



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN LA
ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

JULISSA ALEGRÍA CHELE MANOBANDA

NAHIO STEVEN VELIZ VERA

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR
SWEET SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA
ORIENTE**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**JULISSA ALEGRÍA CHELE MANOBANDA
NAHIO STEVEN VELIZ VERA**

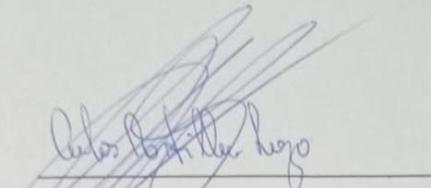
TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD – ECUADOR

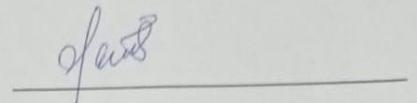
2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. CARLOS PORTILLA, MSc.

DIRECTOR DE CARRERA
(DESIGNADO)



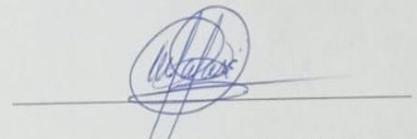
ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PHD.

DOCENTE TUTOR



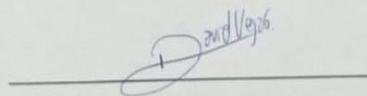
ING. SADI ITURRALDE KURE, Msc.

DOCENTE ESPECIALISTA



ING. CARLOS MALAVÉ, Msc

DOCENTE DE LA UIC



ING. DAVID VEGA
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado con toda mi gratitud y cariño a mis padres y hermana, Gloria, Washington, y Kimberling, por su inquebrantable apoyo en cada etapa de mi formación profesional y constante motivación, pilar fundamental para alcanzar este logro.

A mis tíos, Marcos y Emma, y su familia, por brindarme un hogar en Santa Elena durante mis estudios universitarios. Agradezco su generosidad y hospitalidad que fueron esenciales para mi éxito académico.

A mi abuelita materna, por su constante preocupación y amor a pesar de la distancia, y a mi abuelito materno, que en paz descansa, cuya sabiduría, consejos y recuerdos guiarán mi camino y estarían orgullosos de este logro.

A los docentes académicos, cuya guía y conocimiento han sido cruciales para mi desarrollo intelectual y han dejado una huella imborrable en mi formación.

Finalmente, a mis amigos de universidad, por su compañía y alegría durante estos años. Su amistad y camaradería han hecho de este viaje una experiencia inolvidable y enriquecedora. Gracias por creer en mí, así como yo creo en ustedes.

Julissa Chele Manobanda

DEDICATORIA

A mi familia, por ser la base de mi vida y el pilar fundamental que me ha sostenido en cada paso de este camino. Gracias por su apoyo inquebrantable y por cada consejo que me ha servido durante este tiempo.

A mis padres, Ingrid Vera y Franklin Veliz, por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia, y por ser mis mayores ejemplos para seguir. A mis hermanos, Yorsh Veliz y Kenia Veliz, por su compañía, comprensión y por ser una fuente constante de inspiración y alegría.

A mis amigos, Anthony, Arlinton, Allan, Cristian, Jim, Kiara y Elizabeth, por estar siempre en las buenas y en las malas. Gracias por las risas compartidas, los consejos sabios y el respaldo en los momentos difíciles. Sin la presencia de ustedes este viaje habría sido mucho más difícil.

A mi pareja Penélope Briones, por ser mi compañera en esta aventura. Gracias por tu apoyo y tiempo compartido, y por creer en mí incluso cuando yo dudaba. Tu apoyo emocional y tu confianza en mis capacidades han sido cruciales para alcanzar esta meta.

Con todo mi cariño y gratitud,

Nahio Veliz Vera

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema MODELADO PETROFISICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE elaborado por los estudiantes JULISSA ALEGRIA CHELE MANOBANDA y NAHIO STEVEN VELIZ VERA, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un <1% de la valoración permitida.

CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEETS SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE

< 1% Textos sospechosos

< 1% Similitudes

- 0% similitudes entre comillas
- 0% entre las fuentes mencionadas
- 0% idiomas no reconocidos

Nombre del documento: MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEETS SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE.docx
ID del documento: 8f103b0128758a0077c070e1432bf56ec10c4707
Tamaño del documento original: 43,21 kB

Depositante: MARLLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA
Fecha de depósito: 10/6/2024
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 10/6/2024

Número de palabras: 2759
Número de caracteres: 17.365

Ubicación de las similitudes en el documento:

Fuente con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	 biblat.unam.mx https://biblat.unam.mx/hevila/ingenieriapetrolera/2022/vol62/no4/2.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (11 palabras)



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.

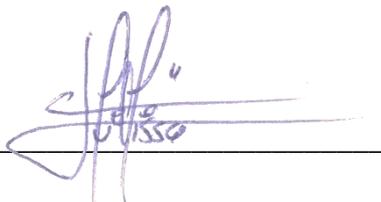
C.I.: 096102768-7

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, JULISSA ALEGRIA CHELE MANOBANDA y NAHIO STEVEN VELIZ VERA, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



JULISSA CHELE MANOBANDA

Autor de Tesis

C.I. 0957210081



NAHIO VELIZ VERA

Autor de Tesis

C.I. 2450011784

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Julissa Alegria Chele Manobanda y el Sr. Nahio Steven Veliz Vera, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

Celular: 0962183538

Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

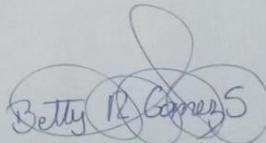
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado "**MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE**", de los estudiantes: **CHELE MANOBANDA JULISSA ALEGRÍA** y **VELIZ VERA NAHIO STEVEN**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 1 de Julio del 2024



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

CI. 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos dar gracias a Dios, por otorgarnos la fortaleza, la sabiduría y la paciencia necesarias para llevar a cabo este trabajo. Su guía y bendiciones han sido fundamentales a lo largo de este proceso, y sin su ayuda, no habría sido posible alcanzar este logro.

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestra tutora de tesis y estimada directora de la carrera, la Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD., por su inestimable orientación, paciencia y apoyo a lo largo de este proceso. Su conocimiento, experiencia y compromiso fueron fundamentales para el desarrollo y la culminación de este trabajo. Su capacidad para brindar consejos precisos y su disposición para resolver nuestras dudas en cada etapa del proyecto han sido de gran valor. Agradecemos profundamente su dedicación y el tiempo que nos ha brindado para asegurar el éxito de esta investigación.

Finalmente, agradecemos a la Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE) por brindarnos la oportunidad de realizar nuestros estudios y proporcionar el entorno académico necesario para el desarrollo de este trabajo de investigación, a la facultad ciencias de la ingeniería, a la carrera de Ingeniería en Petróleos y al grupo de docentes, quienes impartieron sus conocimientos y anécdotas, base fundamental de nuestra formación como profesionales comprometidos y competentes.

Chele Julissa y Veliz Nahio

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	i
DEDICATORIA	ii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	17
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	17
1.2. JUSTIFICACIÓN	17
1.3. ANTECEDENTES.....	18
1.4. HIPÓTESIS.....	19
1.5. OBJETIVOS.....	19
1.5.1. Objetivo General	19
1.5.2. Objetivos Específicos.....	19
1.6. ALCANCE	20

1.7.	VARIABLES.....	20
1.7.1.	Variables Dependientes	20
1.7.2.	Variables Independientes	20
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		21
2.1.	GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR	21
2.1.1.	Corredores estructurales	21
2.1.2.	Estratigrafía de la Cuenca Oriente del Ecuador	23
2.1.3.	API de los crudos de algunos campos de la Cuenca Oriente del Ecuador	27
2.2.	MODELADO PETROFÍSICO.....	30
2.2.1.	Definición	30
2.2.2.	Estimación de propiedades petrofísicas	30
2.3.	SWEET SPOTS.....	44
2.3.1.	Yacimientos de hidrocarburos no convencionales	45
2.3.2.	Definición para sweet spots	46
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		48
3.1.	Identificación de localización.....	49
3.2.	Sección 1 – Modelado petrofísico.....	49
3.2.1.	Modelo de porosidad total	49
3.2.2.	Modelo de porosidad efectiva	52
3.2.3.	Modelo de arcillosidad.....	52
3.2.4.	Permeabilidad absoluta	53
3.2.5.	Modelo por tipo de roca – índice de calidad de la roca (RQI)	54
3.3.	Sección 2 - Identificación de sweet spots	55
3.3.1.	Estudio de la curva de saturación de petróleo.....	55
3.3.2.	Saturación de petróleo normalizada.....	55
3.4.	Diagrama metodológico para desarrollo de investigación	56
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		57
4.1.	Área de estudio en investigación.....	57
4.2.	Modelo de porosidades	59
4.2.1.	Digitalización de registros de pozo base.....	61
4.2.2.	Cálculo de la arcillosidad y modelado	64
4.2.3.	Cálculo de permeabilidad absoluta.....	66

4.2.4.	Cálculo de RQI y modelado	66
4.3.	Análisis de saturación de aceite respecto a profundidad.....	69
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		72
5.1	CONCLUSIONES	72
5.2	RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ilustración de la ubicación geográfica de los dominios estructurales de la Cuenca Oriente.	23
Figura 2. Estratigrafía de la Cuenca Oriente del Ecuador	24
Figura 3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente - Formaciones Cretácicas.....	27
Figura 4. Tipos de crudo de acuerdo con ° API y % S en diferentes campos de la Cuenca Oriente del Ecuador.	29
Figura 5. Porosidad absoluta	32
Figura 6. Porosidad efectiva	32
Figura 7. Porosidad no efectiva	33
Figura 8. Radio de garganta poral.	39
Figura 9. Modelado de simulación de Porosidad	40
Figura 10. Modelado de simulación de Permeabilidad	41
Figura 11. Modelado de simulación de Saturación	42
Figura 12. Modelo de simulación de Litofacies	44
Figura 13. Clasificación de yacimientos según el fluido contenido.	46
Figura 14. Fases de desarrollo de metodología a aplicar en la investigación.....	56
Figura 15. Ubicación de campo y bloque petrolero del campo Shushufindi.....	57
Figura 16. Sección estratigráfica de manera generalizada del campo Shushufindi con profundidades aproximadas de las arenas productoras	59

Figura 17. Registros eléctricos (gamma ray, density, neutrón, SP micro resistividad) del pozo SHSAC - 222 de Shushufindi.	60
Figura 18. Registros digitalizados de SP, GR, NPH y RHO de pozos base.....	61
Figura 19. Modelo de la relación respecto a porosidad total y efectiva.....	63
Figura 20. Vsh de la arena U del pozo base en estudio.....	65
Figura 21. FZI obtenidos del pozo base en estudio.....	67
Figura 22. Índice de calidad de roca clasificado por FZI del pozo modelo en estudio, en vista de profundidad.....	68
Figura 23. Curvas RD, Sw y So.....	69
Figura 24. Saturación de aceite en fracción en zonas de interés del pozo base.....	70
Figura 25. Identificación de sweet spots en pozo base en estudio.....	71

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción litológica de las formaciones del grupo Napo de la Cuenca Oriente del Ecuador.	26
Tabla 2. Clasificación del crudo de acuerdo con °API y % S de acuerdo con La ley de Hidrocarburos vigente	28
Tabla 3. Clasificación del crudo de acuerdo con la gravedad API de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos vigente.....	28
Tabla 4. Clasificación de los tipos de roca de acuerdo con el radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar.	39
Tabla 5. Factores de calidad que definen un sweet spots.	45
Tabla 6. Densidad de matriz para litología de la Cuenca Oriente	50
Tabla 7. Valores para cálculo de porosidad con registro sísmico	51
Tabla 8. Coeficientes y exponentes según el método empírico usado	53
Tabla 9. Espesores de principales arenas productoras U	58
Tabla 10. Identificación de FZI obtenidos.....	66
Tabla 11. Tabla de clasificación según rangos de zonas potenciales	70

“MODELADO PETROFÍSICO PARA IDENTIFICAR SWEETS SPOTS EN LA ARENA U DE LA CUENCA ORIENTE”

Autores: Chele Manobanda Julissa Alegria

Veliz Vera Nahio Steven

Tutor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis

RESUMEN

En este trabajo de investigación se realizó un análisis de los registros de un pozo base, que incluyó los registros necesarios para poder identificar sweet spots como los registros GR, de densidad y de porosidad, además también se tomó en cuenta la saturación de petróleo en este pozo para una mejor determinación de la zona óptima de producción.

El desarrollo de esta investigación se dividió en dos secciones, la primera sección fue el análisis petrofísico que a partir de los datos obtenidos de los registros, se calculó el volumen de lutitas (V_{sh}), la porosidad total y efectiva, y el Índice de Calidad del Reservorio (RQI) mediante la clasificación del Índice de Zona de Flujo (FZI) y la segunda sección que fue el análisis de fluido de interés que consistió en la clasificación de zonas potenciales respecto a la saturación de fluidos donde la zona potencial clasificado como 3 se consideró sweet spot.

Se concluyó a partir de este análisis que la zona con mejores características petrofísicas y de fluidos del pozo, se encuentra a una profundidad de 9100 a 9210 ft, en donde sus resultados fueron los mejores para ser considerado un sweet spot de este pozo base.

PALABRAS CLAVE: *modelo petrofísico, sweet spots, Cuenca Oriente, zonas productivas, propiedades petrofísicas.*

“PETROPHYSICAL MODELLING TO IDENTIFY SWEET SPOTS IN THE U SAND OF THE ORIENTE BASIN”

Autor: Chele Manobanda Julissa Alegria

Veliz Vera Nahio Steven

Tutor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis

ABSTRACT

In this research work an analysis of the logs of a base well was carried out, which included the necessary logs to identify sweet spots such as GR, density and porosity logs, in addition the oil saturation in this well was also taken into account for a better determination of the optimal production zone.

The development of this research was divided into two sections, the first section was the petrophysical analysis that from the data obtained from the logs, the shale volume (Vsh), the total and effective porosity, and the Reservoir Quality Index (RQI) were calculated through the classification of the Flow Zone Index (FZI) and the second section was the analysis of the fluid of interest that consisted of the classification of potential zones with respect to fluid saturation where the potential zone classified as 3 was considered sweet spot.

It was concluded from this analysis that the zone with the best petrophysical and fluid characteristics of the well, is located at a depth of 9100 to 9210 ft, where the results were the best to be considered a sweet spot of this base well.

KEYWORDS: *petrophysical model, sweet spots, Oriente Basin, productive zones, petrophysical properties.*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1.PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La falta de una herramienta precisa que ayude a la identificación de sweet spots, ha contribuido a la disminución de la rentabilidad de los proyectos petroleros y ha aumentado el riesgo de agotamiento prematuro de los recursos en los campos productores de la Cuenca Oriente.

Esta investigación ayudará a tener en cuenta una metodología que ayude a mejorar los beneficios de las operaciones petroleras. La aplicación de un modelado petrofísico se presenta como la solución clave para abordar este desafío y mejorar significativamente la eficiencia de la producción en la Cuenca Oriente.

Además, también surge la necesidad de saber si en esta arena hay intervalos con potenciales sweet spots.

1.2.JUSTIFICACIÓN

La Cuenca Oriente representa una región estratégica para la extracción de hidrocarburos y es una de las más importantes en el Ecuador, y esta metodología en estudio para la identificación de sweet spots en la formación de arena U es esencial para mejorar la eficiencia de la explotación de estos recursos. Esta investigación aborda la necesidad crítica de maximizar la producción hidrocarburífera en una zona de alto potencial y de suma importancia.

La eficiencia en la producción de hidrocarburos no solo beneficia a las empresas petroleras, sino también a las comunidades locales que dependen de esta industria. Un mayor rendimiento en la extracción se traduce en más empleo, inversión y desarrollo económico en la región, generando un impacto social-económico positivo.

Esta investigación tiene el potencial de contribuir al desarrollo de posibles nuevas metodologías de análisis petrofísico, lo que no solo beneficia esta investigación específica, sino que también puede tener aplicaciones más amplias en la industria de exploración de hidrocarburos.

