



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA
EL ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR DE
REGISTROS DE POZOS”**

TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR

AUTOR:

DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EL ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR
DE REGISTROS DE POZOS”**

TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR

AUTOR:

DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA

TUTOR:

**ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ
HINESTROZA, PhD.**

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

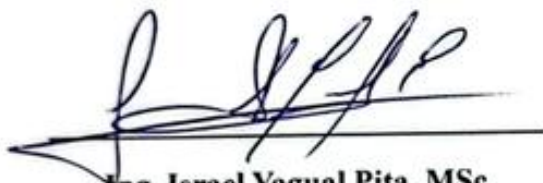
TRIBUNAL DE SUSTENTACION



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc
DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Edison Brito Ávila, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado, en primer lugar, a mis padres, quienes con su amor, enseñanzas y sabios consejos han forjado en mí los valores y la disciplina necesarios para convertirme en la persona que soy hoy. A ellos les debo cada esfuerzo y sacrificio, porque gracias a su apoyo incondicional pude iniciar y culminar esta etapa tan importante de mi vida estudiantil como profesional.

De igual manera, quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Ing. Sadi Iturralde y a la directora Marllelis Gutiérrez, docentes cuya dedicación, conocimientos y orientación fueron fundamentales para la realización de esta tesis. Su acompañamiento y generosidad al compartir su sabiduría han sido un pilar invaluable en este proceso.

Finalmente, deseo agradecer de manera especial a mi novia, Kimberly Beltrán, una persona extraordinaria que, con su paciencia, cariño y ejemplo diario, me motiva constantemente a ser mejor. Su presencia en mi vida ha sido un faro de luz y un impulso constante para superarme cada día.

CERTIFICADO DE PLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema:
DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL
ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR DE REGISTROS DE
POZOS, elaborado por el estudiante: DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA,
egresado 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 2% de la valoración permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

Tesis D Yandun

ID : d2a009d99b6fa1ed87f5c6f27c1d453f36c1e526



2%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : Tesis D Yandun.txt
Tamaño del archivo original : 416,61 kB
Número de palabras : 3900

Depositante : marllelis gutierrez
Autor : danilo yandun
Fecha de depósito : 24 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026



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

FIRMA DEL TUTOR

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

C.I. 096102768

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 24 de julio de 2026

Yo, **Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes**, Máster en Escritura Creativa en español, con cédula de ciudadanía No. **0910001007**, certifico haber revisado la redacción del trabajo de integración curricular titulado "**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS**", elaborado por **DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA**, como requisito previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En el contexto general, el mencionado trabajo cumple satisfactoriamente con las normas de redacción, estilo, sintaxis y ortografía del idioma español.

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los veinticuatro días del mes de julio de dos mil veintiséis.

Atentamente,



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

MÁSTER EN ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL

C.I.: 0910001007

Teléfono: 0963908010

Registro SENESCYT: 7241181623

DECLARACION DE AUDITORIA

Yo, Danilo Fernando Yandun Moncada, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS”**, 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 mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo 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,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Danilo F. Yandun Moncada', is written over a horizontal line.

DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA

Autor de Tesis

C.I. 1105528044

CERTIFICACION DEL TUTOR

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo: YANDUN MONCADA DANILO FERNANDO, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por la Sr. YANDUN MONCADA DANILO FERNANDO, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la 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.



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

FIRMA DEL TUTOR

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

TUTOR

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE PLAGIO.....	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	6
DECLARACION DE AUDITORIA	7
CERTIFICACION DEL TUTOR	8
CONTENIDO.....	9
LISTA DE FIGURAS.....	13
LISTA DE ILUSTRACIONES.....	14
LISTA DE TABLAS.....	15
RESUMEN.....	17
ABSTRACT	18
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. PROBLEMA PARA RESOLVER	19
1.2. ANTECEDENTES GENERALES.....	19
1.3. IMPORTANCIA DEL ESTUDIO	21
1.4. OBJETIVOS.....	21
1.4.1. Objetivo general:	21
1.4.2. Objetivos específicos:.....	21
1.5. ALCANCE DEL PROYECTO.....	22
1.6. PREGUNTA DE INVESTIGACION	22
CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO	23
2.1. INTRODUCCIÓN A LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	23
2.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS	23
2.2.1. Componentes de un sistema petrolero.	24
2.2.2. Clasificación de yacimientos por sus trampas geológicas.....	24
2.2.2.1. Trampas estratigráficas.	24
2.2.2.2. Trampa estructural.	25
2.2.2.3. Combinación de trampas estructurales y estratigráficas.....	27

2.2.3.	Tipos de fluidos en el yacimiento.....	28
2.2.3.1.	Yacimientos de petróleo.	29
2.2.3.2.	Yacimientos de gas-petróleo.....	30
2.2.3.3.	Yacimientos de gas condensado.	30
2.2.3.4.	Yacimientos de gas seco.	31
2.2.3.5.	Yacimientos de gas asociado.	31
2.2.4.	Mecanismos de producción primarios.....	32
2.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS ALMACÉN.....	35
2.3.1.	Porosidad.....	35
2.3.2.	Saturación de fluidos.	37
2.3.3.	Resistividad eléctrica.....	38
2.3.4.	Permeabilidad.....	38
2.4.	REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS.....	38
2.4.1.	Tipos de registros eléctricos.....	40
2.4.1.1.	Registros Litológicos.....	40
2.4.1.1.1.	Registro Potencial Espontaneo.....	40
2.4.1.1.2.	Registro de Rayos Gamma.....	42
2.4.1.2.	Registros de Resistividad.....	44
2.4.1.2.1.	Registros Laterolog.....	44
2.4.1.2.2.	Registros de Inducción.....	45
2.4.1.3.	Registros de Porosidad.....	46
2.4.1.3.1.	Registros de Densidad.....	46
2.4.1.3.2.	Registros Sónico o Acústico.....	47
2.4.1.3.3.	Registro Neutrónico.....	49
2.5.	FACTOR DE FORMACIÓN, RESISTIVIDADES EN LA FORMACION, RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION, PERMEABILIDAD Y SATURACIONES DE FORMACIÓN.....	51
2.5.1.	Factor de formación.....	51
2.5.2.	Resistividad verdadera de la formación (Rt).....	52
2.5.3.	Resistividad de agua de formación.....	53
2.5.4.	Resistividad de la zona lavada (Rxo).....	54
2.5.5.	Resistividad de la zona invadida (Ri).....	55
2.5.6.	Permeabilidad.....	56
2.5.7.	Saturación de agua en la zona lavada (Sxo).....	57

2.5.8.	Saturación de agua (S_w)	58
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		61
3.1.	INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA.....	61
3.1.1.	Enfoque general de la investigación.....	61
3.1.2.	Esquema metodológico y diagrama de flujo del sistema.	62
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	64
3.2.1.	Población de estudio.....	63
3.2.2.	Registros de hueco abierto disponibles como variables de entrada.....	64
3.3.	IDENTIFICACION DE ACUIFEROS.....	66
3.3.1.	Definición de acuífero.....	66
3.3.2.	Caracterización de un acuífero.....	66
3.3.3.	Cálculo de las saturaciones de agua por diferentes métodos.....	67
3.4.	Diagrama de flujo y explicación de los cálculos en el algoritmo de RCPPEP.....	70
3.4.1.	Diagrama de flujo para el ingreso de encabezado de pozo.....	70
3.4.2.	Diagrama de flujo para el ingreso de los datos del lodo de perforación.	72
3.4.3.	Diagrama de flujo para el ingreso de los datos registros eléctricos.....	75
CAPITULO 4: RESULTADOS		82
4.1.	PRESENTACION DE CASOS DE ESTUDIO.....	82
4.1.1.	Primer caso.	82
4.1.2.	Segundo caso.	84
4.1.3.	Tercer Caso	86
4.1.4.	Cuarto Caso	89
4.1.5.	Quinto Caso	91
4.2.	Presentación de la interfaz gráfica RCPPEP.....	94
4.3.	Resultados obtenidos por RCPPEP.....	95
4.3.1.	Comparativa de Resultados del Caso 1.	95
4.3.2.	Comparativa de resultados del Caso 2.....	97
4.3.3.	Comparativa de resultados caso 3	99
4.3.4.	Comparativa de resultados para el caso 4.....	100
4.3.5.	Comparativa de los resultados del caso 5	102
4.4.	Presentación de todos los valores relativos obtenidos de los distintos casos.	103
CAPITULO V: CONCLUSIONES		104

5.1. Conclusiones.....	104
5.2. Recomendaciones	105
BIBLIOGRAFÍA	106
ANEXOS	111
ANEXO A. Librerías y funciones utilizadas para la programación de la interfaz. ...	112
ANEXO B. ENCABEZADO DEL POZO SACHA XXX	113
ANEXO C. DATOS DEL ENCABEZADO DE POZOS.....	114

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Diagrama de flujo general del sistema	63
Figura 2 Diagrama de flujo de los datos del encabezado de pozo.....	70
Figura 3 Diagrama de flujo sobre el ingreso de datos del lodo de perforación.....	72
Figura 4 Diagrama de flujo sobre el ingreso de datos de los diferentes registros	75

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1 Ilustración del inicio de la interfaz gráfica RCPPEP.....	94
Ilustración 2 Ilustración del apartado para ingreso de datos en la interfaz.....	94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Tabla de registros eléctricos y sus aplicaciones.....	66
Tabla 2 Tabla de datos del encabezado de pozo SACHA XXX	82
Tabla 3 Tabla de datos del lodo de perforación del pozo SACHA XXX	83
Tabla 4 Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo SACHA XXX.....	83
Tabla 5 Tabla de resultados obtenidos del pozo SACHA XXX	84
Tabla 6 Tabla de datos del encabezado de pozo CULEBRA – 5.....	85
Tabla 7 Tabla de datos del lodo de perforación del pozo CULEBRA – 5	85
Tabla 8 Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo CULEBRA - 5.....	85
Tabla 9 Tabla de resultados obtenidos del pozo CULEBRA - 5.....	86
Tabla 10 Tabla de datos del encabezado de pozo DELTA MACKENZIE	87
Tabla 11 Tabla de datos del lodo de perforación del pozo DELTA MACKENZIE	87
Tabla 12 Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo DELTA MACKENZIE	88
Tabla 13 Tabla de resultados obtenidos del pozo DELTA MACKENZIE.....	89
Tabla 14 Tabla de datos del encabezado de pozo TIPUTINI W	89
Tabla 15 Tabla de datos del lodo de perforación del pozo TIPUTINI W	90
Tabla 16 Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo TIPUTINI W	90
Tabla 17 Tabla de resultados obtenidos del pozo TIPUTINI W	91
Tabla 18 Tabla de datos del encabezado de pozo TIPUTINI X.....	91
Tabla 19 Tabla de datos del lodo de perforación del pozo TIPUTINI X.....	92
Tabla 20 Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo TIPUTINI X	92
Tabla 21 Tabla de resultados obtenidos del pozo TIPUTINI X.....	93
Tabla 22 Resultados obtenidos por RCPPEP en el Caso 1.....	95

Tabla 23	Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 1 y RCPPEP.	96
Tabla 24	Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 2.	97
Tabla 25	Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 2 y el RCPPEP.	98
Tabla 26	Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 3.	99
Tabla 27	Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 3 y el RCPPEP.	99
Tabla 28	Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 4.	100
Tabla 29	Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 4 y el RCPPEP.	101
Tabla 30	Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 5.	102
Tabla 31	Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 5 y el RCPPEP.	102
Tabla 32	Tabla de los errores relativos obtenidos de los distintos casos	103

“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS”

AUTOR: DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA

TUTOR: MARLLELIS GUTIÉRREZ H.

RESUMEN

En la industria petrolera, las propiedades petrofísicas resultan fundamentales para evaluar la capacidad de almacenamiento y producción de hidrocarburos de un yacimiento. La determinación de parámetros como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos es esencial en cada etapa del pozo, desde la fase de explotación hasta la producción en las zonas de interés. Si bien estos cálculos pueden realizarse de manera manual aplicando las ecuaciones petrofísicas correspondientes, el proceso resulta extenso y propenso a errores, especialmente al trabajar con grandes volúmenes de datos.

Por otro lado, el acceso a herramientas computacionales especializadas como CMG, PYPESIM, Interactive Petrophysics, Techlog y Petrel se ve restringido por sus elevados costos de licenciamiento, lo que limita su disponibilidad en entornos académicos.

Ante esta problemática, el presente trabajo se orienta al desarrollo de RCPPEP (Registradora y Calculadora de Propiedades Petrofísicas de Estratos Petrolíferos), una herramienta programada en Python, accesible y con una interfaz amigable, diseñada para facilitar el análisis integrado de yacimientos a partir de registros eléctricos de pozos para poder realizar el cálculo de las propiedades petrofísicas de los yacimientos de forma rápida, respecto a los cálculos manuales.

La metodología empleada es de carácter cuantitativo y experimental, mediante algoritmos que procesan información del encabezado del pozo, lodo de perforación y registros de hueco abierto (SP, GR, Resistividad, Densidad, Sónico y Neutrónico). Con estos datos, el sistema estima propiedades petrofísicas clave como porosidad, saturaciones de agua e hidrocarburos, permeabilidad y volumen de arcilla, aplicando las ecuaciones clásicas de Archie, Indonesia, etc.

La validación de RCPPEP se llevó a cabo contrastando sus estimaciones con cinco casos de estudio reportados: Freire Proaño (2012), Andrade Corrales (2009) y Zambrano Fierro & Vallejo Guevara (2016). Los errores relativos obtenidos para la saturación de petróleo se situaron entre 0.14% y 5.43%, mientras que la saturación de agua presentó desviaciones entre 2.6% y 14.91%, mostrando que la interfaz nos da valores confiables respecto al cálculo de la saturación del petróleo.

Palabras clave: *herramienta computacional, registros de pozos, propiedades petrofísicas, Python, RCPPEP.*

"DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL TOOL FOR THE INTEGRATED ANALYSIS OF RESERVOIRS USING WELL LOGS"

AUTHOR: DANILO FERNANDO YANDUN MONCADA

TUTOR: MARLLELIS GUTIÉRREZ H.

ABSTRACT

In the oil industry, petrophysical properties are essential for evaluating a reservoir's storage capacity and hydrocarbon production potential. The determination of parameters such as porosity, permeability, and fluid saturation is critical at every stage of a well, from the exploitation phase to production in the zones of interest. Although these calculations can be performed manually by applying the corresponding petrophysical equations, the process is time-consuming and prone to errors, especially when handling large volumes of data.

On the other hand, access to specialized computational tools such as CMG, PYPESIM, Interactive Petrophysics, Techlog, and Petrel are restricted due to their high licensing costs, which limits their availability in academic environments.

In response to this problem, the present work focuses on the development of RCPPEP (Recorder and Calculator of Petrophysical Properties of Petroleum Strata), a tool programmed in Python, accessible, and with a user-friendly interface, designed to facilitate the integrated analysis of reservoirs from well logs, enabling the calculation of petrophysical properties quickly compared to manual methods.

The methodology employed is quantitative and experimental, using algorithms that process information from the well header, drilling mud, and open-hole logs (SP, GR, Resistivity, Density, Sonic, and Neutron). With this data, the system estimates key petrophysical properties such as porosity, water and hydrocarbon saturations, permeability, and shale volume, applying classical equations such as Archie, Indonesia, among others.

The validation of RCPPEP was carried out by comparing its estimates with five case studies reported in the literature: Freire Proaño (2012), Andrade Corrales (2009), and Zambrano Fierro & Vallejo Guevara (2016). The relative errors obtained for oil saturation ranged from 0.14% to 5.43%, while water saturation showed deviations between 2.6% and 14.91%, demonstrating that the interface provides reliable values for the calculation of oil saturation.

Keywords: *computational tool, well logs, petrophysical properties, Python, RCPPEP.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA PARA RESOLVER

A lo largo de la formación académica de cada estudiante de ingeniería en petroleros, se adquieren las bases tanto teóricas y prácticas para realizar el cálculo las propiedades petrofísicas de los reservorios.

Sim embargo, en el ámbito profesional, las compañías petroleras emplean herramientas computacionales especializadas, como Interactive Petrophysics, Techlog, Petrel, etc., que automatizan estos cálculos y además permiten procesar grandes volúmenes de datos de manera rápida y ágil.

Aunque dicho uso de estos softwares es limitado para instituciones educativas, tanto estudiantes y docentes carecen del acceso de estas plataformas para un mejor aprendizaje para su ámbito profesional, ya que, el costo de su licencia esta fuera de alcance, y, es este mismo motivo, el que impulsa al desarrollo de herramientas alternativas que, sin reemplazar el aprendizaje manual, faciliten la práctica y comprensión de los conceptos petrofísicos en entornos académicos.

