



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

TEMA:

“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA
CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE
PETRÓLEO NEGRO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE
BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO

TUTOR:

ING. GUTIERREZ HINESTROZA MARLLELIS DEL VALLE, 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 LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL
POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE

BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO

TUTOR:

ING. GUTIERREZ HINESTROZA MARLLELIS DEL VALLE, PhD.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Marllelis Gutiérrez Hínestroza, 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

Ser afortunado es darse cuenta de que lo eres al mirar a un costado y encontrar a las personas que siempre están ahí.

Yo descubrí lo afortunada que soy al tener a mi madre Amanda Zárate, acompañándome y abrazando mis dudas en cada paso. A mi padre, Cesario García, quien desde el inicio confió en mí y me enseñó a no temerle al mundo.

A mis abuelos, Bella Guerrero y Julio Zárate, por siempre ser mi luz y mi motivación en días oscuros, Lastenia Sánchez y Eladio García, ángeles que no pude conocer, pero estoy segura que me cuidan cada día. A mis tíos, Marcia Puga y Guillermo García, quienes han sido mis segundos padres, guiándome y ayudándome a ser mejor persona.

A mi familia, por su infinito amor, incluso cuando no puedo mencionarlos a todos.

A la doctora Marllelis Gutiérrez, quién más allá de ser mi docente me ha enseñado a esforzarme por mis sueños y no rendirme en la obtención de los mismos. Al ingeniero Sadi Iturralde, quien nos permitió conocer el mundo a través de sus experiencias y el amor por nuestra carrera, convirtiéndose así en alguien que dejó una huella indeleble en los corazones de cada estudiante de Petróleos que tuvo el honor de conocerlo.

A mi preciosa Lulú, quién aún después de años de su muerte logra que su recuerdo me siga acompañando en días difíciles donde siento que no puedo más.

A mis amigos, porque sin ellos, nada de esto sería posible.

Eliana García Zárate

DEDICATORIA

A mi hija, Elizalde Adele Doménica, por ser mi fuente de inspiración y mi motor en cada etapa de este largo trayecto.

A mis padres, Manuel Elizalde y María Agurto, pilares fundamentales de mi existencia, mi más claro ejemplo a seguir y el mayor de mis amores.

A mis hermanos, Ronald y Melani Elizalde, compañeros de vida y cómplices de innumerables aventuras.

A mi abuela, Emma Cornejo, por ser mi árbol de sabiduría y brindarme siempre su amor incondicional.

A la doctora Marllelis Gutiérrez, por infundir en mí, día tras día, el valor de la superación y el afán por trascender mis propios límites.

A mi perrita Perla, por ser mi refugio y mi lugar seguro, incondicional ante cualquier circunstancia.

A mis amigos: Ángel, Armildo, Frank, Jairo, Danilo, Bedoya, Fabricio, Eliana, Ángela, Hugo, Jhonny, Willy, Elizabeth, David y Leo, a quienes llevo profundamente en mi corazón.

A todos ustedes, con profundo amor y gratitud, dedico el presente trabajo.

Bryan José Elizalde Agurto

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO** elaborado por los estudiantes **ELIANA PAMELA GARCÍA ZÁRATE** y **BRYAN JOSÉ ELIZALDE AGURTO**, egresados de la carrera de petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **PLAGIARISM CHECKER X**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4 % de la valoración permitida.



Plagiarism Checker X - Report

Originality Assessment

4%



Overall Similarity

Date: jul 22, 2026 (10:19 a. m.)

Matches: 88 / 2350 words

Sources: 4

Submitter: Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza

Authors: Eliana Pamela García Zárate
Bryan José Elizalde Agurto

Remarks: Low similarity detected, consider making necessary changes if needed.

Verify Report:

Scan this QR Code



FIRMA DEL TUTOR



Calcular Documento en Firmado:
Firmado digitalmente por:
**MARLELLIS DEL VALLE
GUTIERREZ
HINESTROZA**
2026.07.22 10:19

Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.

