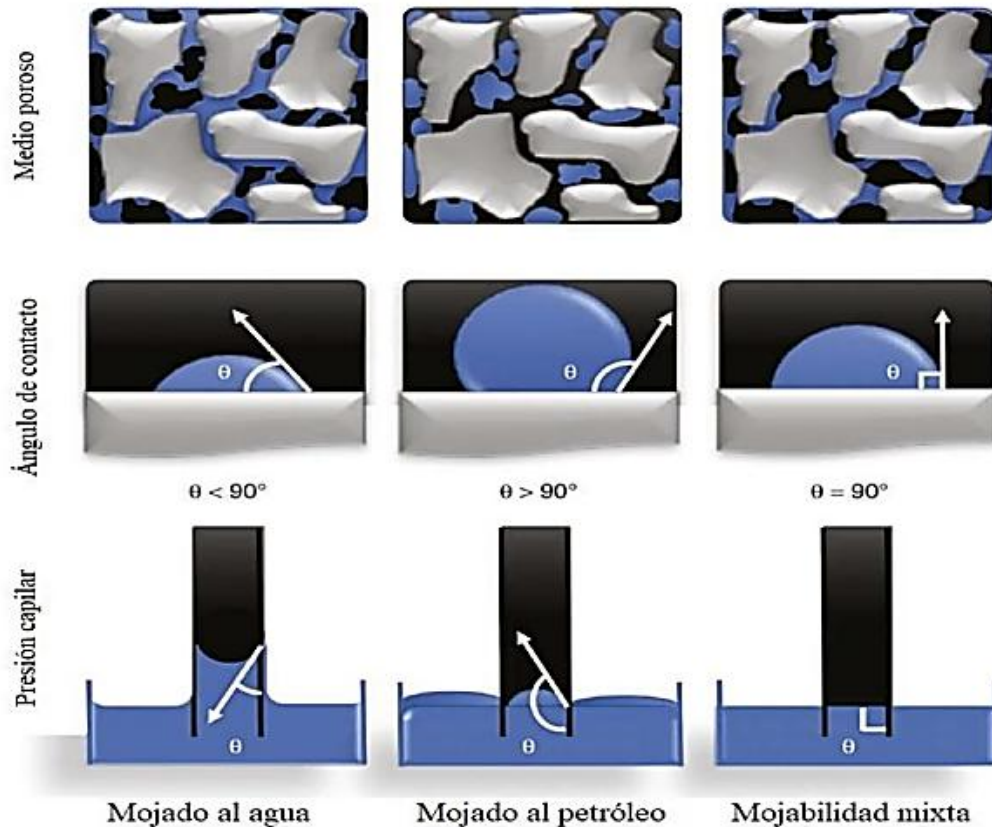
➤ **Mojabilidad mixta**

Ocurre cuando los poros más pequeños están llenos de agua y los sólidos en contacto con ellos son humedecidos por esta, mientras que el aceite prefiere humedecer los sólidos asociados a los poros más grandes y conectados entre sí.

➤ **Según su ángulo de contacto**

- $\theta = 90^\circ$: significa que la roca presenta humectabilidad neutra, es decir, que el sólido no presenta preferencia por agua o petróleo.
- $\theta < 90^\circ$: significa que la roca es hidrófila (humectable al agua), lo que quiere decir que la superficie sólida de la roca tiene mayor afinidad por el agua, por lo que esta tiende a adherirse más a la roca que el petróleo.
- $\theta > 90^\circ$: significa que es una roca oleófila (humectable al petróleo), la gota de agua se reduce para minimizar su contacto con la superficie sólida.

Figura 16. Tipos de mojabilidades



Fuente: (Fuentes, 2021)

f. Volumen de arcilla

Se entiende como volumen de arcilla al porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este valor se puede estimar a través de. Potencial espontáneo (SP), Gamma

Ray (GR), y Crossplots (combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón o Sónico). Para que una roca sea considerada como yacimiento debe verse afectada por el contenido de arcilla presente en su interior, es decir, mientras mayor sea el volumen de arcilla presente menor será la calidad de la roca. Si este valor es menor al 5% se considera una formación limpia de lo contrario se considerará como una formación sucia. (Arteaga J. , 2023)

A continuación, se expresan las ecuaciones para el cálculo de la Arcillosidad:

- **Rayos Gamma:** la presencia de minerales radiactivos lo afectan, ecuación 24. (Kamayou, Vianney, Ehirim, & Ikiensikimama, 2021)

$$Ish_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}} \quad Ec. (24)$$

Dónde:

GRlog: Gamma Ray leído en la zona a evaluar, API.

GRsd: Gamma Ray en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico, API.

GRsh: Gamma Ray en las arcillas, API.

- **Potencial Espontáneo:** es poco usado debido a que es propenso a la invasión de lodo en base aceite, ecuación 25.

$$Ish_{sp} = 1 - \left(\frac{PSP}{SSP} \right) \quad Ec. (25)$$

Dónde:

SSP= Potencial espontáneo estático, mV.

PSP= Potencial espontáneo pseudo-estático, mV.

El PSP es el valor registrado como la máxima deflexión del SP en una arena arcillosa. La arcilla reduce el valor del SP. El PSP en zonas de agua se determina mediante la ecuación 26:

$$PSP = -K \log \left(\frac{R_{xo}}{R_t} \right) \quad Ec. (26)$$

Dónde:

K: Constante que depende de la temperatura, $61 + 0.133T_f$.

Tf: Temperatura de fondo, °F.

Rxo: Resistividad de la zona lavada, ohm-m.

Rt: Resistividad de la formación, ohm-m.

- **Densidad – Neutrón:** esta combinación es un buen indicador de arcillas excepto en arenas gasíferas a causa del hidrógeno asociado a la arcilla, ecuación 27. (Chele & Veliz, 2024)

$$Ish_{NS} = \frac{\phi N - \phi D}{\phi N_{sh} - \phi D_{sh}} \quad Ec. (27)$$

ϕN : Porosidad del registro neutrón, porcentaje o fracción decimal.

ϕD : Porosidad del registro densidad, porcentaje o fracción decimal.

ϕN_{sh} : Porosidad neutrón típica de la lutita (shale), porcentaje o fracción decimal.

ϕD_{sh} : Porosidad densidad típica de la lutita, porcentaje o fracción decimal.

g. Presión capilar

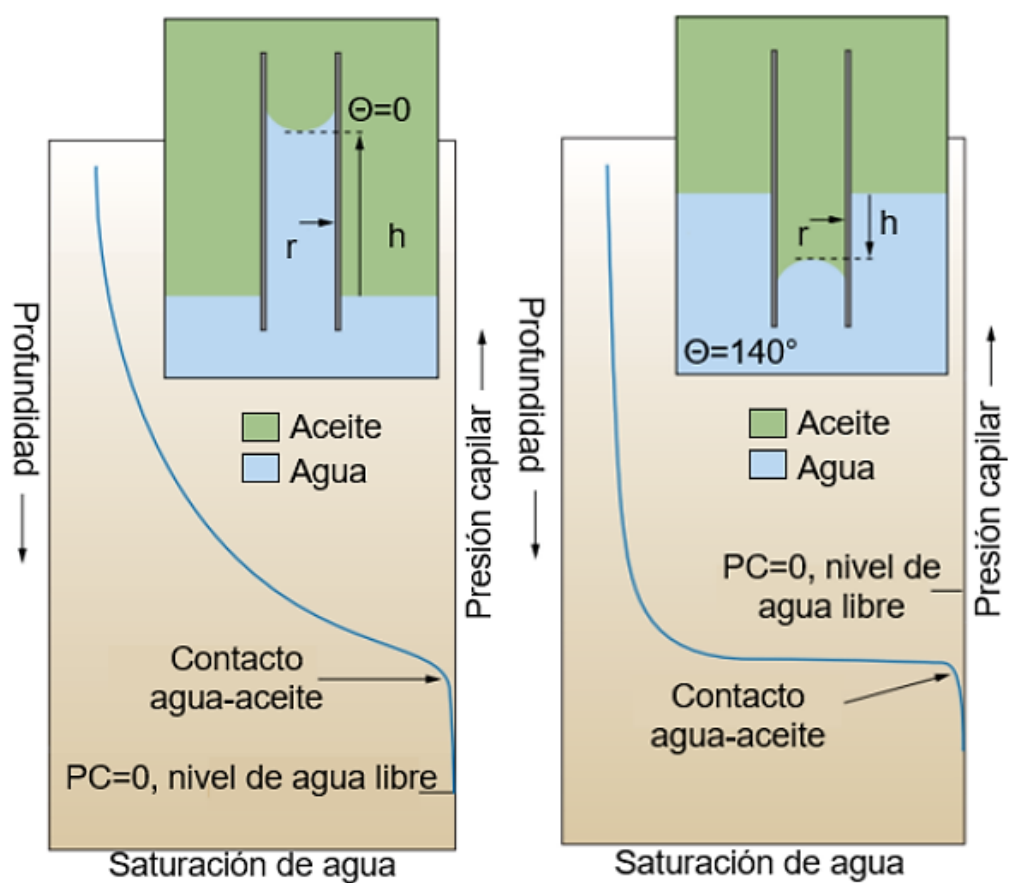
Se refiere a la diferencia de presión del fluido entre la fase mojante y no mojante, las cuales impiden el vaciamiento total del yacimiento y se expresa en la siguiente ecuación 28:

$$P_c (\text{presión capilar}) = P_{nw} (\text{Presión fase no mojante}) - P_w (\text{Presión fase mojante}) \quad Ec. (28)$$

Esta ecuación es aplicable a sistemas de gas – petróleo y agua – petróleo, donde el gas es no mojante a diferencia del agua.

En un tubo capilar cuando fases miscibles están presentes se podrá observar la presión capilar que es la caída de presión a lo largo de la curva de la interfase del líquido como se observa en la figura 17.

Figura 17. Presión Capilar



Fuente: (Abdallah, Buckley, Carnegie, Edwards, & Fordham, 2007)

Factores que afectan a la presión capilar

La presión capilar está influenciada por varios factores, entre ellos:

- El tipo de material litológico.
- La clase de porosidad presente en el yacimiento.
- El tamaño y la forma de los poros.

Además, otros elementos como la permeabilidad, la mojabilidad, la saturación y la distribución de los fluidos también pueden afectar la presión capilar. (Flores, 2019)

h. Tensión interfacial y tensión superficial

Se define como la fuerza que actúa en la frontera entre dos fluidos inmiscibles agua y petróleo dentro del medio poroso de la roca, figura 18. Esa tensión se genera debido a las diferencias en las fuerzas moleculares entre las fases de contacto, en el caso

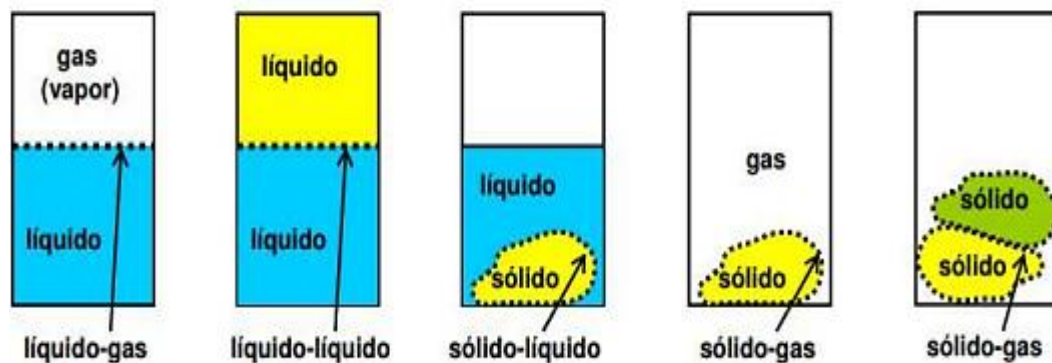
de que el contacto sea entre un gas y un líquido se denomina tensión superficial, pero si el contacto es entre dos líquidos inmiscibles se denomina tensión interfacial. (Calderón, 2017)

Tipos de interfases

La tensión interfacial y superficial se producen debido a la interacción entre dos fases diferentes. El área donde estas dos fases se encuentran se llama interfaz, y representa la frontera que las separa. La interfaz se define como la zona del sistema en la que las propiedades fisicoquímicas cambian. Según el estado de agregación de las fases que separa, figura 18, las interfases pueden clasificarse en:

- Interfase líquido-gas.
- Interfase líquido-líquido.
- Interfase sólido-líquido.
- Interfase sólido-gas.
- Interfase sólido-sólido.

Figura 18. Clasificación de interfases



Fuente: (Meza, 2013)

Factores que afectan la tensión interfacial y superficial

La presión y la temperatura son los principales factores que afectan tanto la tensión interfacial como la tensión superficial, ya que en el yacimiento el gas, el agua y el petróleo coexisten bajo condiciones de alta presión y temperatura. Por lo general, la tensión superficial disminuye con el aumento de estos parámetros.

Cuando la temperatura se eleva, también lo hace la agitación molecular, lo que provoca una reducción en los valores de tensión superficial. De manera similar, al aumentar la presión, el gas comienza a disolverse en el líquido, lo que también contribuye a disminuir la tensión superficial. (Yajamin, 2010)

En cambio, el comportamiento de la tensión interfacial entre agua y aceite frente a variaciones de presión y temperatura no se comprende con tanta claridad como el de la tensión superficial.

i. Viscosidad

Propiedad física que se refiere a la resistencia de un fluido a fluir a través del medio poroso. La fluidez va a depender del tipo de fluido existente. A continuación, en la tabla 11 se detallan los tipos de viscosidades.

Tabla 11. Tipos de viscosidades

Tipos	Definición
Viscosidad dinámica	Característica de los fluidos que indica mayor o menor resistencia cuando están sometidos a un esfuerzo cortante.
Viscosidad cinemática	Relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido.
Viscosidad aparente	Cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación para fluidos con comportamiento no lineal.

Viscosidad extensional	Característica que presenta un fluido no newtoniano cuando se aplica un esfuerzo de tracción sobre él.
Viscosidad de acuerdo con el tipo de fluido	
Viscosidad del gas	La viscosidad del gas natural depende de su composición, presión y temperatura. Es menor que la del agua y el aceite, y a diferencia de los líquidos, aumenta con la temperatura.
Viscosidad del agua	La viscosidad del agua disminuye con el aumento de la temperatura, mientras que la salinidad la hace aumentar. A diferencia del gas y el aceite, la presión no afecta mucho su viscosidad.
Viscosidad del petróleo	La viscosidad del aceite varía según la presión, la temperatura y, principalmente, según la cantidad de gas disuelto en él.

Fuente: (Meza, 2013)

Elaborado por: González Ginger, 2025

j. Resistividad

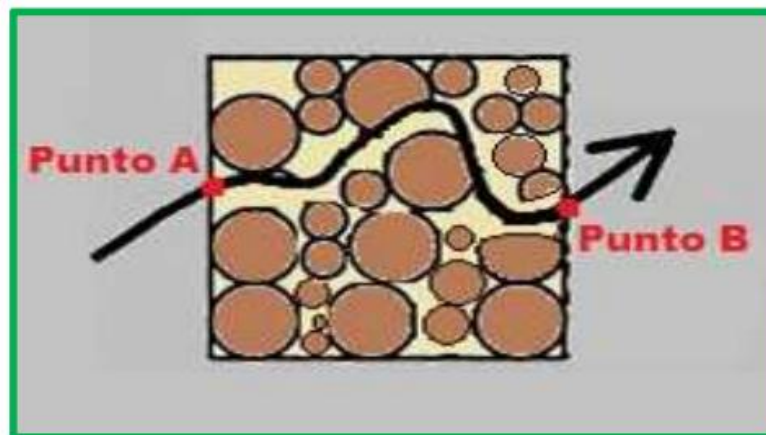
Se refiere al nivel de resistencia que presenta un material al paso de una corriente eléctrica, en las rocas sedimentarias, el nivel de resistividad variará dependiendo del tipo de fluido presente en sus poros.