1.2.ANTECEDENTES GENERALES

- (Fernando & Navarro, 2009), desarrollaron una herramienta computacional que ayuda a la evaluación de las propiedades petrofísicas de yacimientos de hidrocarburos, desde propiedades como porosidad, permeabilidad, etc., a partir de pruebas de laboratorio y también por medio de datos de registros de pozos. El trabajo también presenta una metodología que incluye tanto la adquisición y edición de datos, cálculo con ecuaciones matemáticas como la de Archie o Timur, que sirven para el cálculo de saturación de agua y permeabilidad respectivamente.

- (González Diaz, 2018), presentó el desarrollo de un software diseñado para la simulación de procesos petroleros, con el énfasis de la prevención de eventos críticos como los blowouts y el manejo seguro de fluidos en las operaciones de perforación y producción de hidrocarburos. Abordó que la simulación sirve de vital importancia, y como herramienta didáctica, para el entrenamiento de estudiantes y profesionales en las operaciones realizadas en la ingeniería petrolera en escenarios reales, evitando los riesgos a posibles incidentes en la vida profesional. Presentó modelos matemáticos, programación y visualización gráfica donde se representa dinámicas complejas de flujo, presión y la estabilidad de pozos, incluyendo teóricamente los conceptos de control de pozos, ecuaciones de flujo multifase, como las ecuaciones de Darcy y Bernoulli, modelos hidráulicos para la simulación de gradientes de presión, detección de influjos de gas o fluidos de formación y técnicas de circulación como: método del perforador, método de esperar y densificar y método concurrente.
- (González Aguilar & Icaza Hidalgo, 2018), desarrollaron un software computacional que denominaron NAHW, diseñado para la evaluación del desempeño de sistemas integrados en la producción de pozos horizontales mediante el método de análisis NODAL. En su metodología incluye la implementación de algoritmos que generan curvas de oferta y demanda, a partir de parámetros del yacimiento, como regímenes de flujo, índice de productividad, con correlaciones numéricas y modelos matemáticos, permitiendo la simulación de caídas de presión en flujos bifásicos, ya sean verticales u horizontales, permitiendo la optimización de la producción. Permitiendo así representar una herramienta accesible para la ayuda a ingenieros en petróleos, puedan realizar un análisis integrado a pozos

horizontales en entornos que sean complejos, para dar una mejora operativa, minimizando costos y que sea productivo en la industria hidrocarburífera.

1.3. IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

Entre los puntos importantes de este estudio son:

- Desarrollar y proveer una herramienta practica y funcional para nuevos estudiantes de ingeniería de ingeniero.
- Independencia de softwares costosos
- Demostrar la viabilidad de utilizar Python como lenguaje de programación para el desarrollo de herramientas computacionales aplicadas a la ingeniería petrolera.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general:

Desarrollar una herramienta computacional que permita el procesamiento, integración y análisis de registros de pozos para la evaluación del potencial de hidrocarburos en yacimientos.

1.4.2. Objetivos específicos:

1. Caracterizar las propiedades petrofísicas de los estratos mediante la interpretación de registros de pozos determinando parámetros petrofísicos de las rocas presentes.
2. Establecer la relación entre los parámetros petrofísicos y los tipos litológicos presentes, con que se identifique zonas con potencial de acumulación de hidrocarburos.

3. Analizar los diferentes registros de pozos mediante técnicas computacionales obteniendo una visión integral de yacimiento.
4. Diseñar una herramienta computacional que permita el procesamiento visualización y correlación de los datos de registros de pozos.
5. Validar la funcionalidad y precisión de la herramienta desarrollada mediante la comparación de sus resultados con datos reales o interpretaciones previas.

1.5. ALCANCE DEL PROYECTO

Para el alcance del presente proyecto se dispone de:

- El ingreso de datos y guardados independientemente para diferentes pozos o registros.
- La edición de los datos guardados.
- Presentación grafica de los registros.
- Cálculo de propiedades petrofísicas como porosidad, saturación y permeabilidad.
- Presentación de los resultados, en archivo excel o en pdf.

1.6. PREGUNTA DE INVESTIGACION

¿Es posible desarrollar una herramienta computacional accesible, programada en Python, que permita el análisis integrado de registros de pozos para la caracterización de propiedades petrofísicas de yacimientos, con un nivel de precisión comparable a los métodos manuales y software comercial especializado?

CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO

2.1. INTRODUCCIÓN A LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos constituyen a uno de los elementos más importante de un sistema petrolífero, en donde se acumulan y almacenan petróleo y gas natural, de forma natural de subsuelo.

Es fundamental comprender la naturaleza, clasificación y comportamiento de estas estructuras geológicas, para el estudio relacionado con la exploración, evaluación y producción de hidrocarburos.

En el presente proyecto, se abarcará las bases teóricas sobre los yacimientos, los cuales nos servirá para el desarrollo de un programa computacional en Python que nos permita realizar cálculos sobre parámetros petrofísicos, tales como la porosidad, saturación y otras propiedades que serán derivadas a partir de registros de pozos, y de los cuales nos darán una visión sobre el potencial del yacimiento para determinar si es rentable o no económicamente.

Por ello, este capítulo aborda los conceptos fundamentales relacionados con la definición, clasificación, mecanismos de producción y elementos constitutivos de los yacimientos de hidrocarburos, sentando así las bases conceptuales necesarias para las etapas posteriores del trabajo.

2.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

Un yacimiento se entiende a una unidad geológica con un volumen limitado, poroso y permeable, que contiene hidrocarburos, ya sea estos en estado líquido o gaseoso (Humberto & Macualo, 2012).

Aunque por sí solo, un yacimiento petrolífero, es un sistema geológico complejo, en el cual, debe cumplir varias condiciones para que exista la acumulación de los hidrocarburos.

2.2.1. Componentes de un sistema petrolero.

Los elementos que lo componen son:

- *Roca Fuente:* es aquella roca que está generando, o ya ha generado, hidrocarburos y los ha ido expulsando a lo largo del tiempo. La roca fuente debe cumplir ciertas condiciones de presión y temperatura, y acumulación de materia orgánica, alcanzando así una madures termal para generar los hidrocarburos.
- *Roca Almacen:* es aquella roca que tiene las propiedades petrofísicas para poder almacenar los hidrocarburos.
- *Roca Sello:* es aquella roca que impedirá el paso del petróleo de las trampas en donde se acumuló los hidrocarburos.
- *Trampa:* Las trampas son estructuras geológicas donde existe una geometría convexa entre la roca almacén y la roca sello, que ayuda a la acumulación del petróleo y evita la migración de este hacia la superficie (Sarmiento et al., 1995).

2.2.2. Clasificación de yacimientos por sus trampas geológicas.

Un yacimiento se clasifica por: trampas estructurales, tipos de fluidos que contiene y mecanismos de producción.

2.2.2.1. Trampas estratigráficas.

Aunque su denominación resulta poco apropiada, dado que este tipo de estructura no se origina necesaria ni

exclusivamente a partir de procesos de estratificación durante la fase de depositación sedimentaria.

Por el contrario, su formación responde con frecuencia a procesos de concentración sedimentaria, a eventos repetidos de erosión sobre sedimentos previamente depositados, o a alteraciones diagenéticas y estructurales ocurridas con posterioridad a la depositación.

Según Landes (1977), las trampas estratigráficas son estructuras geológicas que padecen de cambios de facies, debido a cambios litológicos, laterales y verticales, por secuencias de areniscas, calizas y lutitas, y, dichos cambios se deben a:

1. Un sedimento de grano grueso pasa uno más fino, depositado en aguas más menos turbulentas o a mayor distancia desde el punto de procedencia de los sedimentos.
2. Una roca porosa de carbonatos pasa de forma lateral a un material más clástico fino, que estaba en dirección a la Tierra firme en la época que se realizó la sedimentación.

2.2.2.2. Trampa estructural.

Constituyen el tipo más común de acumulaciones de hidrocarburos y en la mayoría de los casos en la industria petrolera, predomina este tipo de trampas que han sido comercialmente explotables.

Según Santamaría Orozco (2021), estas trampas surgen cuando las rocas sedimentarias se deforman por esfuerzos

tectónicos, generando curvaturas o abombamientos que adoptan formas muy variadas.

Este proceso se desarrolla durante larguísimos, períodos, decenas a centenares de millones de años, mucho después de que se depositaran los sedimentos orgánicos que dieron origen a la roca madre.

La sobrecarga de sedimentos fue la que desencadenó la maduración y expulsión del petróleo y el gas, los cuales quedan atrapados en los poros de la roca almacén. Allí, los fluidos se separan naturalmente por peso: el gas flota hacia la parte más alta, el petróleo queda en el centro y el agua se deposita en el fondo. Para que no escapen, la trampa necesita obligatoriamente una roca sello que selle el paso hacia arriba.

Por otro lado, las trampas por fallamiento, aunque también implican movimiento de capas, tienen la particularidad de que pueden gestarse en lapsos geológicos relativamente cortos, en contraste con los extensos plazos que requieren las trampas plegadas.

Las trampas estructurales han tenido y siguen teniendo una importancia fundamental en el incremento de las reservas mundiales de petróleo.

Según Noguera Toffoletti (2018), este tipo de trampas puede clasificarse en cuatro clases principales, atendiendo a los siguientes criterios genéticos:

- Deformación de los estratos: Los procesos responsables de la deformación de los estratos pueden ser de origen compresional, gravitacional, intrusional o asociados a levantamientos rejuvenecidos o reactivación tectónica.
- Cambios en el buzamiento: la acumulación de hidrocarburos en estratos deformados puede ser el resultado de cambios en el buzamiento que dan lugar a la formación de terrazas estructurales, depresiones estructurales y anticlinales inclinados.
- Fallamiento: Los cierres generados exclusivamente por fallamiento pueden producir una amplia variedad de estructuras complejas. Asimismo, los cierres originados por la combinación de plegamiento y fallamiento suelen alcanzar niveles de complejidad aún mayores. En la práctica, la mayoría de los yacimientos de tipo estructural evidencian esta complejidad en diversos grados.
- Combinación de plegamiento y fallamiento.

2.2.2.3. Combinación de trampas estructurales y estratigráficas

Según Rodríguez Santana (1971), algunas trampas combinan los elementos estratigráficos con estructural en proporciones aproximadamente iguales.

Una trampa combinada generalmente tiene dos etapas históricas:

- 1) El elemento estratigráfico que causo el límite de la permeabilidad de la roca.
- 2) El elemento estructural que causo la deformación que complementa la trampa. Ambos elementos son esenciales para formar la trampa. El estratigráfico se pudo haber formado primero durante el depósito y diagénesis de la roca almacén, o posteriormente, por la cementación local subsecuente, o por levantamiento, truncamiento y traslape no concordante. El elemento estructural puede ser cualquier forma de plegamiento o afallamiento o ambos, y puede presentarse antes, poco después, o mucho después que el elemento estratigráfico que fue formado.

2.2.3. Tipos de fluidos en el yacimiento.

Según Rodríguez (2007), la clasificación de los yacimientos por el tipo de fluidos que lo componen es:

- Yacimiento de petróleo
- Yacimiento de gas – petróleo
- Yacimiento de gas condensado
- Yacimiento de gas asociado
- Yacimiento de gas seco

2.2.3.1. Yacimientos de petróleo.

En este tipo de depósitos, el petróleo constituye el producto principal, mientras que el gas aparece como un componente secundario que se encuentra disuelto en el crudo en cantidades variables, las cuales dependen fundamentalmente de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Se denominan yacimientos saturados cuando el petróleo ha alcanzado su máxima capacidad de disolver gas a las condiciones de presión y temperatura existentes; es decir, la presión del yacimiento es inferior a la presión de burbuja.

Como consecuencia, el exceso de gas que no puede permanecer en solución se desplaza hacia la parte más alta de la trampa geológica, formando así una capa de gas, o también llamado casquete de gas, sobre la zona de petróleo.

En los yacimientos de petróleo no saturados también puede generarse una capa de gas, pero en este caso como resultado de los vapores que se liberan cuando la presión del yacimiento disminuye durante la producción. Se dice que un yacimiento es subsaturado cuando su presión se encuentra por encima de la presión de burbujeo ($P_{yac} > P_b$), lo que significa que el petróleo aún puede disolver más gas sin formar una fase gaseosa libre.

2.2.3.2. Yacimientos de gas-petróleo.

Estas acumulaciones se caracterizan por tener una capa de gas en la porción más elevada de la trampa, situada sobre el petróleo.

La presión que ejerce dicha capa de gas sobre la columna de petróleo constituye uno de los mecanismos naturales que ayudan a empujar el crudo hacia la superficie a través de los pozos.

Cuando la presión decline hasta un nivel en el que el petróleo ya no pueda fluir por sí solo, es posible inyectar gas desde la superficie hacia la capa de gas del yacimiento. Esta inyección permite restaurar la presión y, de esta manera, recuperar volúmenes adicionales de petróleo que de otro modo quedarían sin extraer.

2.2.3.3. Yacimientos de gas condensado.

En estos depósitos, los hidrocarburos se encuentran inicialmente en estado gaseoso debido a condiciones específicas de presión, temperatura y composición química.

El gas está mezclado con otros hidrocarburos que en superficie serían líquidos; se dice que se halla en estado saturado y este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo.

Durante el proceso de producción, al descender la presión del yacimiento, parte de los componentes más pesados del gas se condensan y se transforman en un líquido.

Este líquido, al adherirse a las paredes de los poros de la roca almacén, forma una película que queda atrapada y no puede ser extraída por los medios convencionales.

Para evitar esta pérdida, se puede inyectar gas al yacimiento con el propósito de mantener la presión por encima del punto de rocío, impidiendo así la condensación en los poros.

2.2.3.4. Yacimientos de gas seco.

En estos yacimientos, el gas es el producto principal y prácticamente el único hidrocarburo recuperable. Contienen hidrocarburos en fase gaseosa que, al ser producidos, no generan líquidos apreciables como consecuencia de los cambios de presión y temperatura.

La producción de gas se debe fundamentalmente a un proceso de expansión, análogo al que ocurre en un cilindro o balón de gas a presión: la cantidad de gas extraída está directamente relacionada con la presión del recipiente.

2.2.3.5. Yacimientos de gas asociado.

Se denomina gas asociado a aquel que se produce juntamente con hidrocarburos líquidos en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de gas condensado. Es decir, el gas acompañante del crudo o del condensado en estos tipos de

acumulaciones recibe esta denominación, en contraste con el gas no asociado, como el de los yacimientos de gas seco.

2.2.4. Mecanismos de producción primarios.

El flujo de petróleo desde el yacimiento hacia la superficie se debe fundamentalmente a la energía natural presente en el yacimiento, la cual se manifiesta a través de diversos mecanismos de producción primarios que actúan como fuerzas impulsoras sobre los fluidos.

Según (Barberii, 1998), la identificación y caracterización de estos mecanismos resultan esenciales, ya que permiten aprovechar eficientemente dicha energía, predecir el comportamiento futuro de la producción del pozo y sentar las bases para el diseño de métodos de extracción secundaria

El mismo autor indica que, entre los mecanismos de producción natural del pozo están:

- Empuje por casquete de gas.
- Empuje de agua.
- Empuje por gas disuelto.
- Empuje por gas.

2.2.4.1. Empuje por casquete de gas.

En este tipo de yacimientos, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, el gas libre y el petróleo presente en el yacimiento están en equilibrio, que, en el momento de producir el pozo de forma controlada, a diferencia entre la

presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo hace que el petróleo y el gas disuelto en éste lleguen a la superficie.

Debido a su mecanismo de acción y a sus particularidades operativas, el empuje por casquete de gas permite recuperar, en la etapa de producción primaria, entre el 15 % y el 25 % del petróleo original. Una vez que este mecanismo pierde su eficacia a causa de la caída de presión y de la extracción del gas asociado, permanece aún sin extraer entre el 75 % y el 85 % del petróleo descubierto.

2.2.4.2. Empuje de agua.

Este mecanismo natural es considerado el más eficiente para la extracción de petróleo, por su efectividad alcanza hasta un 60 % de producción del petróleo in-situ.

No obstante, este mecanismo exige mantener una relación sumamente precisa entre la tasa de producción de petróleo establecida para el yacimiento y el volumen de agua que debe desplazarse dentro del mismo.

Es necesario que el frente o contacto agua-petróleo se conserve continuo, de manera que el espacio dejado por el petróleo extraído sea ocupado de forma homogénea por el agua. Asimismo, debe preservarse la presión del yacimiento por encima de un nivel crítico para evitar la liberación de gas y la consecuente formación de un casquete de gas inducido.

2.2.4.3. Empuje por gas disuelto.

En este tipo de mecanismo no existe una capa o casquete de gas inicial. Tanto el gas disuelto en el petróleo como el propio crudo conforman una sola fase, bajo condiciones originales de alta presión y temperatura en el yacimiento.