C.I.: 096102768-7

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 LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO**", elaborado por **ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE y BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO**, 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,



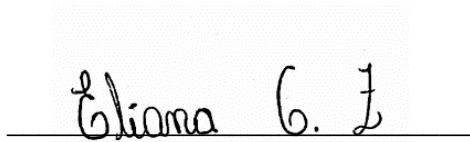
Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
MÁSTER EN ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL
C.I.: 0910001007
Teléfono: 0963908010
Registro SENESCYT: 7241181623

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE y BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

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

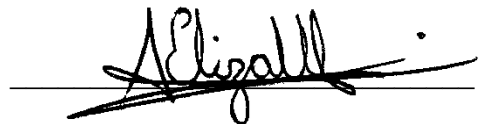
Atentamente,



ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE

Autor de Tesis

C.I. 1207797687



BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO

Autor de Tesis

C.I. 2450722901

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Gutierrez Hinestroza Marllelis Del Valle, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO previo a la obtención del Título de Ingeniero en petróleos elaborado por los señores: ELIANA PAMELA GARCIA ZARATE y BRYAN JOSE ELIZALDE AGURTO, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.

TUTORA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por brindarme la fortaleza para seguir adelante cada día. A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por brindarme un segundo hogar que me forjó y ayudó a cumplir mis metas. A mi familia, porque sin ellos no sería ni la mitad de lo que soy hoy.

A mis tíos Mayra Zárate y Andrés Aguirre, por brindarme un espacio en su hogar durante varios años de mi formación, permitiéndome obtener este logro hoy.

A nuestra tutora, la Dra. Marllelis Gutierrez, quién constantemente estuvo con nosotros, guiándonos y dándonos la mano en cada decisión tomada en este trabajo de titulación.

Al Ing. Sadi Iturralde, quién estuvo presente para nosotros, apoyando este trabajo incluso antes de tener la intención de realizarlo, compartiendo su conocimiento y amor por nuestra carrera sin medida alguna. Fue un pilar sólido para nosotros, dejando así una huella en nuestros corazones que jamás se eliminará.

Al Ing. Carlos Malavé, por su infinita paciencia y apoyo durante la realización de este proyecto de integración curricular.

A los docentes de nuestra maravillosa carrera, quienes siempre estuvieron a mi lado para darme la mano, guiarme y enseñarme a seguir adelante a pesar de todo.

¡Gracias por su presencia en mi vida!

Eliana Pamela García Zárate

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por otorgarme sabiduría, paciencia, fortaleza, fe y coraje para no desfallecer en el camino.

A la doctora Marllelis Gutiérrez, por guiarnos con acierto en esta importante etapa de nuestra formación profesional.

Al ingeniero Sadi Iturralde, por compartir generosamente sus conocimientos, experiencias y logros, los cuales han enriquecido mi aprendizaje.

A cada docente que contribuyó a mi formación académica, por su dedicación, paciencia y compromiso con la enseñanza.

A mis padres, Manuel Elizalde y María Agurto, por su apoyo incondicional y por nunca dejarme solo, aun en las adversidades.

A mis hermanos, Ronald y Melani, por su constante aliento y compañía.

Finalmente, extendiendo mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que, de una u otra manera, aportaron a mi crecimiento tanto académico como personal.

Les agradezco de todo corazón.

Bryan José Elizalde Agurto

CONTENIDO

Pág.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	III
DEDICATORIA.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VI
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VII
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	VIII
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	IX
AGRADECIMIENTOS.....	X
AGRADECIMIENTOS.....	XI
CONTENIDO.....	XII
LISTA DE FIGURAS	XVIII
LISTA DE TABLAS.....	XXI
RESUMEN	XXII
ABSTRACT	XXIII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	24
1.2 ANTEDECENTES	24

1.3	HIPÓTESIS.....	25
1.4	OBJETIVOS	26
1.4.1	Objetivo General.....	26
1.4.2	Objetivos Específicos	26
1.5	ALCANCE.....	26
1.6	VARIABLES	27
1.6.1	Variables Dependientes	27
1.6.2	Variables Independientes.....	27
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		28
2.1	CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	28
2.1.1	Yacimientos	28
2.1.2	Tipos de yacimientos	29
2.1.3	Yacimientos de petróleo negro	31
2.1.4	Diagrama de fase	33
2.2	VARIABLES DE VOLUMEN Y RESERVAS	34
2.2.1	POES	34
2.2.2	GOES.....	35
2.2.3	Petróleo producido.....	35
2.2.4	Gas producido.....	36
2.2.5	Agua producida.....	37
2.2.6	Intrusión de agua	37
2.2.7	Relación gas petróleo.....	38