El espacio poroso de la roca puede estar ocupado por agua, petróleo o gas como el petróleo y el gas son más resistivos que el agua esto permite identificar la presencia de hidrocarburos a través del uso de registros eléctricos en los pozos. (Chele & Veliz, 2024)

k. Tortuosidad

Durante el proceso de producción, los fluidos viajan a través de la roca del yacimiento al pozo desde un punto de mayor energía a uno de menor energía, este trayecto no es lineal, sino que es curvilíneo debido a la geometría del medio poroso, la figura 19 muestra el trayecto antes mencionado. (Castillo & Ortega, 2016)

Figura 19. Tortuosidad



Fuente: (Flores, 2019)

La tortuosidad se expresa de la siguiente forma, ecuación 29:

$$\tau = \frac{L_t}{L} \quad \text{Ec. (29)}$$

Dónde:

τ = Tortuosidad, adimensional

L_t = Distancia total desde el punto A hasta el punto B a través del medio poroso.

L = Distancia en línea recta entre estos dos puntos, ambos expresados en las mismas unidades de longitud.

Factores que influyen en la tortuosidad

La tortuosidad se ve influenciada por varios elementos, entre ellos la distribución y selección del tamaño de los granos, la porosidad efectiva, las variaciones en el diámetro de las gargantas de poro, la forma de las partículas y el nivel de cementación de la roca.

Además, la mojabilidad del medio también interviene en su comportamiento. Cambios de temperatura pueden causar la expansión de los minerales, lo que reduce el tamaño de las gargantas de poro. Asimismo, la presión en el yacimiento puede generar compresión, lo que en conjunto contribuye a un aumento en la tortuosidad. (Meza, 2013)

1.3.3 Registros de pozos

Los registros de pozos son una herramienta fundamental en la industria del petróleo y gas, ya que proporcionan información continua y detallada sobre las propiedades físicas, químicas y petrofísicas de las formaciones. (Bermúdez & Valdez, 2021)

Estos registros se obtienen mediante sensores bajados al pozo que miden parámetros como la resistividad, porosidad, densidad, velocidad sónica, respuesta natural a rayos gamma, etc. La interpretación de las mediciones permite identificar litologías, estimar saturaciones de fluidos, establecer zonas productivas y apoyar la construcción de modelos geológicos y de reservorio. (Schlumberger, 2025)

A continuación, se detallan cada uno de los tipos de registros de pozos:

1.3.3.1 Registros eléctricos

a. Resistividad

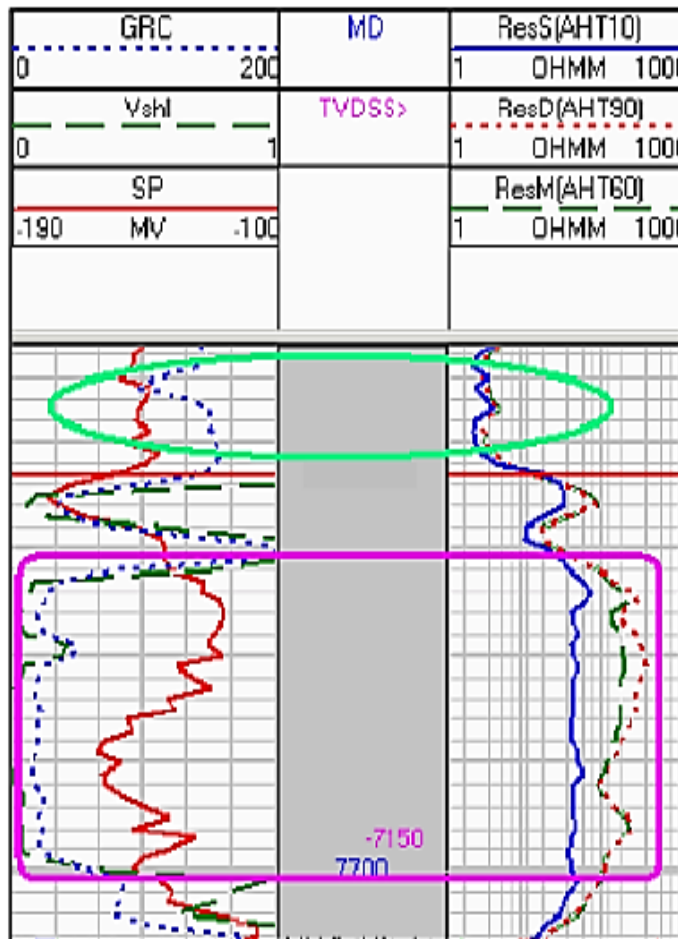
Los registros de resistividad son una herramienta clave en la exploración de hidrocarburos, puesto que miden la resistividad que tienen las rocas al paso de una corriente eléctrica inducida, además permiten diferenciar las zonas donde abunda el petróleo o gas de aquellas zonas de agua, siendo esta su aplicación más relevante.

Estos registros generalmente se corren en tres niveles de profundidad, de manera que las medidas proporcionan información acerca de las resistividades de la formación R_t (zona

virgen) y Rxo (zona invadida), con estas mediciones se pueden identificar posibles zonas de hidrocarburos y zonas de agua. Se fundamenta en que al introducir corrientes eléctricas en la formación a través de electrodos y medir los voltajes, estos proporcionan la resistividad para cada dispositivo.

En la figura 8, se muestran diversos registros, entre los cuales están el Gamma Ray (GR), Potencial Espontaneo (SP) y de Resistividad, se puede observar a simple vista que la primera zona marcada por un círculo verde presenta baja resistividad con valores altos de GR, a su vez indica presencia de zonas de agua y formaciones de sale. La zona marcada de morado presenta una zona de alta resistividad con valores bajos de Gamma Ray, lo cual indica arenas limpias con posible contenido de hidrocarburos. (Calderón, 2017)

Figura 20. Registro de resistividad



Fuente: (Soto & Galeano, 2007)

b. Potencial Espontáneo

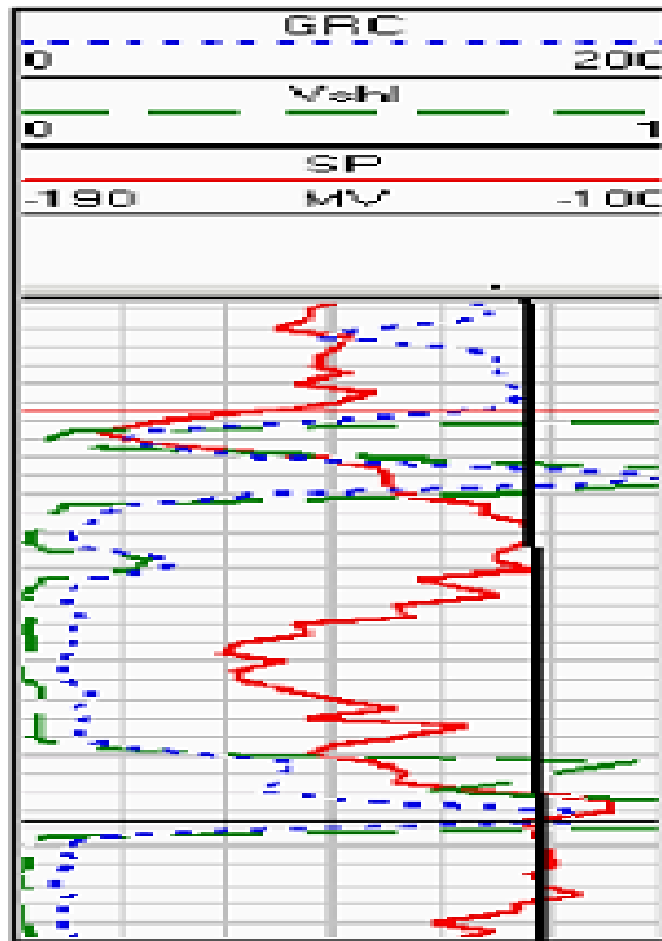
Registro no inducido más conocido como Potencial Espontáneo (SP), mide el potencial eléctrico que se produce en la interacción del agua de formación, el fluido de perforación (conductivo) y las lutitas. Su principio se fundamenta en la medición de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil que se encuentra en el pozo (el que capta la señal) y un electrodo fijo en la superficie.

También tiene otras utilidades como:

- Definir los límites de las capas porosas y establecer su correlación
- Determinar la resistividad del agua de formación e identificar zonas permeables.
- Estimar niveles de salinidad.

La figura 21, muestra el comportamiento de la curva SP en diferentes tipos de formaciones, en presencia de lutitas las lecturas del SP mantienen cierta estabilidad y tienden a seguir una línea recta en el perfil (color negro), dicha línea se la conoce como la línea base de lutitas, por otro lado, frente a formaciones permeables la curva SP (color rojo) se aleja de la línea base de las lutitas. En capas permeables con suficiente espesor, la desviación se mantiene estable lo que genera la denominada línea de arenas, dicha desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), la dirección de la desviación va a depender de la salinidad relativa del agua de formación y del filtrado de lodo. (Belmares, 2011)

Figura 21. Registro Potencial Espontáneo



Fuente: (Soto & Galeano, 2007)

c. Microperfil

Esta herramienta cuenta con un patín conformado por tres electrodos verticalmente, separados de uno entre otro por una pulgada de distancia, de manera que permiten dos mediciones con diferentes profundidades e investigación, dichas mediciones son un excelente indicador de presencia de invasión de fluidos. Las curvas de resistividad que se generan son la microinversa Rx1 y la micronormal R2, las cuales indican la movilidad de fluidos. (Garduza, 2019)

d. Doble lateroperfil (DLL)

En este registro de medición la corriente debe travesar el lodo y la zona invadida hasta alcanzar a la zona virgen, puesto que la medición generada es una combinación de

muchos efectos. A su vez, esta herramienta registra dos curvas de lateroperfil; la curva lateroperfil profunda (LLD) y la curva lateroperfil somero (LLS). (Garduza, 2019)

e. Perfil esférico enfocado (SFL)

Este perfil se encarga de medir la conductividad de la formación en las cercanías del pozo a la vez que proporciona la investigación a un nivel poco profundo, dicha información es requerida para evaluar el impacto de la invasión de fluidos en mediciones de resistividad de mayor profundidad, adicionalmente este perfil mide la resistividad de la zona lavada (Rxo).

1.3.3.2 Registros radioactivos

a. Rayos Gamma

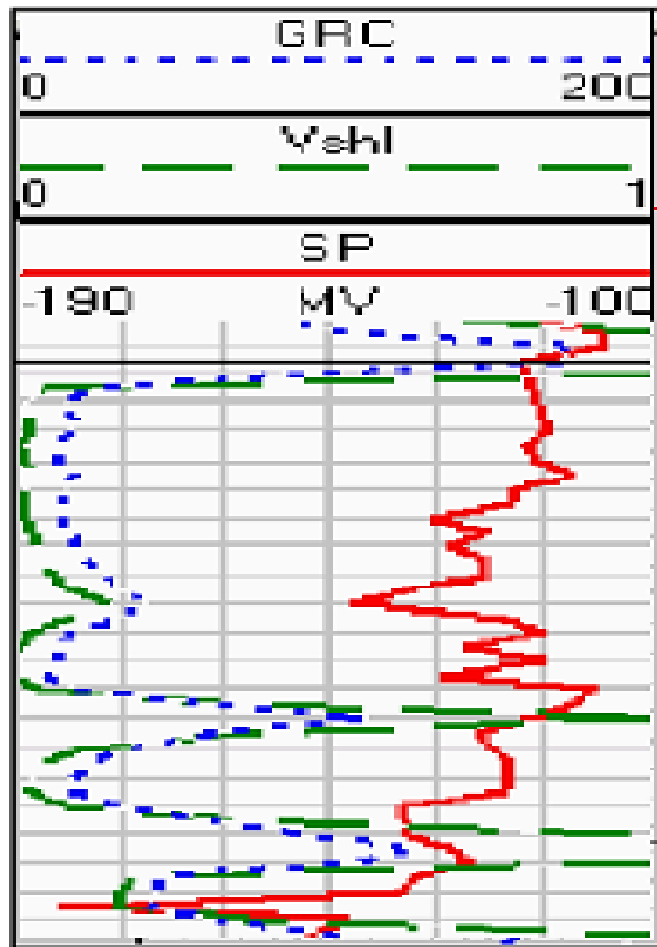
El registro Rayos Gamma (GM) se basa en la detección de las emisiones naturales de rayos gamma emitidos por las rocas, durante el proceso de meteorización de las rocas, los elementos radioactivos presentes en ellas se desintegran en partículas del tamaño de las arcillas, por consiguiente, las lutitas poseen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Cuanto mayor es la cantidad de arcilla en una roca, mayor será su emisión de rayos gamma. Los principales elementos radiactivos son: potasio (K40), torio (Th) y uranio (U). (Garduza, 2019)

La lectura del perfil se realiza de izquierda a derecha, donde los valores bajos indican la poca presencia de arcilla mientras que los valores alto indican mayor contenido de arcilla, dichos valores se expresan en grados API y generalmente se encuentran en un rango de 0 a 150 API.

Además, el registro de Rayos Gamma constituye una herramienta para calcular la cantidad de arcilla presente de las capas (Vsh), estimar el tamaño de grano, diferenciar litologías porosas de las no porosas y se puede correr en hoyo desnudo como hoyo entubado. (Flores, 2019)

En la figura 22, se observa que las formaciones limpias (Arenas) tienden a tener un nivel bajo de radioactividad a no ser que estén contaminadas con cenizas volcánicas o que las aguas de formación contengan sales disueltas de potasio.

Figura 22. Registro Rayos Gamma



Fuente: (Soto & Galeano, 2007)

b. Densidad (RHOB)

Aquel registro que permite medir la densidad de la formación por medio de la atenuación de rayos gamma emitidos desde una fuente y un receptor, en la fuente de rayos gamma, la radiación interactúa con los átomos presentes en la roca mientras que el receptor interno en la herramienta capta los rayos gamma dispersos que se liberan tras la interacción de los átomos, estos rayos se cuentan para indicar la densidad de la formación.

La herramienta lito densidad (LDL O LDT) sirve para calcular la densidad del sistema roca – fluido lo cual permitirá estimar la porosidad a partir de la densidad. Si el valor obtenido del registro de densidad es bajo quiere decir que se tiene una alta porosidad, y si es bajo presenta baja porosidad. Se expresa en g/cm^3 y sus valores están en un rango

de 1,95 a 2,95 g/cm³ para las calizas mientras que para los terrígenos y siliciclastos el valor va de 1,65 a 2,65 g/cm³. (Garduza, 2019)

c. Neutrón (TNPH)

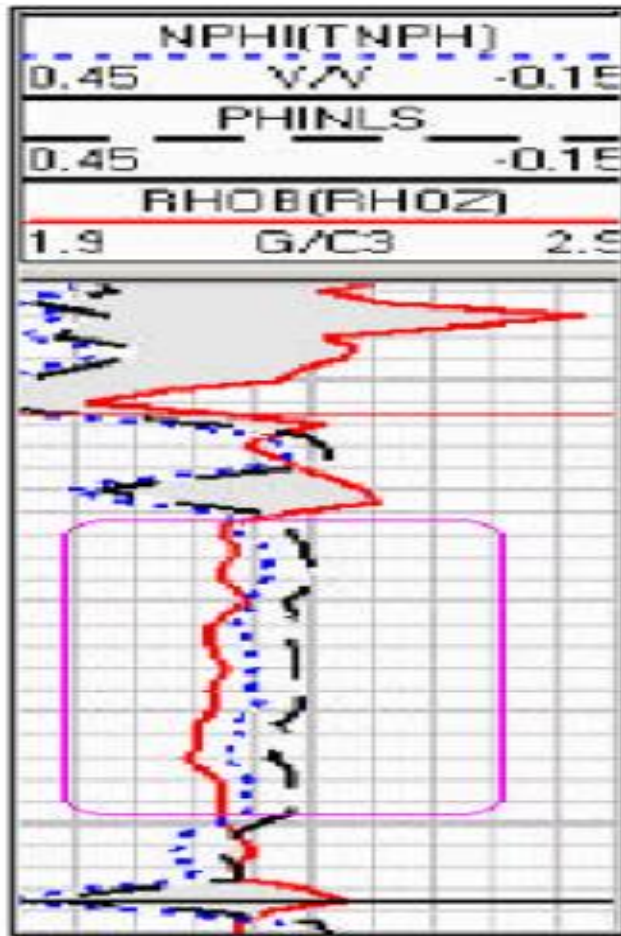
Estos registros se basan en la medición de concentraciones de hidrógenos lo cual indica la presencia de agua o petróleo en la formación. Su principio fundamental se basa en la emisión continua de neutrones de alta energía, los mismos que colisionan con los núcleos de los materiales de la formación, en cada colisión el neutrón va perdiendo energía y el núcleo que lo captura libera rayos gamma de alta energía.