1.3.ANTEDECENTES

(Humberto et al., 2022) En este artículo presentado se menciona que, en campos petroleros considerados maduros, que ya contando con suficiente información de producción no se suele llegar a aprovechar su máximo potencial, dado a que no se identificaron adecuadamente bancos de petróleo, además de que también enfatiza ciertos parámetros que debe cumplir para que sea un caso adecuado de estudio. Por ello, los autores del artículo proponen una metodología que se basa en el análisis de producción acumulada normalizada, consideración de propiedades petrofísicas del yacimiento y cuantificación del índice de oportunidad del yacimiento. También, aducen como relevante que su procedimiento es flexible siendo aplicable con diferente disponibilidad de información.

(Santiago, 2022) El trabajo de investigación presentado en Colombia indica que este país estaría presionando para llegar a considerar recursos no convencionales debido al consumo masivo de sus reservas, proponiendo así la ubicación de sweet spots a través del estudio y análisis electrofacial y petrofísico en determinados pozos en la cuenca del Valle Medio de Magdalena, en donde llegaron a descubrir que aún existen cantidades explotables presentando así un escenario atractivo para desarrollar un campo no convencional.

(Nestor A, 2014) En la contribución realizada acerca del modelado petrofísico básico en una cuenca se alude a que las peculiaridades y características de una zona en estudio hacen que usualmente los modelos petrofísicos tengan que ser adaptados para que puedan reflejar de manera cuantitativa las características de los reservorios productivos. Dada esta premisa el autor presenta de manera breve las características principales de un modelo petrofísico básico, basándose en que se debe tener un fuerte sustento geológico,

tipo y calidad de registros de pozo y utilización de herramientas estadísticas para poder así disminuir los grados de incertidumbre.

1.4. HIPÓTESIS

Dada la aplicación de técnicas avanzadas de análisis petrofísico en la investigación centrada en la identificación de sweet spots en la capa de arena U de la Cuenca Oriente, se plantea la hipótesis de que un modelado petrofísico detallado de ciertas propiedades de las rocas de un yacimiento permitirá la identificación precisa de áreas altamente productivas y con ciertas características.

Al considerar las propiedades petrofísicas y aplicar técnicas avanzadas, esperamos contribuir significativamente al conocimiento y mejorar el análisis en la eficiencia sobre la explotación de los recursos en esta región geológica.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Analizar el modelo petrofísico para la identificación de sweet spots en la arena U de la Cuenca Oriente.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Describir los resultados de los análisis petrofísicos, para la identificación de las sweet spots en la formación de arena U, proporcionando información clave para la planificación de estrategias de perforación y producción.
- Analizar la saturación de fluidos en profundidad, enfocándose en la identificación de áreas con saturación óptima de hidrocarburos, determinando así las regiones más productivas y estratégicas para la extracción de petróleo.
- Evaluar el modelado petrofísico para la identificación de sweet spots en la arena U de la Cuenca Oriente.

1.6.ALCANCE

A través de esta investigación utilizando técnicas de análisis petrofísico se busca la identificación de sweet spots mediante la observación de la relación que existe con el modelado petrofísico, centrándonos en entender las propiedades petrofísicas de la arena U, como la evaluación de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, y la metodología que se usa para poder identificar sweet spots en la arena U de la Cuenca Oriente.

Así mismo sabiendo que en la Cuenca Oriente los campos se encuentran en estado maduro y que puede haber una ventana de declinación en volumen por producir, esta investigación también ayudará a descubrir bancos de aceite sin drenar aumentando la rentabilidad del proyecto petrolero.

1.7.VARIABLES

1.7.1. Variables Dependientes

- Identificación de sweet spots
- Condiciones geológicas

1.7.2. Variables Independientes

- Técnica en el análisis petrofísico
- Composición del yacimiento
- Espesor de la pared del pozo

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1.GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

En el territorio amazónico ecuatoriano existe una región que se ubica al Este de la Cordillera de los Andes que es de gran importancia para el sector petrolero, siendo un área conocida por alojar vastas reservas de hidrocarburos. El territorio oriental del Ecuador forma parte de una vasta sucesiva cadena de cuencas que se desarrollaron por Venezuela hasta Bolivia.

La Cuenca Oriente del Ecuador debido a que se desarrolló como resultado de fallas geológicas y de fuertes buzamientos se pudo delimitar en tres corredores estructurales petrolíferos, las cuales cada una de ellas poseen características propias, siendo estas denominadas como: Sistema subandino, Corredor Sacha-Shushufindi y el Sistema Capirón Tiputini. (Baby et al., 1999)

2.1.1. Corredores estructurales

También se suelen denominar unidades tectónicas, dominios estructurales o plays petroleros; aunque la cuenca en general pueda tener similitudes en su estructura, los sistemas petroleros difieren considerablemente en diversos aspectos exhibiendo particularidades en cada región en cuanto al tipo de trampas, la naturaleza de los yacimientos, los niveles de generación y los tipos de hidrocarburos. (Mancilla et al., 2008)

Sistema Subandino o Dominio Occidental

En este dominio se manifiestan 3 zonas, debido a que su estructura es dominada por fallas inversas provocando la elevación y deformación de gran parte significativa de esta parte de la cuenca sedimentaria que se compone generalmente de granito y

unidades volcánicas, estas son: el levantamiento Napo, la depresión Pastaza y la cordillera de Cutucú. (Angulo Carrera, 2016)

Corredor Sacha-Shushufindi o Dominio central

Este dominio es un área reconocida dada su importancia en la exploración y producción puesto que aquí es donde se encuentran los campos petroleros más significativos en términos de extensión y producción, estos son los campos Sacha, Shushufindi y Libertador. (Baby et al., 1999)

Sistema Capirón-Tiputini o Dominio Oriental

Es un dominio ubicado en el extremo amazónico del Ecuador cerca de Perú, tiene un grosor más amplio que el dominio central y aquí también se encuentran campos destacados como los campos Tiputini, Tambococha, Ishpingo, Imuya, Cuyabeno, Capirón, Pañacocha, Yuturi y Amo. (Yuquilema Tamayo, 2010)

La ubicación geográfica de los dominios antes mencionados se puede observar en la siguiente figura 1.

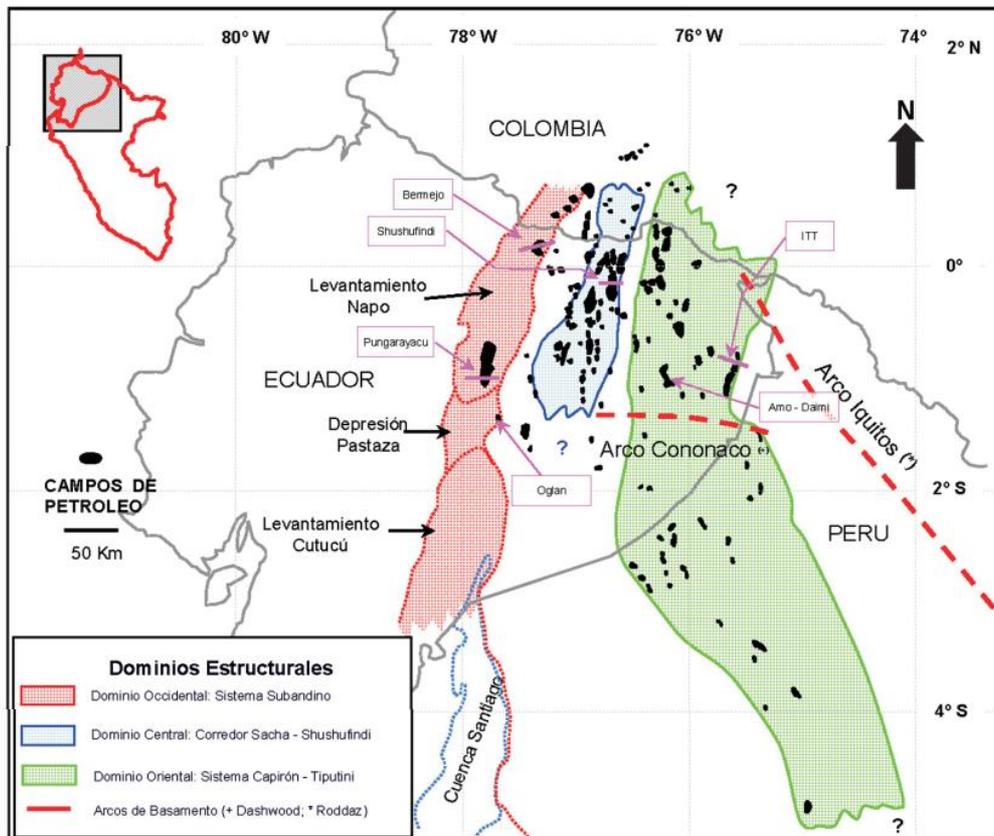


Figura 1. Ilustración de la ubicación geográfica de los dominios estructurales de la Cuenca Oriente.

Fuente: (Mancilla et al., 2008)

2.1.2. Estratigrafía de la Cuenca Oriente del Ecuador

En la figura 2 que se muestra a continuación se podrá observar la estratigrafía de la Cuenca Oriente del Ecuador, en donde se muestra el periodo, la historia tectónica, ciclos, formaciones y tipo de rocas que se encuentra en la cuenca.

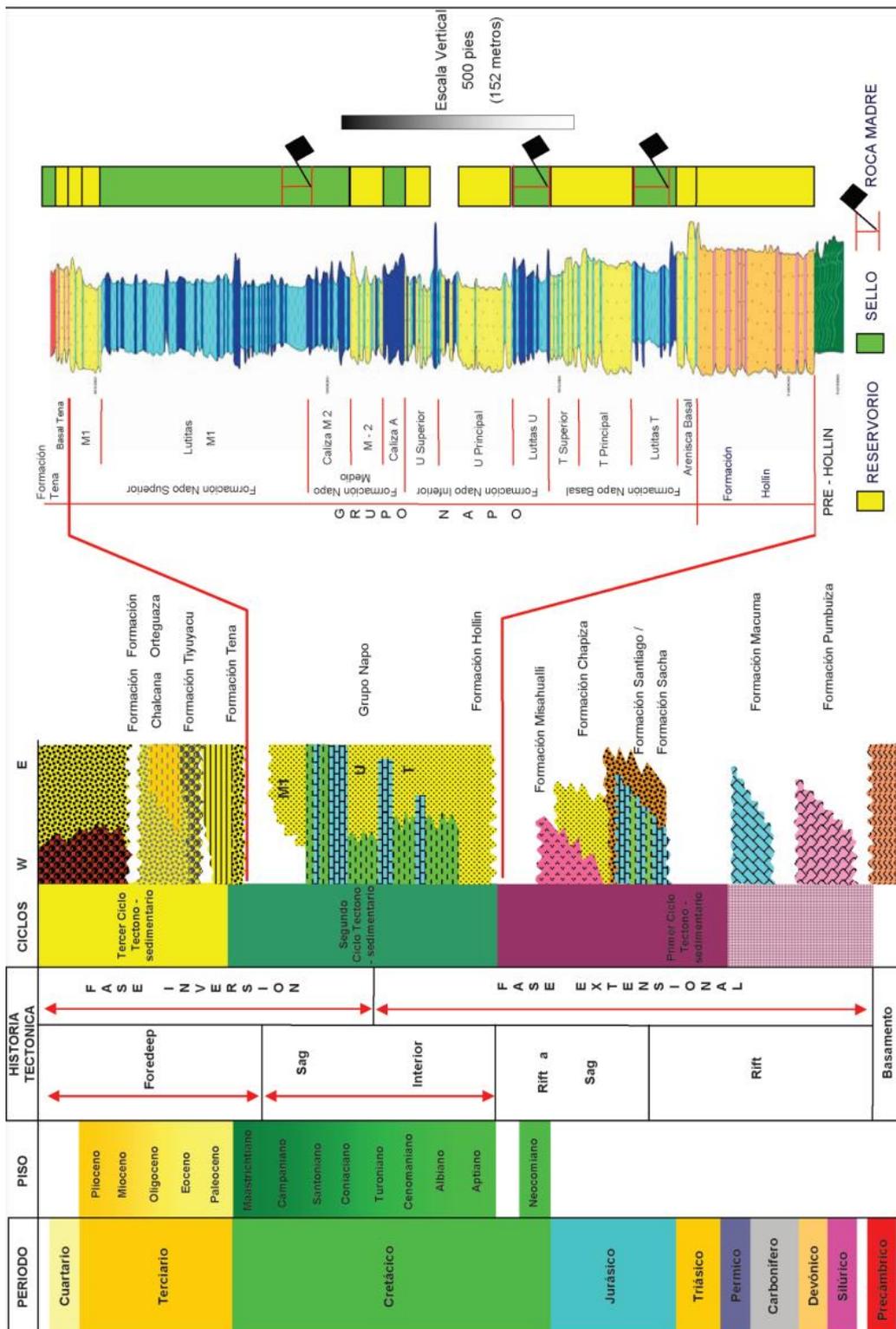


Figura 2. Estratigrafía de la Cuenca Oriente del Ecuador

Fuente: (Mancilla et al., 2008)

Como se observa en la figura 2, la Cuenca Oriente se desarrolló durante diferentes periodos históricos, que pueden exponerse en 3 grandes grupos, de acuerdo con (Torres Haz, 1989):

- Formaciones Pre-cretácicas
- Formaciones Cretácicas
- Formaciones Terciarias

Estos grupos a su vez se caracterizan por presentar formaciones que se desarrollaron durante esos periodos, pero para objetivos de esta investigación se explicará acerca de las Formaciones cretácicas dado que en este periodo se encuentra la formación de interés.

Formaciones cretácicas

Las formaciones que se desarrollaron durante este periodo comprenden desde la edad del Albiano hasta la edad del Maestrichtienses, estas son: la formación Hollín, el grupo Napo y la formación Tena Basal. Estas formaciones según (Luo Chavez, 2019) muestran una tendencia litológica repetitiva de areniscas, calizas y lutitas. En la tabla 1 se describe esta litología para este grupo de formaciones y en la figura 3 se muestra la estratigrafía de las formaciones cretácicas.

Formación Hollín: esta formación se subdivide en 2 arenas: arena inferior y arena principal, la única diferencia entre estas 2 arenas es que en la arena principal contiene glauconita y que la arena inferior está conformada por areniscas limpias. (Ramirez Aguilar, 2007)

Grupo Napo: A esta formación se la suele considerar como grupo ya que en ella se alojan varios cuerpos arenosos tales como: las arenas “T”, “U” y “M1” siendo estas muy reconocidas en el ámbito petrolero de la Cuenca Oriente del Ecuador. (Rodriguez Reyes y Mejillón Yturburo, 2022)

Según (Mendez Chonillo, 2021) este grupo puede distribuir en: calizas “M-1”, “M-2”, “A”, “B” y “C” y las arenas “U” y “T” superior e inferior para ambas formaciones.

Formación Tena Basal: esta formación es parte de una subdivisión de la formación Tena, del grupo de las formaciones terciarias, que se desarrolló entre el periodo cretácico y cenozoico.

La siguiente tabla 1 se describe litológicamente las formaciones del grupo Napo.

Tabla 1. Descripción litológica de las formaciones del grupo Napo de la Cuenca Oriente del Ecuador.