2.2.8	Reservas probadas	39
2.2.9	Reservas probables	39
2.2.10	Reservas posibles.....	39
2.2.11	Reservas recuperables.....	39
2.2.12	Reservas no recuperables.....	40
2.3	CORRELACIONES	40
2.3.1	Standing.....	40
2.3.2	Vásquez y Beggs	42
2.3.3	Glaso.....	43
2.3.4	Petrosky y Farshad.....	44
2.4	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	44
2.4.1.	Presión de burbuja	44
2.4.2.	Factor volumétrico del petróleo.....	45
2.4.3.	Compresibilidad del petróleo.....	46
2.4.4.	Viscosidad del petróleo	47
2.4.5.	Presión critica	48
2.4.6.	Temperatura critica.....	48
2.5	PROPIEDADES PETROFISICAS	48
2.5.1	Porosidad	48
2.5.2	Permeabilidad	50
2.5.3	Saturación.....	50
2.5.4	Espesor de roca.....	51

2.5.5	Mojabilidad.....	52
2.5.6	Compresibilidad de la roca	52
2.6	MÉTODO VOLUMÉTRICO	53
2.7	ELEMENTOS DE CÓMPUTO	54
2.7.1.	Programación con Python.....	54
2.7.2.	Visual Estudio Code	55
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		56
3.1.	TIPO DE LA INVESTIGACIÓN	56
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	56
3.2.1.	Población	56
3.2.2.	Muestra	57
3.3.	METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	58
3.3.1.	Caracterizar el comportamiento de fluidos.....	58
3.3.2.	Analizar la precisión de la herramienta	59
3.3.3.	Desarrollo de los módulos en Python	59
3.3.4.	Determinación de factor Z por Standing	60
3.3.5.	Evaluar confiabilidad y viabilidad.....	60
3.4.	DESARROLLO DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	62
3.4.1.	Programación en PHYTON – Visual Studio Code	62
3.5.	MÓDULO DE CÁLCULO DE PROPIEDADES PVT	63
3.5.1.	Cálculo de peso molecular aparente	63

3.5.2.	Cálculo de Volumen normal.....	64
3.5.3.	Cálculo de densidad del gas.....	66
3.5.4.	Cálculo de volumen específico.....	67
3.5.5.	Cálculo gravedad específica del gas	68
3.5.6.	Cálculo factor de compresibilidad Z	69
3.5.7.	Cálculo del factor volumétrico del gas	71
3.5.8.	Cálculo de expansión del gas.....	71
3.6.	MÓDULOS DE CÁLCULO MEDIANTE CORRELACIONES.....	72
3.6.1.	Gravedad específica del petróleo.....	72
3.6.2.	Solubilidad del gas.....	73
3.6.3.	Presión de burbuja	74
3.6.4.	Factor volumétrico del petróleo.....	74
3.7.	APARTADO DE GRÁFICAS.....	75
3.7.1.	Presión vs R_s	75
3.7.2.	Presión vs B_o	76
3.7.3.	Presión vs volumen.....	77
3.8.	CÁLCULO DE POES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	77
3.9.	MÓDULO DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	79
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		80
4.1.	RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS DEL CÁLCULO DE PROPIEDADES PVT.....	80

4.2. RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS DEL CÁLCULO DE LAS CORRELACIONES	81
4.3. RESULTADO DEL CÁLCULO DE POES USANDO LEXUS	81
4.4. GRAFICAS REALIZADAS POR LEXUS	82
4.4.1. Gráfica de Rs vs P	82
4.4.2. Gráfica de volumen vs presión	83
4.4.3. Gráfica de factor volumétrico vs presión	83
4.5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS VS MÉTODOS TRADICIONALES	84
5.1. CONCLUSIONES	87
5.2. RECOMENDACIONES	88
ANEXOS	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Yacimiento de hidrocarburos	28
Figura 2: Yacimiento estratigráfico y estructural	30
Figura 3: Yacimiento combinado	30
Figura 4: Diagrama de fases de yacimiento de petróleo negro.....	32
Figura 5: Diagrama de fases para yacimiento de petróleo negro	33
Figura 6: Diagrama de fases	34
Figura 7:Factor de compresibilidad Z en función de la temperatura y presión pseudoreducida	42
Figura 8: Curva típica del comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión	46
Figura 9: Viscosidad del petróleo en función de presión	47
Figura 10: Porosidad.....	49
Figura 11: Esquema del experimento de Darcy.....	50
Figura 12: Representación de saturaciones	51
Figura 13: Representación de mojabilidad	52
Figura 14: Compresibilidad de la roca	53
Figura 15: Flujograma recolección de muestra.	58
Figura 16: Comparación de resultados.	59
Figura 17: Módulos de la herramienta.....	59