Si la concentración de hidrogeno es alta, los neutrones se desaceleran rápidamente y son capturados cerca de la fuente, por el contrario, si la concentración es baja, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. La unidad de medida se expresa en fracción o en porcentaje y va de un rango de 0,45 a -0,15% para rocas calizas y dolomías, de 0,6 a 0% para terrígenos y siliciclastos. (Belmares, 2011)

Los registros de neutrón generalmente se encuentran calibrados para limestone (caliza), por lo tanto, se debe corregir la porosidad obtenida del registro aplicando un factor de corrección leído directamente de la Carta Por – 13b de Schlumberger. (Schlumberger E. L., 2009)

En la figura 23, se puede observar los registros de densidad y neutrón, en donde la zona marcada de morado presenta posibles zonas de gas y a la vez ambos registros se cruzan dando lugar a que la densidad sea más baja.

Figura 23. Registro Neutrón y densidad



Fuente: (Calderón, 2017)

1.3.3.3 Registros acústicos

Mide la velocidad del sonido a medida que las ondas atraviesan el pozo y está en función del tiempo de tránsito que requiere la onda sonora para recorrer un pie de formación. Se fundamenta en una herramienta constituida por un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que los capta y registra. Si el tiempo de tránsito es mayor, menor será la velocidad y por lo tanto mayor la porosidad de la roca. Su lectura va de derecha a izquierda y tiene como unidad de medida el s/m en una escala de 100 a 500 o s/ft con valores de 40 a 240 cabe destacar que la medición va a depender de la litología y porosidad de la formación. (Flores, 2019)

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

El estudio se llevó a cabo en el pozo SCHAR-501 del campo Sacha, ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, una región caracterizada por su alta actividad petrolera y geológica. Este campo, descubierto en la década de 1970, ha sido uno de los principales contribuyentes a la producción petrolera nacional. Sin embargo, la heterogeneidad petrofísica que posee el campo representa un desafío para su caracterización y explotación. El pozo SCHAR-501, perforado en abril de 2024, es el objetivo de estudio para la determinación de las unidades de flujo a través del método FZI, este pozo alcanzó una profundidad medida (MD) de 10,595 pies y una profundidad vertical verdadera (TVD) de 10,157 pies, además cabe destacar que, de acuerdo con la columna estratigráfica y los datos proporcionados del registro, el pozo SCHAR- 501 pertenece a la Arenisca Hollín.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La investigación es de diseño no experimental, ya que no se manipulan variables de manera directa, sino que se basa en el análisis e interpretación de datos previamente obtenidos de los registros eléctricos e información petrofísica del pozo SCHAR-501. El alcance de la investigación es de carácter analítico-explicativo, ya que busca analizar y explicar la relación entre las propiedades petrofísicas del reservorio como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos; y las unidades de flujo identificadas mediante el método del Indicador de Zona de Flujo (FZI), con esto se pretende identificar posibles zonas con potencial de petróleo, de esta forma esta información puede ser tomada en cuenta para futuros proyectos.

2.3. Tipo y métodos de investigación

La investigación es de tipo cuantitativo con un enfoque analítico - explicativo, ya que se centra en la recopilación y análisis de datos medibles obtenidos de los registros eléctricos como Densidad (RHON), Neutrón (TNPH) y Gamma Ray (GR) para calcular propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad, además la información recolectada proviene de tesis, artículos y libros acerca de las unidades de flujo,

caracterización petrofísica y la aplicación del método FZI en caracterización de reservorios.

El método de investigación aplicado es de tipo deductivo ya que parte de teorías y fundamentos técnicos previamente establecidos, como el modelo de Kozeny – Carman, el índice de calidad de la roca (RQI), y el indicador de zona de flujo (FZI), para posteriormente aplicarlos al análisis del pozo en estudio.

2.4. Población y muestra

- **Población de estudio:** Campo Sacha
- **Muestra:** El pozo SCHAR-501 constituye la muestra de estudio de esta investigación, se seleccionó este pozo debido a su reciente perforación y a la necesidad de determinar sus unidades de flujo a través del método antes mencionado. Este pozo simboliza un caso clave de estudio para evaluar las unidades de flujo y su impacto en la explotación y producción del reservorio.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para el desarrollo de la investigación, se emplearon técnicas e instrumentos de recolección de datos alineados con el enfoque cuantitativo y el análisis petrofísico. A continuación, se detallan las técnicas utilizadas:

2.5.1 Técnicas de recolección de datos

- **Medición directa:**

Se utilizó esta técnica para obtener la información petrofísica requerida a partir de los registros eléctricos Densidad (RHON), Neutrón (TNPH) y Gamma Ray (GR) correspondientes al pozo SCHAR-501. Esta información es necesaria para el cálculo de parámetros como porosidad efectiva y permeabilidad que son indispensables para la determinación de las unidades de flujo.

- **Análisis documental:**

Se realizó una revisión sistemática de fuentes bibliográficas como libros, publicaciones científicas, trabajos de investigación relacionados con la caracterización petrofísica de yacimientos, la metodología FZI y su aplicación a campos con características similares. Esto permitió establecer con claridad la

estructura del marco teórico y metodológico de la investigación, de la misma manera que se logró identificar criterios clave para la determinación y clasificación de las unidades de flujo.

2.5.2 Instrumentos de recolección de datos

➤ Registros eléctricos del pozo SCHAR-501:

Se utilizaron específicamente los registros de Bulk Density (RHON), Neutrón (TNPH) y Gamma Ray (GR), los cuales son fundamentales para el análisis petrofísico del pozo, ya que permiten la estimación de la porosidad efectiva, permeabilidad y la caracterización litológica de la formación. De manera particular, la curva de Gamma Ray se aplicó para identificar las zonas limpias de aquellas con contenido de arcilla, mientras que las curvas de densidad y neutrón permitieron calcular la porosidad mediante métodos combinados.

➤ Herramienta Automeris (WebPlotDigitizer)

Se empleó esta herramienta para digitalizar las curvas de los registros en un formato gráfico y convertirlas en datos numéricos tabulados, esto ayudó a que los valores obtenidos de la porosidad y Gamma Ray fueran más precisos y confiables.

➤ Herramientas de análisis numérico (Hoja de cálculo)

Se utilizaron para organizar los datos extraídos y posteriormente aplicar las fórmulas correspondientes de porosidad y permeabilidad de forma que se construyeron las tablas requeridas para el desarrollo de la metodología FZI.

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

La validez de los instrumentos empleados para el levantamiento de la información se sustenta en los registros eléctricos utilizados ya que son herramientas ampliamente reconocidas en la industria petrolera para la caracterización petrofísica de reservorios, además, se apoya en fuentes bibliográficas especializadas en el tema tratado, lo cual garantiza que los datos obtenidos sean bastante aproximados a los datos reales.

Con respecto a la confiabilidad de los instrumentos, se asegura en la consistencia y precisión con la que se obtuvieron los datos del pozo, específicamente proceden de

mediciones directas realizadas con equipos correspondientes, dichos valores garantizan una estabilidad en los resultados obtenidos, además las herramientas de digitalización de datos aseguraron la reducción de errores de manera que garantiza mayor confiabilidad en los resultados.

2.7. Metodología para la determinación de unidades de flujo

2.7.1 Selección de registros petrofísicos

Para llevar a cabo el proceso de determinación de las unidades de flujo del pozo SCHAR-501 se empezó por seleccionar los registros adecuados que en este caso son:

- Gamma Ray (GR)
- Bulk Density from Neutron (RHON)
- Thermal Neutron Porosity (TNPH)

El registro Gamma ray permite diferenciar las zonas de lutitas de zonas limpias, el registro de densidad (RHON) se empleó para calcular la densidad aparente de la formación y, por último, el registro Neutrón (TNPH), se utilizó para obtener valores de porosidades más confiables a partir del registro de neutrón. Estos registros fueron seleccionados debido a su capacidad de aportar la información necesaria para el proceso de determinación de parámetros petrofísicos y su posterior aplicación a la metodología FZI.

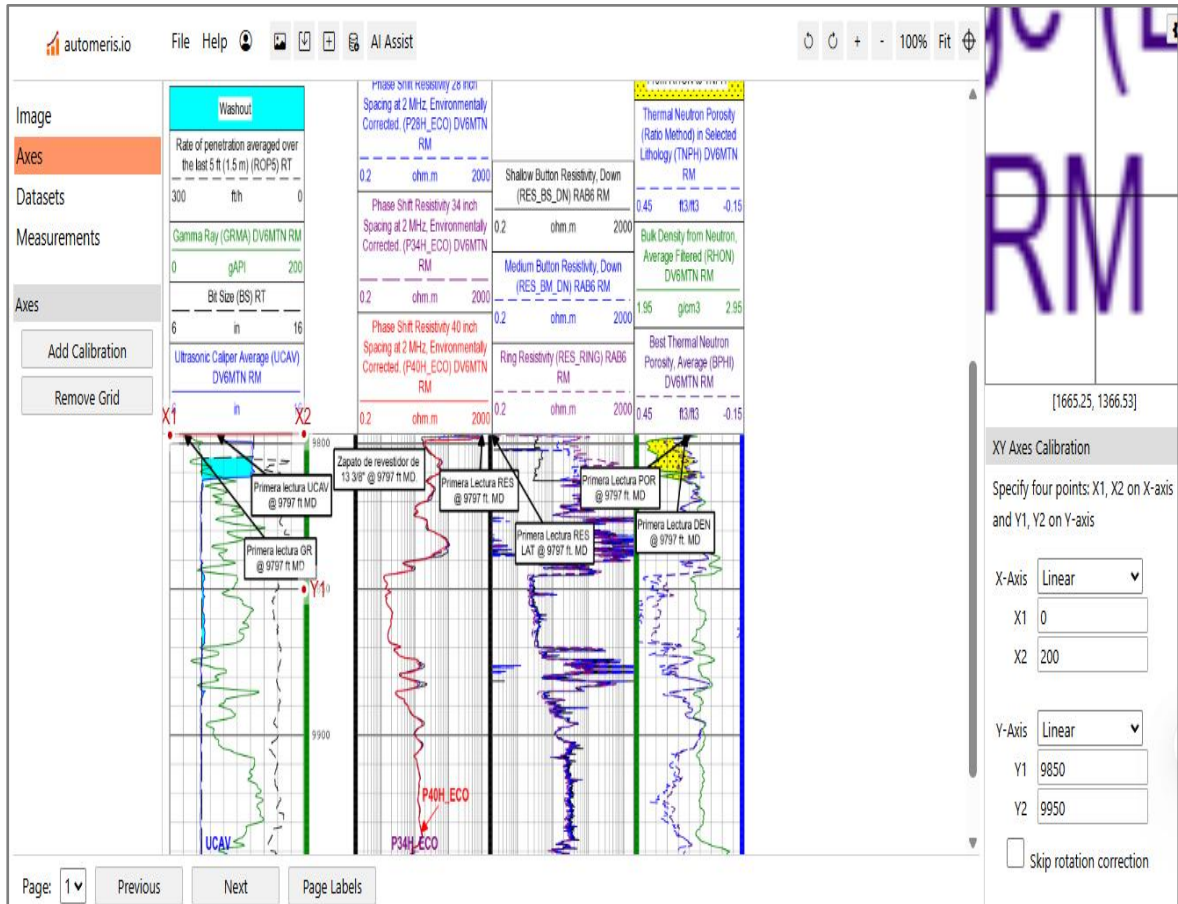
2.7.2 Digitalización e interpretación de registros

Una vez seleccionados los registros se procedió a la interpretación y análisis de estos, cabe destacar que la profundidad medida (MD) que abarcan los registros va de 9797 ft a 10530 ft, con ayuda de la herramienta Automeris WebPlotDigitizer se pudieron extraer los valores de Gamma Ray, Bulk Density y Neutron Porosity por cada pie de profundidad.

En primer lugar, se procedió a subir el archivo del registro, luego se calibraron los ejes X y Y en el apartado correspondiente, la calibración va de extremo a extremo del registro donde se establecieron los ejes X1, X2, Y1 y Y2 como se muestra en la figura 24, los valores del eje X lo indica el registro en la parte superior, en este caso del registro Gamma Ray los valores de X son 0 y 200 gAPI mientras que para los valores del eje Y se seleccionó de acuerdo a la profundidad del registro, cabe señalar que para este eje los valores varían ya que como se mencionó anteriormente el registro comprende una

profundidad de 9797 ft a 10531 ft, por lo cual para abarcar toda la profundidad se dividió el registro en tres partes.

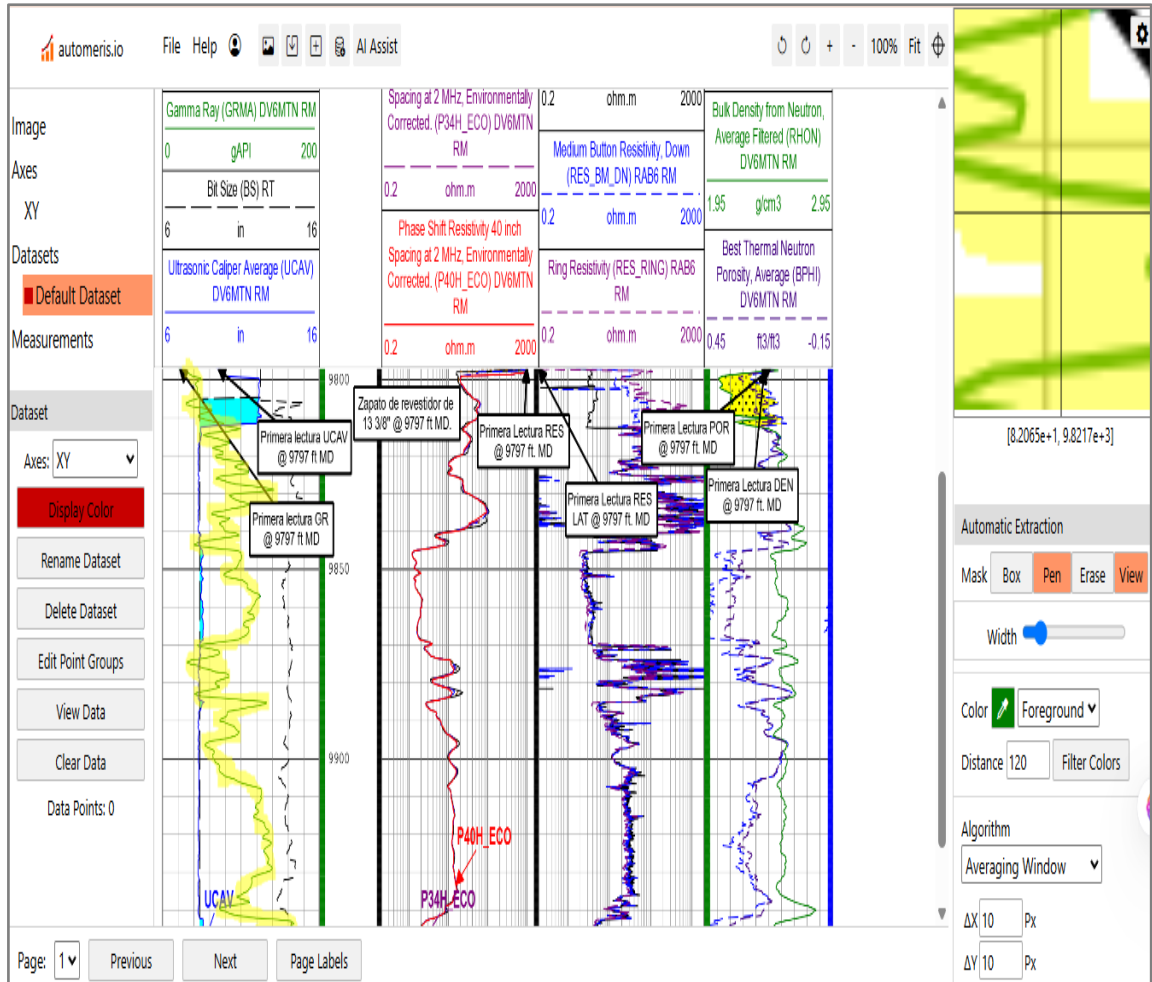
Figura 24. Digitalización de registros y calibración de ejes.