Fuente: (Mendez Chonillo, 2021)

FORMACIÓN		DESCRIPCION LITOLÓGICA
TENA	Tena	Arcilla
	Tena Basal	Arenisca
NAPO	M-1	Lutita, caliza y arenisca
	M-2	Caliza y arenisca
	A	Caliza
	U Superior	Arenisca
	U Inferior	Lutita y arenisca
	B	Caliza
	T Superior	Arenisca
	T Inferior	Lutita y arenisca
	Basal Napo	Lutita
	C	Caliza
HOLLÍN	Hollín Superior	Arenisca
	Hollín Inferior	Arenisca

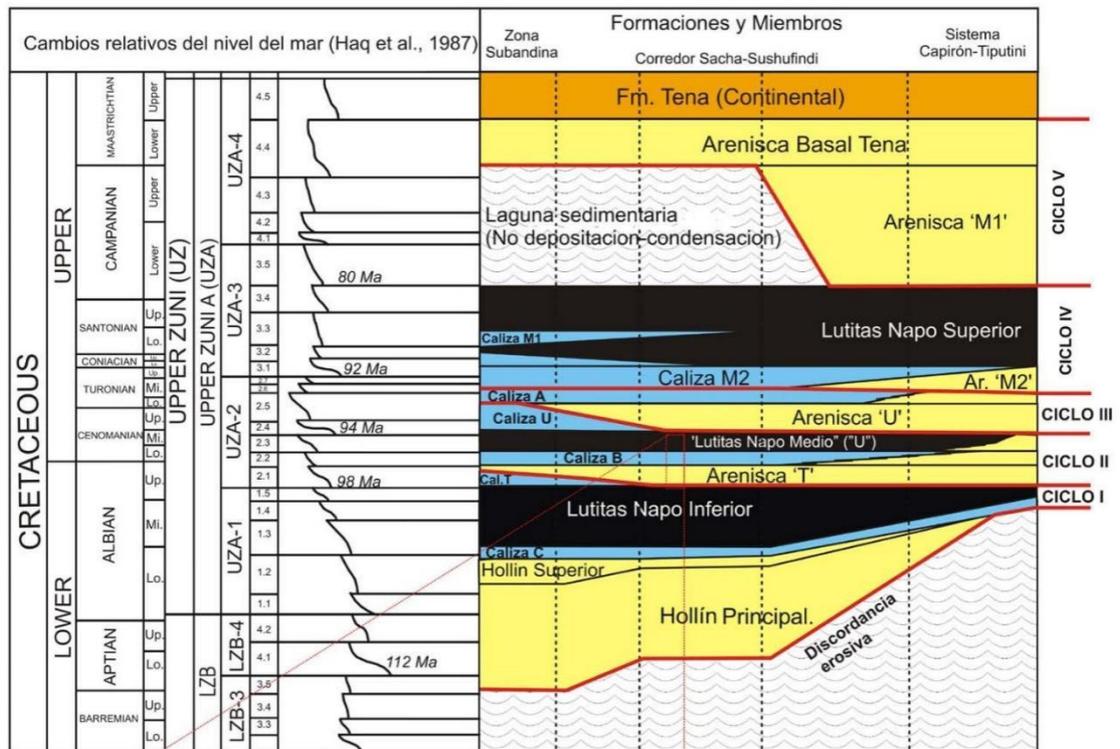


Figura 3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente - Formaciones Cretácicas

Fuente: (Baby et al., 1999)

2.1.3. API de los crudos de algunos campos de la Cuenca Oriente del Ecuador

El Índice de Gravedad API (American Petroleum Institute) determina la densidad relativa de un petróleo crudo y su entendimiento ayuda a la evaluación y clasificación de los diferentes tipos de crudo. La variabilidad en los índices API de los crudos extraídos de los diferentes campos petroleros de la Cuenca Oriente en el Ecuador puede influir en diversos aspectos desde la selección de métodos de producción y tratamiento, hasta la determinación de la calidad y el valor comercial del crudo.

Los crudos que se encuentra en la Cuenca Oriente del Ecuador según investigación de (Rivadeneira, 2010) se generaron por carbonatos y arcillas definidos por la baja madurez térmica, su contenido de azufre se debe a que se formaron en ambientes carbonatados, y tienen variaciones en diferentes campos.

En la tabla 2 y 3 se muestra una clasificación según contenido de % de azufre y gravedad API.

Tabla 2. Clasificación del crudo de acuerdo con °API y % S de acuerdo con La ley de Hidrocarburos vigente

Fuente: (Timuño Perez, 2019).

PROPIEDAD DEL CRUDO		
CRUDO	° API	% S
Liviano-dulce	35 - 60	0.05
Liviano-agrio	35 - 60	>0.5
Mediano-medio-agrio	26 - 35	0.11
Mediano-agrio	26 - 35	>1.1
Pesado-dulce	10 - 26	0.11
Pesado-agrio	10 - 26	>1.1

Tabla 3. Clasificación del crudo de acuerdo con la gravedad API de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos vigente.

Fuente: (Timuño Perez, 2019)

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API
Extrapesado	<9.9
Pesado	10 – 21.9
Mediano	22 – 29.9
Liviano	30 – 39.9
Condensado	>40

En la Cuenca Oriente en sus distintos campos se encontraron crudos de diferentes densidades en sus arenas productoras, en la figura 3 se muestra el tipo de crudo presente de acuerdo con su contenido de azufre y su calidad.

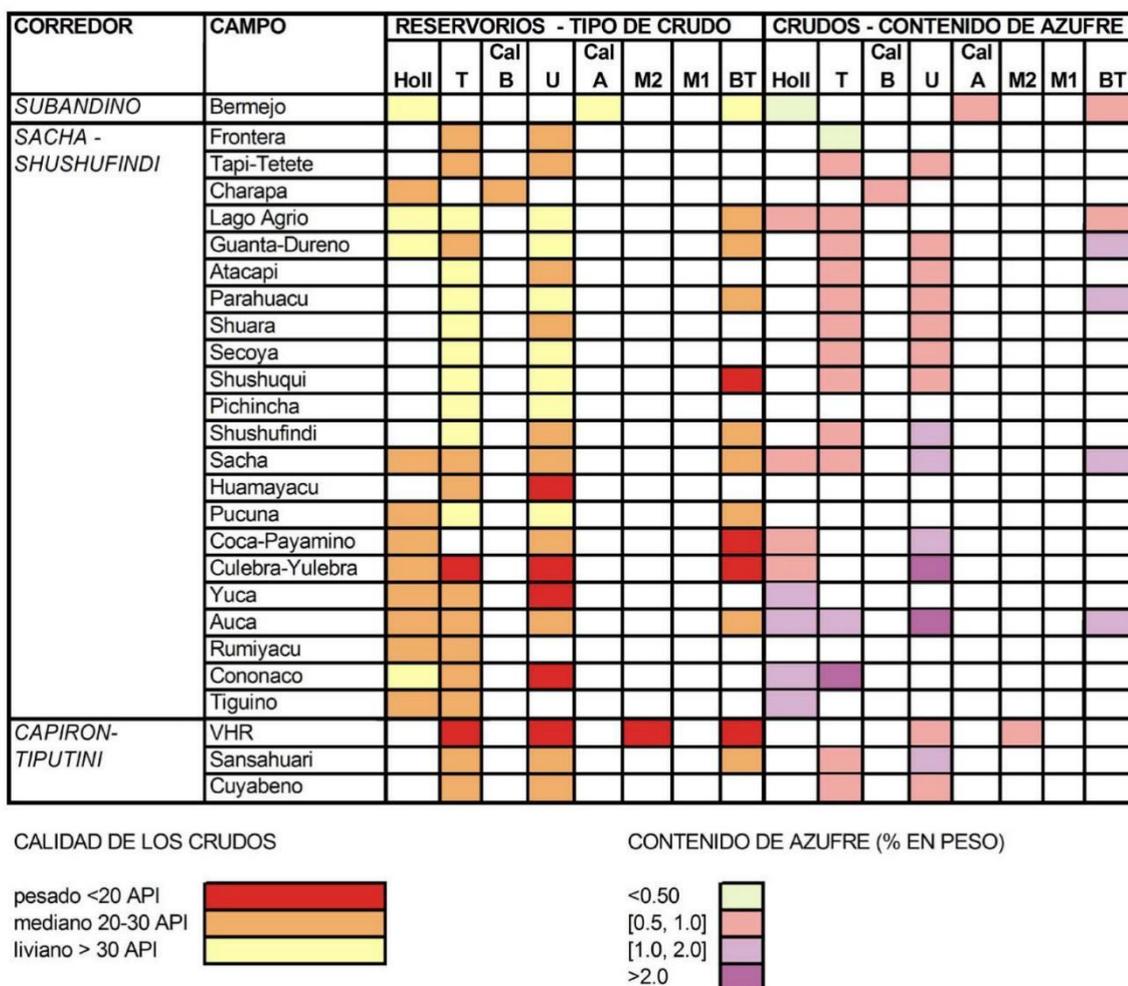


Figura 4. Tipos de crudo de acuerdo con ° API y % S en diferentes campos de la Cuenca Oriente del Ecuador.

Fuente: (Baby et al., 1999)

2.2.MODELADO PETROFÍSICO

2.2.1. Definición

Se define como un esquema teórico de un sistema o realidad compleja, generalmente en forma matemática, diseñado para facilitar el estudio de su comprensión y comportamiento.” (Naidés , 2020)

Este modelado describe la distribución espacial de las propiedades de las rocas, como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y relación neta a bruta, y propiedades de los fluidos, como viscosidad, densidad y compresibilidad. (Islam y otros, 2020) utilizaron el software IP para la evaluación petrofísica mediante registro de perfiles eléctricos.

“La comprensión de la estrecha relación existente entre la red de poros, las propiedades de la roca y el flujo constituye la parte medular del estudio de los yacimientos, así las propiedades petrofísicas son las que en última instancia controlan el flujo y transporte de fluidos en el yacimiento.” (Mendoza Torres, 2017)

2.2.2. Estimación de propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas, se obtienen a partir del estudio de la roca y de interacciones con los distintos fluidos:

Porosidad

La porosidad es una medida de la capacidad que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca con el volumen de espacios para almacenar fluidos (Ecuación 1).

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de espacios para almacenar fluidos}}{\text{Volumen Total}}$$

Ecuación 1 Porosidad

Clasificación de la porosidad: Encontramos que, durante el proceso de sedimentación y litificación de las rocas, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como la cementación y compactación. Lo cual clasifica la porosidad según su origen y según la comunicación de sus poros.

Según su origen: De acuerdo con su origen, la porosidad puede ser clasificada en primaria o intergranular y secundaria o inducida. La porosidad primaria o intergranular es aquella que se origina durante el proceso de deposición de material que da origen a la roca. Por otra parte, la porosidad secundaria es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al momento en el cual los sedimentos que dieron origen a la roca fueron depositados.

Disolución: La disolución es un proceso mediante el cual se origina una reacción química entre los fluidos que saturan el medio poroso y la matriz de la roca. Este proceso origina una modificación en el volumen poroso del sistema y por ende en la porosidad.

Fracturas: Las fracturas también contribuyen a la generación de porosidad secundaria. Después de producirse la deposición de sedimentos y originarse la roca, esta se puede encontrar sometida a procesos geológicos de deformación originados por actividades tectónicas que pueden generar fisuras o desplazamiento de los granos que conforman la matriz de la roca.

Porosidad absoluta: Es la medida de la porosidad que relaciona el volumen total de los poros, intercomunicados y aislados, con el volumen de la roca (Figura 1). Esta porosidad es difícil de medir con exactitud y no es de máximo interés en la industria del petróleo (Ecuación 2).

$$\phi_A = \frac{\text{Espacios porosos totales}}{\text{Volumen Total}}$$

Ecuación 2 Porosidad absoluta

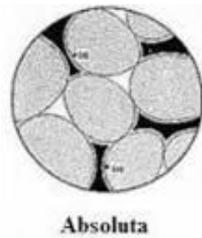


Figura 5. Porosidad absoluta

Porosidad efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí (Figura 2). Esta propiedad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta propiedad no mide la capacidad de flujo de una roca (Ecuación 3).

$$\phi_e = \frac{\text{Espacios porosos interconectados}}{\text{Volumen Total}}$$

Ecuación 3 Porosidad efectiva

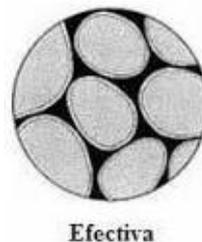


Figura 6. Porosidad efectiva

Porosidad no efectiva: Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos, pero no están comunicados entre sí como se muestra en la figura 3, Ecuación 4.

$$\phi_{ne} = \phi_A - \phi_e$$

Ecuación 4 Porosidad no efectiva

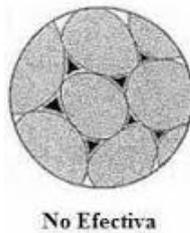


Figura 7. Porosidad no efectiva

Como la sumatoria del volumen de los poros no interconectados más el volumen de los poros interconectados es igual al volumen total de los poros de la roca, entonces la porosidad absoluta o total del sistema es igual a la sumatoria de la porosidad efectiva más la porosidad no efectiva, matemáticamente se expresa de la siguiente manera, ecuación 5:

$$\Phi_{\text{TOTAL}} = \Phi_e + \Phi_{\text{ne}}$$

Ecuación 5 Porosidad total

Permeabilidad

Es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos: La porosidad del material. La densidad del fluido considerado, afectada por su temperatura. La presión a que está sometido el fluido.

Según Leal J., (2015), la porosidad está en función del arreglo de los granos, mientras que, la permeabilidad es inversamente proporcional a la superficie de los granos y directamente proporcional al tamaño de estos.

Para ser permeable un material debe ser poroso, es decir, debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber fluido. A su vez tales deben estar interconectados para que el fluido disponga de caminos a través del material.

Saturación de agua

La saturación de un fluido (S_f), es el porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (Ecuación 6).

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Ecuación 6 Saturación de agua

Saturación de agua (S_w): Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupado por el agua connata (Ecuación 7).

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100$$

Ecuación 7 Saturación de agua

Saturación de agua connata (S_{wc}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación.

Capilaridad

Es una propiedad de los fluidos (como el agua) que les permite subir o bajar por un tubo muy fino, es otro fenómeno de superficie íntimamente ligado con la tensión superficial. En este proceso aparecen fuerzas tanto de cohesión como de adhesión).

Mojabilidad

Es una característica importante que permite evaluar el desempeño de un yacimiento, el cual se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojable preferencialmente por agua o por aceite. Suponer que una formación esta mojada por un líquido erróneo puede producir daños irreversibles en el yacimiento. Por este motivo es fundamental entender correctamente esta propiedad para la buena recuperación de hidrocarburos.

Resistividad

La resistividad se define como la resistencia que opone un material para dejar pasar por él una corriente eléctrica. En el caso de las rocas sedimentarias, éstas contienen fluidos en sus poros que tienen distintas resistividades.

El volumen poral de una roca puede contener tanto petróleo, gas o agua. El petróleo y el gas tienen mayor resistividad que el agua, lo cual nos permite detectar la presencia de hidrocarburos mediante registros de pozos de resistividad.

Métodos para determinar la arcillosidad

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. El valor se estima mediante el Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón o Sónico (Revelo Jávila, 2007).

Cálculo de índice de arcillosidad

A continuación, se presentan las ecuaciones para el cálculo del índice de Arcillosidad:

- **Rayos Gamma:** Afectado por la presencia de minerales radioactivos (Avendaño Hernández , 2015).

$$Ish_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}}$$

Ecuación 8 Rayos Gamma

Dónde:

GR_{log} = Gamma Ray leído en la zona a evaluar.

GR_{sd} = Gamma Ray en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

GR_{sh} = Gamma Ray en las arcillas.

- **Potencial Espontáneo:** (Poco utilizado pues es muy afectado por la invasión de lodo en base aceite) (Avendaño Hernández , 2015).

$$Ish_{SP} = 1 - \left(\frac{PSP}{SSP} \right)$$

Ecuación 9 Potencial espontáneo

Dónde:

SSP= Potencial espontáneo estático.

PSP= Potencial espontáneo pseudo-estático.

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:

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

Ecuación 10 Potencial espontáneo pseudo-estático

Dónde:

$K = 61 + 0.133T_f$ (T_f = Temperatura de fondo °F).

R_{xo} = Resistividad de la zona lavada.

R_t = Resistividad de la formación.

- **Resistividad:** No aplica en crudos pesados y arenas de baja porosidad (Avendaño Hernández , 2015).

$$Ish_R = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}}$$

Ecuación 11 Resistividad

Dónde:

R_{sh} = Resistividad de la arcilla.

R_t = Resistividad de la zona virgen.

- **Densidad-Neutrón:** La combinación densidad-neutrón es un buen indicador de arcilla, salvo en el caso de arenas gasíferas, debido al hidrógeno asociado a la arcilla, en una arena no gasífera el neutrón siempre leerá una porosidad mayor que la de la densidad (Avendaño Hernández , 2015).

$$Ish_{NS} = \frac{\phi N - \phi D}{\phi N_{sh} - \phi D_{sh}}$$

Ecuación 12 Densidad-Neutrón

Dónde el numerador es la diferencia de porosidad (neutrón – densidad) en la arena arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana.

- **Neutrón–sónico:**

$$Ish_{NS} = \frac{\phi N - \phi S}{\phi N_{sh} - \phi D_{sh}}$$

Ecuación 13 Neutrón-sónico

Dónde el numerador representa la diferencia de porosidad (neutrón-sónico) en la arena arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana (Avendaño Hernández , 2015).

- **Densidad-sónico:**

$$Ish_{DS} = \frac{\phi D - \phi S}{\phi D_{sh} - \phi S_{sh}}$$

Ecuación 14 Densidad-sónico

Dónde el numerador representa la diferencia de porosidad (densidad-sónico) en la arena arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana (Avendaño Hernández , 2015).