Figura 18: Factor Z por Standing.	60
Figura 19: Pantalla principal de LEXUS.	63
Figura 20: Cálculo de peso molecular.	64
Figura 21: Mensaje de error por datos mal ingresados en peso molecular.....	64
Figura 22: Cálculo de volumen en condiciones normales.	65
Figura 23: Datos mal ingresados en cálculo de volumen en condiciones normales.....	66
Figura 24: Cálculo de densidad de gas.	67
Figura 25: Cálculo de volumen específico.	68
Figura 26: Cálculo de gravedad específica.	69
Figura 27: Cálculo de factor de compresibilidad Z.	70
Figura 28: Gráfica de Standing para el cálculo de factor de compresibilidad Z.	70
Figura 29: Cálculo del factor volumétrico del gas.	71
Figura 30: Cálculo del factor de expansión del gas.....	72
Figura 31: Cálculo de la gravedad específica del petróleo.....	73
Figura 32: Cálculo de presión de burbuja.....	74
Figura 33: Gráfica de Presión vs Rs.	75
Figura 34: Gráfica de Presión vs Bo.....	76
Figura 35: Gráfica de Volumen vs Presión.	77
Figura 36: Cálculo del POES mediante método volumétrico.....	78
Figura 37: Análisis total.	79
Figura 38: Resultado del cálculo de propiedades PVT.....	80
Figura 39: Resultado de Correlaciones usando LeXus.....	81

Figura 40: Resultado del POES usando LeXus.	81
Figura 41: Gráfica de Rs vs Presión realizada en LeXus.	82
Figura 42: Gráfica de Volumen vs Presión realizada en LeXus.....	83
Figura 43: Gráfica de Bo vs Presión realizada en LeXus.....	83
Figura 44: Creación de módulos especializados en Python.	95
Figura 45: Datos Presión vs Rs.....	95
Figura 46: Datos Presión vs Volumen.....	96
Figura 47: Gráfica Presión vs Bo.	96

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1: Rango de datos para la correlación de Standing.....	41
Tabla 2: Rango de datos de correlación de Vásquez y Beggs	43
Tabla 3: Consideraciones para clasificar la porosidad	49
Tabla 4: Objetivos y metodologías de desarrollo.	62
Tabla 5: Data real de composición química del gas.	86
Tabla 6: Data real del yacimiento.....	86
Tabla 7: Comparación de resultados.	86

“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO”

Autores: Eliana Pamela García Zárate.

Bryan José Elizalde Agurto.

Tutor: Marllelis Gutierrez H.

RESUMEN

El presente proyecto de titulación se enfocó en el desarrollo de una herramienta computacional unificada para la caracterización de fluidos y estimación del Petróleo Original en Situ en yacimientos de petróleo negro. El objetivo consistió en optimizar la evaluación de reservorios a través de la integración de múltiples parámetros esenciales en una sola plataforma. Para ello, empleando el lenguaje de programación Python en el entorno Visual Studio Code, se implementaron módulos especializados para el análisis PVT a través de correlaciones empíricas como Standing, Petrosky y Farshad. Además, se incluyeron cálculos del factor de compresibilidad Z y estimaciones del Petróleo Original en Situ (POES) mediante el método volumétrico y la ecuación de balance de materiales. Los resultados obtenidos validaron la precisión y eficiencia de la herramienta, concluyendo que la implementación de esta herramienta computacional reduce los tiempos de ejecución y minimiza de manera significativa los errores asociados a la transferencia de información.

**PALABRAS CLAVE: CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS / ESTIMACIÓN DE
POES / PETRÓLEO NEGRO / PROPIEDADES PVT.**

**“DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL TOOL FOR THE
CHARACTERIZATION OF FLUIDS AND CALCULATION OF THE POES IN
BLACK OIL RESERVOIRS”**

Authors: Eliana Pamela García Zárate.

Bryan José Elizalde Agurto.

Tutor: Marllelis Gutierrez H.