Fuente: Automeris WebPlotDigitizer, 2024

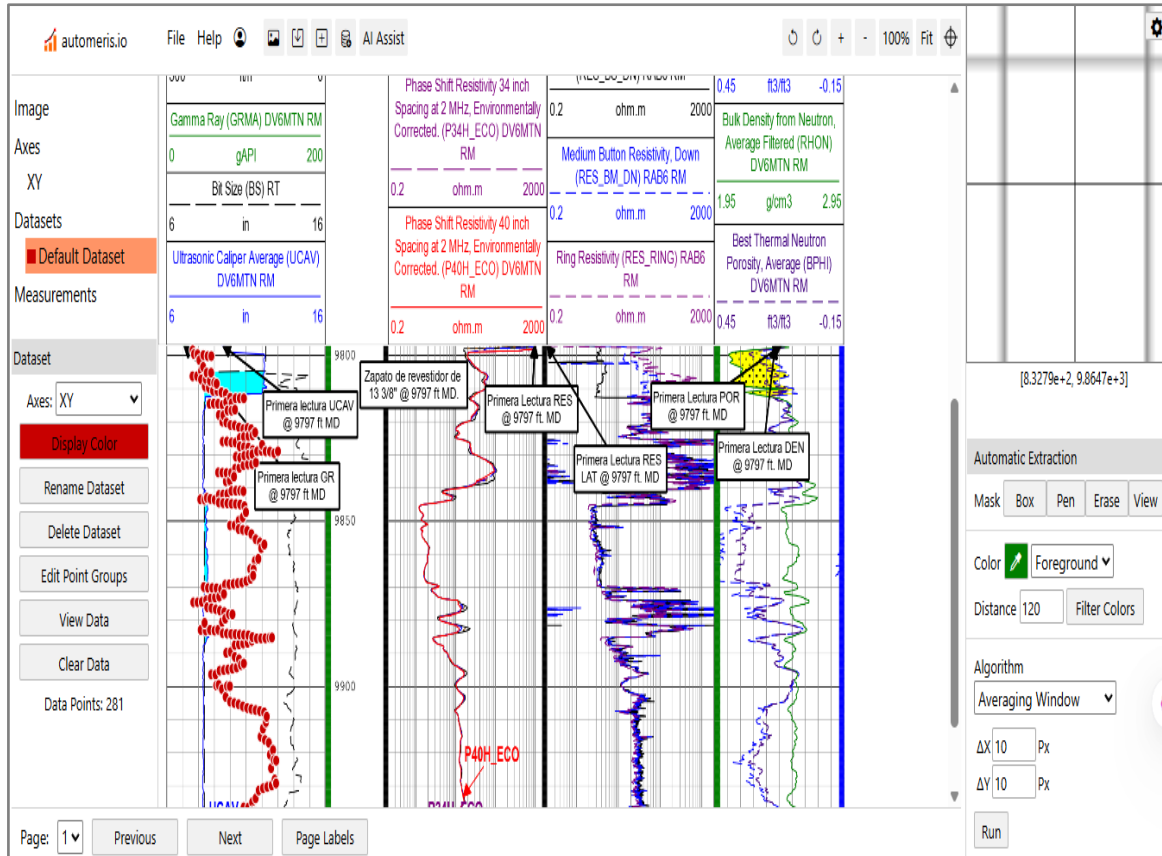
Esta herramienta permite extraer los puntos directos del registro, para ello una vez calibrado los ejes se resaltó con color amarillo la curva del Gamma Ray como se observa en la figura 25, posteriormente corremos el programa y la herramienta muestra los puntos que se seleccionaron, figura 26, una ventaja de esta herramienta digital es que permite añadir o eliminar puntos, además tiene la opción de ubicarlos de manera que queden mejor alineados a la curva del registro.

Figura 25. Selección de la curva del registro.



Fuente: Automeris WebPlotDigitizer, 2024

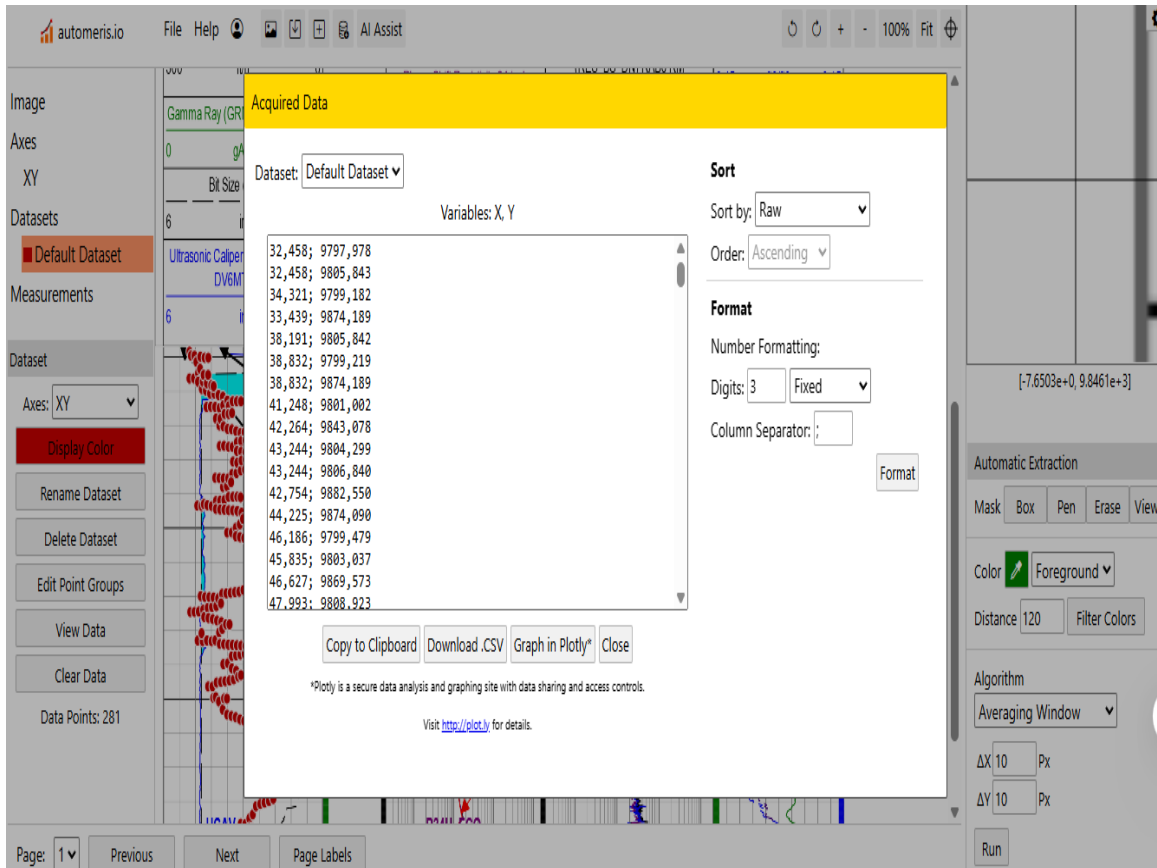
Figura 26. Puntos generados por la curva del registro



Fuente: Automeris WebPlotDigitizer, 2024

Una vez realizado lo anterior, se extrajo los datos proporcionados por la herramienta de manera que se procedió a copiarlos a una hoja de cálculo con la finalidad de tabularlos de manera ordenada y clara, figura 27, además de que esto permite una visión más detallada de los valores proporcionados de los registros, reduciendo márgenes de errores y una mayor confiabilidad del proceso.

Figura 27. Dataset generada por la curva del registro.



Fuente: Automeris WebPlotDigitizer, 2024

2.7.3 Porosidad por registro neutrón y densidad

En el registro original de Neutrón (TNPH), se indica que esta calibrado para limestone (caliza), por lo cual, es necesario aplicar un factor de corrección, mencionado lo anterior se aplicó la siguiente fórmula para la obtener la porosidad corregida:

$$\Phi_{corr} = \Phi_{BPHI} \times F_c \quad Ec. (30)$$

El valor del factor de corrección va a depender del tipo de litología, para este caso el valor correspondiente a zonas limpias es de 1,33 y para zonas con arcilla es de 1,15 de acuerdo con la lectura de la carta de Schlumberger Por-13b.

A partir de los valores de densidad obtenidos del registro densidad (RHON), se realizó el cálculo correspondiente para la obtención de la porosidad aplicando la siguiente fórmula:

$$\Phi_{RHON} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad Ec. (31)$$

Dónde:

ϕ_{RHON} : Porosidad obtenida del registro de densidad, fracción.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz, g/cm³

ρ_b : Densidad aparente (leída directamente del registro), g/cm³

ρ_f : Densidad del fluido, g/cm³

Para la densidad de la matriz y la densidad del fluido se usaron valores típicos ya establecidos, para ρ_{ma} se utilizó el valor de 2,65 g/cm³ y para ρ_f se usó el valor de 1 g/cm³ que es para agua dulce o salmuera.

Por consiguiente, obtenidos los valores de ambas porosidades se efectuó el cálculo del promedio de ambas porosidades con la finalidad de reducir o suavizar el sesgo de cada registro, además de que este nuevo valor de porosidad representa la porosidad total de la profundidad medida, ecuación 32.

$$\phi_{Total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad Ec. (32)$$

Dónde:

ϕ_{Total} : Porosidad promedio del registro densidad y neutrón, porcentaje o fracción decimal.

ϕ_N : Porosidad por neutrones, porcentaje o fracción decimal.

ϕ_D : Porosidad calculada del registro de densidad, porcentaje o fracción decimal.

La porosidad por neutrones es la porosidad corregida que se calculó con la ecuación 30, mientras que la porosidad por densidad se obtuvo con la ecuación 31. Los valores de la porosidad efectiva son indispensables para la obtención de los valores de la permeabilidad y RQI, y la posterior determinación del FZI.

2.7.4 Volumen de arcilla y porosidad efectiva

Antes de obtener los valores de porosidad efectiva se procedió a determinar de manera cuantitativa el volumen de arcilla (Vsh) por cada pie de profundidad con la ecuación 33, esto con la finalidad de estimar cuanto contenido de arcilla tiene la formación, además de reforzar la interpretación litológica obtenida gracias al registro de Gamma Ray y así distinguir zonas limpias de las zonas lutíticas.

$$V_{SH} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad Ec. (33)$$

Dónde:

GR_{log} : Valor medido de Gamma Ray, gAPI.

GR_{min} : Valor mínimo de Gamma Ray, gAPI.

GR_{max} : Valor máximo de Gamma Ray, gAPI.

Con la ecuación 34 se puede ajustar la porosidad para obtener la porosidad efectiva considerando el volumen de arcilla, entonces teniendo los valores de porosidad total y volumen de arcilla se procedió a aplicar la ecuación mencionada:

$$\phi_e = \phi_T \times (1 - V_{SH}) \quad Ec. (34)$$

Dónde

ϕ_e : Porosidad efectiva, porcentaje o fracción decimal.

ϕ_T : porosidad total, porcentaje o fracción decimal.

V_{SH} : volumen de arcilla, porcentaje o fracción decimal.

2.7.5 Determinación de la permeabilidad e Índice de calidad de reservorio (RQI)

En el capítulo 1, se muestra la ecuación 7, que es la ecuación que se aplicó para el cálculo de la permeabilidad por Kozeny y Carman, sin embargo, en vista de que no se cuenta con datos reales para el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano (S_{vg}) y la constante C, ya que por lo general estos datos se los obtiene por muestras de núcleo o pruebas de laboratorio, se optó por utilizar un rango de valores típicos para estas propiedades, cabe mencionar que se emplearon valores para formaciones limpias y formaciones con contenido de arcilla ya que gracias al registro Gamma Ray y al volumen de arcilla se pudo identificar estas zonas. Es necesario señalar que la ecuación por Kozeny y Carman tiene como unidad el cm^2 , por lo tanto, se debe realizar la respectiva conversión a milidarcys (mD) para posteriormente aplicar la ecuación 8 y obtener los valores de índice de calidad de reservorio (RQI).

2.7.6 Aplicación del método FZI

Para poder aplicar la ecuación del FZI primero se debe calcular la porosidad reducida según la metodología de Amaefule con la ecuación 9, una vez realizado este cálculo se procedió a emplear la ecuación 12 correspondiente al FZI, lo cual permitió determinar las unidades de flujo presentes en el pozo por cada pie de profundidad, las cuales son significativamente buenas debido a la combinación de buenas propiedades petrofísicas.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos de la interpretación de los registros de pozos, los parámetros petrofísicos como la porosidad efectiva, permeabilidad, RQI y FZI a partir del análisis de la interpretación de los registros geofísicos del pozo SCHAR-501. Además, se identificará las unidades de flujo y su comportamiento de acuerdo con los resultados del FZI, cabe señalar que de la herramienta Automeris WebPlotDigitizier se generó un conjunto de 720 datos.

3.1 Análisis de la interpretación de los registros de pozos.

La tabla 12 muestran una parte de los datos digitalizados de los registros, estos datos están en función de la profundidad.

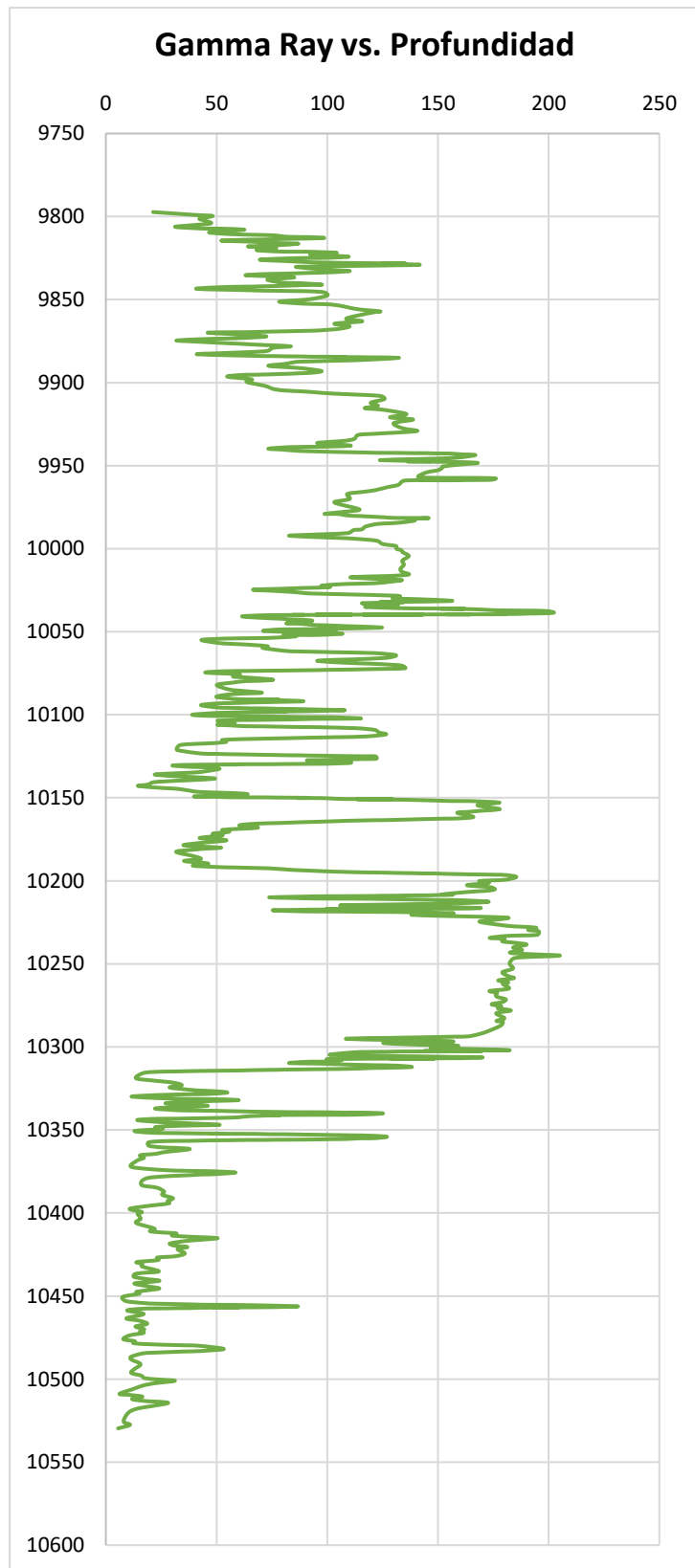
Tabla 12. Dataset generada por cada curva de cada registro.