Radio de Garganta Poral

El tamaño de garganta poral puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de coronas. Winland (1972) desarrolló una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35) (Salazar Loaiza, 2016).

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \log(K_{aire}) - 0.864 \log(\phi)$$

Ecuación 15 Radio de garganta poral

Donde R35 es el radio efectivo de apertura del poro (μ) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, K_{aire} es la permeabilidad al aire, y ϕ es porosidad (Astesiano y otros, 2014).

Este radio de garganta de poro puede ser medido a través del análisis de pruebas de presión capilar.

En la tabla 4 se muestran los tipos de roca de acuerdo con la dimensión del radio de garganta de poros. A cada uno de estos tipos de garganta de poros se le asigna el

nombre de petrofacies, en orden creciente hacia una menor calidad de roca (Salazar Rodriguez, 2004).

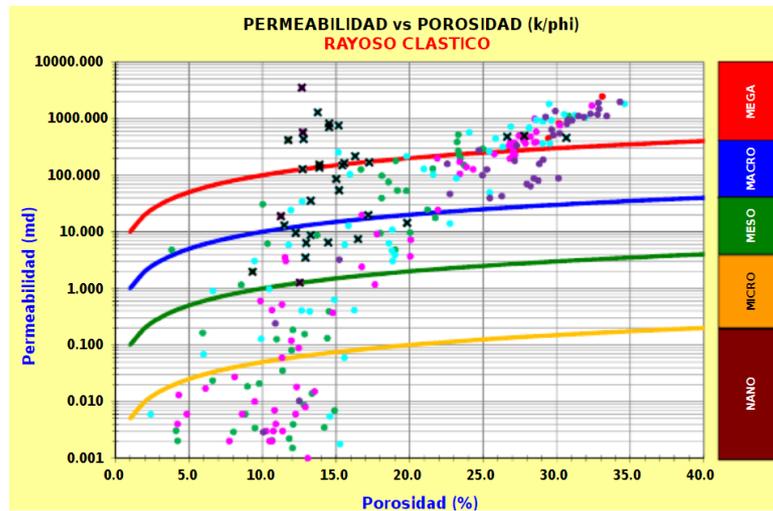


Figura 8. Radio de garganta poral.

Tabla 4. Clasificación de los tipos de roca de acuerdo con el radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar.

Fuente: (Astesiano et al., 2014)

Tipos de garganta de poros de acuerdo con su tamaño	Rango de tamaño
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10 micrones
Macroporosa (petrofacies 2)	De 2 a 10 micrones
Mesoporosa (petrofacies 3)	De 0.5 a 2 micrones
Microporosa (petrofacies 4)	De 0.1 a 0.5 micrones
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0,1 micrones

Modelado de Porosidad

La porosidad es uno de los principales parámetros utilizados para evaluar la cantidad de hidrocarburos en un yacimiento. La porosidad promedio calculada de los cuatro pozos se utilizó para estimar la porosidad en ubicaciones no muestreadas y los resultados se

distribuyeron en la cuadrícula tridimensional para el mapeo de propiedades (Figura 9). Los valores de porosidad dominantes oscilan entre 0,2 y 0,7 (azul claro) a colores amarillos). Generalmente, la porosidad se distribuye uniformemente dentro del área de estudio. El color azul claro es la zona de interés, según un estudio realizado en Nigeria (Omoken, 2017).

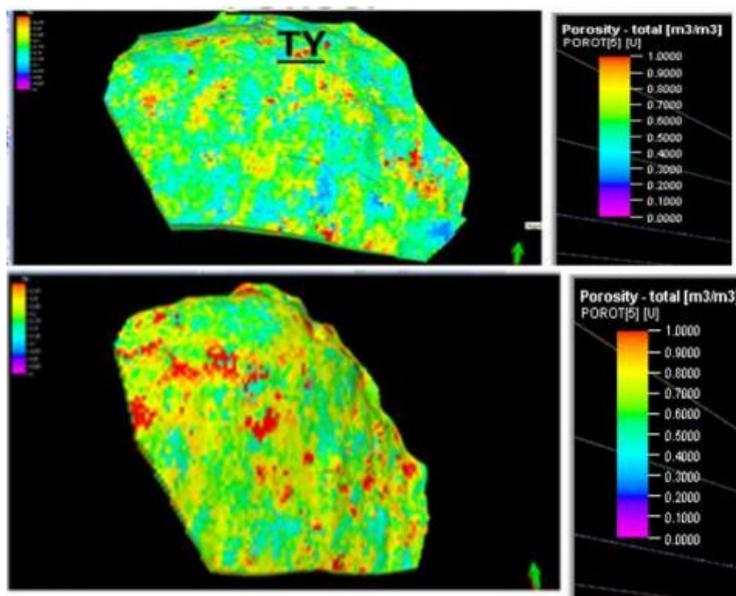


Figura 9. Modelado de simulación de Porosidad

Fuente: (Emujakporue, 2017)

Modelado de Permeabilidad

Dado que la permeabilidad es una propiedad que no es posible determinarla directamente de registros, para su estimación se hace necesario aplicar herramientas gráficas que permitan relacionar esta propiedad medida en el núcleo.

A pesar de estas limitaciones es una práctica común graficar la porosidad lineal versus la permeabilidad logarítmica. Si el reservorio presenta una consistencia entre el tamaño del grano y porosidad, la permeabilidad variará con la porosidad proporcionalmente. Mientras que, en zonas con distinto tamaño de grano, o zonas con diferente contenido de arcilla la permeabilidad variará con la porosidad en forma no lineal.

La permeabilidad también es muy importante para la caracterización de la roca yacimiento. Es una medida de la capacidad de una formación para transmitir fluidos. La permeabilidad de los dos yacimientos osciló entre 110 y 2394 mD (Figura 10). La permeabilidad se distribuye uniformemente en la zona y los dominantes son los colores verde y amarillo los cuales tienen valores altos. En referencia a estudio realizado en Nigeria (Emujakporue, 2017).

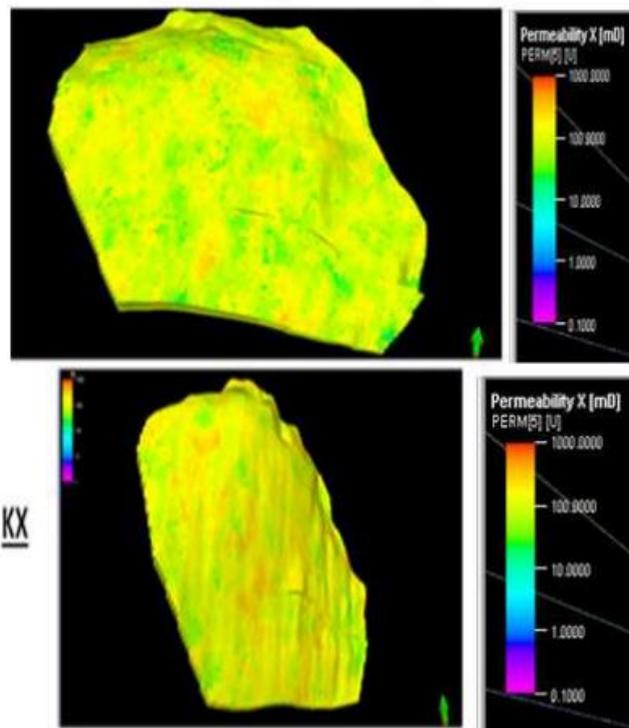


Figura 10. Modelado de simulación de Permeabilidad

Fuente: (Emujakporue, 2017)

Modelado de Saturación

La saturación de agua también es un parámetro importante en la caracterización de yacimientos. La saturación de hidrocarburos es función de la saturación de agua. La saturación de agua calculada a partir de los registros de resistividad para cada uno de los pozos se utilizó para estimar los valores en ubicaciones no muestreadas y se distribuyó en las cuadrículas tridimensionales, como puede observarse en la figura 11.

La saturación de agua calculada para los dos embalses oscila entre 0,23 y 0,57. La saturación de agua promedio es de aproximadamente 0,4. La saturación de agua se distribuye uniformemente como la porosidad en los embalses. Las zonas con valores bajos (amarilla y verde) son de interés porque indican una alta saturación de hidrocarburos. (Emujakporue, 2017)

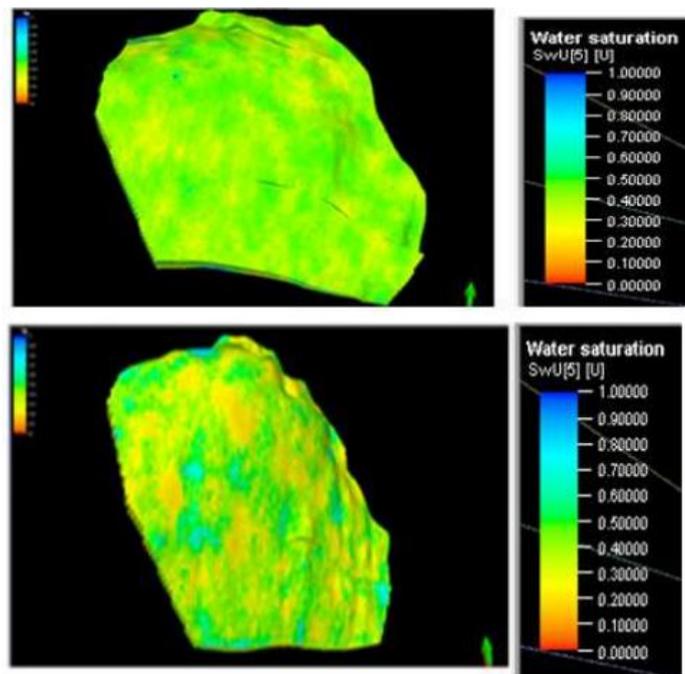


Figura 11. Modelado de simulación de Saturación

Fuente: (Emujakporue, 2017)

Petrofacies

Según (De Ros & Goldberg , 2007) Las petrofacies de yacimiento se definen por la combinación de estructuras de depósito específicas, texturas y composición primaria, con diagenética dominante. La combinación de aspectos texturales y compositivos primarios con procesos y productos diagenéticos específicos corresponden a criterios definidos.

El análisis de petrofacies se refiere a la caracterización y clasificación de los tipos de poros y saturaciones de fluidos en un yacimiento de petróleo o gas mediante mediciones

petrofísicas. En este proceso, la porosidad y la resistividad juegan un papel crucial como ejes para mapear la saturación de agua, el volumen de agua y la permeabilidad estimada del yacimiento. Además, se utiliza información sobre la presión capilar cuando está disponible.

Al representar los datos en un gráfico que muestra la profundidad dentro del yacimiento, se pueden identificar patrones característicos que reflejan la naturaleza del depósito y su interacción con la columna de hidrocarburos. Esta representación gráfica permite visualizar de manera clara las variaciones en la porosidad, la saturación de fluidos y otros parámetros relevantes a lo largo del yacimiento.

Para enriquecer aún más la información proporcionada por el análisis de petrofacies, se puede incorporar una tercera variable en la representación gráfica. Esta variable se suele mostrar mediante una escala de color que se basa en registros de pozos adicionales, como el registro de gamma ray o el efecto fotoeléctrico, u otras variables derivadas. Esta técnica permite resaltar contrastes significativos entre los tipos de poros del yacimiento y las saturaciones de fluidos, lo que ayuda a discriminar y caracterizar la heterogeneidad del yacimiento.

Modelo de Litofacies

Según (Chamba Camacho , 2015), Las litofacies están caracterizadas por su características físicas y composicionales como son: Litología, estructuras sedimentarias y geometría de los cuerpos.

En la figura 12 se muestra una vista en perspectiva 3D del modelo de facies, muestra que la cara dominante en la parte suroeste está dominada por arena fina. La parte central muestra una mezcla de tres facies, arena limosa, arena fina y pequeña proporción de lutita mientras que la parte noreste muestra buena proporción de arena y arcilla con una pequeña fracción de arena limosa.

La parte suroeste muestra una buena distribución de arena, sin embargo, la saturación de petróleo es relativamente baja en comparación con la parte central. Esto puede atribuirse

a los factores diagenéticos en la formación. Ejemplo tomado del artículo (Godwill & Waburoko, 2016).

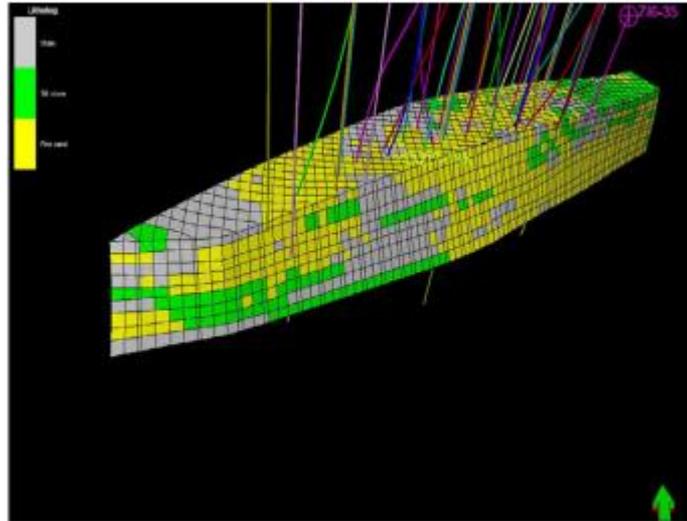


Figura 12. Modelo de simulación de Litofacies

Fuente: (Emujakporue, 2017)

2.3.SWEET SPOTS

La continua producción de gas y petróleo ha llevado a la exploración de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, como los shale oil y los shale gas, en donde dentro de las formaciones geológicas se busca identificar áreas óptimas para producir que se conocen como sweet spots.

Según (Aldrich & Seidle, 2018), los factores importantes del subsuelo se pueden agrupar en las diferentes clases y definir la capacidad de:

- Generar el hidrocarburo según la Calidad Orgánica (OQ).
- Almacenar los hidrocarburos según la Calidad de la roca (RQ).
- Sostener la estimulación según la Calidad Mecánica (MQ).

(Aldrich & Seidle, 2018), mediante su estudio, el Sweet spots se define como el punto de intersección entre los tres factores de calidad. (OQ, RQ, MQ).

Tabla 5. Factores de calidad que definen un sweet spots.

Fuente: (Aldrich y Seidle, 2018)

	Variables	Rango de shales comerciales
OQ (Calidad Orgánica)	Contenido orgánico	>3% y 12% de macerados correctos
	Madurez térmica	Ventana de gas húmedo o gas seco
	Capacidad de almacenamiento	Depende del shale y el espesor
RQ (Calidad de la Roca)	Espesor	>100' y rodeada de fracturas
	Porosidad	>8%
	Permeabilidad	>0,001 mD – no es una regla
QM (Calidad Mecánica)	Contenido de arcillas	<40%
	Coefficiente de Poisson	<0,2
	Módulo de Young	<5x10e6
	Presión	Generalmente la sobrepresión es positiva

2.3.1. Yacimientos de hidrocarburos no convencionales

Un yacimiento de hidrocarburos no convencionales se refiere a aquellos depósitos que no se encuentran de manera “convencional” y se diferencian de estas porque se los ubican o se extraen con procedimientos especiales, menciona (García y Garcés, 2012)

Este tipo de yacimientos es un tipo de distribución de las diferentes maneras que hay para clasificar los yacimientos, estos se pueden clasificar según; el diagrama de fases,

de acuerdo con los hidrocarburos que almacenan, a partir de su mecanismo de producción y según la roca que los forma.