Al iniciarse la producción, el gradiente de presión generado provoca que el gas se expanda y, durante una parte de la vida útil del yacimiento, arrastre el petróleo desde la roca almacén hacia los pozos.

Con el tiempo, a medida que se extrae el petróleo, se alcanza la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a formarse un casquete o capa de gas inducida por la propia dinámica del flujo.

Este mecanismo de extracción se considera más eficiente que el de casquete de gas. La experiencia práctica ha demostrado que la producción primaria puede alcanzar valores de recuperación del 20 % al 40 % del petróleo originalmente presente en el yacimiento.

2.2.4.4. Empuje por gravedad.

Por lo general, los estratos que presentan una cierta inclinación o buzamiento, el cual genera un desnivel entre distintos puntos. Dicho buzamiento se mide en grados y puede ser reducido (del orden de 2°) o muy pronunciado (45° o más).

Cuanto mayor sea el buzamiento, mayor será la tendencia del petróleo a desplazarse por gravedad hacia las zonas estructuralmente más bajas.

El mantenimiento de la presión del yacimiento mediante inyección de gas haría que la masa de gas actuara como un pistón, comprimiendo y desplazando el petróleo hacia los pozos situados en la zona estructuralmente más baja.

Estos últimos pozos tardarán significativamente más tiempo en aumentar su relación gas-petróleo, dependiendo de su posición estructural.

2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS ALMACÉN

2.3.1. Porosidad

Se define como porosidad al volumen total de vacíos de una roca por unidad de volumen total de la misma (Alonso Rodríguez, 2010).

Su fórmula general está estimada por:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de los espacios vacíos o poros}}{\text{Volumen total de la roca}} * 100$$

Se clasifica por:

- Su origen y momento de formación
- Su conectividad o efectividad.

2.3.1.1. Clasificación según el origen y momento de formación.

Según (Da Silva et al., 2021), la clasificación de la porosidad por el origen y momento de formación es dada por:

- Porosidad primaria o intergranular.
- Porosidad secundaria o inducida.

2.3.1.1.1. Porosidad primaria o intergranular.

La porosidad primaria se refiere a los espacios vacíos que se forman durante la sedimentación entre las partículas, como los poros intergranulares típicos de las areniscas o los poros intrapartícula característicos de las facies bioclásticas. Este tipo de porosidad tiende a conservarse con mayor facilidad en rocas compuestas por granos resistentes, como el cuarzo.

2.3.1.1.2. Porosidad secundaria o inducida.

La porosidad secundaria se forma luego de la sedimentación, a través de procesos como la disolución de granos o cementos, la formación de cavidades, la karstificación y el fracturamiento. Dichos procesos pueden incrementar la porosidad original o modificar su distribución

2.3.1.2. Clasificación según su conectividad y efectividad.

Según (Rodrigo Clavero et al., 2023), la clasificación de la porosidad por su conectividad y efectividad es dada por:

2.3.1.2.1. Porosidad efectiva

Porosidad que solo toma en cuenta los poros que están interconectados entre sí, y que permite el movimiento de los fluidos por la formación.

2.3.1.2.2. Porosidad no efectiva

Porosidad del volumen de poros aislados o no conectados que no influyen en el flujo de los fluidos dentro de la formación.

2.3.1.2.3. Porosidad Total

Abarca la totalidad del espacio vacío presente en el material, sin importar si sus cavidades están conectadas entre sí o no. Constituye el límite superior teórico de la capacidad de almacenamiento

2.3.2. *Saturación de fluidos.*

La saturación de fluidos es la proporción, expresada como fracción o porcentaje, del espacio poroso total de una roca almacenadora que se encuentra ocupada por un fluido determinado, ya sea petróleo, gas natural o agua. Indica el grado de llenado de los poros con cada tipo de fluido, y se representa matemáticamente de forma individual para cada uno de ellos (Tiab & C. Donaldson, 2012).

La relación entre la saturación de agua y petróleo se define con la siguiente formula:

$$S_o + S_w = 1$$

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua.

Si dentro del yacimiento, también se encuentra gas, la formula se define como:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

2.3.3. Resistividad eléctrica

La resistividad eléctrica es una propiedad de los materiales que mide su oposición al paso de la corriente eléctrica.

En geofísica y exploración de hidrocarburos, la resistividad de las rocas depende de los fluidos que saturan sus poros, el agua salina que tiene baja resistividad y los hidrocarburos que tienen una alta resistividad, así como de la porosidad, la conectividad entre poros y el contenido de arcilla (Senger et al., 2021).

2.3.4. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella constituye una propiedad fundamental tanto para describir un yacimiento como para calcular el rendimiento de un pozo. A lo largo de las distintas fases de explotación de un campo, se dispone de múltiples técnicas para medirla (Guamialamá et al., 2020).

Se expresa habitualmente en milidarcies (mD), unidad que representa la milésima parte de un darcy. Un darcy se define como la permeabilidad que posee un medio poroso cuando permite el flujo de un centímetro cúbico de un fluido de un centipoise de viscosidad en un segundo, bajo una diferencia de presión de una atmósfera, siendo dicho medio poroso de un centímetro cuadrado de área transversal y un centímetro de longitud (Schlumberger, 2019).

2.4. REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS

Los registros de pozos, también conocidos como diagrfías o well logs, son una de las herramientas más valiosas en la exploración y producción de hidrocarburos.

Se trata de mediciones continuas de propiedades físicas de las rocas y los fluidos que las saturan, realizadas a lo largo de la profundidad de un pozo.

El proceso consiste en descender una sonda o herramienta de medición dentro del pozo una vez que este ha sido perforado. A medida que la sonda se eleva, registra en función de la profundidad parámetros petrofísicos de la roca como resistividad, porosidad, entre otros (Jurado, 1989).

Los usos iniciales del registro de pozos fueron para correlacionar patrones similares de conductividad eléctrica de un pozo a otro, a veces a grandes distancias. A medida que las técnicas de medición mejoraron y se multiplicaron, las aplicaciones comenzaron a dirigirse a la evaluación cuantitativa de formaciones que contienen hidrocarburos (Ellis & Singer, 2006).

Sin embargo, el registro de pozos tiene diferentes significados para diferentes personas.

- Para un geólogo, es principalmente una técnica de mapeo para explorar el subsuelo. Para un petrofísico, es un medio para evaluar el potencial de producción de hidrocarburos de un yacimiento.
- Para un geofísico, es una fuente de datos complementarios para el análisis sísmico de superficie.
- Para un ingeniero de yacimientos, puede simplemente proporcionar valores para usar en un simulador.

Los registros de pozo adquieren su papel central porque se obtienen de manera sistemática en casi todos los pozos perforados y, además, guardan una relación directa con el resto de los parámetros que aportan a las disciplinas asociadas.

Sin embargo, todas las mediciones son pertinentes para la tarea completa de definir los límites de un yacimiento, su capacidad de almacenamiento, contenido de hidrocarburos, productibilidad y valor económico.

Los registros de pozo adquieren su papel central porque se obtienen de manera sistemática en casi todos los pozos perforados y, además, guardan una relación directa con el resto de los parámetros que aportan a las disciplinas asociadas.

Sin embargo, todas las mediciones son pertinentes para la tarea completa de definir los límites de un yacimiento, su capacidad de almacenamiento, contenido de hidrocarburos, productibilidad y valor económico (Bateman, 1985).

La interpretación de los datos provenientes de los registros de pozo, junto con las propiedades petrofísicas calculadas, brinda información relevante acerca de la formación. Esto permite tomar decisiones fundamentadas, como proceder con la entubación y la perforación, o evaluar la posibilidad de abandonar el pozo (Hassan Abd Alrahman et al., 2017).

2.4.1. Tipos de registros eléctricos

2.4.1.1. Registros Litológicos

2.4.1.1.1. Registro Potencial Espontaneo.

Registro descubierto por la compañía Schlumberger en 1928, por un diferencial de potencial eléctrico de forma espontánea que sucede entre un electrodo en el pozo y un electrodo de referencia en la superficie. Este potencial varía de una formación a otra, medidas en relación con las lutitas (Serra, 1984).

Su fórmula se define por:

$$SP = -K * \log \left(\frac{r_w}{r_{mf}} \right)$$

- SP = Potencial espontáneo
- R_w = resistividad del agua de formación
- R_{mf} = resistividad del filtrado del lodo
- K = Constante que depende de la temperatura
($60 + 0.133 T(^{\circ}F)$)

La relación entre las resistividades determinara la dirección y amplitud del potencial espontaneo en:

- $R_{mf} > R_w$: la desviación del SP será negativa, indicando uso del lodo dulce puesto que este es menos salino que el agua de formación.
- $R_{mf} < R_w$: la desviación del SP será positiva indicando que el uso de lodo salado puesto que este es más salino que el agua de formación.
- $R_{mf} \approx R_w$: no habrá desviación del SP, indicando que no hay contraste de salinidad entre el lodo y el agua de formación.

2.4.1.1.2. Registro de Rayos Gamma.

El registro de rayos gamma es una técnica esencial que detecta la radiación natural de las formaciones subterráneas tanto en pozos abiertos como revestidos, aprovechando la alta capacidad de penetración de estas emisiones para atravesar incluso el acero del revestimiento.

Estos sistemas emplean un detector y electrónica avanzada para transmitir los datos de conteo a la superficie, con una actividad que se incrementa de izquierda a derecha. Gracias a su diseño moderno en forma de conectores de doble extremo, estos dispositivos poseen una versatilidad excepcional, permitiendo su integración en prácticamente cualquier sarta de perfilaje disponible.

Más allá de la medición técnica en el pozo, la espectrometría de rayos gamma se consolida como una herramienta poderosa para el monitoreo del entorno radiológico. La creación de mapas estandarizados de radiación terrestre permite unificar y comparar tendencias regionales en la distribución de radionúclidos, facilitando evaluaciones ambientales precisas (Bateman, 1985).

En el ámbito de las geociencias, estos estudios son fundamentales para:

- *Prospección y Cartografía*: Conservan información geofísica vital para la búsqueda de minerales y el mapeo geoquímico.
- *Geología Estructural*: Permiten comparar características geológicas a gran escala y resolver problemas estructurales complejos.

- *Gestión de Emergencias:* Aunque su origen es geológico, el método se aplica con éxito para localizar fuentes radiactivas.

Este registro es fundamental para identificar litología, correlacionar estratos y corregir otros registros por efecto de arcilla. Se mide en unidades API y su principal limitación es que no diferencia entre minerales no radiactivos como la sal o el yeso.

Este registro nos ayuda a la identificación de litologías, la correlación de estratos y el cálculo de el volumen de arcilla en las formaciones y medido en registro en unidades API.

Para poder cuantificar la cantidad de arcilla en una formación, se usa el índice de rayos gamma (IGR), descrito por la formula:

$$e) IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- GR log = lectura puntual tomada frente a la roca reservorio de interés.
- GR min = lectura tomada frente a roca reservorio limpia en el pozo
- GR máx = lectura tomada frente a una zona potente de shale típico

Una vez obtenido el IGR, se procede a estimar el volumen de lutitas (shale) o arcillosidad. Para ello, dependiendo del grado de consolidación de la roca, se emplean algunas de las ecuaciones empíricas propuestas por, entre las que se encuentran:

- Fórmula para en formaciones pre-terciarias:

$$V_{sh} = 0,33 \cdot (2^{2 \times IGR} - 1)$$

- Fórmula para clásticos terciarios:

$$V_{sh} = 0,083 \cdot (2^{3,7 \times IGR} - 1)$$

2.4.1.2. Registros de Resistividad

2.4.1.2.1. Registros Laterolog

En la década de 1920, Conrad Schlumberger planteó la idea de un electrodo blindado con el fin de superar las limitaciones de los registros eléctricos de la época, que sufrían interferencias no deseadas provocadas por el pozo.

Fue H. G. Doll quien materializó este concepto al diseñar un sistema de electrodo blindado funcional, dando lugar a la evolución de los laterologs. Así surgió primero el laterolog-7, con electrodos de guarda pequeños, y más tarde el laterolog-3, de electrodos de escala intermedia.

Aunque distintos en tamaño, ambos operaban bajo el mismo principio: manteniendo una corriente fija y

midiendo el voltaje resultante, era posible determinar la resistividad de la formación.

De estos instrumentos derivó más tarde el laterolog de conductividad, que invertía el enfoque que mantenía un voltaje constante en el electrodo de medición, mientras las variaciones de corriente revelaban la conductividad de la formación.

Actualmente, la herramienta laterolog más empleada es el dual laterolog simultáneo de 28 pies. No se trata propiamente de un laterolog de resistividad ni de conductividad, sino de un ingenioso híbrido que mantiene constante el producto de la corriente por el voltaje.

Esta solución resuelve buena parte de los inconvenientes de los modelos anteriores y se ha convertido en el registro estándar de resistividad para entornos con lodo salino (Bateman, 1985).

2.4.1.2.2. Registros de Inducción

La resistividad también puede medirse con herramientas de bobinas. Su principal ventaja es que pueden utilizarse en agujeros secos o con lodos de base aceite.

Al igual que los laterologs, estos sistemas emplean combinaciones de bobinas para enfocar el campo eléctrico hacia la formación.

La separación entre bobinas permite obtener diferentes profundidades de investigación dentro del terreno. Comparando curvas con distintas penetraciones, es posible observar y cuantificar la invasión del filtrado de lodo.

Estas herramientas son más efectivas en formaciones de baja resistividad, con un rango óptimo de hasta 200 ohm·m, y se utilizan con éxito en secuencias de arenisca y lutita.

En presencia de invasión profunda, los sistemas de doble inducción resultan menos efectivos. Los efectos del agujero son reducidos, excepto cuando el lodo es muy salado.

Las herramientas miden la conductividad eléctrica de la roca. El equipo superficial realiza los cálculos y el registro presenta dos curvas. Cuando se requiere una interpretación cuantitativa en una zona poco resistiva, se recomienda obtener los datos a partir de la curva de conductividad (Arroyo & Roig, 2010).

2.4.1.3. Registros de Porosidad

2.4.1.3.1. Registros de Densidad

El registro de densidad es una excelente herramienta para el cálculo de la porosidad. La herramienta utiliza una fuente de rayos gamma de energía media, como el Cobalto 60 o Cesio 137, y uno o dos detectores. La medición se basa en la atenuación de los rayos gamma entre la fuente y el detector, donde la tasa de conteo es inversamente proporcional a la densidad electrónica de la formación, la cual a su vez es proporcional a la densidad aparente (ρ_b).

La profundidad de investigación de la herramienta es de sólo unas pocas pulgadas, lo que la hace muy susceptible a las condiciones del pozo, como el enjarre y las lavaduras.

Su fórmula está definida por:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluido}}$$

- ρ_b : densidad aparente obtenida del registro
- ρ_{ma} : densidad de la matriz, 2.65 g/cc, 2.87 g/cc, 2.71 g/cc y 2.8 g/cc para arenas, dolomitas, caliza y lutitas respectivamente.

- ρ_{fluido} : densidad del fluido de perforación, 1 g/cc y 1.02 g/cc para lodo dulce y salado respectivamente

2.4.1.3.2. Registros Sonico o Acústico

El registro sónico mide el tiempo que tarda una onda de compresión en viajar a través de un pie de formación. Esta medición, denominada tiempo de tránsito en la zona de interés (Δt), se expresa en microsegundos por pie ($\mu s/ft$).

La herramienta sónica es uno de los mejores registros para correlación estratigráfica debido a su alta sensibilidad a cambios litológicos y texturales. La profundidad de investigación típica oscila entre 8 y 12 pulgadas, y la resolución vertical está determinada por el espaciamiento entre los receptores (Puerto, 2005).

La relación entre el tiempo de tránsito y la porosidad se ha modelado mediante dos transformadas principales:

- Ecuación de Wyllie para formaciones consolidadas, compactadas y con porosidad intergranular donde:

$$\phi_s = \frac{\Delta_{tlog} - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}}$$

Esta ecuación es válida para formaciones consolidadas, compactadas y con porosidad intergranular donde:

- Δ_{tlog} : tiempo de transito de la onda en la zona de interés.
- Δ_{tma} : tiempo de transito de la matriz, 57 $\mu s/ft$, 46.5 $\mu s/ft$, 44 $\mu s/ft$ y 100 $\mu s/ft$ para areniscas, calizas, dolomitas y lutitas respectivamente.
- Δ_{tf} : tiempo de tránsito del fluido, 189 $\mu s/ft$ y 185 $\mu s/ft$ para lodo dulce y lodo salado respectivamente.

- Ecuación de Wyllie para formaciones con baja consolidación, compactadas o formaciones sobre presionadas:

$$\phi_s = \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} * \frac{1}{B_{cp}}$$

Donde el B_{cp} es el factor que se aplica cuando el tiempo de transito del shale aledaño, Δ_{tsh} , es superior a 100 $\mu s/ft$ y definido por la formula:

$$B_{cp} = \frac{\Delta_{tsh} * c}{100}$$

Donde el c , es el coeficiente del shale condensado que varía entre 0.8 y 1.2, aunque si no se tiene el valor de este, se toma como valor 1.