Gamma Ray		Bulk Density		Neutron Porosity	
Valor	Profundidad	Valor	Profundidad	Valor	Profundidad
21,315	9797,312	2,438	9797,111	0,203	9798,106
33,107	9798,387	2,475	9797,276	0,216	9798,194
41,568	9799,175	2,499	9797,469	0,235	9798,29
48,299	9799,685	2,525	9797,542	0,272	9798,802
42,3	9801,294	2,4	9797,817	0,287	9799,459
44,986	9802,536	2,373	9797,975	0,268	9800,467
....

Elaborado por: González Ginger, 2025

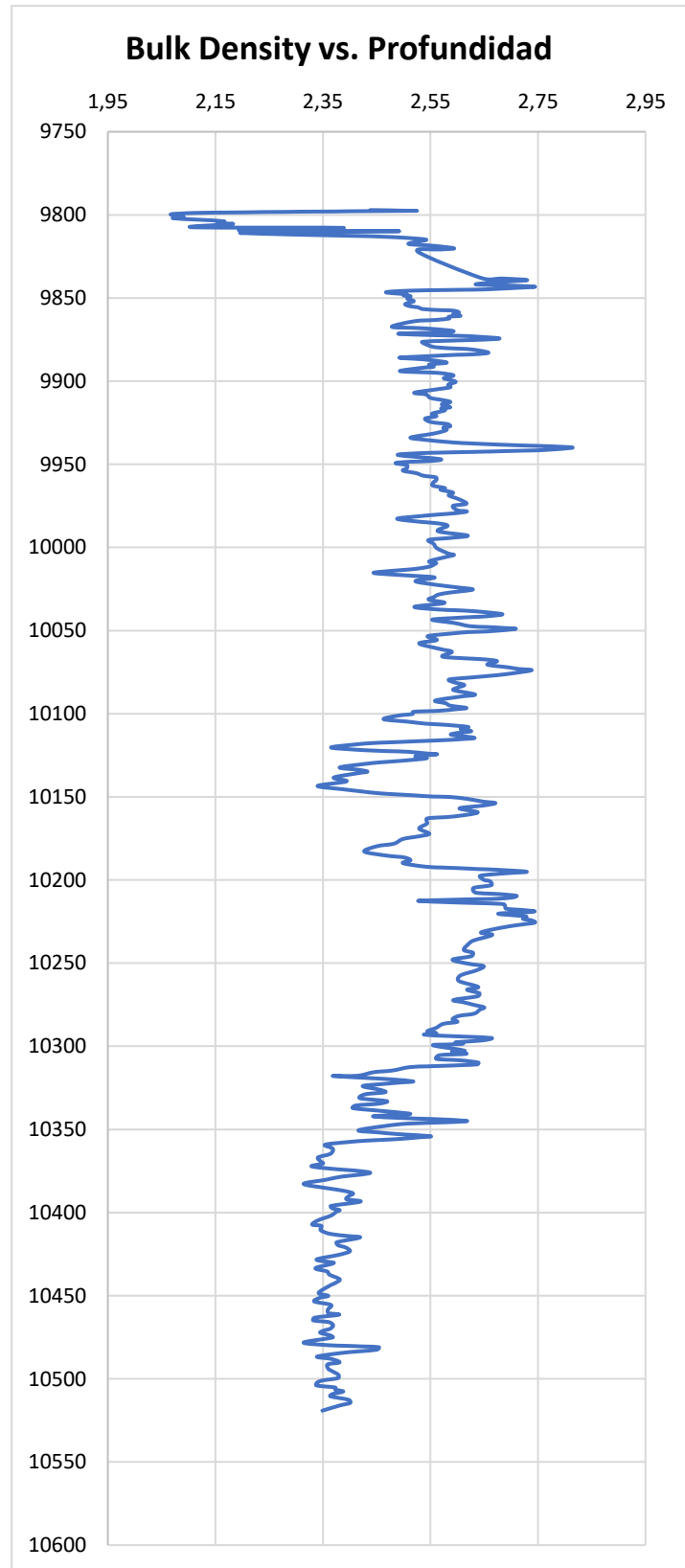
Por consiguiente, se graficaron los valores de Gamma Ray vs. Profundidad, Bulk Density vs. Profundidad y Neutrón Porosity vs. Profundidad demostrando así una gran similitud con las curvas de los registros previamente mencionados, las gráficas se pueden observar en las siguientes figuras 28, 29 y 30.

Figura 28. Registro Gamma Ray vs. Profundidad.



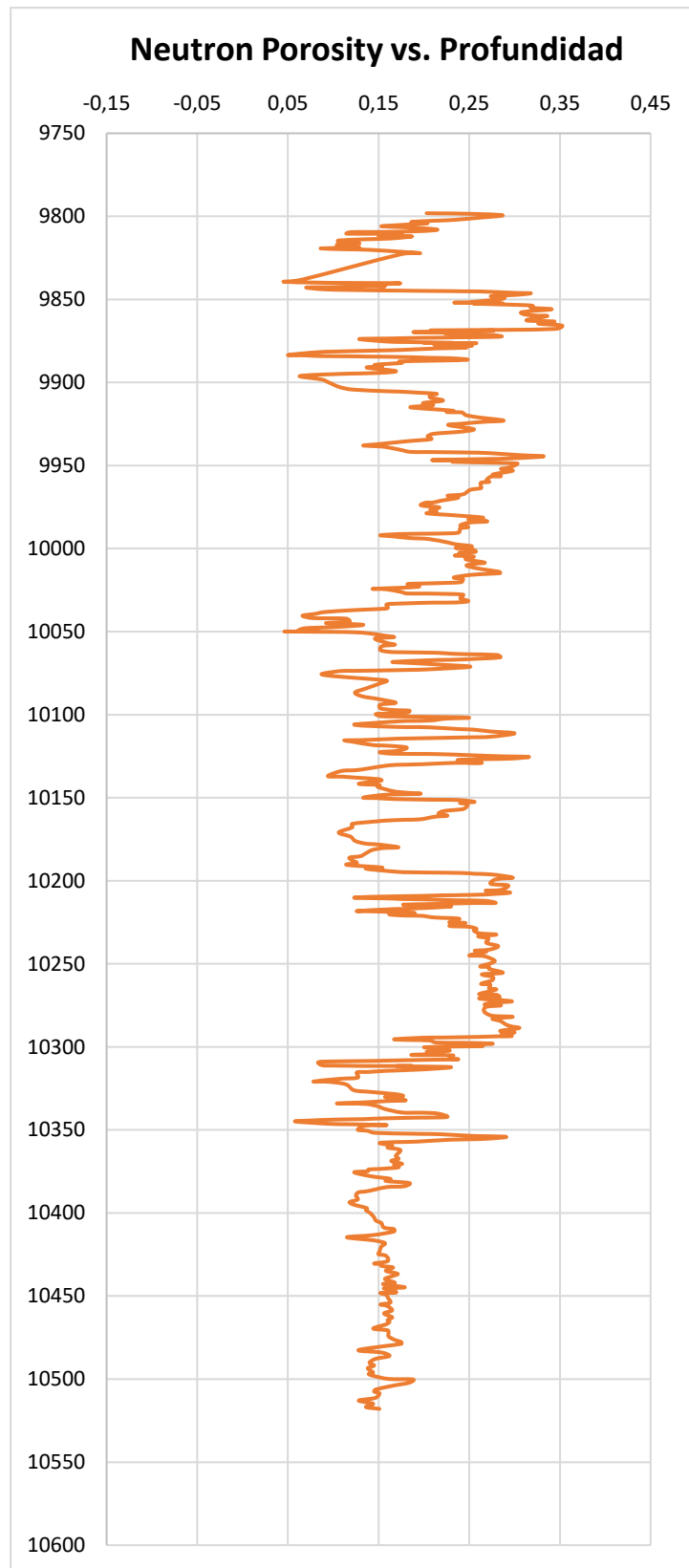
Elaborado por: González Ginger, 2025

Figura 29. Registro Bulk Density vs. Profundidad



Elaborado por: González Ginger, 2025

Figura 30. Registro Neutrón Porosity vs. Profundidad.



Elaborado por: González Ginger, 2025

Posterior a la etapa de extracción de datos, en la hoja de cálculo se efectuó una limpieza o depuración de los datos de los tres registros, esto con el fin de eliminar datos que se hayan repetido al momento de digitalizar en la herramienta antes mencionada, para ello los valores obtenidos se estructuraron en un formato tabular de forma que coincidan con la profundidad correspondiente. Esto facilita el manejo de datos y asegura mayor coherencia en los cálculos posteriores. La tabla 13 muestra parte de los datos obtenidos después de la depuración.

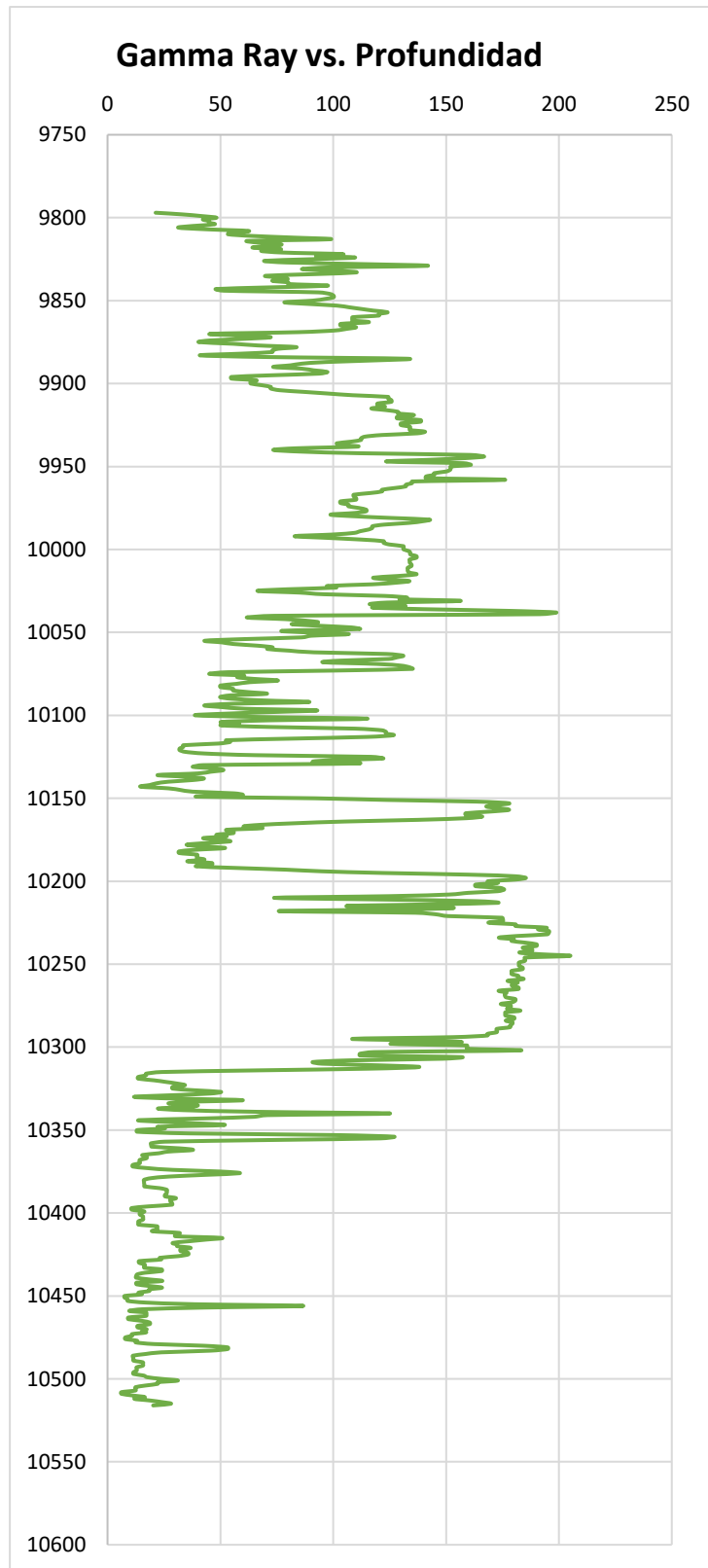
Tabla 13. Datos obtenidos después de la depuración.

DATOS LIMPIOS			
Profundidad	Gamma Ray	Bulk Density	Neutron Porosity
9797	21,315	2,438	0,203
9798	33,107	2,34	0,203
9799	41,568	2,109	0,272
9800	48,299	2,067	0,268
9801	42,3	2,091	0,268
9802	44,986	2,071	0,232
9803	44,986	2,115	0,211
9804	47,351	2,166	0,204
....

Elaborado por: González Ginger, 2025

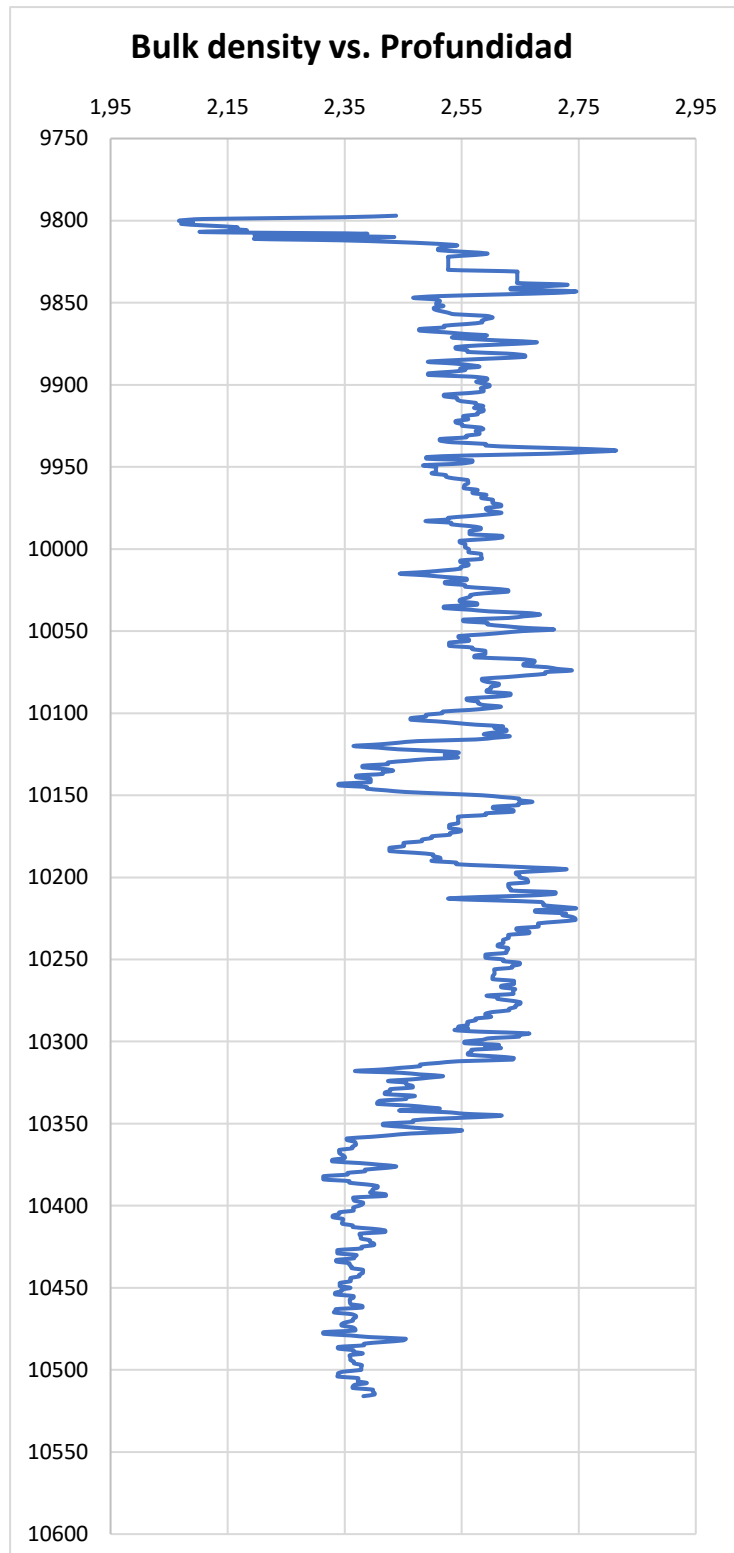
En las figuras 31, 32 y 33 se observan las curvas de los registros posterior a la depuración de datos.