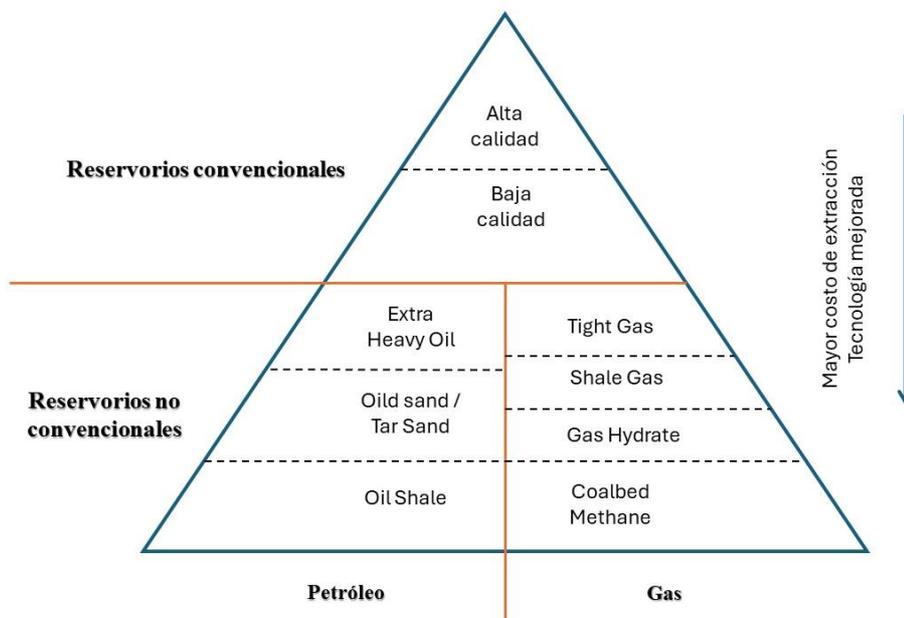


Figura 13. Clasificación de yacimientos según el fluido contenido.

Fuente: (García y Garcés, 2012)

En la figura 13 se muestra de manera práctica la clasificación de los reservorios de acuerdo con el tipo de fluido contenido, en donde se observa que dentro de los reservorios no convencionales se subdividen para petróleo y gas, por esto (García y Garcés, 2012) definen que son depósitos de gas natural con muy baja permeabilidad o que el petróleo que hay no tenga buena fluencia hacia los pozos.

2.3.2. Definición para sweet spots

De acuerdo con la investigación presentada por (Santiago, 2022) sweet spot se suele definir para la descripción de un área dentro de un campo con potencial de producción, es decir que son zonas que no se han producido ya sea por diversos factores o razones y que son o pueden llegar a ser de interés comercial, este es un concepto que puede ser

aplicado tanto para petróleos como para gas, ya es una cuestión de en qué sentido se torna la investigación.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología utilizada en esta investigación, la cual se divide en dos secciones principales. La primera sección se enfoca en el análisis del modelado petrofísico, mientras que la segunda sección aborda la identificación de sweet spots a partir del análisis del modelado petrofísico y análisis del fluido de interés.

Una vez completado los cálculos para el análisis del modelado petrofísico, se procede a la identificación de sweet spots, relacionando los resultados obtenidos con el análisis de la saturación de petróleo.

Se considera que sería de manera positiva contar con metodologías que permitan identificar oportunidades para continuar el desarrollo de los campos de manera óptima y de manera más sencilla y económica.

Para poder cumplir los objetivos específicos de esta investigación se relacionará esta metodología de la siguiente manera:

Describir los resultados de los análisis petrofísicos para la identificación de las sweet spots en la formación de arena U, proporcionando información clave para la planificación de estrategias de perforación y producción:

- Esta metodología incluye el cálculo del índice de calidad de roca (RQI), que se basa en los resultados de los análisis petrofísicos y proporciona información sobre las características petrofísicas del medio poroso del área en estudio dándonos una idea del estado rocoso a analizar.

Analizar la saturación de fluidos en profundidad, enfocándose en la identificación de áreas con saturación óptima de hidrocarburos, determinando así las regiones más productivas y estratégicas para la extracción de petróleo.

- La clasificación de la saturación de petróleo con respecto a la profundidad a través de métodos estadísticos ayudará a definir el sweet spot a partir de zonas potenciales de la zona en estudio.

Evaluar el modelado petrofísico para la identificación de sweet spots en la arena U de la Cuenca Oriente:

- Una vez terminada de construir la metodología se podrá llegar a una evaluación final, integrando los análisis realizados.

A continuación, se detallan los procedimientos empleados en cada una de estas secciones, destacando los pasos metodológicos específicos y la interrelación entre ambas fases del estudio.

3.1. Identificación de localización

Se definirá el lugar a estudiar, este deberá de cumplir las características aplicables para esta investigación, las cuales son: campo de hidrocarburos que producen en la arena U de la Cuenca Oriente en donde el petróleo se caracteriza clasificarse como crudo pesado.

3.2. Sección 1 – Modelado petrofísico

En esta primera fase, se describirá el proceso de recopilación y análisis de datos petrofísicos, esto incluye la selección de registros de pozos y la interpretación de estos mismos. Se consideró únicamente los parámetros necesarios a determinar para el fin de esta investigación.

3.2.1. Modelo de porosidad total

El modelo de porosidad total se desarrollará usando tres tipos de registros, dependiendo de la información disponible. Estos registros son el sísmico, el de densidad y el de neutrón. El modelo de porosidad se obtendrá promediando los valores de porosidad obtenidos de los registros de densidad y neutrón, como se muestra en la ecuación 16.

$$\phi_{D-N} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2}$$

Ecuación 16. Fórmula para cálculo de porosidad total.

Donde:

ϕ_{D-N} = Porosidad total promedio Densidad-Neutrón

ϕ_D = Porosidad absoluta según registro de densidad

ϕ_N = Porosidad según registro Neutrón

$$\phi_D = \frac{\rho_{matriz} - \rho}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

Ecuación 17. Fórmula para cálculo de porosidad derivada de registro.

Donde:

ϕ_D = Porosidad derivada de la densidad

ρ_{matriz} = Densidad de matriz de la formación

ρ_f = Densidad de fluido 1gr/cc

ρ = Lectura curva densidad del registro

Tabla 6. Densidad de matriz para litología de la Cuenca Oriente

Fuente: (Miranda Grijalva, 2008)

Litología	Densidad de matriz (ρ_{matriz} gr/cm³)
Arenisca	2.65

En los casos donde estos dos registros no están disponibles, la porosidad se obtendrá del registro sísmico, con la siguiente ecuación 18.

$$\phi_{DT} = \frac{\Delta t_{log} + \Delta t_{ma}}{\Delta t_{ft} + \Delta t_{ma}}$$

Ecuación 18. Fórmula para cálculo de porosidad obtenida a partir de registro sísmico.

Donde:

ϕ_{DT} = Porosidad derivada del sísmico

Δt_{log} =Tiempo de transito por intervalo en la matriz

Δt_{ft} =Tiempo de transito por intervalo en el fluido de formacion

Δt_{ma} =Tiempo de transito por intervalo en la matriz

Tabla 7. Valores para cálculo de porosidad con registro sísmico

Fuente: (Bendeck Olivella, 1992)

Matriz	Velocidad (ft/s)	Tiempo de tránsito ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Dolomita	23000	43,5
Caliza	21000	47,5
Arenisca	18000	55,6
Anhidrita	20000	50
Yeso	19000	52,5
Sal	15000	67
Agua fresca	5000	200
Agua	5300	189
Agua	5700	176
Petróleo	4300	232
aire	1100	919

3.2.2. Modelo de porosidad efectiva

El modelo de porosidad efectiva se obtendrá multiplicando los resultados obtenidos del modelo de porosidad total por la fracción de roca libre de arcilla, con la fórmula 19.

$$\phi_e = \phi_{D-N} * (1 - V_{sh})$$

Ecuación 19. Formula para calcular porosidad efectiva con corrección de Vsh

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

ϕ_{D-N} = Porosidad total promedio Densidad-Neutrón

V_{sh} = Volumen de arcilla

3.2.3. Modelo de arcillosidad

Para la elaboración del modelo de arcillosidad se usará registros Gamma Ray y registros de Densidad vs. Neutrón, y se lo determinará con la ecuación 20:

$$V_{sh} = \frac{GR_{corr} - GR_{corr\ miin}}{GR_{corr\ max} - GR_{corr\ min}}$$

Ecuación 20. Fórmula para calcular Vsh a partir de registro GR

Donde:

V_{sh} = Volumen de arcilla

GR_{corr} = Valor de GR (de registro)

$GR_{corr\ miin}$ = Valor de GR mínimo de reservorio

$GR_{corr\ max}$ = Valor de GR máximo de una zona de arcilla adyacente al reservorio

3.2.4. Permeabilidad absoluta

Se utilizará la fórmula de Timur simplificada, que considera parámetros como la porosidad total y la saturación de agua irreducible, mismo que se obtienen de registros. Para esta investigación las constantes de modificación a, b, c y d se tomaron valores de 100, 2, 1 y 2 de manera correspondiente, valores que recomienda (Guamialamá Maza, 2019), ya que está acorde a características de campo Shushufindi.

$$k = \left(\frac{a\phi^b}{S_{wirr}^c} \right)^d$$

Formula 21. Fórmula para calcular permeabilidad

Donde

a, b, c, d = exponentes y coeficientes que varía según el método empírico

k = permeabilidad mD

ϕ = porosidad total

S_{wirr} = saturación de agua irreducible

Tabla 8. Coeficientes y exponentes según el método empírico usado

Fuente: (Guamialamá Maza, 2019)

Método	Exponentes y coeficientes			
	a	b	c	d
Coates	100	2	1	2
Tixier	250	3	1	2
Salazar	$4.22 \cdot 10^6$	7.5	0.09	1
Timur	0.136	4.4	2	1

3.2.5. Modelo por tipo de roca – índice de calidad de la roca (RQI)

Para el modelo de tipos de rocas se aplicará la metodología de Amaefule, que se basa en el análisis de núcleos convencionales y especiales, definiendo unidades de flujo con la relación de RQI (Rock Quality Index)- $\phi_{e_{norm}}$ (Porosidad Efectiva Normalizada). Luego, se procederá a clasificar las unidades de flujo con características similares de tipos de roca según el RQI.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_{ab}}{\phi_e}}$$

Ecuación 22. Fórmula para calcular RQI

Donde:

RQI = Índice de calidad del yacimiento o reservorio, expresado en micrómetros (μm).

k_{ab} = permeabilidad absoluta, en md.

ϕ_e = Porosidad efectiva, en fracción

Porosidad normalizada

$$\phi_{e_{norm}} = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

Ecuación 23. Fórmula para calcular $\phi_{e_{norm}}$

Indicadores de zonas de flujo

Se relacionará RQI y ϕe_{norm} , para determinar indicadores de zonas flujos, como se muestra en la fórmula 24.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi e_{norm}}$$

Ecuación 24. Fórmula para calcular FZI

3.3.Sección 2 - Identificación de sweet spots

3.3.1. Estudio de la curva de saturación de petróleo

Se analizará la curva de saturación de petróleo en función a la profundidad, obtenida a partir de los registros de resistividad, además también se realizarán los siguientes cálculos a modo de clasificación en base a la saturación del petróleo con el fin de estimar zonas potenciales de sweet spots.

3.3.2. Saturación de petróleo normalizada

Se utilizará la normalización estadística con el fin de redimensionar los datos para poder compararlos en una escala común, y así clasificarlo como zonas potenciales de acuerdo con un rango estimado, la fórmula que se utilizará es la siguiente, que para fines de esta investigación se adaptó para esta necesidad.

$$S_{o_{norm}} = \frac{S_o - S_{o_{min}}}{S_{o_{max}} - S_{o_{min}}}$$

Ecuación 25. Ecuación para calcular $S_{o_{norm}}$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo

$S_{o_{norm}}$ =Saturación de petróleo normalizado

$S_{o_{min}}$ = Saturación de petróleo mínimo

$S_{o_{max}}$ = Saturación de petróleo máximo

La saturación de petróleo normalizada es adimensional y dará como resultados números en un rango de cero a uno, con los resultados obtenidos a partir de esta normalización se podrá dar una idea de las zonas potenciales existentes, pero son datos que se encuentran en forma desordenada, por lo tanto, se organizará de menor a mayor y se los clasificará en 3 grupos de acuerdo al P50 (percentil 50 o la mediana), de manera ascendente en donde la zona potencial definida en el tercer grupo serán consideradas como sweet spots.

3.4. Diagrama metodológico para desarrollo de investigación



Figura 14. Fases de desarrollo de metodología a aplicar en la investigación

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Área de estudio en investigación

El campo que se consideró y cumple con las características para esta investigación es el campo Shushufindi, de manera específica se trabajó con datos de un pozo, que en esta investigación tomó el nombre de pazo base.

El campo Shushufindi pertenece al denominado bloque 57, ubicado en la provincia de Sucumbíos, esta área se divide en regiones norte, centro y sur en la figura a continuación se puede visualizar la ubicación del campo y bloque.

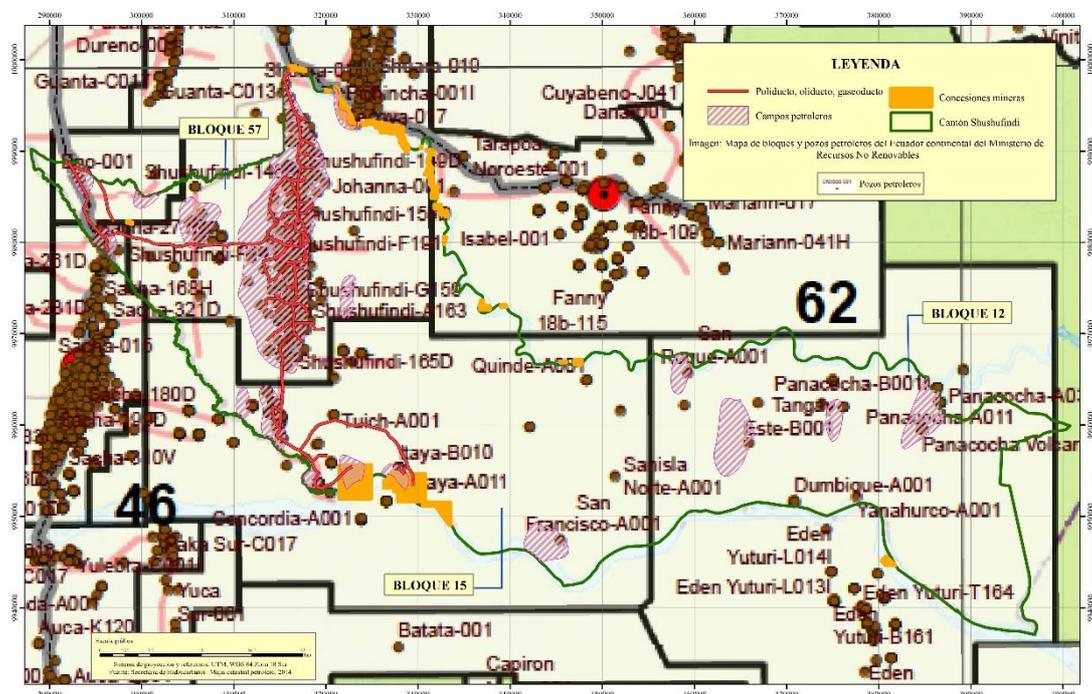


Figura 15. Ubicación de campo y bloque petrolero del campo Shushufindi

Fuente: (GADM Shushufindi)

De acuerdo con la investigación de (Quirumbay Pozo y Tomalá Suarez, 2023) mencionan que este es uno de los campos de la Cuenca Oriente que tiene mayores números de producción, con alrededor de 220 pozos en operación.

Por cuestiones de investigación se tomó en cuenta información de la zona en estudio. La producción de petróleos en este sitio es asociada a los depósitos del cretácico, de la formación Napo en donde una de las principales arenas productoras es la arena U, de manera normalizada la arena u inferior se considera principal productora de petróleo. (Enríquez Pabón y Feijóo Loayza, 2008).

Se puede describir las siguientes características de la formación Napo:

Tabla 9. Espesores de principales arenas productoras U

Fuente: Elaboración propia

Componente	Espesor aproximado (ft) (Galarza Santana y Hernández Bravo, 2023)	Espesor aproximado (ft) (Galárraga Estrella, 2023)
Formación Napo	1080	-
Napo U inferior	490 - 788	10 – 100
Napo U medio	263 – 295	-
Napo U superior	720	60 - 140

Los datos son netamente dependientes de la investigación que se lleva a estudio. En la siguiente figura se muestra una sección de la estratigrafía de manera generalizada del campo Shushufindi con profundidades aproximadas de las arenas productoras.