2.4.1.3.3. Registro Neutrónico

El registro de neutrón mide la respuesta de una formación al bombardeo de neutrones emitidos por una fuente radioactiva en la herramienta. Los neutrones son frenados principalmente por colisiones elásticas con núcleos de hidrógeno, los cuales son abundantes en el agua que llena los poros.

Por lo tanto, la tasa de conteo de neutrones en el detector es inversamente proporcional a la concentración de hidrógeno, lo que permite relacionarla con la porosidad. La profundidad de investigación disminuye a medida que aumenta la porosidad, pudiendo variar desde 24 pulgadas hasta solo unas pocas pulgadas.

Donde su fórmula es definida por:

$$\phi_{Ne} = \phi_{Nlog} - \phi_{Nshale} * Vsh$$

Existen dos tipos principales de detectores: los epitermales, que son menos afectados por elementos con alta sección transversal de captura térmica (como el cloro, boro y cadmio), y los térmicos, que sí son afectados por dichos

elementos, lo que puede llevar a una sobrestimación de la porosidad.

Por convención, la curva de porosidad del neutrón se presenta como porosidad aparente de matriz caliza. Cuando la litología de interés es diferente a la caliza, se deben aplicar correcciones utilizando gráficas específicas para cada herramienta (Collier, 1993).

2.5. FACTOR DE FORMACIÓN, RESISTIVIDADES EN LA FORMACION, RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION, PERMEABILIDAD Y SATURACIONES DE FORMACIÓN.

La determinación de la saturación de fluidos en una formación porosa es uno de los objetivos fundamentales del análisis petrofísico. Este cálculo se realiza a partir de mediciones de resistividad eléctrica obtenidas con registros de pozo, combinadas con estimaciones de porosidad y resistividad del agua de formación.

El fundamento teórico de estos cálculos se basa en las relaciones empíricas establecidas por Archie, las cuales han sido posteriormente modificadas para diferentes tipos de litologías y condiciones de yacimiento.

2.5.1. Factor de formación.

El factor de formación (F) es un parámetro petrofísico fundamental que relaciona la resistividad de una formación saturada completamente con agua de formación (Ro) con la resistividad del agua de formación (Rw).

Su expresión matemática es:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Donde:

- R_o : resistividad de la formación saturada 100% de agua salada
- R_w : resistividad del agua de formación

Así mismo, en las formaciones 100% saturadas de agua, se considera que la saturación de agua (S_w) es igual a la saturación de la zona lavada (S_{xo}) y se deduce a:

$$S_w = S_{xo} = 1$$

$$1 = F * \frac{r_{mf}}{r_{xo}}$$

$$F = \frac{r_{xo}}{r_{mf}}$$

Donde:

- R_{xo} : resistividad de zona lavada del acuífero.
- R_{mf} : resistividad del filtrado de lodo a temperatura de la formación.

El factor de formación es adimensional y depende exclusivamente de las características de la roca, no de los fluidos que la saturan.

Su valor está controlado principalmente por la porosidad (ϕ), la geometría de los poros y el grado de cementación de la roca.

(Archie, 1942) estableció la relación empírica entre el factor de formación y la porosidad mediante la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde:

- a = Factor de tortuosidad, que usualmente es 1 en arenas limpias
- ϕ = Porosidad
- m = Exponente de cementación (varía típicamente entre 1.8 y 2.2)

El exponente de cementación (m) refleja la geometría y conectividad de los poros. En rocas con porosidad intergranular bien conectada, como las areniscas consolidadas, m se aproxima a 2.0.

En rocas carbonatadas con porosidad fracturada, m puede ser significativamente menor (1.3 a 1.8) o mayor (>2.5) dependiendo de la complejidad del sistema poroso (Collier, 1993; Tiab & Donaldson, 2012).

El factor de formación es un parámetro crítico en la evaluación de yacimientos porque permite:

1. Calcular la resistividad del agua aparente (R_{wa}).
2. Determinar la porosidad
3. Calcular la saturación de agua (S_w).

2.5.2. Resistividad verdadera de la formación (R_t).

La resistividad verdadera de la formación (R_t) es la propiedad física que mide la oposición de la roca al flujo de una corriente eléctrica en la zona no invadida por el filtrado del lodo.

En condiciones ideales, R_t es función de tres factores principales: la resistividad del agua de formación (R_w), la porosidad de la roca (ϕ) y la geometría de los poros.

Dado que la mayoría de los minerales que componen las rocas sedimentarias son aislantes eléctricos, la corriente eléctrica se conduce casi exclusivamente a través del agua contenida en los poros. Por lo tanto, a mayor porosidad y menor resistividad del agua, menor será el valor de R_t .

En la práctica, el valor de resistividad leído directamente del registro es una resistividad aparente (R_a), la cual se ve afectada por el diámetro del agujero, la resistividad del lodo (R_m), la resistividad de las capas adyacentes (R_a), el espesor de la capa y la profundidad de invasión del filtrado.

Para obtener R_t , es necesario aplicar correcciones ambientales a los valores registrados. En formaciones de alta porosidad, mayor de 15 a 20%, y con tiempos de exposición al lodo relativamente cortos, la invasión es generalmente somera, por lo que las herramientas de resistividad profunda (como el ILD o el LLD) pueden proporcionar valores de R_t sin necesidad de correcciones significativas (Collier, 1993).

2.5.3. Resistividad de agua de formación.

La resistividad de agua de formación (R_w), se pueden obtener de varias maneras:

- Por medio de la salinidad del agua de formación:

Para calcular la resistividad del agua se puede obtener por medio de la salinidad que esta conlleva por medio de la formula:

$$R_w @ 75^\circ F = 0.0123 + \frac{3647.5}{\text{Salinidad}(ppm)^{0.955}}$$

Puesto que se necesita llevarlo a la temperatura de formación a trabajar, se usa la fórmula de Arps que es:

$$R_2 = R_1 * \frac{T_1 + c}{T_2 + c}$$

Donde c es 6.77 para temperatura en °F y 21.5 para °C (Dresser Atlas, 1982).

- Por medio de método de resistividad de agua aparente:

Método definido por la siguiente formula:

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F}$$

- Por medio del registro de Potencial Espontaneo: El registro SP, se puede calcular por medio de los métodos analíticos de Schlumberger y de Dresser Atlas, que serán explicando posteriormente.

2.5.4. Resistividad de la zona lavada (Rxo).

Inmediatamente junto a la pared del pozo, en la llamada zona lavada, el filtrado del lodo ha reemplazado casi por completo los fluidos originales de la formación, dejando únicamente una saturación residual de hidrocarburos, ya que la permeabilidad relativa al petróleo se vuelve nula cuando este alcanza su saturación mínima.

La resistividad eléctrica de esta región se identifica como Rxo, y su valor depende del factor de formación y de la resistividad del filtrado. La saturación de agua en esta zona se denomina Sxo. Obtener Rxo con

precisión resulta esencial, pues su comparación con la resistividad verdadera de la formación (R_t) permite determinar el grado de invasión del filtrado y evaluar si los hidrocarburos presentes son móviles o se encuentran atrapados.

Para medir la resistividad de la zona lavada, se emplean herramientas de corriente enfocada diseñadas para explorar un volumen pequeño de roca contiguo a la pared del pozo, lo que reduce al mínimo el efecto de la columna de lodo y del espesor de la costra.

Entre estos dispositivos se encuentra el Microlaterolog, que concentra la corriente mediante un electrodo central rodeado de anillos concéntricos, y el Proximity Log, que ofrece un mayor alcance de investigación y resulta particularmente ventajoso en lodos de alta salinidad, ya que minimiza la interferencia de la costra (Cedeño, 1974).

2.5.5. Resistividad de la zona invadida (R_i).

La resistividad de la zona invadida (R_i) corresponde a la región del yacimiento donde el agua de formación y el filtrado del lodo se mezclan parcialmente, sin que el desplazamiento sea completo.

Esta zona se encuentra entre la zona lavada y la zona no invadida y valor de R_i es una combinación de la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}), y su medición es útil para estimar la profundidad de invasión y corregir los valores de R_t .

Generalmente, se requiere una herramienta de resistividad de profundidad media de investigación (como el ILM o el LLS) para obtener R_i (Collier, 1993; Helander, 1983).

La presencia de una zona invadida con un valor de R_i diferente al de R_t y R_{xo} permite identificar perfiles de invasión y aplicar correcciones mediante gráficas de tornado (tornado charts), siempre que se disponga de tres curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación (Dewan, 1983).

2.5.6. Permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad física que determina la facilidad con que un fluido puede desplazarse a través de los poros o espacios internos de un material sin provocar cambios en su estructura. Cuando el material permite un flujo considerable en un intervalo de tiempo determinado, hablamos de un material permeable; cuando el flujo es casi nulo, decimos que es impermeable (Gómez Castro, 2014).

Según (James, 1986), la permeabilidad puede ser calculada mediante la formula:

$$K = \sqrt{250 * \frac{\phi^3}{S_{wirr}}}$$

Donde:

- K = permeabilidad (mD)
- ϕ = porosidad (%)
- S_{wirr} = saturación de agua irreducible (%)

2.5.7. Saturación de agua en la zona lavada (S_{xo})

La saturación de agua en la zona lavada (S_{xo}) es la fracción del espacio poroso ocupada por agua (filtrado de lodo) en la región más cercana a la pared del pozo. Se calcula de manera análoga a la saturación de agua de la

zona no invadida (S_w), pero utilizando la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) y la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) en lugar de R_t y R_w .

La ecuación general para su cálculo es:

$$S_{xo} = \sqrt{F * \frac{r_{mf}}{r_{xo}}}$$

Donde:

- F : es el factor de formación
- R_{mf} : es la resistividad del filtrado del lodo
- R_{xo} : es la resistividad de la zona lavada

Adicionalmente, se ha establecido una relación empírica entre S_{xo} y S_w , conocida como la relación de Schlumberger, que se expresa como:

$$S_{xo} = S_w^{1/5}$$

Esta relación es útil cuando no se dispone de una medición directa de R_{xo} o cuando se desea verificar la consistencia entre ambas saturaciones (Bateman, 1985)

2.5.8. Saturación de agua (S_w)

La saturación de agua (S_w) es la fracción del espacio poroso total de una roca almacenadora que se encuentra ocupada por agua de formación.

Es un parámetro fundamental en la evaluación de yacimientos, ya que permite calcular la saturación de hidrocarburos (S_o) mediante la relación:

$$S_w = 1 - S_o$$

Cuanto menor sea S_w , mayor será el contenido de hidrocarburos y, por lo tanto, mayor el potencial económico del yacimiento (Djebbar Tiab, 2016)

Para formaciones limpias, la saturación de agua se calcula mediante la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt{F * \frac{r_w}{r_t}}$$

Donde:

- F: es el factor de la formación
- R_w: la resistividad del agua
- R_t: es la resistividad verdadera de la formación

Teniendo en cuenta que esta ecuación solo aplica en formaciones limpias, pero, según GEOLLOIL (2012), una formación clástica se considera "limpia" cuando contiene un volumen de arcilla o shale menor al 15% o 20 % y valores superiores a este umbral degradan la porosidad y la permeabilidad, indicando roca arcillosa o lutita.

Otro de los métodos, para calcular la saturación de agua, mediante el método de R_o/R_t, formula que se obtiene mediante:

Primero obtenemos de un acuífero, lo siguiente:

$$S_w^2 = F * \frac{R_w}{R_o} = 1$$

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Para una zona de hidrocarburos se remplaza de la fórmula de Archie:

$$S_w = \sqrt{F * \frac{R_w}{R_t}}$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_w} * \frac{R_w}{R_t}}$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

Si el volumen de shale se estima como “sucia”, es decir para formaciones arcillosa, para calcular la saturación de agua se debe la fórmula de indonesia propuesta por (Poupon & Leveaux, 1971), definida por:

$$S_w = \left(\sqrt{R_t} * \left(\sqrt{\frac{\phi_e^m}{a * R_w}} + \frac{V_{sh} * \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)^{-\frac{2}{n}}$$

Donde:

- Vsh: Volumen de arcilla
- Rsh: resistividad de la lutita aledaña
- ϕ_e : porosidad efectiva
- a, m, n: coeficiente de tortuosidad, exponente de cementación y saturación de Archie respectivamente.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA

3.1.1. *Enfoque general de la investigación.*

El enfoque de esta investigación es de tipo cuantitativo y de carácter experimental, orientado al desarrollo y validación de un sistema computacional para la estimación de propiedades petrofísicas.

El enfoque cuantitativo utiliza la recolección de datos y el análisis de datos para contestar preguntas de investigación y probar hipótesis formuladas previamente, además confía en la medición de variables e instrumentos de investigación, con el uso de la estadística descriptiva e inferencial, en tratamiento estadístico y la prueba de hipótesis; la formulación de hipótesis estadísticas, el diseño formalizado de los tipos de investigación; el muestreo, etc., (Ñaupas et al., 2018)

Su elección se fundamenta en la naturaleza de los datos como también del objetivo del estudio. La disciplina de la petrofísica está basada en la medición y análisis de propiedades físicas de las rocas para inferir en su comportamiento y en el contenido de los fluidos presentes.

Aunque anteriormente, su cuantificación y predicción están mayoritariamente predominadas por estudios y análisis de laboratorios sobre los núcleos obtenidos de las rocas, pero el mismo, representa limitaciones, altos costos, demasiado tiempo para su estudio y las calidades de las muestras, pueden representar incertidumbres significativas, especialmente en formaciones heterogéneas, que pueden conllevar a tomar malas decisiones para la ejecución del pozo.

En el presente proyecto, se emplea una evaluación computacional, basada en modelos que puedan resolver distintos problemas, dependiendo la cantidad de datos ingresados al sistema.

El carácter cuantitativo manifiesta el uso de datos numéricos, tanto del encabezado de pozo, registros de pozos y muestras de agua de laboratorio, mientras que su naturaleza experimental reside en la implementación y prueba de un algoritmo computacional que calcule las propiedades, dependiendo los datos ingresados, y con distintos métodos para la saturación de agua, y así, cumpliendo la meta de obtener una estimación de las propiedades, como la porosidad, permeabilidad, etc., y probarlas con datos reales para poder medir su efectividad en los resultados.

3.1.2. *Esquema metodológico y diagrama de flujo del sistema.*

Para la presente tesis, se desarrolló una herramienta computacional, por medio del lenguaje de programación de Python, en el cual se denominó: *Registradora y Calculadora de Propiedades Petrofísicas de Estratos Petrolíferos (RCPPEP)*.

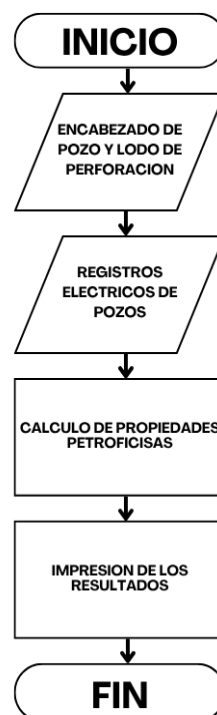
El RCPPEP desarrollado en esta tesis se fundamenta en un esquema metodológico jerárquico y adaptativo, diseñado para manejar la variabilidad y heterogeneidad de los datos de entrada disponibles en la industria petrolera. Esta adaptabilidad es crucial, ya que no todos los pozos cuentan con la misma información de registros, y los parámetros del lodo de perforación no siempre están disponibles o son confiables.

En la presente tesis, el sistema computacional desarrollado se fundamenta en un esquema metodológico jerárquico y adaptativo, diseñado para manejar la variabilidad y heterogeneidad de los datos de entra disponibles e ingresados en el programa.

Esta adaptabilidad es indispensable, ya que no en todos los casos, se podrán obtener toda la información, como la información de los registros eléctricos como la de los parámetros del lodo de perforación, no siempre estarán disponibles o confiables, y esto mismo, se podrá realizar varios cálculos, para poder así realizar un análisis profundo con respecto a los datos que se tienen y con lo que se puede ingresar de otros pozos para correlacionarlos.

Figura 1

Diagrama de flujo general del sistema



Nota: Creación propia

La Figura 1, muestra el sistema de flujo de forma macroscópica que realiza el RCPPEP y muestra las cuatro principales fases de la metodología que se explica a continuación:

1. Entrada y adquisición de datos del encabezado de pozo y del lodo de perforación, ingresados por cargar archivos de Excel o de archivos LAS, o también, ingresados manualmente al programa.
2. Entrada y adquisición de datos de los registros eléctricos de pozos, ingresados por cargar archivos de Excel o de archivos LAS, o también, ingresados manualmente al programa.
3. Cálculo de las propiedades petrofísicas, mediante los datos ingresados.
4. Impresión de los resultados obtenidos por los datos ingresados al RCPPEP.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA.