Figura 31. Registro Gamma Ray vs. Profundidad después de la depuración de datos.



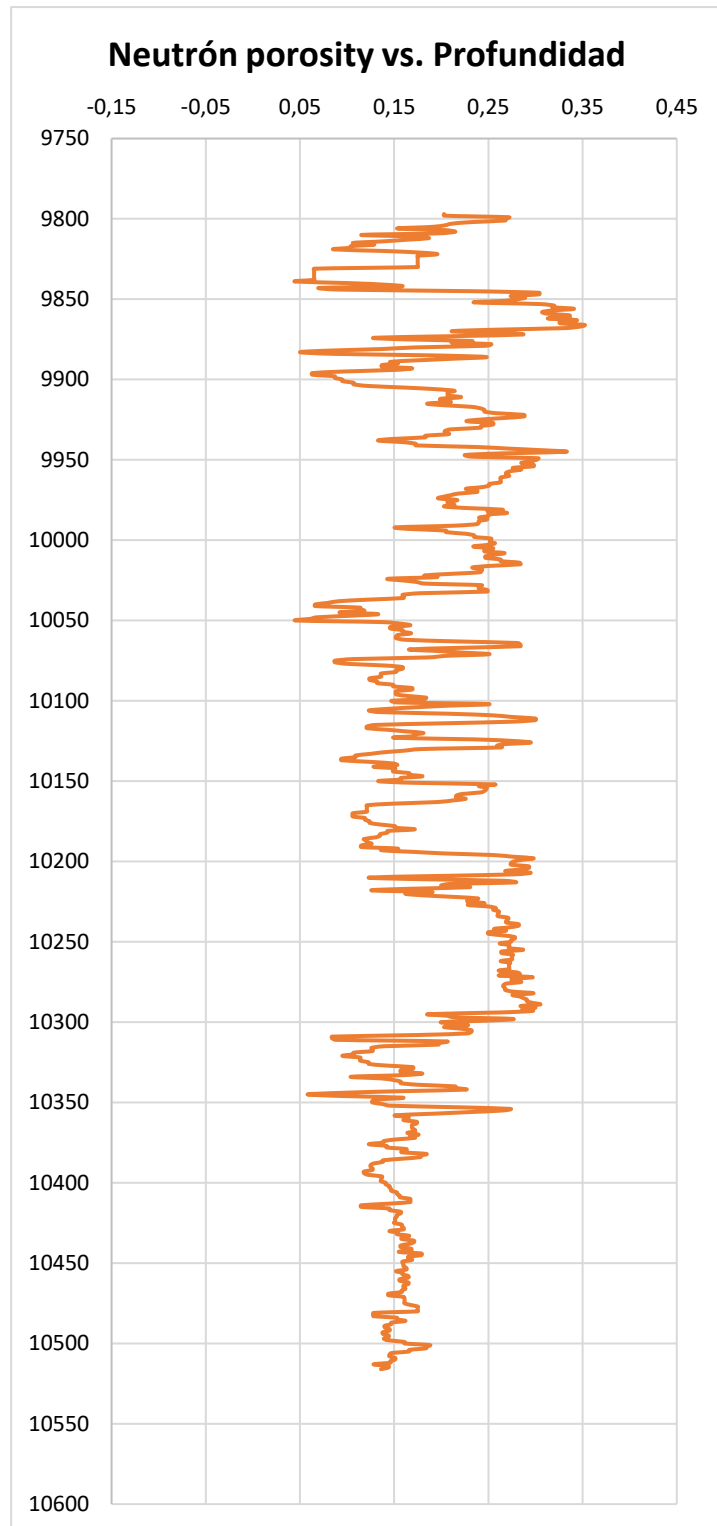
Elaborado por: González Ginger, 2025

Figura 32. Registro Bulk density vs. Profundidad despues de la depuración de datos



Elaborado por: González Ginger, 2025

Figura 33. Registro Neutrón Porosity después de la depuración de datos



Elaborado por: González Ginger, 2025

Consecuentemente, se realizó el análisis de la curva del registro Gamma Ray para descartar las zonas de lutitas, se identificaron zonas con valores mayores a 75 gAPI, lo que indica zonas de lutitas o shale, es decir alta presencia de arcillas, también se encontraron valores de 45 a 75 gAPI, estas zonas indican una presencia moderada de arcillas, mientras que para los valores menores a 45 gAPI señalan indicios de bajo contenido de arcilla, es decir, zonas limpias, las zonas que presentan baja arcillosidad corresponden a las zonas de mayor interés, además, esto quiere decir que el pozo fue perforado en una zona con intercalaciones de lutitas, lo cual concuerda con la columna estratigráfica que ubica al pozo en la Arena Hollín.

De la interpretación del registro de densidad (RHON), se obtuvo valores de densidad aparente por encima de 2.5 g/cm³ lo que sugiere una menor porosidad, mientras que los valores por debajo de 2,5 g/cm³ los presentan las formaciones limpias lo cual indican una porosidad mayor.

Del análisis del registro Neutrón (TNPH), en su mayoría se obtuvieron valores de porosidad mayor a 20% lo cual indican una porosidad buena a excelente, también se observaron valores en un rango de 10 a 20% lo que muestra una porosidad moderada, pero también se obtuvieron ciertos valores menores a 10% lo que resulta en una baja porosidad indicando zonas no muy productivas.

3.2 Análisis de resultados de la porosidad efectiva

Como se mencionó en la sección anterior para poder calcular la porosidad efectiva primero se determinó el porcentaje de contenido de arcilla, lo cual dio los siguientes resultados de Vsh.

Tabla 14. Volumen de arcilla.

Profundidad	Volumen de arcilla (Vsh)	Litología
9797 – 9811		
10130 – 10149	< 0,28 (28%)	Zonas limpias
10314 – 10516		

9849 – 9852 9887 - 9894	0,28 < Vsh < 0,35 (28 – 35%)	Zonas con arcilla
9853 – 9868 9942 – 9978	> 0,35 (35%)	Zonas con alto contenido de arcilla (Lutitas)

Elaborado por: González Ginger, 2025.

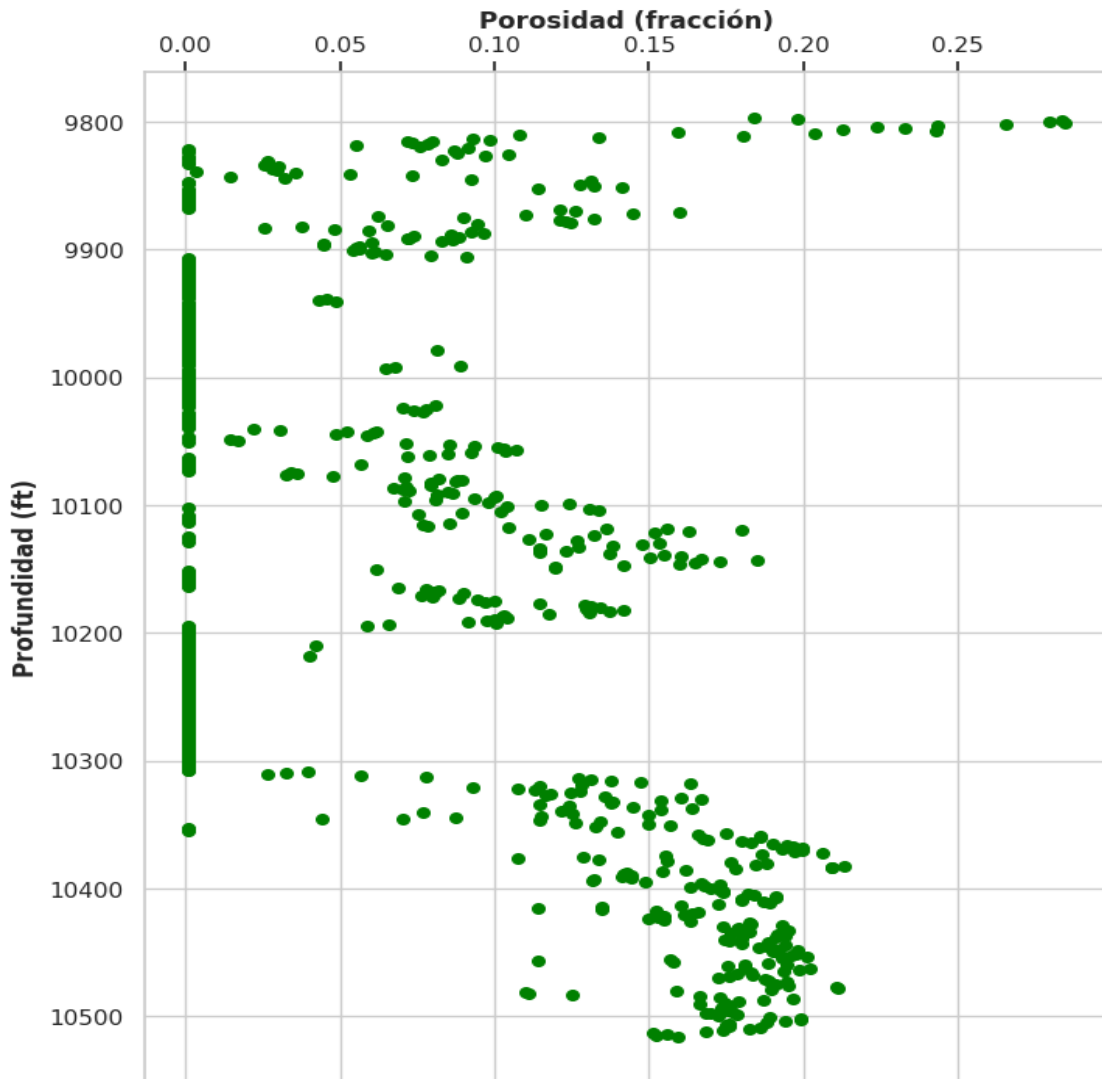
La tabla 14 muestra el rango de los resultados obtenidos al aplicar la ecuación del volumen de arcilla, dando como resultado que desde los intervalos de profundidad de 9797 a 9811 ft, 10130 – 10149 ft y 10314 – 10516 ft se tienen valores menores al 28% que de acuerdo con la literatura corresponden a formaciones limpias; también se obtuvo valores entre el 28% al 35% a la profundidad de 9848 – 9852 ft y 9887 – 9894 ft, esto da a entender que se tiene zonas de arena con arcilla; por último, a la profundidad de 9853 – 9868 ft y 9942 – 9978 ft el volumen de arcilla excede al 35% lo que quiere decir que son zonas de lutitas o sellos.

Para la obtención de la porosidad efectiva se consideró el volumen de arcilla, la figura 34 muestra el comportamiento en función de Profundidad vs. Porosidad, se observa que a la profundidad de 9790 ft - 9811 ft y de 10300 ft – 10516 ft se tiene una porosidad >15%, es decir presentan porosidades muy buenas a excelentes, lo cual corresponde a zonas limpias, mientras que de 9812 ft – 10218 ft se concentran porosidades de entre el 5 al 15% lo que indica porosidades buenas o regulares, pertenecientes a zonas de arena que se intercalan con arcillas, prácticamente las zonas limpias y las zonas con arcilla representan el 75% de la data.

Los puntos que marcan en 0,001 corresponden a las zonas de lutitas que se identificaron gracias al análisis del registro Gamma Ray y la determinación del volumen de arcilla, en este caso se decidió descartar estas zonas asignándoles el valor mencionado con la finalidad de optimizar el proceso para obtención del FZI y la posterior identificación de unidades de flujo, esta zona representa el 25% restante de la data.

También se observa una tendencia regular que conforme aumenta la profundidad la porosidad también aumenta, entonces la zona intermedia presenta buenas porosidades mientras que la zona inferior se concentran las porosidades excelentes.

Figura 34. Porosidad vs. Profundidad



Elaborado por: González Ginger, 2025

3.3 Análisis de la permeabilidad obtenida por Kozeny y Carman

Para la aplicación de la ecuación 7 por Kozeny y Carman se optó por utilizar rangos de valores típicos para el área superficial específica por unidad de grano (S_{gv}) y la constante de Kozeny y Carman (C), estos rangos se presentan en la tabla 15.

Tabla 15. Datos utilizados para calcular la permeabilidad.

Datos para formaciones limpias	Datos para zonas con arcilla
-----------------------------------	------------------------------

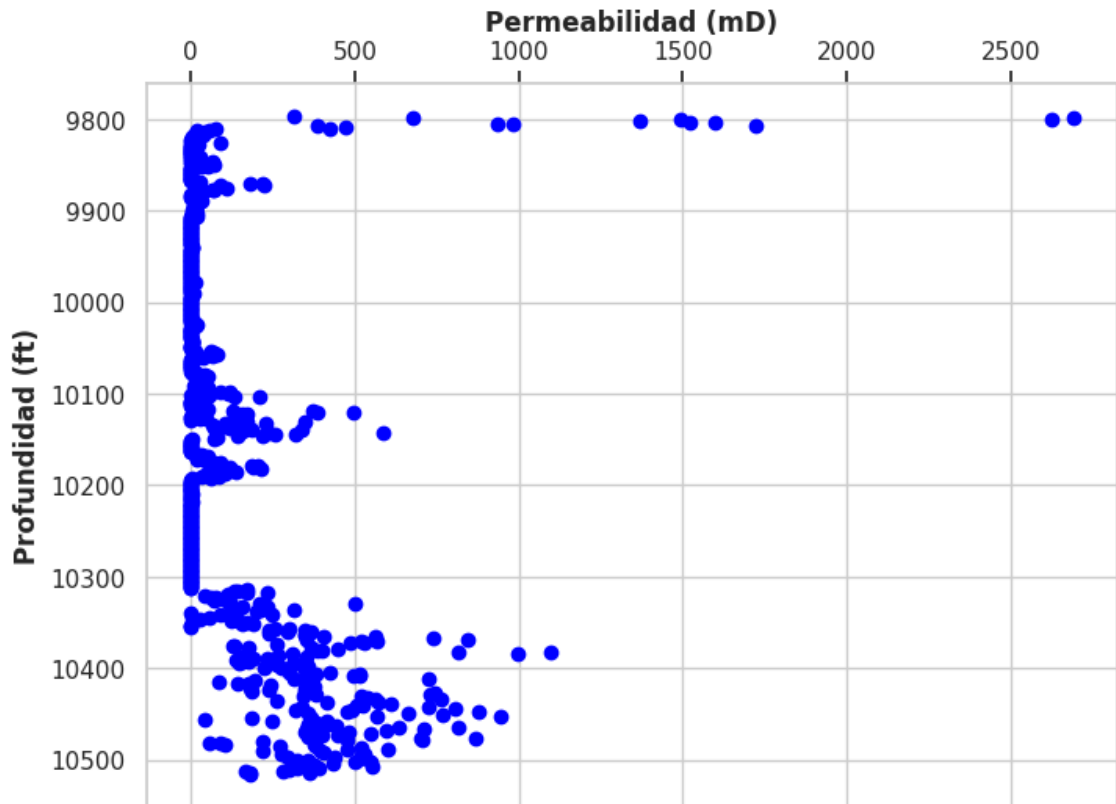
C (constante Kozeny – Carman)	0,2 – 0,5	0,05 – 0,2
Sgv (cm^{-1})	1100 – 1800	1800 – 3000

Elaborado por: González Ginger, 2025

Los resultados de permeabilidades obtenidos se muestran en la figura 35, donde se observa que desde la profundidad de 9797 ft a 9811 ft la permeabilidad está en el rango de 314 mD a 1721 mD, con excepción de los dos puntos donde la profundidad ronda los 9800 ft y se tiene una permeabilidad de 2600 mD, estas permeabilidades altas pueden deberse a la alta porosidad en ese intervalo.