FORMACION	MIEMBRO FORMACIONAL	TOPE FORMACIONAL	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLOGIA
NAPO		8238'	578'	MARINO	
	CAL. "A"	8816'	28'		
	ARENA. "U" SUP	8844'	122'		
	ARENA. "U" INF	8966'	110'		
	CAL. "B"	9076'	24'		
	ARENA. "T" SUP.	9100'	76'		
	ARENA. "T" INF	9176'	70'		
P.T.		9400'			

Figura 16. Sección estratigráfica de manera generalizada del campo Shushufindi con profundidades aproximadas de las arenas productoras

Fuente: (Enríquez Pabón y Feijóo Loayza, 2008)

Profundidad de la formación y arena

Uno de los principales instrumentos que se usan para poder definir topes, base y profundidades son los perfiles de los pozos, es decir los registros eléctricos, de densidad, de porosidad, sónico, neutrónico, entre otros.

4.2. Modelo de porosidades

Para el cálculo de modelo de porosidad total se tomó datos del registro de densidad y neutrón de un pozo base del campo Shushufindi.

En la siguiente imagen se mostrará el registro utilizado.

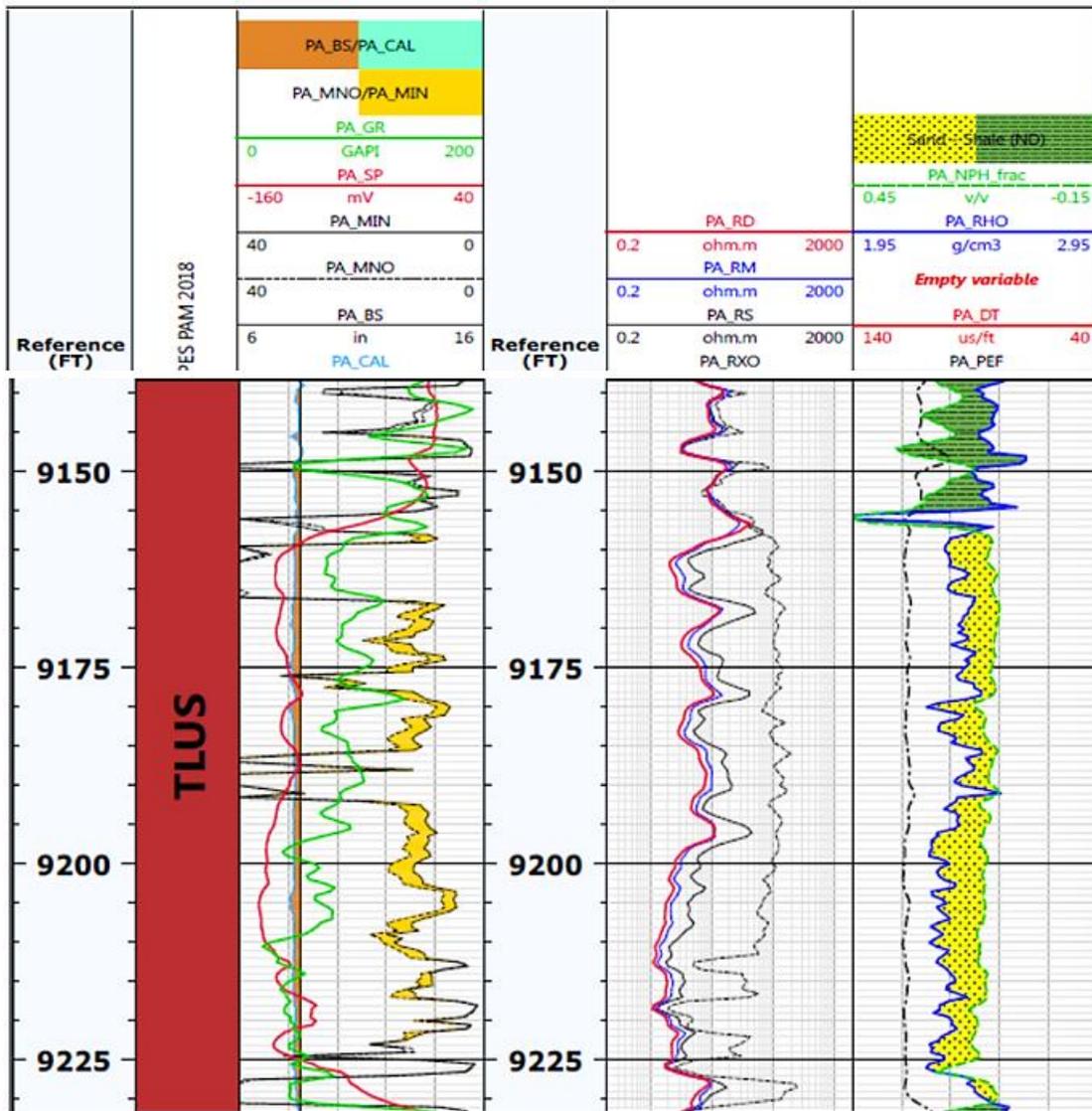


Figura 17. Registros eléctricos (gamma ray, density, neutrón, SP micro resistividad) del pozo SHSAC - 222 de Shushufindi.

Fuente: (Falconez Reyes, 2020)

Esta sección se encuentra saturada por petróleo con un espesor de 60 ft y $S_w=42\%$, entendiéndose TLUS como arena u inferior.

Para llevar a cabo los cálculos del modelado petrofísico, se digitalizó los registros del pozo base de la Figura 16 que se tomó para desarrollar esta investigación, el software utilizado fue “Engauge Digitizer”, y el software utilizado para el análisis de datos fue “Microsoft Excel”

4.2.1. Digitalización de registros de pozo base

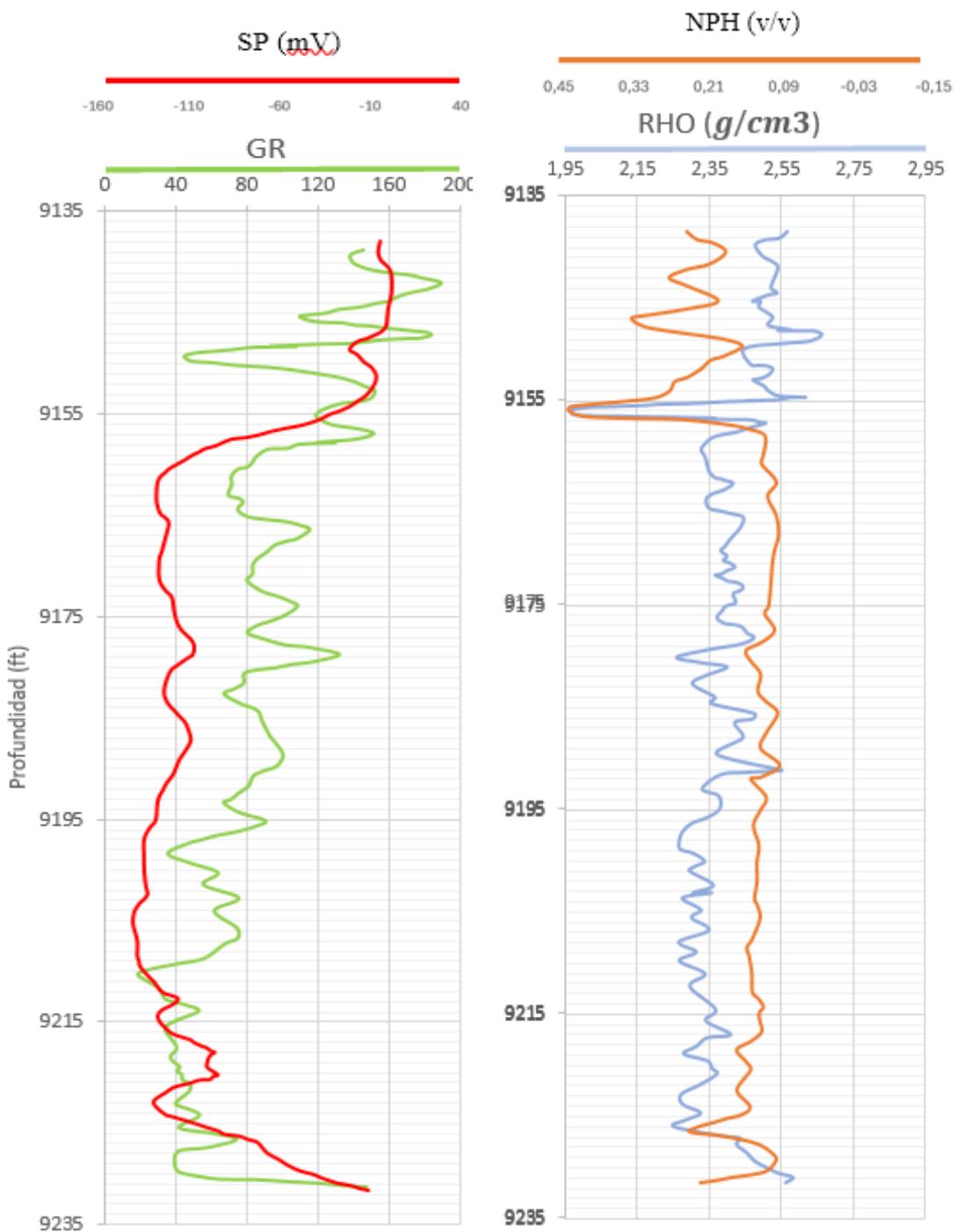


Figura 18. Registros digitalizados de SP, GR, NPH y RHO de pozos base

Fuente: Elaboración propia

De manera generalizada se deduce de los registros el siguiente análisis: en el registro gamma ray dentro del intervalo 9135 ft – 9155 ft hay presencia de Arcilla/Lutita, fuera de esos intervalos es una formación de arenisca y arenisca arcillosa que en conjunto del registro SP se definen como arenas permeables, de manera ordenada alrededor del intervalo mencionado no se visualiza un cruce en relación con los registros de densidad y neutrón dando a entender que no hay presencia de gas.

Cálculo de porosidad total

$$\phi_{D-N} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} = \frac{0.18 + 0.25}{2} = 0.215 = 21.5 \%$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{matriz} - \rho}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} = \frac{2.65 - 2.35}{2.65 - 1} = 0.18$$

A una profundidad de 9185 pies, se obtuvo una porosidad total del 21.5%, calculada a partir de registros de densidad (2.35 g/cm³) y neutrón (0.25). Este valor de porosidad, clasificado como "muy bueno", sugiere una formación con alto potencial de almacenamiento de hidrocarburos.

Cálculo de porosidad efectiva

$$\phi_e = \phi_{D-N} * (1 - V_{sh}) = 0.215 * (1 - 0.25) = 0.16$$

La ϕ_e es aproximadamente 0.16 o 16 %, indicando que la porosidad disponible para almacenar y transmitir fluidos en la formación, una vez se ha tenido en cuenta la presencia de lutitas, este resultado se lo puede considerar como una capacidad moderada de almacenamiento.

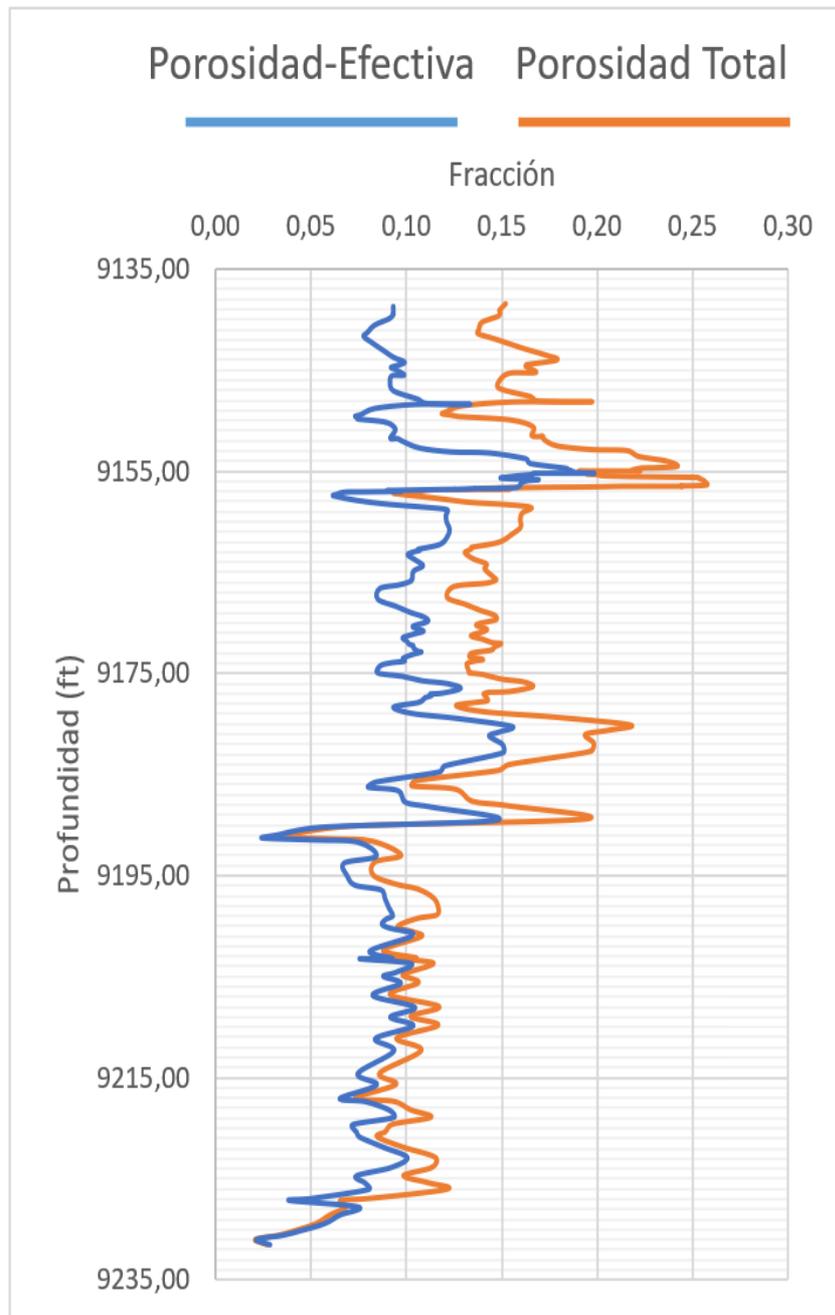


Figura 19. Modelo de la relación respecto a porosidad total y efectiva

Fuente: Elaboración propia

En la gráfica se identificó que el pozo respecto a porosidad efectiva varía pero no en gran cantidad de acuerdo con la porosidad total, es decir que la formación tiene una buena capacidad de almacenamiento de manera general, pero esto solo se visualizó en ciertas zonas, entre las profundidades 9135 y 9155 hay una baja porosidad efectiva,

resultado de la presencia de lutitas, es decir que no es probable que en zona haya almacenamiento de petróleo.

4.2.2. Cálculo de la arcillosidad y modelado

$$I_{GR} = V_{sh} = \frac{GR_{corr} - GR_{corr\ miin}}{GR_{corr\ max} - GR_{corr\ min}} = \frac{90 - 20}{190 - 20} = 0.41$$

Se considera la siguiente fórmula para areniscas:

$$V_{sh} = \frac{0.83 * I_{GR}}{1 + 0.83 * I_{GR}} = \frac{0.83 * 0.41}{1 + 0.83 * 0.41} = 0.25$$

Un cálculo manual de V_{sh} da como resultado 25.48% indicando que aproximadamente una cuarta parte de la arena U es lutita. Este resultado puede afectar a la interpretación de las propiedades del reservorio como la porosidad efectiva y la permeabilidad, si no se toman consideraciones respecto al tipo de formación que se está evaluando.

En el modelado del V_{sh} , se puede observar lo que se obtuvo como resultado en el cálculo manual, a una profundidad cerca de 9169 ft hay presencia de arcillosidad que se contrasta con lo analizado en el registro gamma ray.