3.2.1. Población de estudio.

La población de estudio es un conjunto de casos, definido, limitado y accesible, que formará el referente para la elección de la muestra que cumple con una serie de criterios predeterminados (Jesus, Angel, & Guadalupe, 2016)

Para el caso de la presente tesis, la población de estudio está constituida por un conjunto de datos de pozos petroleros perforados, independientemente de la cuenca sedimentaria, que cuenten con registros a hueco abierto (open hole logs), los cuales son la fuente

primaria de información para la caracterización petrofísica de las formaciones encontradas en la perforación del pozo.

Independientemente, la ubicación geográfica de los pozos petroleros, comparten un conjunto de mediciones geofísicas que fueron obtenidas durante la fase de la perforación, realizando la medición de sus propiedades por diferentes herramientas dependiendo su perfil.

El algoritmo de RCPPEP desarrollado está diseñado para procesar estos registros independientemente del tipo de yacimiento, la litología o la ubicación geográfica, convirtiéndolo en una herramienta de aplicación universal.

3.2.2. Registros de hueco abierto disponibles como variables de entrada

El algoritmo de RCPPEP utiliza como variables de entrada los registros de hueco abierto estándar en la industria petrolera, los cuales son adquiridos antes de la entubación del pozo y proporcionan información crítica sobre las formaciones geológicas.

Estos registros se clasifican convencionalmente según la propiedad que miden y constituyen la base del análisis petrofísico.

Se usará variables de entrada como:

- Encabezado de pozo
- Registros eléctricos de pozo a hueco abierto

Dichos registros tienen una aplicación dentro del programa, calculando una propiedad petrofísica en los distintos reservorios, como:

Tabla 1**Tabla de registros eléctricos y sus aplicaciones**

REGISTRO	SIGLA	APLICA
POTENCIAL ESPONTANEO	SP	Cálculo de la resistividad del agua de formación.
RAYOS GAMMA	GR	Cálculo del volumen de arcilla.
INDUCCIÓN Y LATEROLOG	ID y LL	Cálculo de factor de formación, saturaciones e índice de movilidad
DENSIDAD	D	Cálculo de porosidad total
SONICO	S	Cálculo de porosidad efectiva
NEUTRÓN	N	Cálculo de factor de formación Cálculo de permeabilidad

Nota. Autor

RCPPEP está diseñado para calcular las propiedades petrofísicas de un reservorio, dependiendo los registros ingresados, y también el encabezado del pozo, de los cuales se pueden obtener varios casos, casos que serán explicados más adelante.

3.3. IDENTIFICACION DE ACUIFEROS.

3.3.1. Definición de acuífero.

Según (Napoleon O. et al., 2015), los acuíferos son formaciones geológicas que contienen y almacenan agua en sus espacios porosos, y que, gracias a su permeabilidad, son capaces de transferir el agua hacia

pozos en cantidades suficientemente grandes como para ser económicamente explotables.

3.3.2. Caracterización de un acuífero.

Desde una interpretación petrofísica, un acuífero es una formación 100% saturada de agua salada, y, es este mismo valor el que radica en su evaluación frente a los registros de resistividad, como el de inducción o el laterolog, puesto que este indica valores bajos en dichos registros.

Mediante la ecuación de Archie, un acuífero se expresa matemáticamente como:

$$S_w = 1 = \sqrt{F * \frac{R_w}{R_o}}$$

Donde en el factor de formación (F), también incluye valores de porosidad de acuerdo con la ecuación:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Y, como la saturación de la zona lavada en un acuífero es igual a la saturación de agua, entonces:

$$S_w = S_{xo}$$

$$F * \frac{R_w}{R_o} = F * \frac{R_{mf}}{R_{xo}}$$

$$\frac{R_w}{R_o} = \frac{R_{mf}}{R_{xo}}$$

Con ayuda de esta deducción, se podrán realizar cálculos que serán explicados más adelante, de acuerdo con los datos ingresados.

3.3.3. Cálculo de las saturaciones de agua por diferentes métodos.

En RCPPEP, realiza el cálculo de las saturaciones por dos métodos: el método de Archie y el método de Indonesia, en el cual este tiene varios resultados dependiendo la obtención de los valores de R_w y los valores de R_o .

En los valores de R_w , se obtiene:

- Saturación de agua por el método de la resistividad del agua aparente (R_{wa})

$$S_{w-Ac} = \sqrt[n]{F * \frac{R_{wa}}{Rt}}$$

Donde:

- R_{w-ac} , es la resistividad del agua de formación de un acuífero llevada a la temperatura de formación.
- Saturación de agua por el método de resistividad de agua por el potencial espontaneo.

$$S_{w-SP} = \sqrt[n]{F * \frac{R_{w-sp}}{Rt}}$$

- R_{w-sp} , es la resistividad del agua de formación que se obtiene por el perfil de potencial espontaneo (SP).
- Saturación de agua por el método de resistividad de agua por muestra de agua de formación.

$$S_{w-LAB} = \sqrt[n]{F * \frac{R_{w-lab}}{Rt}}$$

- R_{w-lab} , es la resistividad del agua de formación que se obtiene por la muestra de un agua de formación llevada a la temperatura de la zona de interés por el método de Arps.

Para los valores de la resistividad verdadera, se obtiene:

- Saturación de agua por el método de la razón entre R_o/R_t .

$$S_{w-R_o/R_t} = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}$$

- R_o , es la resistividad verdadera de formación, donde será el valor de R_o más pequeño registrado.

De estos cálculos, podemos obtener una saturación de agua promedio igual a:

$$S_{wprom} = \frac{S_{w-SP} + S_{w-Ac} + S_{w-LAB} + S_{w-R_o/R_t}}{N}$$

Donde N, es dependiendo las saturaciones de agua con su respectivo método de obtener R_w , tendrá su valor de 1 a 4.

Para poder obtener los valores de un acuífero, por medio de estos cálculos debemos obtener una saturación de agua del 100%, y, obteniendo la saturación de agua promedio, podremos obtener el valor de la saturación de petróleo con la siguiente formula:

$$S_o = 1 - S_{wprom}$$

Debido que el cálculo de la saturación de agua por el método de resistividad de agua aparente (S_{w-Ac}) y para el método de la razón de

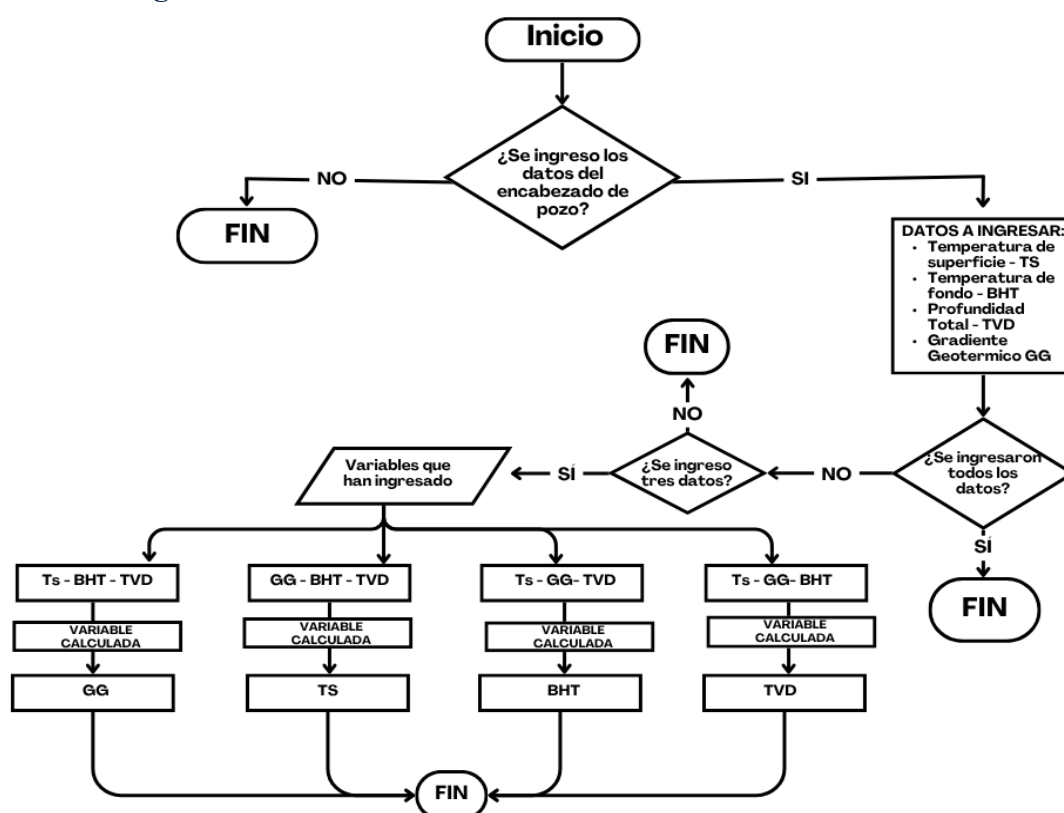
R_o/R_t , al ingresar solo una formación, este obtendrá un valor de S_w de 100%, aunque este tenga una saturación de agua baja por otros métodos, se necesita un valor para R_t , que separe y evite el error de cálculos.

En el trabajo de (Romero Crespo, 2002), presenta que los acuíferos pueden estar en formaciones consolidadas como no consolidadas, además presenta varias litologías, las cuales RCPPEP aplica la litología de areniscas, calizas y dolomitas, mismas que con las cuales nos ayudaran a presentar datos relevantes para cálculos posteriores de la saturación de agua.

3.4. Diagrama de flujo y explicación de los cálculos en el algoritmo de RCPPEP.

3.4.1. Diagrama de flujo para el ingreso de encabezado de pozo.

Figura 2



Nota. Autor

Para el ingreso de los datos del encabezado de pozo, respecto a los datos que se ingresen, se puede ejecutar el cálculo de los demás.

Respecto a los datos ingresados, se tienen los siguientes casos:

- Caso 1: Si se ingresan todos los datos, estos serán guardados y de los cuales estos datos son:

- TS: temperatura de superficie
- BHT: temperatura de fondo
- TVD: profundidad vertical verdadera
- GG: gradiente geotérmico.

- Caso 2: En el caso de contar con 3 variables, se podrán realizar los siguientes cálculos para encontrar la variable faltante:

- Si se ingresó TS, BTH, TVD, se calcula:

$$GG = \frac{BHT - TS}{TVD}$$

- Si se ingresó TS, BTH, GG, se calcula:

$$TVD = \frac{BHT - TS}{GG}$$

- Si se ingresó GG, BTH, TVD, se calcula:

$$TS = BHT - GG * TVD$$

- Si se ingresó TS, GG, TVD, se calcula:

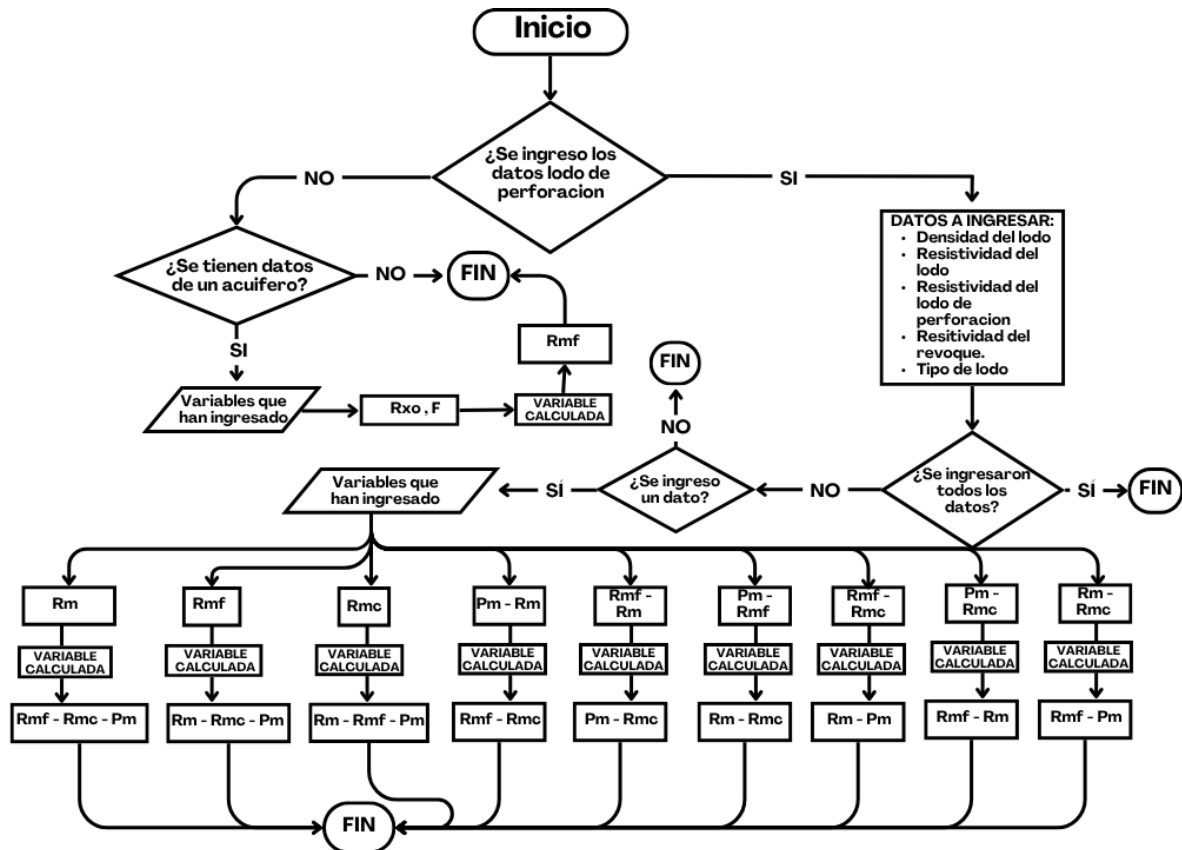
$$BHT = TS + GG * TVD$$

Estos datos son indispensables para el inicio del programa y de los próximos cálculos en el mismo.

3.4.2. Diagrama de flujo para el ingreso de los datos del lodo de perforación.

Figura 3

Diagrama de flujo sobre el ingreso de datos del lodo de perforación



Nota. Autor

Los datos del lodo de perforación, puesto que a veces no se cuenta con la información de este, entonces con esta misma idea, se tiene dos casos:

Caso 1: Se ingresa los datos del lodo de perforación, datos como:

- pm = densidad del lodo de perforación.
- Rm = resistividad del lodo de perforación.

- Rmf = resistividad del filtrado del lodo de perforación.
- Rmc = resistividad del revoque del lodo de perforación.

En el caso de faltar una de estas variables, se han realizado deducciones para poder realizar el cálculo las variables resultantes apartir de los ingresados.

- En el caso de no tener el peso del lodo, se puede estimar las resistividades de filtrado del lodo y del revoque por:

$$Rmf = Rm * 0.75$$

$$Rmc = Rm * 1.5$$

Y en el caso de tener Rmf o Rmc , podemos encontrar Rm con:

$$Rm = \frac{Rmf}{0.75}$$

$$Rm = \frac{Rmc}{1.5}$$

- Si no se tiene los datos del peso del lodo de perforación, se puede obtener por medio de la siguiente formula de Schlumberger:

$$pm(lb/gal) = \frac{0.396 - \log\left(\frac{rmf}{rm}\right)}{0.0475}$$

- En el caso de tener dos datos, de los cuatro anteriores mencionados, también podemos calcularlos con las siguientes formulas:

$$Rm = \frac{Rmf}{(10^{0.396-0.047*pm})}$$

$$Rm = \sqrt[2.65]{Rmc * \frac{Rmf^{1.65}}{0.69}}$$

$$Rmf = Rm * (10^{0.396-0.047*pm})$$

$$Rmf = \sqrt[1.65]{0.69 * \frac{Rm^{2.65}}{Rmc}}$$

$$Rmc = 0.69 * \frac{Rm^{2.65}}{(Rm * (10^{0.396-0.047*pm}))^{1.65}}$$

$$Rmc = 0.69 * \frac{\left(\frac{Rmf}{(10^{0.396-0.047*pm})}\right)^{2.65}}{(Rmf)^{1.65}}$$

Caso 2: No se ingresan los datos del lodo de perforación.