Aquí también se descartaron las zonas de lutitas asignándoles el valor de 0,001 y se puede ver en la gráfica como los puntos se ubican en 0,001 a distintas profundidades, también se puede observar que la mayor concentración de puntos se da en la parte inferior donde la permeabilidad va desde 100 a 900 mD, lo cual se clasifica como una permeabilidad intermedia – alta y a la vez indican zonas de alta calidad ya que concuerdan con porosidades buenas, por otro lado, también se observaron valores de permeabilidad por debajo de los 100 mD lo que indica una permeabilidad moderada, estas permeabilidades concuerdan en la mayoría con zonas que se clasificaron como zonas limpias, mientras que los valores obtenidos menores a 10 mD se presentaron en zonas arcillosas.

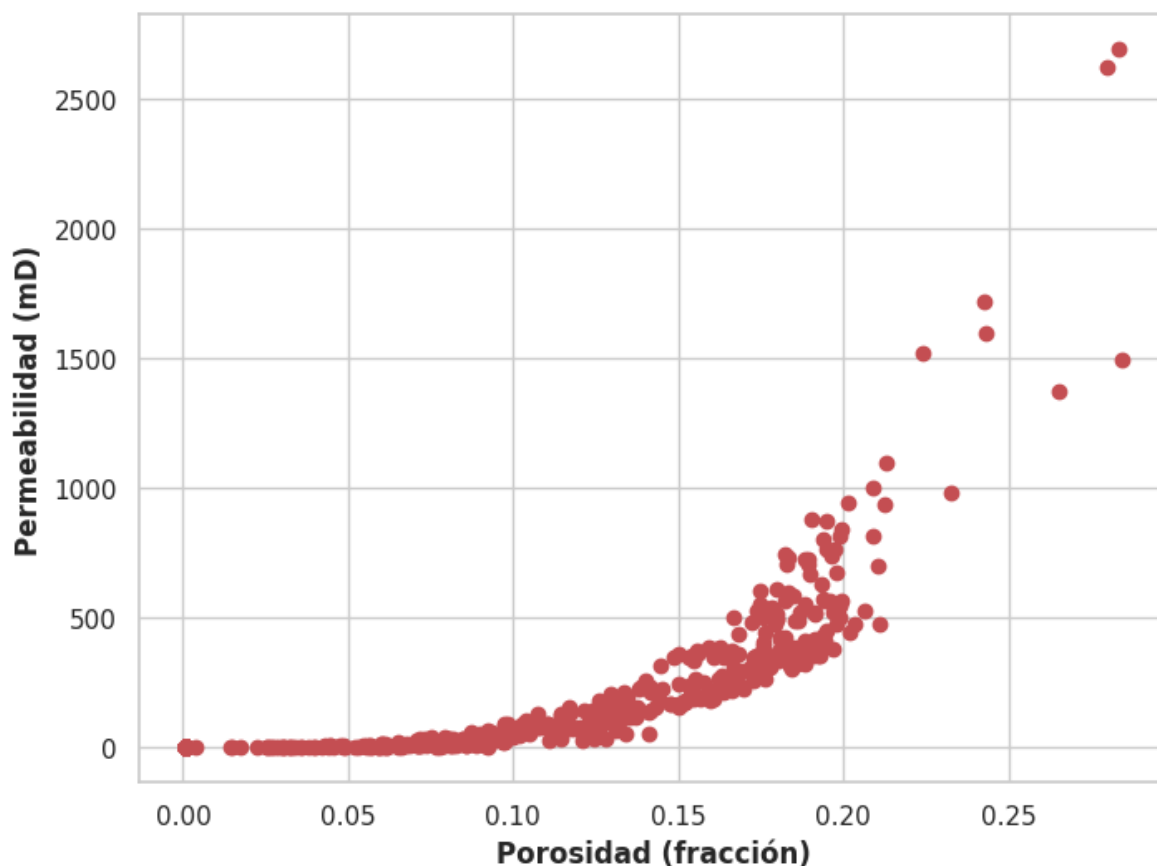
Figura 35. Permeabilidad vs. Profundidad.



Elaborado por: González Ginger, 2025

La figura 36 muestra el comportamiento de la porosidad en función de la permeabilidad, se evidencia como a medida que la porosidad aumenta, la permeabilidad también lo hace lo cual indica una relación directa y positiva entre ambas propiedades, además de que sugiere una buena conectividad de los poros.

Figura 36. Porosidad vs Permeabilidad.



Elaborado por: González Ginger, 2025

3.4 Distribución de las unidades de flujo aplicando la metodología FZI

Una vez obtenidos los valores de porosidad y permeabilidad, que comprenden las principales propiedades de la roca, se procedió a la obtención de los resultados del índice de calidad del reservorio (RQI), de manera que la figura 37 en escala logarítmica se observan los resultados RQI en función de la porosidad reducida de acuerdo al método de Amaefule calculada con la ecuación 9, la intersección con el eje vertical representa el valor de RQI para cada una de las zonas mencionadas anteriormente.

La línea verde corresponde a valores de la primera unidad flujo denominada como UHF1 y tienen un FZI en el rango de 6 a 9,06 μm , clasificadas como excelente, estos valores de FZI se dieron principalmente en zonas clasificadas como limpias; la línea amarilla se la denomina UHF2 que es la segunda unidad de flujo donde el FZI va de 3,36 a 6 μm y se la clasifica como una zona de calidad buena y se presentaron en zona con contenido de arcilla; por último, la línea roja corresponde a los valores de las zonas de lutitas UHF5,

que al inicio se indicó que se descartaron para optimizar el proceso, entonces esta línea roja representa esa zona clasificada como sello o barrera de flujo por ende es una zona que no aporta a la producción de fluidos. Además, en el gráfico también se observa que la zona amarilla tiende a chocar con la zona verde lo que indica que en esa transición se presentan zonas limpias y zonas arcillosas.

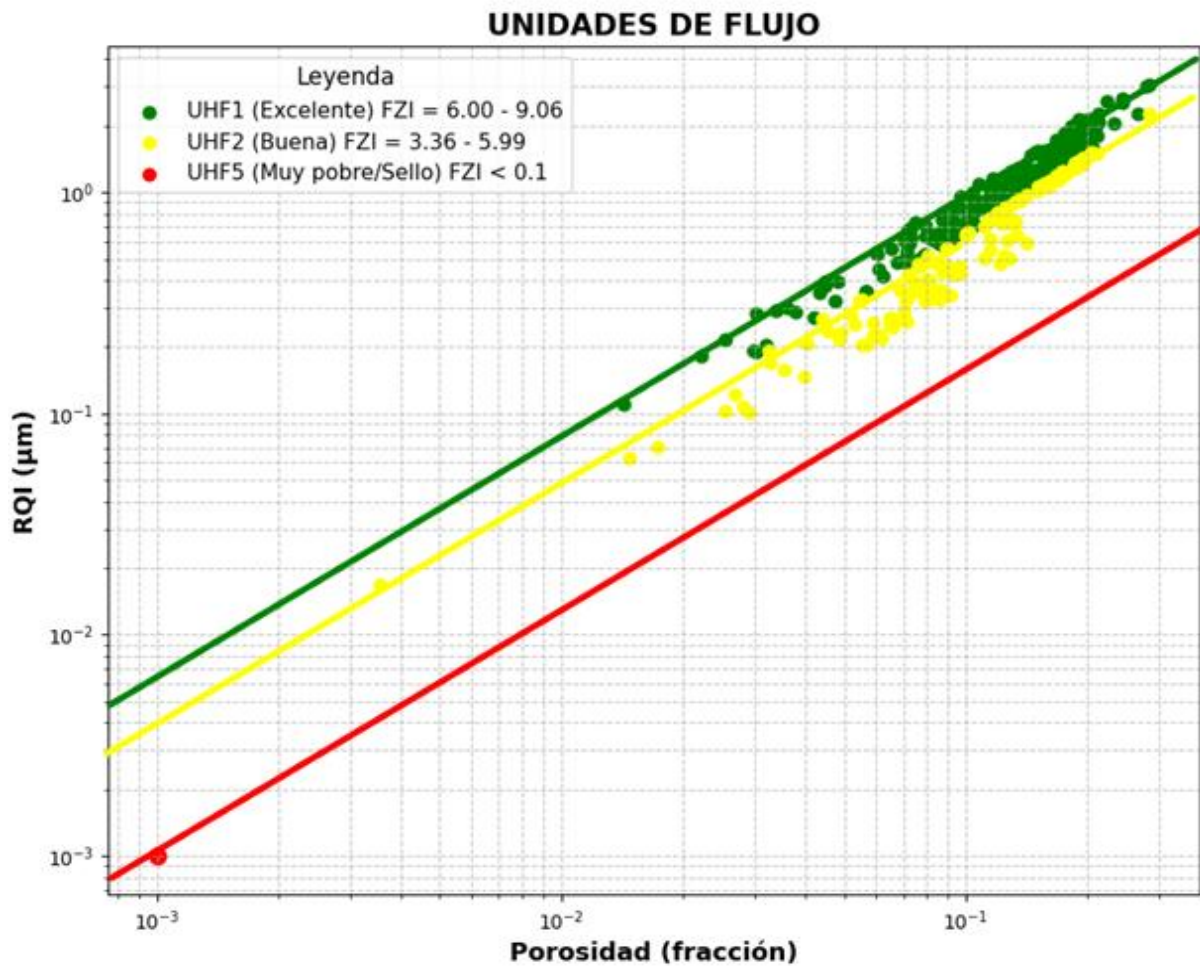
Por consiguiente, se identificaron tres unidades de flujo (UHF) denominadas cada una como UHF1, UHF2 y UHF3 para el pozo SCHAR-501 perteneciente a la formación Hollín del campo Sacha, en la tabla se observan los intervalos de las unidades de flujo, siendo el FZI=9,06 μm que forma parte de UHF 1, el valor más alto por lo tanto representa la mejor unidad ya que mientras mayor sea la unidad mayor será la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo; para la zona de UHF2 el FZI=3,36 μm corresponde a la menor unidad de flujo, sin embargo, este intervalo no es de mala calidad más bien representa una zona dentro del pozo con buen potencial ya que sus unidades de flujo se clasifican como buenas.

Tabla 16. Resultados obtenidos de FZI.

Campo Sacha	FZI (μm)	UHF
Pozo SCHAR - 501	6 – 9,06	UHF 1
	3,36 – 6	UHF 2
	< 0, 1	UHF 3

Elaborado por: González Ginger, 2025

Figura 37. Unidades de flujo



Elaborado por: González Ginger, 2025

La tabla 17 muestra un extracto de todo el conjunto de resultados obtenidos para cada uno de los parámetros petrofísicos evaluados: la porosidad efectiva, permeabilidad, RQI, FZI y la clasificación de calidad de la roca de acuerdo con la profundidad del pozo.

Se visualiza que las zonas categorizadas como excelentes y buenas muestran, en su mayoría, valores de permeabilidades y porosidades óptimas dentro de los rangos establecidos, lo que sugiere una capacidad favorable para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos. No obstante, también se identificaron valores de FZI buenos y excelentes que presentaron porosidades moderadas y permeabilidades relativamente bajas, este comportamiento sugiere que, si bien el FZI se encuentra correlacionado con la porosidad y permeabilidad, la clasificación de la calidad hidráulica no depende de ellas sino de otros factores que influyen como la geometría y buena conectividad de los poros.

Como se mencionó anteriormente, el tramo desde 9799 a 9807 ft presenta altas permeabilidades y porosidades, lo cual se ve reflejado en valores buenos de RQI y FZI, esta zona en específico representa un alto potencial hidrocarburífero para ser producida, además, los resultados obtenidos de RQI para toda la profundidad del pozo llegan a un máximo de 3,5 μm . De la misma forma, se integran los resultados correspondientes para la zona de lutitas, a las cuales se les asignó el valor constante de 0,001 para cada uno de los parámetros, reflejando su baja capacidad de almacenamiento y flujo.

Por consiguiente, la tabla refleja la heterogeneidad del pozo evidenciada por la variabilidad de los parámetros en conjunto calculados a lo largo de la profundidad medida del pozo que presenta alternancias de zonas de alta y buena calidad con zonas de lutitas en cortos intervalos de profundidad.

Tabla 17. Resultados obtenidos tras la aplicación del método de FZI

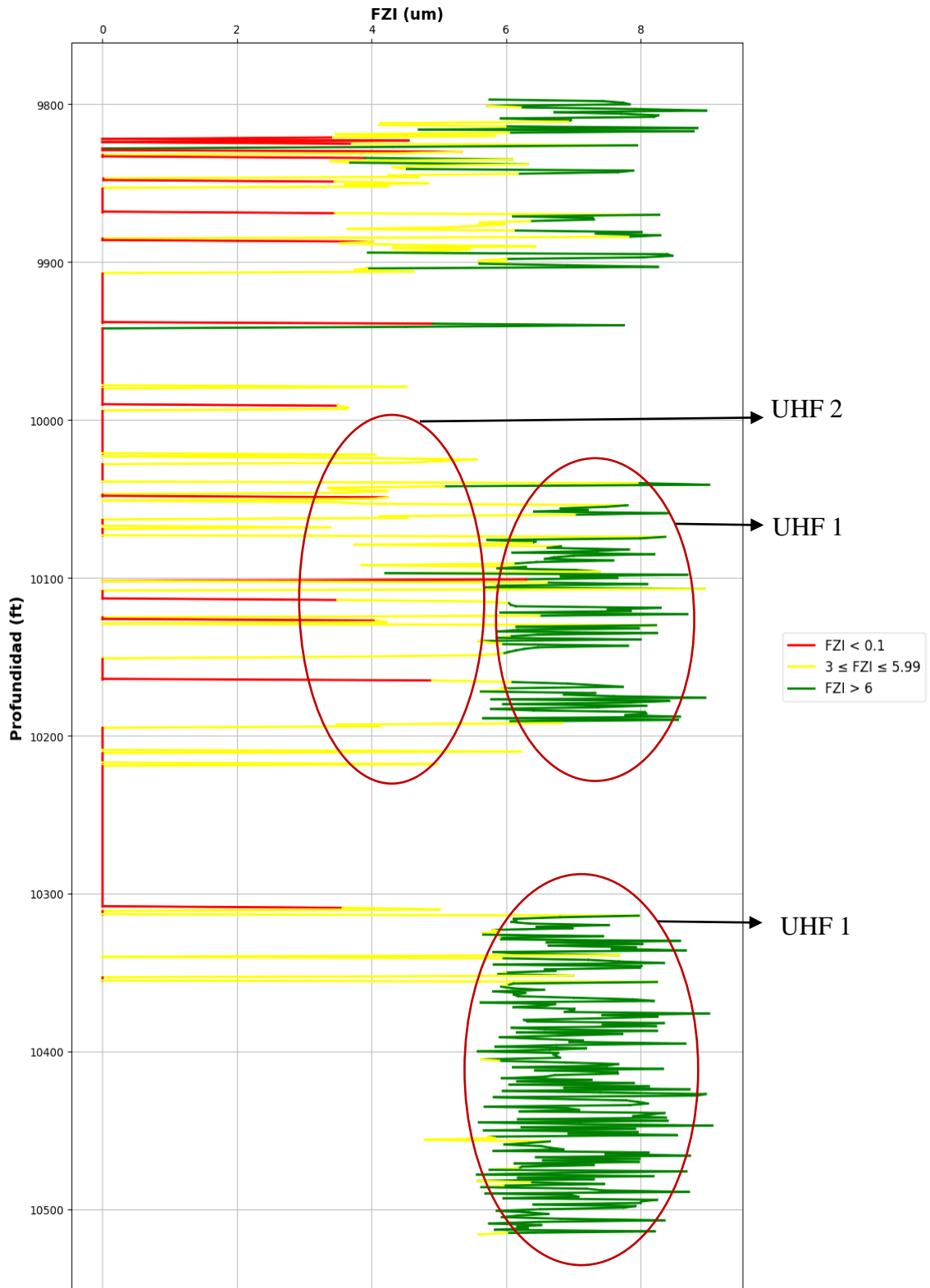
Profundidad (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	RQI (um)	FZI (um)	Calidad de roca	UHF
9797	0,1840	314,3760	1,2978	5,7535	Buena	UHF2
9798	0,1979	676,6809	1,8361	7,4415	Excelente	UHF1
9799	0,2834	2690,4998	3,0594	7,7352	Excelente	UHF1
9800	0,2797	2623,3852	3,0411	7,8322	Excelente	UHF1
9801	0,2844	1491,6840	2,2739	5,7206	Buena	UHF2
9802	0,2654	1369,8872	2,2561	6,2462	Excelente	UHF1
9803	0,2434	1599,3124	2,5454	7,9128	Excelente	UHF1
9804	0,2238	1519,7938	2,5873	8,9712	Excelente	UHF1
9805	0,2328	981,4565	2,0386	6,7163	Excelente	UHF1
9812	0,1339	55,3988	0,6388	4,1331	Buena	UHF2
9813	0,0928	16,7049	0,4212	4,1161	Buena	UHF2
9814	0,0985	43,1897	0,6576	6,0204	Excelente	UHF1
9815	0,0719	34,1975	0,6847	8,8363	Excelente	UHF1
9816	0,0798	13,4869	0,4082	4,7052	Buena	UHF2
9817	0,0732	35,7890	0,6941	8,7820	Excelente	UHF1
9818	0,0786	21,1505	0,5152	6,0423	Excelente	UHF1
9819	0,0554	2,3286	0,2036	3,4725	Buena	UHF2
9820	0,0758	17,5779	0,4781	5,8273	Buena	UHF2