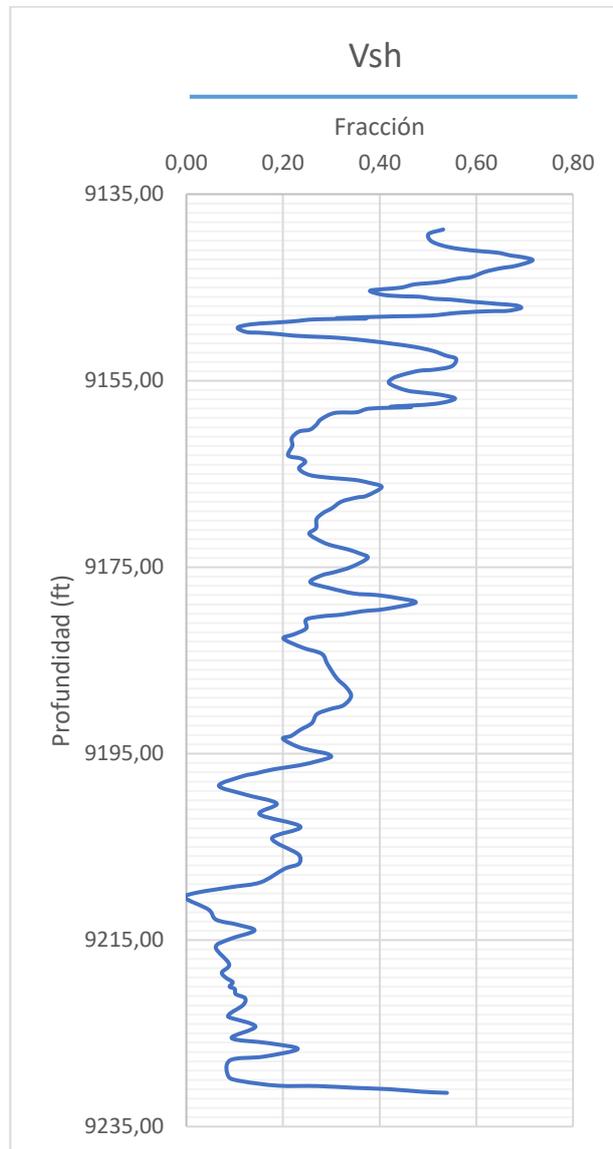


Figura 20. Vsh de la arena U del pozo base en estudio

Fuente: Elaboración propia

En la gráfica se reconoció que efectivamente la cuarta parte de la zona analizada tiene una arcillosidad de más del 40%, debajo los 9155 ft este porcentaje de arcillosidad disminuye notablemente e inclusive en cierta profundidad llega a ser una zona libre de arcilla.

4.2.3. Cálculo de permeabilidad absoluta

El S_w mencionado antes es la mínima saturación de agua obtenida, entonces se puede considerar S_{wirr} .

$$k = \left(\frac{a\phi^b}{S_{wirr}^c} \right)^d = \left(\frac{100 * 0.215^2}{0,42} \right)^2 = 121.13 \text{ mD}$$

Una permeabilidad de 121,13 mD está dentro del rango de permeabilidades buenas, es decir que los fluidos deberían de fluir bien.

4.2.4. Cálculo de RQI y modelado

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k ab}{\phi e}} = 0.0314 \sqrt{\frac{121.13}{0.16}} = 0.86 \mu$$

Cálculo de porosidad normalizada

$$\phi_{e_{norm}} = \frac{\phi e}{1 - \phi e} = \frac{0.16}{1 - 0.16} = 0.19$$

Cálculo de FZI - Indicadores de zonas de flujo

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_{e_{norm}}} = \frac{0.86}{0.19} = 4.52$$

Se identificó en el pozo base tres unidades de flujo, que tiene rangos de:

Tabla 10. Identificación de FZI obtenidos

Fuente: Elaboración propia

Unidad de flujo	Rangos de FZI	Identificación
1	0 – 1	

2	2 – 3	
3	4 - 5	
4	6 - 7	

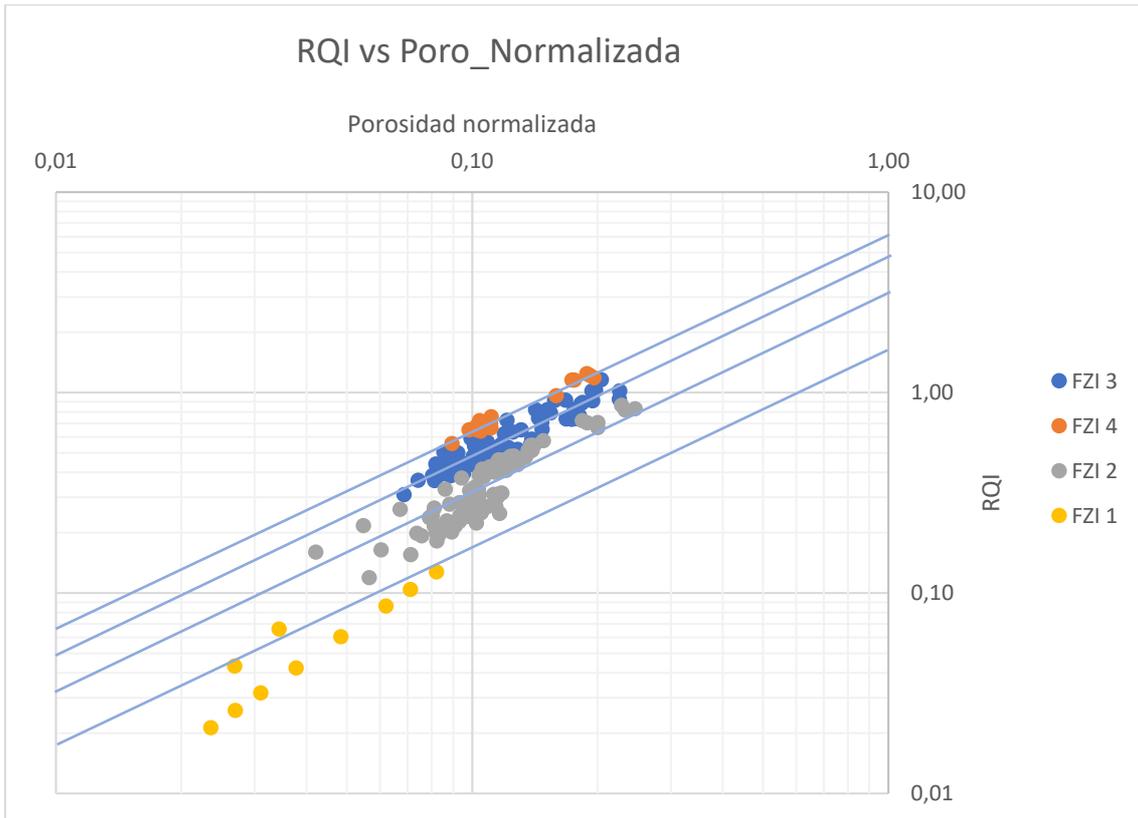


Figura 21. FZI obtenidos del pozo base en estudio

Fuente: Elaboración propia

Del gráfico obtenido se deduce que la mayor parte del pozo tiene zonas en donde el RQI es similar entre sí, y son pocas las zonas en que varía, teniendo como el valor más bajo de 0.90 y el valor más alto de 6.95 en un rango de 0 a 7 de FZI, más del 50% de los datos analizados tienen valores medios, es decir que se tiene una capacidad de almacenamiento buena y similar en el pozo base.

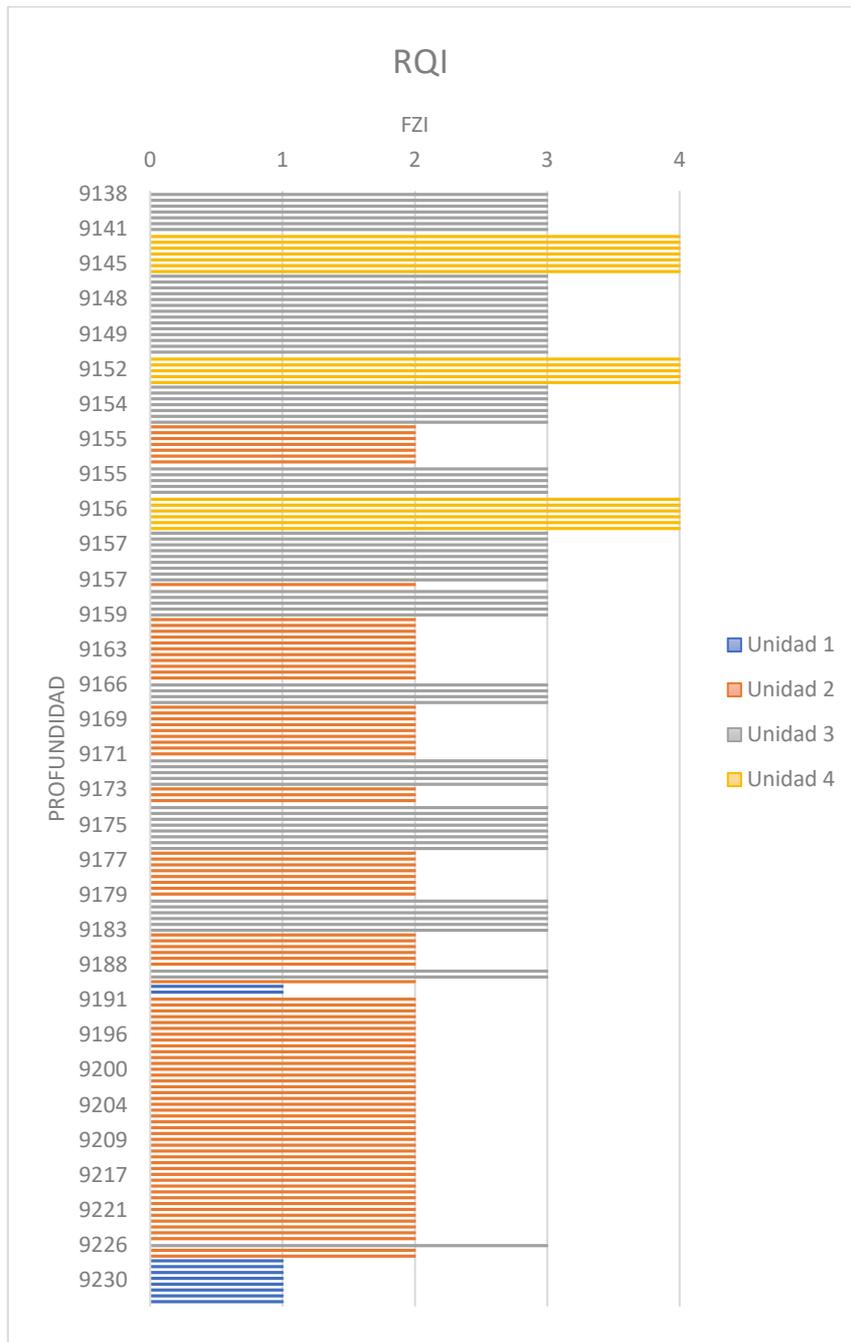


Figura 22. Índice de calidad de roca clasificado por FZI del pozo modelo en estudio, en vista de profundidad

Fuente: Elaboración propia

Del modelado de RQI respecto a FZI, se entendió que las zonas clasificadas con el número mayor son debido a un alto porcentaje de permeabilidad, pero en la zona de lutitas se puede definir qué, es muy probable que sea una zona con fracturas que permiten la migración de fluidos, pero que es que poco probable el almacenamiento.

4.3. Análisis de saturación de aceite respecto a profundidad

A partir de los registros se obtuvo el siguiente modelo respecto a la saturación de aceite y agua en la formación en estudio.

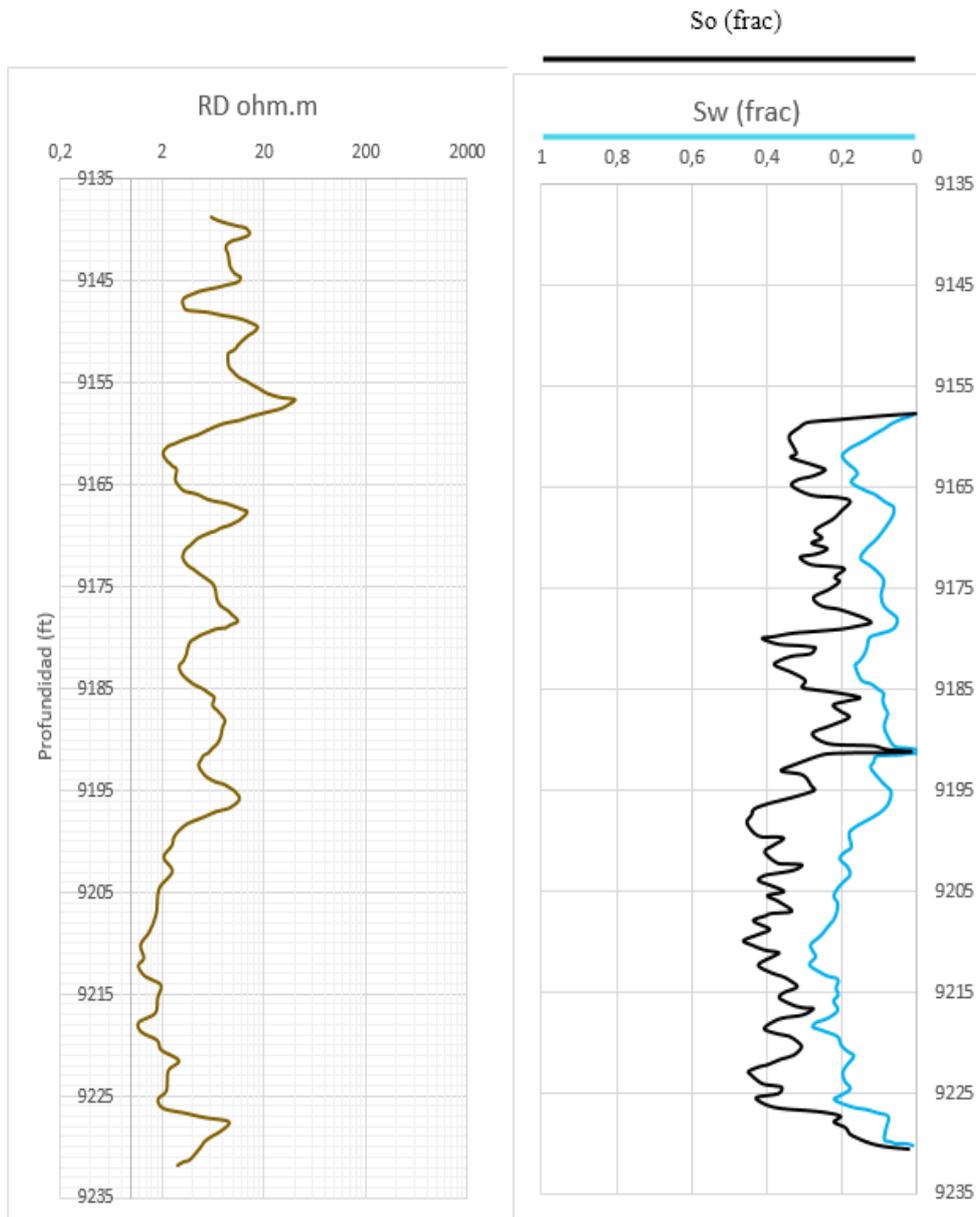


Figura 23. Curvas RD, Sw y So

Fuente: Elaboración propia

Entonces, a modo de análisis, a partir de los registros se pudo deducir que en los intervalos de profundidad de 9157 ft a 9230 ft hay una saturación de hidrocarburos

relativamente atraíble, marcando una tendencia mayoritaria hacia la zona profunda de mayor saturación.

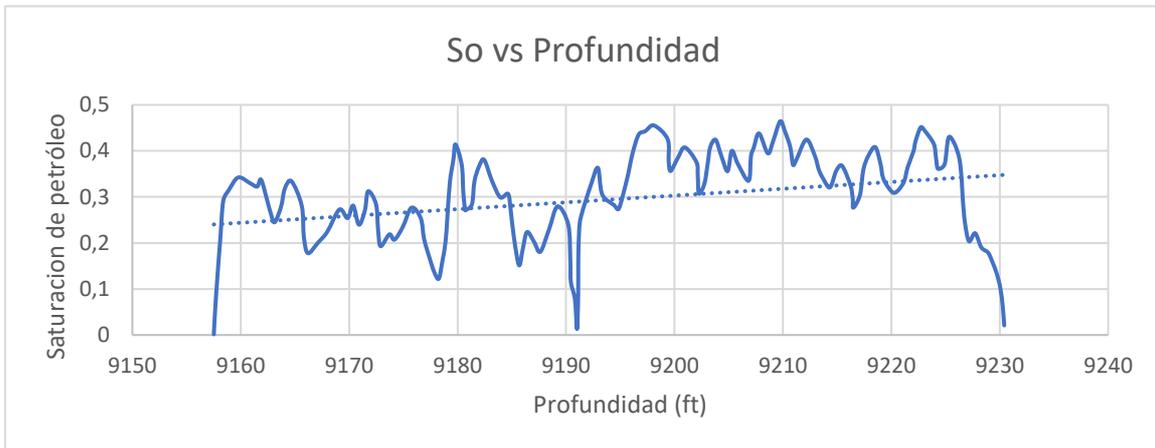


Figura 24. Saturación de aceite en fracción en zonas de interés del pozo base

Fuente: Elaboración propia

Esos intervalos de profundidad son atraíbles para producción, pero, hay que considerar que la saturación es fluctuante, y para discernir esto, se normalizó la saturación de petróleo, encontrando que la saturación de aceite mínima y máxima en esta zona es de 0.00159 y 0.46434 correspondientemente.