ABSTRACT

The development of this degree project was focused on the development of a unified computational tool for fluid characterization and estimation of Original Oil in Place in black oil reservoirs. This consisted of optimizing reservoir evaluation through the integration of multiple essential parameters into a single platform. Where, using the Python programming language in the Visual Studio Code environment, specialized modules were implemented for PVT analysis using correlations such as Standing, Petrosky and Farshad. Additionally, calculations of the compressibility factor Z and estimates of Original Oil in Place (OOIP) were included using the volumetric method and the material balance equation. The results obtained validated the accuracy and efficiency of the tool. Concluding that the implementation of this computational tool reduces execution times and significantly minimizes information transfer errors.

KEYWORDS: FLUID CHARACTERIZATION / OOIP ESTIMATION / BLACK OIL / PVT PROPERTIES.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El análisis de yacimientos petroleros se ve desafiado por el tiempo, un parámetro fundamental que debe ser tomado en cuenta en la industria, debido a las pérdidas monetarias que su demora puede acarrear. En la actualidad, profesionales buscan soluciones rápidas y de fácil acceso que integren los parámetros fundamentales para la evaluación de yacimientos en una plataforma unificada.

Los cálculos del POES y las propiedades PVT suelen realizarse mediante distintos programas, lo que dificulta y retrasa los procesos, además de incrementar el riesgo de incurrir en errores durante la transferencia de información.

Por otro lado, las barreras de acceso no solo incluyen aspectos técnicos, sino también licencias de software con costos excesivos que los sitúan fuera del alcance de muchas instituciones educativas. Frente a esta problemática, se propone el desarrollo de la herramienta LeXus como una solución integral que permite optimizar tiempo y prevenir posibles errores de tipeo que pueden ocurrir durante la transferencia de datos.

1.2 ANTEDECENTES

La evaluación tradicional de yacimientos requiere el uso de múltiples herramientas, lo que genera retrasos y riesgos en la gestión de datos. Investigaciones previas han abordado estos desafíos de forma parcial.

Entre los antecedentes destaca el estudio realizado por (J. Yagual, 2019), quien desarrolló un software para el análisis PVT de petróleo negro, demostrando que la automatización de estos cálculos reduce significativamente los tiempos de procesamiento y ejecución de datos.

Asimismo, (Arteaga, 2023) diseñó una herramienta computacional en Python para la caracterización de formaciones en el subsuelo. El trabajo validó la exactitud de las estimaciones del programa frente a data real, concluyendo que la metodología de cálculo estructurada en el software es óptima.

Si bien las herramientas actuales son funcionales y confiables, pocas ofrecen una plataforma que integre todos los cálculos en un solo entorno. LeXus se presenta como una herramienta computacional unificada diseñada para evaluar yacimientos de manera rápida, segura e integral, optimizando procesos que tradicionalmente demoran más tiempo.

1.3 HIPÓTESIS

La implementación de una herramienta computacional unificada para el análisis de yacimientos petroleros permite una evaluación precisa y eficiente al incorporar en un solo software los cálculos de propiedades PVT, la estimación del POES mediante el método volumétrico y la ecuación de balance de materiales, así como el cálculo del factor de compresibilidad Z. Lo cual será validará mediante la comparación directa de resultados obtenidos por LeXus frente a datos previamente verificados.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar yacimientos de petróleo negro mediante una herramienta especializada desarrollada en Python para el cálculo de las propiedades PVT y la estimación de POES.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento mediante la aplicación de correlaciones empíricas y el análisis de propiedades PVT.
- Analizar la precisión de la herramienta comparando sus resultados con datos y cálculos previamente verificados.
- Desarrollar módulos especializados en Python que permitan la resolución de cálculos PVT, la estimación de POES y la incorporación del factor de compresibilidad Z .
- Determinar el factor de compresibilidad Z , mediante el método de Standing para su integración en el análisis PVT.
- Evaluar la confiabilidad y viabilidad operativa de la herramienta propuesta en la resolución rápida de cálculos en ingeniería de yacimientos.

1.5 ALCANCE

El desarrollo de esta herramienta computacional permite evaluar yacimientos petroleros, mediante la resolución rápida de cálculos utilizados en la industria de los hidrocarburos, facilitando así la evaluación de yacimientos.