9846	0,1310	66,6402	0,7083	4,7008	Buena	UHF2
9847	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	Sello	UHF5
9848	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	Sello	UHF5
9849	0,1278	33,1979	0,5060	3,4521	Buena	UHF2
9850	0,1321	72,7699	0,7369	4,8397	Buena	UHF2
9851	0,1412	50,3461	0,5930	3,6079	Buena	UHF2
9852	0,1143	34,7784	0,5478	4,2455	Buena	UHF2
9853	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	Sello	UHF5
9854	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	Sello	UHF5
10340	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	Sello	UHF5
10341	0,1249	91,7601	0,8511	5,9629	Buena	UHF2
10342	0,1499	246,7299	1,2737	7,2210	Excelente	UHF1
10343	0,1151	116,3178	0,9983	7,6758	Excelente	UHF1
10344	0,0873	56,4396	0,7982	8,3421	Excelente	UHF1
10345	0,0439	3,1869	0,2674	5,8172	Buena	UHF2
10346	0,0705	26,3730	0,6073	8,0079	Excelente	UHF1
10347	0,1147	124,2631	1,0337	7,9823	Excelente	UHF1
10348	0,1340	140,6759	1,0174	6,5749	Excelente	UHF1

Elaborado por: González Ginger, 2025

Finalmente, en la figura 38, se pueden visualizar las unidades de flujo en función de la profundidad, los picos representan los valores de FZI, a simple vista se reconoce que las mejores unidades de flujo que corresponde a UHF 1 se encuentran desde profundidades que van desde 9800 – 9940 ft; 10050 – 10190 ft y 10310 a 10516 ft, es decir, una parte de estas unidades se concentran en la parte superior, intermedia e inferior, siendo este último intervalo de profundidad la sección donde mejor se agrupan las unidades de flujo de excelente calidad, mientras que las unidades de flujo de buena calidad UHF 2 se concentran más en la parte superior e intermedia específicamente en el rango de profundidades de 9810 – 10030 ft, la zona de UHF 5 corresponde a la zona de lutitas es decir son sellos o barreras de flujo por lo tanto impiden el movimiento de fluidos y se encuentran a la profundidad de 9830 – 10030 ft y de 10070 a 10310 ft, entonces en la gráfica ayuda a identificar como las zonas de buena y excelente calidad se encuentran alternadas por ciertas zonas de sellos con excepción del último tramo de profundidad donde se visualiza que dicha zona está libre de sello.

Figura 38. FZI vs. Profundidad



Elaborado por: González Ginger, 2025.

3.5 Petróleo original in situ (POES)

De acuerdo con la literatura el POES estimado para la formación Hollín es de 2905 MMbbl esto representa más del 50% del POES del Campo Sacha, es decir que esta formación contiene un alto volumen de hidrocarburos, sin embargo no todas las zonas son potencialmente recuperables es aquí donde entra el análisis de FZI, el cual ayuda a distinguir zonas altamente potenciales de las zonas que posiblemente no aporten la misma eficiencia y no sean viables para ser producidas, en este contexto y de acuerdo con los resultados obtenidos de FZI para el pozo SCHAR – 501 se evidencia que las zonas principalmente aptas para ser producidas serían las que tienen FZI alto debido a que concentrarían mayores volúmenes de petróleo, como se indicó en la gráfica anterior estas zonas se encuentran a altas profundidades, específicamente el mayor volumen se concentraría desde los 10310 – 10516 ft. Para el caso de los FZI con calidad buena, aunque sus valores no sean tan altos de igual forma representan potencial para ser producidos, entonces la combinación de FZI excelentes y buenos demuestra como el POES se encuentra distribuido por zonas.

CONCLUSIONES

- De acuerdo con la zona de estudio del Campo Sacha se caracterizaron las propiedades petrofísicas, específicamente la porosidad y permeabilidad a partir de los registros de pozo de neutrón y densidad.
- Los resultados de la obtención de la porosidad y permeabilidad indicaron que el pozo SCHAR – 501 presenta porosidades que van desde el 5 al 15% e incluso se obtuvo valores que superan el 20%, de la misma forma se presentaron permeabilidades altas desde los 100 a 900 mD llegando incluso a 2000 mD específicamente en el tramo de 9799 a 9807 ft, así mismo se obtuvieron permeabilidades intermedias y moderadas por debajo de los 100 mD.
- El método por FZI permitió determinar tres unidades de flujo denominadas UHF 1, UHF 2 y UHF 5 para la zona de estudio, en este caso se obtuvieron resultados de FZI mayores a $6 \mu m$ en la zona de UHF 1 lo que indicó zonas de alta calidad, para la zona de UHF 2 los resultados obtenidos de FZI van desde 3 a $6 \mu m$ reflejando una zona con calidad buena y por último, está la zona correspondiente a UHF 5 que representa las zonas denominadas como lutitas y que para este estudio se les asignó el valor de 0,001, por ende los resultados de FZI en esa sección son de muy baja calidad considerándose las como barreras de flujo.
- El POES de la formación Hollín es de 2905 MMbbl, este valor engloba a toda la formación, pero no todas las zonas son aptas para producir las, de acuerdo con el análisis de los resultados de FZI se estableció que las mejores zonas son las que tienen FZI altos mayores a $6 \mu m$ e intermedios de 3 a $6 \mu m$, siendo la zona de lutita una sección con muy mala calidad considerada sello o barreras de flujo.

RECOMENDACIONES

- Desarrollar el análisis petrofísico integrando otros registros de pozos con la finalidad de obtener una caracterización más completa de las propiedades del Campo.
- Realizar análisis de núcleos a lo largo de las zonas de interés identificadas con el fin de validar y complementar las interpretaciones petrofísicas derivadas de los registros del pozo.
- Aplicar la metodología por FZI a otros pozos vecinos e integrar los resultados de las unidades de flujo a un modelo de simulación numérica con el fin de obtener un escenario más detallado sobre la distribución de las unidades de flujo y la heterogeneidad del Campo teniendo así una mejor visualización del comportamiento dinámico del yacimiento.
- Realizar estudios que demuestren la factibilidad y viabilidad técnica - económica para efectuar trabajos de perforación y producción en las zonas detectadas con gran potencial de petróleo.

REFERENCIAS

- Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A., Edwards, J., & Fordham, E. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*, 19, 48 - 67.
- Aguinaga, J., & Borja, A. (15 de Febrero de 2011). *Estudio de los pozos cerrados para ser Rehabilitados a la producción del Campo Sacha*. Repositorio Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2783>
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir engineering handbook*. Texas: Gulf Publishing Company.
- Álvarez, S., & Vélez, G. (2011). Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. *ResearchGate*. doi: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.30423.83364>
- Amaefule, J., Altunbay, M., & Tiab, D. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *One Petro*. doi:<https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Arandia, A. (2018). *Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del Mioceno Temprano como potencial gasífero presentes en la cuenca de la Guajira, Campo Chuchupa en el área de influencia del pozo C1*. Repositorio Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia: <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/2264>
- Arteaga, J. (2023). *Evaluación petrofísica de registro de pozos petrolíferos utilizando Python*. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena: <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9064>
- Bautista, J., Rincón, M., Morales, S., & Vicencio, J. (2018). *Análisis petrosísmico 3D de las formaciones Dallas Houston Base y París, bloque 8 del Campo Cloudspin*. Instituto Politécnico Nacional.
- Bazante, C. (4 de Marzo de 2025). *Lo que sabemos sobre: La situación del Campo Sacha*. LupaMedia.

- Bedón, P. (Agosto de 2020). *Análisis del comportamiento de producción de petróleo basado en escenarios para los Campos Sacha y Shushufindi*. Biblioteca Digital Escuela Politécnica Nacional: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21209>
- Belmares, J. (2011). *Distribución espacial de parámetros petrofísicos por modelación fractal en la caracterización estática de yacimientos*. Instituto Politécnico Nacional.
- Bermúdez, J., & Valdez, C. (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*. Repositorio Escuela Superior Politécnica del Litoral: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/52266>
- Calderón, C. (2017). *Modelo petrofísico del miembro U - formación Napo en la zona sur del Campo Sacha de la cuenca Oriente del Ecuador*. Obtenido de Repositorio Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17167>
- Castillo, O., & Ortega, A. (2016). *Análisis, interpretación y aplicación en un pozo petrolero al noreste de la República Mexicana*. Repositorio Universidad Nacional Autónoma de México: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/420707>
- Castro, C. (2025). *Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena*: <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/13112>
- Castro, N., & Mederos, I. (2016). Generación de modelo petrofísico-estratigráfico del Campo Chimire, Venezuela. *Revistas Fuentes: El Reventón Energético*. doi:<https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016008>
- Cavalotto, M. (2021). *Identificación de unidades de flujo*. Biblioteca digital Universidad Nacional Arturo Jauretche: <https://rid.unaj.edu.ar/handle/123456789/2107>
- Chele, J., & Veliz, N. (2024). *Modelado Petrofísico para identificar sweet spots en la arena U de la cuenca Oriente*. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena: <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11776>
- Cordero, E. (2017). *Estudio de la porosidad como característica petrofísica de las rocas*: <https://steemit.com/stemespanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-caracteristica-petrofisica-de-las-rocas>

- Darya, K., & Sameera, H.-A. (2023). Prediction of Hydraulic Flow Units for Jeribe Reservoir in Jambour Oil Field Applying Flow Zone Indicator Method. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*.
doi:<https://doi.org/10.31699/IJCPE.2023.2.7>
- De La Cruz, Y. (2013). *Módulo para el cálculo de parámetros petrofísicos en el sistema de análisis de interpretación de registro de pozos Anper*. Repositorio Universidad de las Ciencias Informáticas:
<https://repositorio.uci.cu/jspui/handle/ident/8790>
- Flores, J. (2019). *Determinación de unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del Lago de Maracaibo - Venezuela*. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena:
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/8295>
- Fuentes, L. (27 de Mayo de 2021). *Simulación numérica de la inyección de agua de baja salinidad (LSW) en yacimientos carbonatados usando simulador comercial*. Academia:
https://www.academia.edu/51010053/Tesis_Final_LYFC_SNY
- Gallegos, A. (2013). *Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo J en la plataforma Sacha 380 del campo Sacha*. Repositorio Escuela Politécnica Nacional:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6882>
- Garduza, V. (Diciembre de 2019). *Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones*. Instituto Tecnológico de Petróleo y Energía: https://itpe.mx/wp-content/uploads/2023/12/Manual_de_Registros_Geofisicos.pdf
- González, C. (2014). *Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva*. Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Autónoma de México: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/390732>
- González, J., Linares, A., Rodríguez, D., Chacón, A., & Vásquez, J. (2023).
Determinación de un indicador de zona de flujo en yacimientos convencionales

- y no convencionales mediante registros de resistividad. *One Petro*. doi:
<https://doi.org/10.2118/212572-MS>
- Guale, A. (2021). *Actualización de reservas de petróleo original in sitio a través de la aplicación del método de materiales, caso de estudio Campo Sacha*. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena:
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6166>
- Hernández, J. (Enero de 2010). *Unidades de flujo en yacimientos petroleros*. Repositorio Universidad Nacional Autónoma de México:
<http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1101>
- Kamayou, Vianney, Ehirim, C., & Ikiensikimama, S. (2021). Estimating Volume of Shale in a Clastic Niger Delta Reservoir from Well Logs: A Comparative Study. *International Journal of Geosciences*, 949 - 959.
doi:<https://doi.org/10.4236/ijg.2021.1210049>
- Mayorga, C., Paucar, M., & Padilla, W. (2022). *Realidad, desafíos y perspectivas de la recuperación secundaria del reservorio "U Inferior" en el campo Sacha - Bloque 60, Ecuador*. doi:<https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022003>
- Mera, G., & Villacis, M. (2018). *Optimización Del Sistema De Producción Mediante El Uso De Tanque Bota En El Campo Sacha*. Repositorio Escuela Superior Politécnica del Litoral:
<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/46877>
- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos*. Repositorio Digital Universidad Nacional Autónoma de México:
<https://repositorio.unam.mx/contenidos/165805>
- Orozco, M. (25 de Febrero de 2025). *Economía Sacha*. Obtenido de
<https://www.primicias.ec/economia/sacha-gobierno-auditoria-campo-ingresos-consorcio-chino-90586/>
- Petroecuador, E. (22 de Octubre de 2023). *El Campo Sacha*. Obtenido de
https://www.eppetroecuador.ec/?p=19539&utm_source=
- Pico, J. (20 de Octubre de 2015). *Modelo petrofísico en los yacimientos de hidrocarburos de un campo WX en la cuenca Oriente Ecuador, formaciones Hollín, Napo U y*

- T. Repositorio Digital Escuela Politécnica Nacional:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1186>
- Quijas De Lara, J. (2019). *Metodología para la identificación de unidades de flujo en yacimientos de hidrocarburos*. Repositorio Universidad Nacional Autónoma de México: <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/16663>
- Rivadeneira, M., Baby, P., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petroléo*. Quito: Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Rojas, D., Cabrera, M., Badillo, J., & Batezilli, A. (2020). Caracterización petrofísica 1D de los yacimientos de la cuenca Canning, Australia. *Boletín de Geología*, 42(3), 99 - 122. doi:<https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020004>
- Rosas, J. (2024). *Ecuador Drilling Rigs*. Obtenido de <https://petroleumag.com/wp-content/uploads/2024/07/RIGREPECUJUL08-2024.pdf>
- Schlumberger. (2025). *Glossary Schlumberger*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/w/well_log
- Schlumberger. (2025). *SLB Energy Glossary*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/f/formation_damage
- Schlumberger, E. L. (2009). *Log Interpretation Charts*. Internet Archive. Obtenido de <https://archive.org/details/2009EditionLogInterpretationCharts/page/75/mode/1up>
- Sertecpet, S. (2010). *Manual para Operaciones de Campo*. Quito: Sertecpet.
- Soto, W., & Galeano, D. (2007). *Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis Cluster*. Repositorio Universidad Industrial Santander: <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/20139>
- Tiab, D., & Donaldson, E. (2012). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.
- Weatherford. (2006). *Interpretación de Perfiles de Pozo*. Quito.
- Yajamin, H. (2010). *Caracterización petrofísica de un yacimiento*. Quito.

Zuñiga, A. (2024). *Caracterización petrofísica mediante registros de pozos a hueco abierto de dos pozos Sacha 282D y 283D presentes en Rio Napo*. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena:
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10800>