Entonces, al normalizar la saturación de petróleo se obtuvo la clasificación de 3 Zonas potenciales:

Tabla II. Tabla de clasificación según rangos de zonas potenciales

Fuente: Elaboración propia

Zona Potencial	Rangos de saturación de petróleo normalizada
Z1	0 a 0.6
Z2	0.7
Z3	0.8 a 1

Los rangos de las zonas potenciales están relacionados directamente con la saturación de petróleo, entonces esta grafica mostró el sweet spot.

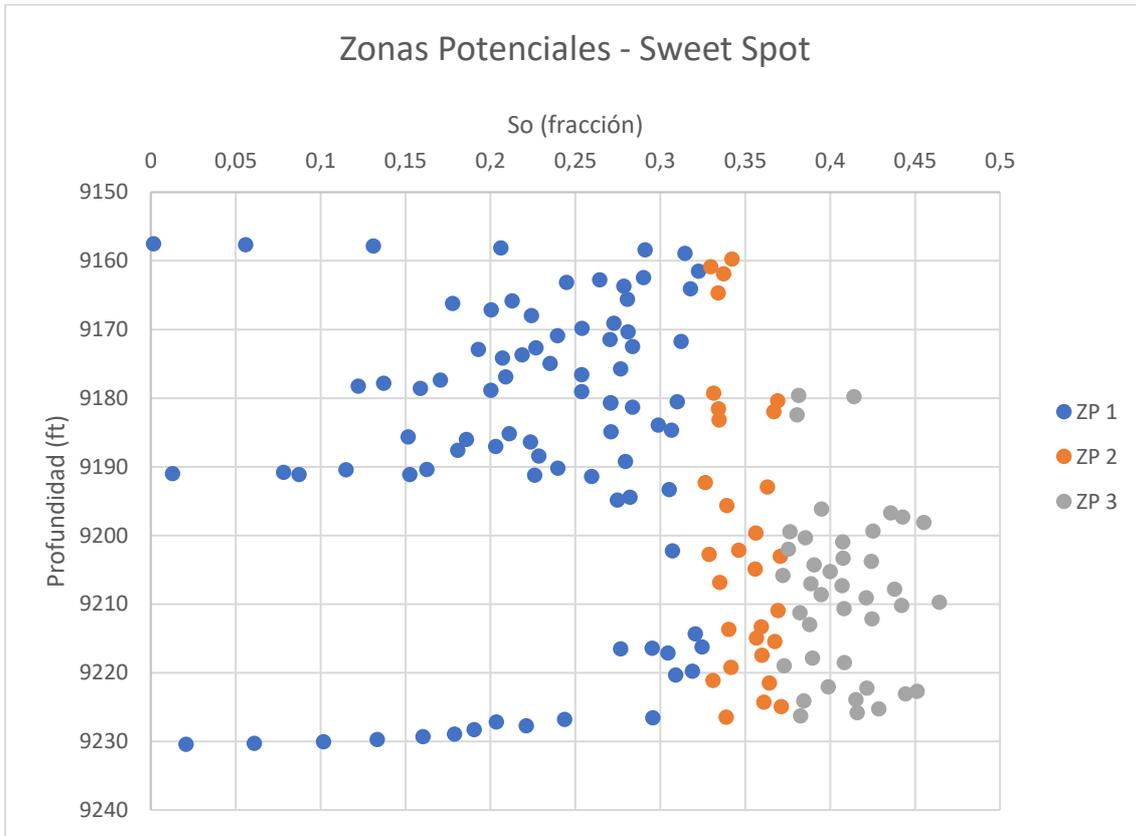


Figura 25. Identificación de sweet spots en pozo base en estudio

Fuente: Elaboración propia

De la gráfica de puntos dispersión se identificó que en el intervalo de 9190 ft a 9225 ft es una zona de alto potencial, entonces esta sería una sweet spot para esta formación.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se analizó que del modelo petrofísico de los parámetros que se necesitan para identificar sweet spots en la arena u de la Cuenca Oriente, conllevan a relacionarse entre sí, tanto el análisis del medio poroso como el análisis del fluido que hay en él. En el análisis petrofísico se pudo determinar la existencia de una arena con buena porosidad y permeabilidad, tomando en cuenta el volumen de arcillas en la formación, a partir de los resultados obtenidos como: en el modelo de porosidad total y efectiva a partir de 9175 ft la divergencia que existe entre la porosidad total y efectiva entre 0.15 y 0.10 va disminuyendo lo que indica que la mayoría del espacio poroso es efectivo, aunque también sugiere que hay material que reduce la porosidad efectiva, en el modelo de arcillosidad, se identificó que si hay contenido arcilloso de hasta un 70 % en el pozo base, pero disminuye conforme aumenta la profundidad, es decir que hay una arena más limpia de arcilla, a partir de 9155 ft la arcilla disminuye a valores menores del 40% de arcilla presente en el pozo base, en el modelo de índice de calidad de roca (RQI) hay zonas similares clasificadas como unidad 2, consideradas como buenas unidades de flujo, son muy pocas las zonas en donde se clasificó menor a 1.
- Se describió con los resultados que con la identificación de sweet spots a partir de un modelado petrofísico se puede recomendar zonas con potencial, es decir que, tengan buena porosidad, buena permeabilidad y una saturación considerable para tomarlo como punto de producción deseable.
- Se analizó que la saturación de fluidos no siempre es paralela a una buena permeabilidad y porosidad con respecto a la profundidad, es decir que puede haber petróleo en zonas donde no haya buena permeabilidad, entonces si es

necesario considerar zonas potenciales de sweet spot para así poder determinar puntos estratégicos y óptimos de producción, en el modelo de saturación de petróleo se halló que si se clasifica en zonas potenciales de producción, la zona clasificada como 3 es un buen punto debido a que arroja resultados altos respecto a otras zonas, esta zona que se considerará como sweet spot se encuentra entre 9100 a 9210 ft.

- Se evaluó que a partir de un modelo petrofísico se pueden determinar propiedades importantes a la hora de la búsqueda zonas productoras y zonas potenciales de producción o sweet spots, el modelado llega inclusive a inferir en el análisis de saturaciones de fluidos presentes en el área de estudio.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe de verificar al momento de lectura o calculo, si se requiere algún tipo de corrección en cuanto a los registros y cálculos, puesto que suelen variar dependiendo de la formación, ya sea aplicando métodos matemático o métodos de simulación.
- Para una mejor precisión de los cálculos se debe de verificar la densidad de la matriz, la densidad del fluido presente en el campo en cuanto a cálculos de porosidad, respecto al cálculo de V_{sh} se debería verificar si se realizan consideraciones debido al tipo de formación a estudiar ya que este llegaría a inferir en la evaluación de un reservorio en cuanto a determinación de porosidades.
- Tener en cuenta que esta investigación tiene un análisis de tamaño micro, la identificación de sweet spots puede llevarse a un tamaño macro, es decir al estudio de un campo completo o un yacimiento, por esto siempre se debe tener en consideración las variables que vayan a determinar el sweet spot.
- Se recomienda que al momento de digitalizar en el software engage digitizer se considere únicamente puntos en donde se encuentre la curva a digitalizar, de lo contrario, el software distorsionará las dimensiones de los puntos reales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aldrich, J. B., y Seidle, J. S. (20 - 23 de Mayo de 2018). "Sweet Spot" Identification & Optimization in Unconventional Reservoirs. *Search and Discovery Articulo, No 80644. Annual Convention and Exhibition*, 6.
- Angulo Carrera, A. K. (2016). *Arquitectura estructural y estratigráfica de la secuencia pre-aptiense, en la sección norte del corredor Sacha-Shushufindi [Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador]*. Repositorio institucional. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7115>
- Astesiano , D., Porras, J., Panesso , R., y Quaglia, A. (2014). *Caracterización petrofísica integrada y calculo de sw a partir de la función j del reservorio rayoso clástico, campo desfiladero bayo este, cuenca neuquina*. Mendoza, Argentina.
- Avendaño Hernández , J. (2015). *Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas*. Repositorio institucional, México.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (1999). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito, Ecuador: IFEA; IRD; PETROECUADOR.
- Bendeck Olivella, J. (1992). *Perfiles eléctricos*. Bogotá, Colombia: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del petróleo. <https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=73133>
- Chamba Camacho , D. P. (2015). *Generación de los modelos de litofacies y petrofísicos en las areniscas U y T de la formación Napo en un campo del sector centro-norte de la cuenca oriente en Ecuador*. . Escuela Politécnica Nacional , Quito, Ecuador .
- De Ros, L. F., y Goldberg , K. (23 de Noviembre de 2007). Reservoir Petrofacies: A Tool for Quality Characterization and Prediction. *Search and Discovery Article #50055. Annual Convention*, 7.

<https://www.searchanddiscovery.com/documents/2007/07117deros/images/deros.pdf>

Emujakporue, G. (2017). Petrophysical Properties Distribution Modelling of an Onshore Field, Niger Delta, Nigeria. *Current Research in Geoscience*, 7. <https://doi.org/10.3844/ajgsp.2017.14.24>

Enríquez Pabón, J., y Feijóo Loayza, M. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi*, [Tesis de grado, Escuela Politecnica Nacional]. Repositorio digital. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1001>

Falconez Reyes, W. (2020). *Análisis técnico-económico para el diseño de completaciones duales concéntricas en los pozos SHSAC-222 y SHSAC-228 en el campo Shushufindi-Ecuador*. [Tesis de Grado, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. Repositorio digital. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5310>

GADM Shushufindi. (s.f.). *GADM SHUSHUFINDI*. <https://shushufindi.gob.ec/portal/wp-content/uploads/2019/01/COMPLETO-MAPA-COMPONENTE-BIOFISICO.pdf>

Galárraga Estrella, Y. (2023). *Evaluación geológica de un campo maduro para proponer la perforación de nuevos pozos en la Cuenca Oriente, caso: Shushufindi-Aguarico*. [Tesis de Grado, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio Digital. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/28628>

Galarza Santana, B., y Hernández Bravo, K. (2023). *Análisis factorial del tiempo medio entre fallas en sistemas de levantamiento artificial de pozos petroleros del campo Shushufindi*, [Tesis de grado, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. Repositorio Digital. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9067>

García, F., y Garcés, P. (Julio de 2012). *Panorama general de los hidrocarburos no convencionales*, [Reporte Técnico, Organización Latinoamericana de Energía]. Biblioteca digital: <https://www.olade.org/publicaciones/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales/>

- Godwill, P. A., y Waburoko, J. (2016). Application of 3D Reservoir Modeling on Zao 21 Oil Block of Zilaitun Oil Field. *J Pet Environ Biotechnol*, 8. <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000262>
- Guamialamá Maza, C. (2019). *Impacto de los métodos aplicados para la determinación de la permeabilidad y su influencia en el gerenciamiento del reservorio en el campo Shushufindi.*[Tesis de grado,Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Digital. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20416>
- Humberto, S., Paredes, E., Osorio, O., y Ham, J. (Julio - Agosto de 2022). Metodología para la identificación de “sweet spots” y jerarquización de oportunidades de explotación en yacimientos maduros de baja permeabilidad. *Ingeniería Petrolera*, 62(4), 207 - 222. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2022/vol62/no4/2.pdf>
- Islam, M. A., Yunsi, M., Qadri, S. T., y Shalaby, M. R. (2020). Three-Dimensional Structural and Petrophysical Modeling for Reservoir Characterization of the Mangahewa Formation, Pohokura Gas-Condensate Field, Taranaki Basin, New Zealand. *Natural Resources Research*, 30. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s11053-020-09744-x>
- Luo Chavez, C. (2019). *Caracterización geológica de la formación Hollín al noreste del campo Yuralpa en la Cuenca Oriente.*[Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/19502>
- Mancilla, O., Albariño , L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., y Sciamanna, S. (2008). Sistema Petroleros de la Cuenca Oriente. *Trabajo presentado en el VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas)*. Buenos Aires: European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.266.13>
- Mendez Chonillo, V. Y. (2021). *Análisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la Cuenca Oriente*, [Tesis de

- grado, Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena*]. Repositorio institucional.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6507>
- Mendoza Torres, F. (2017). Modelos basados en cópulas para la simulación estocásticas conjunta de propiedades de redes de fracturas discretas en medios porosos fracturados [Tesis de grado]. *Repositorio Institucional*. Universidad Nacional Autónoma de México Posgrado en Ciencias de la Tierra, México.
<https://repositorio.unam.mx/contenidos/66622>
- Miranda Grijalva, E. L. (2008). *Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano*. [Tesis de grado, Escuela Politecnica Nacional]. Repositorio digital.
- Naidés , C. (2020). Como construir un modelo petrofísico, del poro al perfil. *SPE Argentina*, 49.
- Nestor A, A. (Noviembre de 2014). Modelado petrofísico básico del Flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Instituto Argentino del Petroleo y del Gas*.
<http://www.fcn.unp.edu.ar/sitio/geofisica/wp-content/uploads/2019/09/TP-08-Modelado-Petrofisico-Basico-Flanco-Norte-CGSJ.pdf>
- Quirumbay Pozo, C. D., y Tomalá Suarez, D. E. (2023). *Evaluación del factor de recobro en la fase de desplazamiento y almacenamiento de CO2 en un yacimiento del campo Shushufindi-Bloque 57*. [Tesis de grado, Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena]. Repositorio digital.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10094>
- Ramirez Aguilar, D. (2007). *Modelo depositacional de la arenisca U en el centro-noroccidente de la cuenca oriente*. [Tesis de grado, Escuela politecnica Nacional]. Repositorio institucional.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/750>
- Revelo Jávila, T. A. (2007). *Actualización de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Tapi-Tetete*. Repositorio institucional, Quito.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/94>

- Rivadeneira, M. (2010). El sistema petrolero oriente, [Artículo de petroproducción]. *Petroproduccion*. <https://app.ingemmet.gob.pe/biblioteca/pdf/CLG12-87.pdf>
- Rodriguez Reyes, M. J., y Mejillón Yturburo, A. A. (2022). *Modelo matemático para predecir la viscosidad del petróleo muerto en pozos petroleros de la Cuenca Oriente del Ecuador*, [Tesis de grado, Universidad Estatal Pennsula de Santa Elena]. Repositorio institucional. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7733>
- Salazar Loaiza, C. (2016). *Modelo petrofísico de las areniscas u y t del Campo Tagua de la Cuenca Oriente Ecuatoriana*, [Trabajo de titulación]. UCE, Quito. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7114>
- Salazar Rodriguez, J. (2004). "Aplicación de la técnica de resonancia magnética nuclear y su relación con la calidad de roca de yacimiento en el pozo vla-1326". Repositorio institucional, Caracas, Venezuela.
- Santiago Reyes, H. I., Paredes Enciso, E., Osorio Peralta, O., y Ham Macosay, J. M. (2022). Metodología para la identificación de “sweet spots” y jerarquización de oportunidades de explotación en yacimientos maduros de baja permeabilidad. *Ingeniería petrolera*, 62(4), 207-222. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2022/vol62/no4/2.pdf>
- Santiago, D. (2022). *Análisis electrofacial y petrofísico de los pozos Cagüi-1 y Guane-1 y sus implicaciones identificando Sweet Spots en el valle medio del Magdalena (Tesis de Grado, Universidad EAFIT)*. Repositorio digital, Medellín, Colombia. <http://hdl.handle.net/10784/31522>
- Timuño Perez, D. G. (2019). *Evaluación y formulación de demulsificante para el petróleo ecuatoriano*, [Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/18388>
- Torres Haz, A. (1989). *Caracterización regional de la arenisca productora m-1, formación napo, cuenca oriente-ecuador*. [Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Repositorio Institucional. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3363>

Yuquilema Tamayo, J. (2010). *Modelo Depositacional de la Arenisca T en la Cuenca Oriente*. [Tesis de grado, Escuela Politecnica Nacional]. Repositorio institucional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2417>