- Por si no se tienen datos de las resistividades del lodo de perforación, se puede optar por obtener la resistividad del filtrado del lodo por medio de un acuífero con la siguiente deducción:

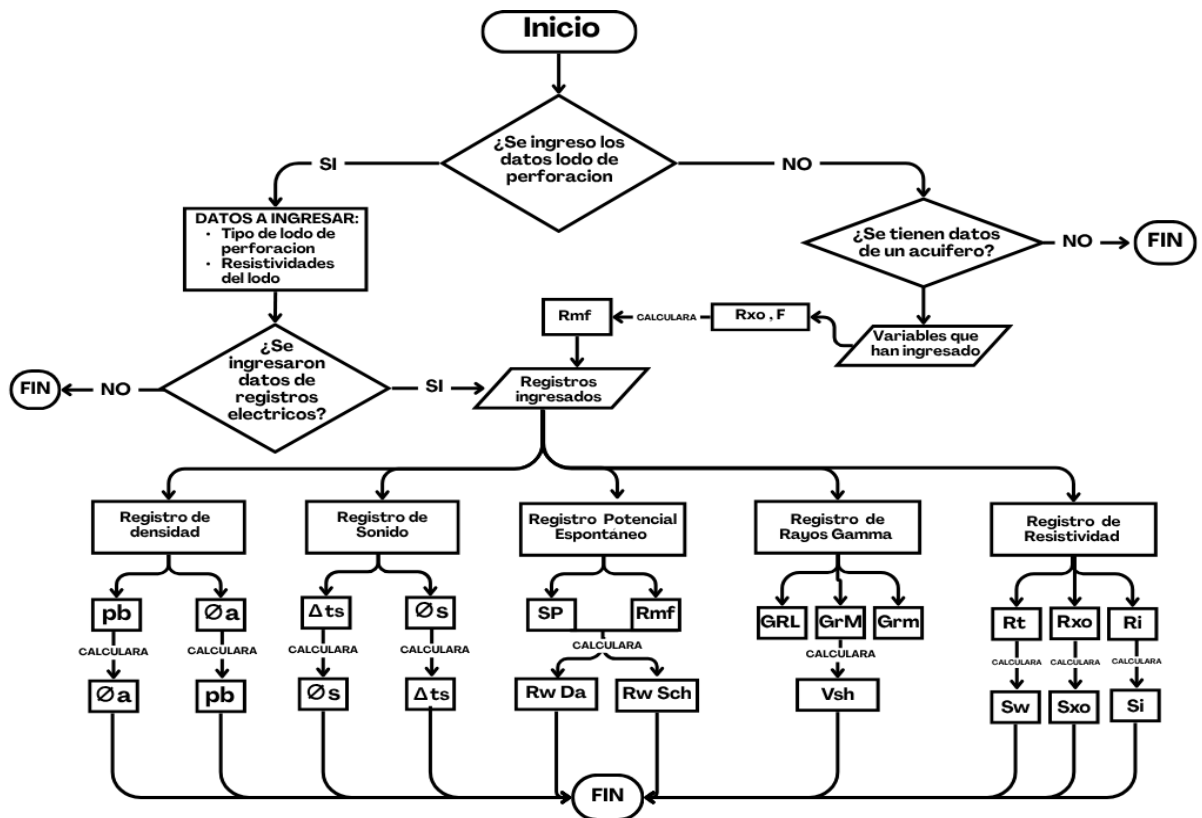
$$Rmf = \frac{Rxo}{F}$$

Donde el factor de formación F, se lo puede obtener por la resistividad de la formación, siempre que esta cuenta con un R_w , o con la porosidad de dicha formación y con dicho resultado se puede calcular las otras variables con las fórmulas escritas anteriormente.

3.4.3. Diagrama de flujo para el ingreso de los datos registros eléctricos.

Figura 4

Diagrama de flujo sobre el ingreso de datos de los diferentes registros



Nota. Autor

Caso 1: Se tienen datos del lodo de perforación.

Para los cálculos respectivos, se necesita:

- Tipo de lodo de perforación
- La resistividad del lodo de perforación

Con estos datos se puede realizar los siguientes cálculos en los respectivos registros.

- Para el registro de densidad, se puede calcular:

La porosidad aparente, mediante la formula:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluido}}$$

La densidad aparente de la formación, mediante la formula:

$$\rho_b = \rho_{ma} - \phi_d * (\rho_{ma} - \rho_{fluido})$$

- Para el registro de sonido, se puede calcular:

La velocidad de la onda, como el tiempo de tránsito en la zona de interés, con la ecuación:

$$v_o = \frac{10^6}{\Delta_t} \quad o \quad \Delta_t = \frac{10^6}{v_o}$$

La porosidad sónica y el tiempo de tránsito, mediante las fórmulas de:

$$\phi_s = \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}}$$

$$\Delta_t = \Delta_{tma} + \phi_s * (\Delta_{tf} - \Delta_{tma})$$

- Cálculo de porosidad total y efectiva:

Para los respectivos cálculos de la porosidad total y efectiva, dependiendo los registros de porosidad ingresados se calcularán mediante las siguientes formulas:

$$\phi_{total} = \frac{\phi_D + \phi_S + \phi_N}{N}$$

$$\phi_{total\ shale} = \frac{\phi_{Dsh} + \phi_{Ssh} + \phi_{Nsh}}{N} * vsh$$

$$\phi_{efectiva} = \phi_{total} - \phi_{total\ shale}$$

El valor de N dependerá de la cantidad de registros ingresados, de 1 a 3.

En la porosidad total shale, se calcula con las porosidades registradas de las lutitas aledañas.

En el caso de solo tener el registro de densidad y de neutrón, la fórmula para la porosidad será:

$$\phi_{total} = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}}$$

$$\phi_{efectiva}$$

$$= \sqrt{\frac{(\phi_D - \phi_{Dsh} * vsh)^2 + (\phi_N - \phi_{Nsh} * vsh)^2}{2}}$$

○ *Para el registro de potencial espontaneo, se puede tienen dos maneras de calcular:*

– Método analítico de Schlumberger.

El método nos da una serie de pasos para la obtención de la resistividad del agua de formación.

- Primero, se lleva el Rmf obtenido a 75 °F, con ayuda de la fórmula de:

$$rmf @ 75^{\circ}F = rmf * \frac{trmf + 6.77}{75 + 6.77}$$

- Segundo, se calcula el $rmfeq$ con la siguiente formula, con sus debidas condiciones:

➤ Si $rmf @ 75 ^\circ F \geq 0.1$:

$$rmfeq = rmf @ 75 ^\circ F * 0.85$$

➤ Si $rmf @ 75 ^\circ F < 0.1$:

$$rmfeq = \frac{146 * (rmf @ 75 ^\circ F) - 5}{377 * (rmf @ 75 ^\circ F) + 77}$$

- Tercero, se calcula $rweq$, con ayuda de la fórmula de SP:

$$SP = -K * \log\left(\frac{rmfeq}{rweq}\right)$$

$$\text{Donde: } K = 60 + 0.133 * TF$$

Despejando $rweq$, obtenemos:

$$rweq @ 75 ^\circ F = \frac{rmfeq}{10^{\frac{-SP}{K}}}$$

- Cuarto, obtenemos $rw @ 75 ^\circ F$, con la siguiente ecuación, con sus respectivas condiciones:

➤ Si $rweq @ 75 ^\circ F \geq 0.12$:

$$rw @ 75 ^\circ F = -0.58 + 10^{0.69*(rweq) - 24}$$

➤ Si $rweq @ 75 ^\circ F < 0.12$:

$$rw @ 75 ^\circ F = \frac{77 * rweq + 5}{146 - 377 * rweq}$$

- Por último, llevamos el $rw @ 75^{\circ}F$, a la temperatura de formación que estamos trabajando con la fórmula de:

$$rmf @ Tf = rw @ 75^{\circ}F * \frac{75 + 6.77}{Tf + 6.77}$$

- Método analítico de Dresser Atlas.

- Primero, llevamos el Rmf obtenido a temperatura de formación:

$$rmf @ Tf = rmf * \frac{trmf + 6.77}{Tf + 6.77}$$

- Segundo, calculamos rweq, con la fórmula de SP, ya despejada:

$$rwe @ Tf = \frac{rmf}{10^{\frac{-SP}{K}}}$$

- Por último, calculamos el Rw @ Tf, con la siguiente formula:

$$rw @ Tf = \frac{rwe + 0.131 * C}{-0.5 * rwe + D}$$

Donde:

$$C = 10^{\frac{1}{\log\left(\frac{Tf}{19.9}\right)} - 2} \text{ y } D = 10^{\frac{0.0426}{\log\left(\frac{Tf}{50.8}\right)}}$$

- Por último, el registro de rayos gamma nos ayudara a calcular el volumen de arcilla presente, el mismo que nos ayudara más adelante a calcular la porosidad efectiva, y

los registros de resistividad que nos ayudaran a calcular las diferentes saturaciones.

Caso 2: Si no se tienen datos del lodo de perforación.

Para este caso, si no se obtiene los datos de:

- Tipo de lodo de perforación.
- La resistividad del filtrado de lodo

En este caso, los valores que no se podrán obtener son:

- R_w por el método de Schlumberger y Dresser Atlas
- La porosidad sónica del registro de sonido y la porosidad aparente del registro de densidad.

La porosidad total y efectiva se pueden obtener con el ingreso neutrónico y del registro de rayos gamma, pero en el caso de no contar con esto, se puede optar por dos opciones:

- Calcular la resistividad del filtrado del lodo por medio de un acuífero basado en las siguientes formulas:

$$Rmf = \frac{rxo * rw}{ro}$$

$$Rmf = \frac{rxo * \phi^m}{a}$$

En el caso, de no obtener el tipo de lodo de perforación, podemos optar por la siguiente comparación:

1. Es lodo base agua dulce si:

$$Si\ rmf @\ Tf > rw @\ Tf$$

2. Es lodo base agua salada si:

Si $rmf @ Tf < rw @ Tf$

Si se obtiene el rmf , por los datos ingresados, el algoritmo realizara el guardado de este valor y calculara los valores de Rm , Rmc , la densidad del lodo los guardara y realizara los cálculos de porosidad aparente o sónica de los registros de densidad y sónico, siempre y cuando estos sean ingresados.

- Calcular la porosidad total por medio de un acuífero, por medio de las fórmulas:

$$\phi = \sqrt[m]{\frac{a * rw}{ro}}$$

$$\phi = \sqrt[m]{\frac{a * rmf}{rxo}}$$

El algoritmo de RCPPEP esta influenciado en que dependiendo los ingresos ingresados, nos ayude a calcular variables importantes que se necesiten para calcular propiedades petrofísicas que serán necesarias para la toma de decisiones en la vida de un pozo.

CAPITULO 4: RESULTADOS

4.1. PRESENTACION DE CASOS DE ESTUDIO.

Para la validación de los resultados de la interfaz gráfica, a quien se le ha llamado: *Registradora y Calculadora de Propiedades Petrofísicas de Estratos Petrolíferos (RCPPEP)*, se realizará dicha validación a partir de 2 casos.

4.1.1. Primer caso.

Para la elaboración de esta investigación, se presentará el primer caso de Freire Proaño (2012), se tomarán datos de su estudio para posteriormente realizar un análisis de los resultados que se obtendrán por RCPPEP.

A continuación, se detallan los datos del pozo analizado:

Tabla 2

Tabla de datos del encabezado de pozo SACHA XXX

PARAMETRO	DATO	UNIDAD
COMPAÑÍA	RIO NAPO	-
CAMPO	SACHA	-
ID POZO	SACHA XXX	-
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	72	°F
TEMPERATURA DE FONDO	208	°F
PROFUNDIDAD DE FONDO	10444	ft

NOTA: Tomado y Adaptado de (Freire Proaño, 2012)

Tabla 3**Tabla de datos del lodo de perforación del pozo SACHA XXX**

<i>VARIABLE</i>	<i>VALOR</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>TEMPERATURA</i>	<i>UNIDAD</i>
DENSIDAD LODO	10,4	lb/gal	-	-
RM	1,326	ohm-m	74,29	°F
RMF	1,5538	ohm-m	72,35	°F
RMC	1,205	ohm-m	75,97	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Freire Proaño, 2012)

Tabla 4**Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo SACHA XXX**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9824	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	199,93	°F
POTENCIAL ESPONTÁNEO	SP	85	mV
RAYOS GAMMA LOG	GR	95	API
RAYOS GAMMA MÍNIMO	GR_{min}	45	API
RAYOS GAMMA MÁXIMO	GR_{max}	140	API
RESISTIVIDAD PROFUNDA	R_t	80	OHM-M
RESISTIVIDAD DE ZONA LAVADA	R_{xo}	60	OHM-M
DENSIDAD APARENTE	ρ_b	2,5	g/cm ³
DENSIDAD DE MATRIZ	ρ_{ma}	2,65	g/cm ³
DENSIDAD DEL FLUIDO	ρ_b	1,0	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRÓNICA	ϕ_N	0,21	fracción

NOTA: Tomado y Adaptado de (Freire Proaño, 2012)

Tabla 5

Tabla de resultados obtenidos del pozo SACHA XXX

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9824	FT
TEMPERATURA DE FORAMCIÓN	TF	199,93	°F
RESISTIVIDAD DEL AGUA - SP	R_w	0,05	OHM-M
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.53	FRACCIÓN
POROSIDAD DENSIDAD	ϕ_D	0.091	FRACCIÓN
POROSIDAD DENSIDAD- NEUTRÓN	ϕ_{D-N}	0.16	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA INVADIDA	S_{xo}	0,51	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,14	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,86	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL	S_{ro}	0,49	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA MÓVIL	S_{om}	0,37	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Freire Proaño, 2012)

4.1.2. Segundo caso.

Para el segundo caso que ayude a esta investigación, se tomaron como referencia los datos presentados por Andrade Corrales (2009), se obtendrán datos de su estudio para posteriormente realizar un análisis de los resultados que se obtendrán por RCPPEP.

A continuación, se detallan los datos del pozo analizado:

Tabla 6

Tabla de datos del encabezado de pozo CULEBRA – 5

PARAMETRO	DATO	UNIDAD
COMPAÑÍA	PETROECUADOR	-
CAMPO	CULEBRA	-
ID POZO	CUL - 5	-
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	87	°F
TEMPERATURA DE FONDO	241	°F
PROFUNDIDAD DE FONDO	10291.5	ft

NOTA: Tomado y Adaptado de (Andrade Corrales, 2009)

Tabla 7

Tabla de datos del lodo de perforación del pozo CULEBRA – 5

<i>VARIABLE</i>	<i>VALOR</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>TEMPERATURA</i>	<i>UNIDAD</i>
RM	1,71	ohm-m	87	°F
RMF	1,48	ohm-m	87	°F
RMC	2,41	ohm-m	87	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Andrade Corrales, 2009)

Tabla 8

Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo CULEBRA - 5

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9715	FT
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	232	°F

Tabla 8. (Continuación)

RW FORMACION	R_w	0.049	mV
RAYOS GAMMA LOG	GR	34	API
RAYOS GAMMA MINIMO	GR_{min}	30	API
RAYOS GAMMA MÁXIMO	GR_{max}	105	API
RESISTIVIDAD PROFUNDA	R_t	85	OHM-M
RESISTIVIDAD DE ZONA LAVADA	R_{xo}	70	OHM-M
DENSIDAD APARENTE	ρ_b	2,4	g/cm ³
DENSIDAD DE MATRIZ	ρ_{ma}	2,65	g/cm ³
DENSIDAD DEL FLUIDO	ρ_f	1,0	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRÓNICA	ϕ_N	0,12	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Andrade Corrales, 2009)

Tabla 9**Tabla de resultados obtenidos del pozo CULEBRA - 5**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9715	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	232.34	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.277	FRACCIÓN
POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0.143	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,123	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,877	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Andrade Corrales, 2009)

4.1.3. Tercer Caso

Para el tercer caso que ayude a esta investigación, se tomaron como referencia los datos presentados por Zambrano Fierro & Vallejo Guevara

(2016), se obtendrán datos de su estudio para posteriormente realizar un análisis de los resultados que se obtendrán por RCPPEP.

A continuación, se detallan los datos del pozo analizado:

Tabla 10

Tabla de datos del encabezado de pozo DELTA MACKENZIE

PARAMETRO	DATO	UNIDAD
COMPAÑÍA	PETROECUADOR	-
CAMPO	MALLIK	-
ID POZO	DELTA MACKENZIE	-
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	75	°F
TEMPERATURA DE FONDO	101	°F
PROFUNDIDAD DE FONDO	9700	ft

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 11

Tabla de datos del lodo de perforación del pozo DELTA

MACKENZIE

<i>VARIABLE</i>	<i>VALOR</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>TEMPERATURA</i>	<i>UNIDAD</i>
RMF	2.21	ohm-m	76	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 12

Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo DELTA

MACKENZIE

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9196	FT
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	99.64907	°F
RW FORMACION	R_w	0.398777113	OHM-M
TEMPERATURA DE RW	T_{RW}	99.85278	°F
POTENCIAL ESPONTANEO	SP	-61.56	mV
RAYOS GAMMA LOG	GR	50.93	API
RAYOS GAMMA MINIMO	GR_{min}	47	API
RAYOS GAMMA MÁXIMO	GR_{max}	96	API
RESISTIVIDAD PROFUNDA	R_t	62.4928	OHM-M
RESISTIVIDAD DE ZONA LAVADA	R_{xo}	47.4492	OHM-M
DENSIDAD APARENTE	ρ_b	2,3543	g/cm ³
DENSIDAD DE MATRIZ	ρ_{ma}	2,65	g/cm ³
TIEMPO DE TRANSIDO EN LA ZONA DE INTERÉS	Δ_t	84.7399	$\mu s/ft$
POROSIDAD NEUTRÓNICA	ϕ_N	0,1674	FRACCIÓN
RESISTIVIDAD ZONA ALEDAÑA	R_{SH}	5.9	OHM-M
DENSIDAD SHALE	ρ_{sh}	2.51	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRONICA SHALE	ϕ_{NSH}	0.25	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 13**Tabla de resultados obtenidos del pozo DELTA MACKENZIE**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9196	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	99.64907	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.03528333	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.192032576	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.346920801	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.653079199	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

4.1.4. Cuarto Caso

Para el cuarto caso que ayude a esta investigación, se tomaron como referencia los datos presentados por Zambrano Fierro & Vallejo Guevara (2016), se obtendrán datos de su estudio para posteriormente realizar un análisis de los resultados que se obtendrán por RCPPEP.

A continuación, se detallan los datos del pozo analizado:

Tabla 14**Tabla de datos del encabezado de pozo TIPUTINI**

PARAMETRO	DATO	UNIDAD
COMPAÑÍA	PETROAMAZONAS	-
CAMPO	ITT	-
ID POZO	TIPUTINI W	-
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	75	°F
TEMPERATURA DE FONDO	161.15	°F
PROFUNDIDAD DE FONDO	5870	ft

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 15**Tabla de datos del lodo de perforación del pozo TIPUTINI W**

<i>VARIABLE</i>	<i>VALOR</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>TEMPERATURA</i>	<i>UNIDAD</i>
RMF	2.31	ohm-m	75	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 16**Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo TIPUTINI W**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	4956	FT
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	147.75408	°F
RW FORMACION	R_w	0.176442835	OHM-M
TEMPERATURA DE RW	T_{Rw}	153.34117	°F
POTENCIAL ESPONTANEO	SP	-110.7083	mV
RAYOS GAMMA LOG	GR	34.4666	API
RAYOS GAMMA MINIMO	GR_{min}	18	API
RAYOS GAMMA MÁXIMO	GR_{max}	118	API
RESISTIVIDAD PROFUNDA	R_t	222.578	OHM-M
RESISTIVIDAD DE ZONA LAVADA	R_{xo}	140.712	OHM-M
DENSIDAD APARENTE	ρ_b	2,2476	g/cm ³
DENSIDAD DE MATRIZ	ρ_{ma}	2,71	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRÓNICA	ϕ_N	0,19147	FRACCIÓN
RESISTIVIDAD ZONA ALEDAÑA	R_{SH}	5.2	OHM-M
DENSIDAD SHALE	ρ_{sh}	2.62	g/cm ³

Tabla 16. (Continuación)

POROSIDAD NEUTRONICA SHALE	ϕ_{NSH}	0.168	FRACCIÓN
----------------------------	--------------	-------	----------

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 17**Tabla de resultados obtenidos del pozo TIPUTINI W**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	4956	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	147.75408	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.03528333	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.251003262	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.112005822	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.887994178	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

4.1.5. Quinto Caso

Para el cuarto caso que ayude a esta investigación, se tomaron como referencia los datos presentados por Zambrano Fierro & Vallejo Guevara (2016), se obtendrán datos de su estudio para posteriormente realizar un análisis de los resultados que se obtendrán por RCPPEP.

A continuación, se detallan los datos del pozo analizado:

Tabla 18**Tabla de datos del encabezado de pozo TIPUTINI X**

PARAMETRO	DATO	UNIDAD
COMPAÑÍA	PETROAMAZONAS	-
CAMPO	ITT	-
ID POZO	TIPUTINI X	-
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	75	°F
TEMPERATURA DE FONDO	151.09	°F
PROFUNDIDAD DE FONDO	5746	ft

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 19

Tabla de datos del lodo de perforación del pozo TIPUTINI X

<i>VARIABLE</i>	<i>VALOR</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>TEMPERATURA</i>	<i>UNIDAD</i>
RMF	2.31	ohm-m	75	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 20

Tabla de registros eléctricos tomados en el pozo TIPUTINI X

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	5562	FT
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	148.64088	°F
RW FORMACION	R_w	0.143254978	OHM-M
TEMPERATURA DE RW	T_{RW}	148.91827	°F
POTENCIAL ESPONTANEO	SP	-33.1328	mV
RAYOS GAMMA LOG	GR	26.3034	API
RAYOS GAMMA MINIMO	GR_{min}	22	API
RAYOS GAMMA MÁXIMO	GR_{max}	140	API

Tabla 20. (Continuación)

RESISTIVIDAD PROFUNDA	R_t	1141.009	OHM-M
RESISTIVIDAD DE ZONA LAVADA	R_{xo}	461.0161	OHM-M
DENSIDAD APARENTE	ρ_b	2,2086	g/cm ³
DENSIDAD DE MATRIZ	ρ_{ma}	2,65	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRÓNICA	ϕ_N	0,20336	FRACCIÓN
RESISTIVIDAD ZONA ALEDAÑA	R_{SH}	9.76	OHM-M
DENSIDAD SHALE	ρ_{sh}	2.55	g/cm ³
POROSIDAD NEUTRONICA SHALE	ϕ_{NSH}	0.265	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

Tabla 21**Tabla de resultados obtenidos del pozo TIPUTINI X**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	5562	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	148.64088	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.01495495	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.26085668	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.041730257	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.95826973	FRACCIÓN

NOTA: Tomado y Adaptado de (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)

4.2. Presentación de la interfaz gráfica RCPPEP.

- Apartado del inicio del programa:

Ilustración 1 Ilustración del inicio de la interfaz gráfica RCPPEP



Nota: Autor

- Apartado visual de los diferentes botones para el ingreso de datos:

Ilustración 2 Ilustración del apartado para ingreso de datos en la interfaz



4.3. Resultados obtenidos por RCPPEP.

Una vez ingresado los datos, en la interfaz gráfica RCPPEP, obtenemos los siguientes resultados.

4.3.1. Comparativa de Resultados del Caso 1.

En la tabla 15, se presentarán los resultados obtenidos por RCPPEP:

Tabla 22

Resultados obtenidos por RCPPEP en el Caso 1.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9824	ft
TEMPERATURA DE FONDO	TF	199,91	°F
RESISTIVIDAD DEL AGUA - SP	R_w	0,05865	ohm-m
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0,23711	FRACCIÓN
POROSIDAD APARENTE	ϕ_D	0,09091	FRACCIÓN
POROSIDAD DENSIDAD- NEUTRÓN	ϕ_{D-N}	0,1618	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA INVADIDA	S_{xo}	0,55384	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,1673	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,83267	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL	S_{or}	0,38654	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO MÓVIL	S_{om}	0,448	FRACCIÓN

Nota. Autor

Para realizar la comparativa de los cálculos, lo realizaremos mediante la fórmula de (Rosas et al., 2019):

$$Error\ Relativo = \frac{|Valor\ real - Valor\ aproximado|}{Valor\ aproximado} * 100\%$$

Para nuestro proyecto, el código será definido por:

$$Error\ Relativo = \frac{|Valor\ calculado - Valor\ referencial|}{Valor\ referencial} * 100\%$$

Realizando una comparativa de resultados del Caso 1, obtenemos:

- Comparando el R_w obtenido por el SP

$$Error\ Relativo = \frac{|0.05865 - 0.05|}{0.05865} * 100\% = 14.75\%$$

De la misma manera realizamos el cálculo para los otros valores obteniendo este resultado:

Tabla 23

Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 1 y RCPPEP.

VARIABLE	SIGNO	VALOR POR (FREIRE PROAÑO, 2012)	VALOR POR RCPPEP	ERROR RELATIVO %
RESISTIVIDAD DEL AGUA	R_w	0,05	0,05865	14,75
POROSIDAD APARENTE	ϕ_D	0,091	0,09091	0,098
POROSIDAD TOTAL	ϕ_{D-N}	0,16	0,1618	1,125
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,14	0,1673	19.5
SATURACIÓN DE ZONA LAVADA	S_{xo}	0.51	0,55384	8.6

Tabla 23. (Continuación)

SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,86	0,83267	3,18
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL	S_{or}	0,49	0.38466	21.5
SATURACIÓN DE PETRÓLEO MOVIBLE	S_{om}	0,37	0,448	21.08

Nota. Autor

De los resultados obtenidos, es aceptable en los valores de:

- Los valores de R_w , el porcentaje de 17.3% es aceptable puesto que los métodos usados por RCPPEP, son dos métodos del cual se saca su promedio, pero el mismo no afecta mucho en los resultados posteriores.
- Para las porosidades es inferior al 2%, asique como los valores no son tan dispersos, se acepta los cálculos.

Se obtuvieron valores aceptables, aunque el autor use ciertas formulas diferentes, no es tan dispersado los resultados y entre los valores de S_w y S_o , son cercanos, los cuales son los esenciales para poder tomar decisiones en la viabilidad del reservorio.

4.3.2. Comparativa de resultados del Caso 2.

En la tabla 17, se presentarán los resultados obtenidos por RCPPEP:

Tabla 24

Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 2.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9715	ft
TEMPERATURA DE FONDO	TF	232,34	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0,02532	FRACCIÓN
POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0,13576	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,1590556	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,84094	FRACCIÓN

Nota. Autor

Aplicando de la misma manera, los cálculos de errores relativos, se obtiene:

Tabla 25 Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 2 y el RCPPEP.

VARIABLE	SIGNO	VALOR POR (ANDRADE CORRALES, 2009)	VALOR POR RCPPEP	ERROR RELATIVO %
POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0.143	0,13576	15.95
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0,123	0,1590556	13.76
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0,877	0,84094	5.43

Nota. Autor

De los resultados obtenidos, se deduce lo siguiente:

- A pesar de que la porosidad tiene una diferencia considerable, con la saturación de agua, el resultado obtenido en la saturación de petróleo es aceptable, lo cual podemos definir que la interfaz ayuda de forma eficiente al cálculo de las propiedades petrofísicas de los reservorios.

4.3.3. Comparativa de resultados caso 3

En la tabla 26, se presentan los datos obtenidos por el RCPPEP.

Tabla 26

Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 3.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	9196	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	99.64907	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.1895	FRACCIÓN
POROSIDAD APARENTE	ϕ_D	0.17921	FRACCIÓN
POROSIDAD SONICA	ϕ_S	0.2101508	FRACCIÓN
POROSIDAD NEUTRONICA	ϕ_N	0.1674	FRACCIÓN
POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0.18559	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.18241	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.33789	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.66211	FRACCIÓN

Ahora realizamos el cálculo del error relativo, para poder realizar la comparativa de los resultados obtenidos por RCPPEP.

Tabla 27

Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 3 y el RCPPEP.

VARIABLE	SIGNO	VALOR POR (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)	VALOR POR RCPPEP	ERROR RELATIVO %
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.192032576	0.18241	5.011
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.346920801	0.33789	2.6
SATURACIÓN DE PETROLEO	S_o	0.653079199	0.66211	1.38

De los resultados se deduce lo siguiente:

- Los valores obtenidos en el error relativo, al ser inferiores al 10%, nos indican que los modelos matemáticos utilizados dan una excelente correlación entre los resultados por RCPPEP y los obtenidos por Zambrano Fierro & Vallejo Guevara (2016).

4.3.4. Comparativa de resultados para el caso 4.

En la tabla 28, se presentan los datos obtenidos por el RCPPEP.

Tabla 28

Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 4.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	4956	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	147.75408	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.8462	FRACCIÓN
POROSIDAD APARENTE	ϕ_D	0.27041	FRACCIÓN
POROSIDAD NEUTRONICA	ϕ_N	0.19174	FRACCIÓN

Tabla 28. (Continuación)

POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0.23094	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.22161	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.09531	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.90469	FRACCIÓN

Ahora realizamos el cálculo del error relativo, para poder realizar la comparativa de los resultados obtenidos por RCPPEP.

Tabla 29**Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 4 y el RCPPEP.**

VARIABLE	SIGNO	VALOR POR (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)	VALOR POR RCPPEP	ERROR RELATIVO %
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.251003262	0.22161	11.71
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.112005822	0.09531	14.91
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.887994178	0.90469	1.88

De los resultados se deduce lo siguiente:

- Los valores de error relativo obtenidos para porosidad efectiva (5.01%) y saturación de agua (2.60%) indican que el modelo puede ser modificado en el futuro para acercarse más a los resultados deseados. Sin embargo, el error en saturación de petróleo (1.38%) demuestra que el modelo es confiable y válido para su aplicación.

4.3.5. Comparativa de los resultados del caso 5

Tabla 30

Tabla de resultados por RCPPEP en el Caso 5.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
PROFUNDIDAD	PF	5562	ft
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	TF	148.64088	°F
VOLUMEN DE ARCILLA	V_{sh}	0.01654	FRACCIÓN
POROSIDAD APARENTE	ϕ_D	0.26752	FRACCIÓN
POROSIDAD NEUTRONICA	ϕ_N	0.20336	FRACCIÓN
POROSIDAD TOTAL	ϕ_T	0.23544	FRACCIÓN
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.2327472053	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.0430742	FRACCIÓN
SATURACIÓN DE PETRÓLEO	S_o	0.9569258	FRACCIÓN

Ahora realizamos el cálculo del error relativo, para poder realizar la comparativa de los resultados obtenidos por RCPPEP.

Tabla 31

Tabla comparativa de valores obtenidos entre el Caso 5 y el RCPPEP.

VARIABLE	SIGNO	VALOR POR (Zambrano Fierro & Vallejo Guevara, 2016)	VALOR POR RCPPEP	ERROR RELATIVO %
POROSIDAD EFECTIVA	ϕ_{ef}	0.26085668	0.2327472053	10.77
SATURACIÓN DE AGUA	S_w	0.041730257	0.0430742	3.22

Tabla 31. (Continuación)

SATURACIÓN DE	S_o	0.95826973	0.9569258	0.14
PETROLEO				

De los resultados se deduce lo siguiente:

- El modelo presenta un error en porosidad efectiva del 10.77%, consistente con los valores anteriores y evidenciando la necesidad de ajustar el método de cálculo para este parámetro. Sin embargo, los errores en saturación de agua (3.22%) y especialmente en saturación de petróleo (0.14%) son excelentes, demostrando que el programa es altamente confiable para estimar el contenido de hidrocarburos. La precisión casi perfecta en el valor de la saturación de petróleo (0.14%) valida la robustez del modelo matemático implementado.

4.4. Presentación de todos los valores relativos obtenidos de los distintos casos.

Tabla 32**Tabla de los errores relativos obtenidos de los distintos casos**

Casos /	$\emptyset$	S_w	S_o
Error relativo			
Caso 1	1,125	19.5	3.18
Caso 2	15.95	13.76	5.43
Caso 3	5.011	2.6	1.38
Caso 4	11.71	14.91	1.88
Caso 5	10.77	3.22	0.14

CAPITULO V: CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones

La herramienta computacional RCPPEP ha demostrado ser funcional y confiable para el cálculo de propiedades petrofísicas, su funcionalidad para el cálculo de las propiedades petrofísicas mediante 5 casos de estudio, donde los valores de la saturación de petróleo se han obtenido valores aceptables inferiores al 10%, indicando que el modelo es bueno para estimar el contenido de los hidrocarburos.

El algoritmo desarrollado nos permite procesar la información, aunque carezca de ciertos registros eléctricos, o incluso faltando los datos del lodo de perforación, implementando diferentes rutas de calculo para garantizar la obtención de los resultados para la caracterización del yacimiento.

La implementación de múltiples métodos para el cálculo de la resistividad del agua de formación (R_w), ya sea mediante el registro de Potencial Espontáneo (SP), el método de resistividad de agua aparente (R_{wa}), el análisis de muestras de agua, o el método de la relación R_o/R_t , permite obtener diversos valores de saturación de agua (S_w) que pueden ser comparados y promediados para reducir la incertidumbre en la estimación final. Los errores relativos obtenidos, que varían entre 2.6% y 14.91% dependiendo del caso de estudio, demuestran que la precisión de los resultados está directamente relacionada con la calidad y cantidad de los datos ingresados, así como con la disponibilidad de registros eléctricos confiables y parámetros petrofísicos representativos de la formación evaluada.

La interfaz RCPPEP, representa una alternativa accesible y practica a un software comercial, que permita a los estudiantes realizar los análisis petrofísicos de un gran volumen de datos, de forma rápida y efectiva, contribuyendo de forma significativa a la formación académica en la ingeniería en petróleos.

5.2. Recomendaciones

Una de las principales limitaciones de RCPPEP, es la necesidad de que el usuario especifique manualmente la litología predominante para la correcta asignación de los parámetros de la ecuación de Archie (a , m , n).

Esta dependencia puede introducir incertidumbre, especialmente en pozos con litologías complejas o variables. Se recomienda implementar un módulo de detección automática de litología que, a partir de la combinación de registros de Rayos Gamma, Densidad, Neutrón y, cuando esté disponible, el efecto fotoeléctrico, pueda clasificar la formación en areniscas, calizas, dolomías o lutitas.

La identificación de la litología es un paso fundamental en la interpretación de registros, ya que permite diferenciar entre rocas porosas y no porosas, así como reconocer zonas con potencial de hidrocarburos.

La mejora de la interfaz para el ingreso de datos por excel o por archivo LAS, para el cálculo de distintas zonas a la vez y poder presentar los resultados por un mismo excel, ejecutando el cálculo de un gran volumen de datos, ya sea de pozos o de formaciones de interés.

BIBLIOGRAFÍA

Archie, G. E. (1942). *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics.*

Dewan, J. T. (1983). *ESSENTIALS OF MODERN OPEN-HOLE LOG INTERPRETATION.*

Djebbar Tiab, E. C. (2016). *Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.*

GEOLOIL. (2012). *Como calcular limites petrofisicos.*

Jesus, A. G., Angel, V. K., & Guadalupe, M. N. (2016). *REVISTA ALERGIA MEXICO.* Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/4867/486755023011.pdf>

Landes, K. K. (1977). *Geologia del Petroleo.* Barcelona: Ediciones Omega.

Poupon, A., & Leveaux. (1971). *Evaluation of Water Saturation in Shaly Formations.*

Puerto, J. A. (2005). *Introduccion a la interpretacion de perfil de pozo abierto.*

Rodríguez, J. R. (2007). *INGENIERIA BASICA DE YACIMIENTOS.* Venezuela.

Schlumberger. (2019). *Energy Glossary.* Retrieved from <https://glossary.slb.com/es/>

Serra, O. (1984). *FUNDAMENTALS OF WELL LOG INTERPRETATION.*

Tiab, D., & C. Donaldson, E. (2012). *Petrophysics.*

doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383848-3.00003-7>

ALMARAZ ESPEJO, M. M. (2014). *INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS PARA LA INYECCIÓN DE DIOXIDO DE CARBONO EN LA ZONA NORTE DE LA REPÚBLICA MEXICANA.*

Alonso Rodríguez, J. (2010). *PROPIEDADES FÍSICAS: DENSIDAD Y POROSIDAD.*

Arroyo, A., & Roig, F. (2010). *APUNTES DE INTRODUCCION A LOS REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.*

Barberii, E. E. (1998). *El pozo ilustrado.*

Barrera Gallardo, K. B. (2019). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CABLE CALENTADOR EN EL POZO TARAPOA NOROESTE I PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO.*

Bateman, R. M. (1985). *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation.*

Cedeño, R. B. (1974). *Análisis Cuantitativo de Registros de Pozos con Aplicación de la Computadora 1130.*

Collier, H. A. (1993). *Borehole Geophysical Techniques for Determining the Water Quality and Reservoir Parameters of Fresh and Saline Water Aquifers in Texas-Volume I of IT.*

Da Silva, R. C., Tognoli, F. M. W., Reginato, P. A. R., Salvadoretti, P., & De Souza, L. V. (2021). Hydrogeological compartmentalization and connection of the Guarani (GAS) and Serra Geral (SGAS) aquifer systems from a multiscale perspective: A case study in southern Brazil. *Brazilian Journal of Geology*, 51(3).
<https://doi.org/10.1590/2317-4889202120200056>

Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2006). *Well Logging for Earth Scientists.*

Fernando, M. S. S., & Navarro, M. (2009). *CONSTRUCCIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE YACIMIENTOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE REGISTROS E INTEGRACIÓN CON DATOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO.*

Freire Proaño, V. H. (2012). *INTERPRETACIÓN Y USO DE REGISTROS ELÉCTRICOS A HUECO ABIERTO EN EL POZO XXX PARA ENCONTRAR ARENAS PRODUCTORAS A DETERMINADA PROFUNDIDAD EN EL “CAMPO SACHA”.*

Gómez Castro, K. Y. (2014). *ESTUDIO DE LA PERMEABILIDAD EN SUELOS ARENOSOS CONTAMINADOS CON AGUAS ACEITOSAS EN UNA ESTRATIFICACIÓN DE MEDIANTE UN MODELO FÍSICO A ESCALA REDUCIDA.*

González Aguilar, L. A., & Icaza Hidalgo, C. A. (2018). *ELABORACIÓN DEL SOFTWARE NAHW PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.*

González Diaz, P. E. (2018). *DISEÑO DE SOFTWARE DE SIMULACIÓN DE CONTROL DE POZOS PETROLEROS DIDÁCTICO.*

Guamialamá, C., Freire, J., & Valencia, R. (2020). Impact of the Applied Methods for the Determination of Permeability and its Influence in the Management of the Reservoir in Shushufindi Field. *Revista Politecnica*, 45(2), 41–50.

<https://doi.org/10.33333/rp.vol45n2.04>

Hassan Abd Alrahman, A. A., Ahmed Hashim T, ayfor, Amro Abu Algasim, A. A., Hussam Ali Ibrahim, M., & Mohammed Al Gasim, M. A. (2017). *FORMATION EVALUATION IN HAMRA OIL-FIELD BY USING WIRELINE LOGS.*

Humberto, F., & Macualo, E. (2012). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS* (1st ed.).

James, B. (1986). *Applied Open Hole Log Analysis*.

Jurado, M. J. (1989). *DIAGRAFIAS: SU APLICACION EN EL ANALISIS SEDIMENTARIO*.

Napoleon O., B., Becerra P., S., & Pasquel S., E. (2015). *INTRODUCCIÓN A LA HIDROGEOLOGÍA DEL ECUADOR*. www.inamhi.gob.ec

Ñaupas, H., Marcelino, P., Valdivia, R., Jesús, D., Palacios, J., Hugo, V., & Delgado, E. R. (2018). *Bogotá-México, DF 5a. Edición Metodología de la investigación Cuantitativa-Cualitativa y Redacción de la Tesis*.

Nejer Ormaza, E. W. (2020). *DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN POZOS DE LA CUENCA ORIENTE*.

Noguera Toffoletti, G. E. (2018). *INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA NOROESTE DE LA SUBCUENCA DE PIRITY, CHACO PARAGUAYO*.

Rodrigo Clavero, nombre, Elena, M., & Ilarri, R. (2023). *Parámetros hidrogeológicos fundamentales*.

Rodríguez Santana, E. (1971). *GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO*.

Romero Crespo, P. L. (2002). *Estudio Geoeléctrico y Planeamiento de Explotación de Aguas Subterráneas en el Sector de Santa Elena, Atahualpa, Ancón y Pechiche*.

- Rosas, C., Javier, J., Cárdenas, G., Pinilla, M. E., Damián, M. V., Moreno, S., Tovar Pérez, A., & Hugo, V. (2019). *Aproximación numérica y errores*.
- Santamaría Orozco, D. M. (2021). *El modelado de los sistemas petroleros: una revisión*.
- Sarmiento, L. F., Hernández, S., Bartels, H., Galindo, M., & García, J. C. (1995). *SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA PARA AL ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS EN LA EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO*.
- Senger, K., Birchall, T., Betlem, P., Ogata, K., Ohm, S., Olausen, S., & Paulsen, R. S. (2021). Resistivity of reservoir sandstones and organic rich shales on the Barents Shelf: Implications for interpreting CSEM data. *Geoscience Frontiers*, 12(6). <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.08.007>

ANEXOS

ANEXO A. Librerías y funciones utilizadas para la programación de la interfaz.

```
1
2 from PyQt5.QtWidgets import *
3 from PyQt5.QtGui import *
4 from PyQt5.QtCore import *
5 from PyQt5.QtMultimediaWidgets import *
6 from PyQt5.QtMultimedia import *
7 from sys import argv
8 from math import *
9 from random import *
10 from time import *
11 import pyqtgraph as pg
12 import numpy as np
13 from decimal import Decimal, ROUND_HALF_UP
14 import os
15 from datetime import datetime
16 import sys
17
18
19 # Excel
20 import openpyxl
21 from openpyxl.styles import Font, Alignment, PatternFill, Border, Side
22 from openpyxl.utils import get_column_letter
23
24 # PDF
25 from reportlab.lib.pagesizes import letter, landscape
26 from reportlab.platypus import SimpleDocTemplate, Table, TableStyle, Paragraph, Spacer, PageBreak
27 from reportlab.lib import colors
28 from reportlab.lib.styles import getSampleStyleSheet, ParagraphStyle
29 from reportlab.lib.units import inch, cm
30 from reportlab.lib.enums import TA_CENTER, TA_LEFT
31
```

```
32 class Reservoir_Simulator(QMainWindow):
33     def __init__(self):...
91
92     def ventana_principal(self):...
124
125     def on_resize(self, event):...
138
139     def personalizar_pantalla_principal(self):...
156
157     def crear_frame_navegacion(self):...
184
195     def pantalla_principal(self):...
240
241     def crear_seccion_busqueda(self):...
463
464     def exportar_excel(self):...
1124
1125     def exportar_pdf(self):...
1839
1840     def crear_seccion_tabla(self):...
1941
1942     def crear_card_responsiva(self, titulo, descripcion, icono):...
2020
2021     def crear_seccion_logs(self):...
2079
2080     def update_font_sizes(self, font_size_title, font_size_card):...
2113
2114     def crear_boton_log(self, nombre, icono, tamaño, accion):...
2162
2163     def crear_tarjeta_superior(self, titulo, descripcion, icono, tamaño, accion):...
2258
2259     def pantalla_perfilaje(self):...
2316
2317     def ventana_wellheader(self):...
3221
3222     def ventana_fluidoperfo(self):...
4444
```

```
32 class Reservoir_Simulator(QMainWindow):
33     def __init__(self):...
7749 > def ventana_potencial_espontaneo(self):...
8903
8904 > def ventana_gamma_ray(self):...
10254
10255 > def ventana_laterolog(self):...
11693
11694 > def ventana_induccion(self):...
13133
13134 > def ventana_densidad(self):...
14502
14503 > def ventana_sonico(self):...
16007
16008 > def ventana_neutron(self):...
17280
17281 > def mensaje_informativo(self, text):...
17259
17260 > def mensaje_error(self, text):...
17267
17268 > def mensaje_pregunta(self, text):...
17282
17283 > def actualizador_datos(self):...
17289
17290 > def update_formacion_options(self):...
17298
17299 > def actualizador_datos_estratos(self, id_pozo):...
17307
17308 > def guardador_estratos_pozos(self, id_pozo, id_estrato):...
17329
17330 > def algoritmo_calculos(self, combo_ID, combo_formacion):...
21064
21065 > def pantalla_diseño_equipos(self):...
21923
21924 > def pantalla_yacimientos(self):...
21941
21942 > if __name__ == "__main__":...
21943
```

ANEXO B. ENCABEZADO DEL POZO SACHA XXX

 Baker Atlas		Rt EXPLORER DIGITAL ACOUSTILOG COMPENSATED Z-DENSILOG™ COMPENSATED NEUTRON LOG GAMMA RAY LOG MICRO LATEROLOG CALIPER LOG	
ARCHIVO NO.	COMPANIA	RIO NAPO	
API NO.	POZO	SACHA XXX	
	YAC.	CAMPO: SACHA	
	PERFORADORA	CPV 16	PAÍS ECUADOR
Ver. 3.87 ESCALAS: 1:200 MD 1:500 MD	COORDENADAS: COORDENADAS EN SUPERFICIE: 9978245 mN 294724.3 mE LAT 0 11' 48.19" S LONG 76 50' 39.76" W		SERVICIOS SERV. ADICIONALES - HDIL
BASE DE MED	N.T	ALTURA	919 FT
PERFIL MED DESDE	M.R	26 FT	SOBRE LA BASE
PERFOR MED DESDE	MESA ROTARIA		
		ALTURAS:	
		KB -	
		MR 945 FT	
		NT 919 FT	
FECHA	18-JUL-2011		
CRA.	BJDA.	1	1
ORDEN DE SERVICIO	2618		
PROFUNDIDAD PERFORADOR	10444 FT		
PROFUNDIDAD PERFIL	10433 FT		
PRIMERA LECTURA (FONDO)	10428 FT		
ÚLTIMA LECTURA	8990 FT		
CANERIA PERFORADOR	9.625 IN	9008 FT	9
CANERIA PERFIL	9008 FT		
DIAMETRO DEL POZO	8.5 IN		
TIPO DE INYECCION	PERFLEX		
DENSIDAD	VISCOSIDAD	10.4 LB/G	59 S
PH	AGUA FILTRADA	10.6	4.4 C3
ORIGEN DE LA MUESTRA	TANQUE DE SUCCION		
RM A TEMP. MEDIDA	1.3260 OHMM	74.29 DEGF	9
RMF A TEMP. MEDIDA	1.5538 OHMM	72.35 DEGF	9
RMC A TEMP. MEDIDA	1.2050 OHMM	75.97 DEGF	9
ORIGEN DE RMF	RMC	MEDIDO	MEDIDO
RM A TEMP. FONDO	0.5005 OHMM	208 DEGF	9
TIEMPO DESDE FIN CIRC.	18.5		
TEMPERATURA DE FONDO	208 DEGF		
NO. DE EQUIPO	BASE	HL-6750	COCA
REGISTRADO POR	CESAR ARROBA		
PRESENCIADO POR	G. REINOSO / J. ROLDAN		

Fuente: Freire Proaño, 2012

ANEXO C. DATOS DEL ENCABEZADO DE POZOS.

POZO	FECHA	RM @ T		RMF @ T		RMC @ T		RM @ BHT		BIT	PROF. [pies]		CSG @ PROF	
		Ω.m	°F	Ω.m	°F	Ω.m	°F	Ω.m	°F	pulg.	Driller	Logger	pulg.	pies
CUL 1	28/11/1973	1.27	103.0	1.24	77.0	1.92	77.0	0.65	200	8 3/4	10625	10617	9 5/8	2471
CUL 2	15/09/1987	1.79	115.0	1.97	80.0	3.24	80.0	1.01	210	9 7/8	10045	10060	10 3/4	1870
CUL 3	16/11/1997	2.42	76.2	2.29	73.5	3.90	74.6	0.94	206	9 7/8	10200	10200	10 3/4	3029
CUL 4	12/08/1995	2.85	76.0	2.60	77.8	3.30	78.8	1.13	203	9 7/8	10230	10218	10 3/4	3002
CUL 5	27/07/2000	1.71	87.0	1.48	87.0	2.41	87.0	0.77	200	9 7/8	---	10280	10 3/4	3021
CUL 6	24/03/2002	1.67	75.0	1.27	75.0	2.50	75.0	0.65	203	9 7/8	10210	10188	10 3/4	2993
YUL 1	25/05/1980	1.42	80.0	1.37	86.0	2.57	84.0	0.53	224	9 7/8	10337	10345	10 3/4	2217
YUL 2	21/05/1985	1.01	117.0	0.98	90.0	1.12	90.0	0.61	198	9 7/8	10075	10070	10 3/4	2029
YUL 3	30/01/1988	1.90	76.0	1.70	76.0	2.10	76.0	---	---	9 7/8	10002	10012	10 3/4	2010
YUL 4	18/07/1995	2.56	81.3	2.50	73.4	2.60	78.0	1.04	210	9 7/8	10080	10028	10 3/4	3015
YUL 5	09/06/1995	2.87	74.7	2.80	72.9	3.04	77.4	1.10	206	9 7/8	10210	10208	10 3/4	2516
YUL 6	23/08/1995	2.94	81.5	2.70	81.1	3.20	80.4	1.13	205	9 7/8	10200	10193	10 3/4	2985
YUL 7	17/04/1997	2.50	74.1	2.30	73.9	2.73	74.0	0.95	205	9 7/8	10100	10098	10 3/4	3001
ANA 1	12/03/1991	1.60	80.0	1.20	80.0	2.00	80.0	---	208	9 7/8	10403	10400	10 3/4	2476
ANA 2	---	1.09	110.0	1.25	81.0	2.10	81.0	0.60	204	9 7/8	10255	10267	10 3/4	2600
ANA 3	23/12/1991	1.15	96.0	1.10	81.0	2.15	81.0	0.63	181	9 7/8	10180	10185	10 3/4	2613
ANA 4	16/11/1993	1.45	104.0	1.22	83.0	2.65	85.0	0.76	205	9 7/8	10300	10311	10 3/4	2601

Fuente: Andrade Corrales, 2009