La unificación de estos cálculos busca resolver el constante riesgo de cometer errores en la transferencia de información, el alcance incluye la implementación de módulos de fácil uso para el análisis PVT mediante correlaciones como Standing, Petrosky y Farshad, el cálculo del factor de compresibilidad Z, y la estimación de POES a través del método volumétrico y la ecuación de balance de materiales.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes

- Implementación de los módulos de cálculos integrados: La integración de los cálculos de los diferentes parámetros se propone para mejorar la precisión y eficiencia en la evaluación de yacimientos.
- Calidad de los datos de entrada: La calidad y cantidad de datos pueden afectar a los resultados finales.

1.6.2 Variables Independientes

- Módulos de cálculos integrados: Implementación de los diferentes módulos para el cálculo de propiedades PVT, POES y factor Z en un solo software.
- Datos de entrada: Parámetros iniciales ingresados al software para realizar los análisis.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

2.1.1 Yacimientos

Un yacimiento se define como la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, contenida en rocas porosas y permeables. Se refiere a una unidad física con limitantes en el subsuelo, la cual se encuentra conectada hidráulicamente y posee la capacidad de contener fluidos como petróleo, gas y agua en sus poros. (Gutiérrez, Marllelis; Iturralde, 2017)

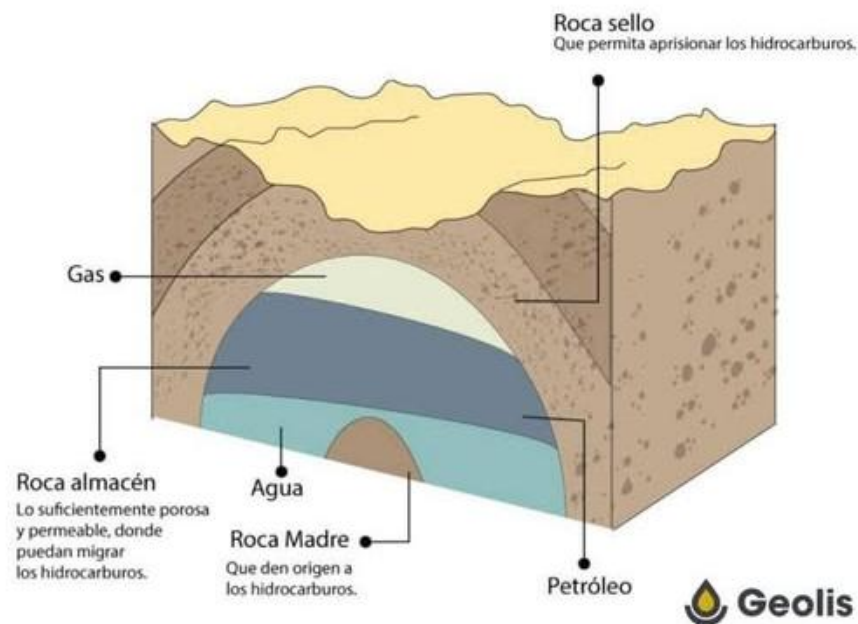


Figura 1: Yacimiento de hidrocarburos

(Geolis, 2020)

Para que exista una acumulación de hidrocarburos de manera comercial se debe cumplir con cinco puntos imprescindibles: Una roca madre de materia orgánica, un camino en el cual el hidrocarburo se pueda desplazar, una trampa que detenga dicha migración, una roca sello o impermeable que elimine cualquier posibilidad de fuga y una roca almacén con una buena porosidad y permeabilidad para permitir el flujo del hidrocarburo. (Escobar, 2012)

2.1.2 Tipos de yacimientos

Los yacimientos pueden clasificarse desde distintos criterios, se pueden clasificar según su origen geológico, su estado inicial y el comportamiento de su presión. Esto nos permite conocer y comprender el posible comportamiento del yacimiento y realizar mejores decisiones con respecto al mismo.

Desde el punto de vista geológico, estos yacimientos se clasifican en estructurales, estratigráficos y combinados. Los yacimientos estructurales fueron generados por deformaciones tectónicas, como fallas y pliegues, los cuales permiten la acumulación de hidrocarburos en los mismos. Los yacimientos estratigráficos son formados por la heterogeneidad de la roca y sus cambios bruscos, como variaciones de permeabilidades o interrupciones sedimentarias. Mientras que los yacimientos combinados representan la mezcla de ambos, teniendo tanto características estructurales como estratigráficas. (Melendres, 2025)

De acuerdo a su estado inicial, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas, de gas condensado y de petróleo. Los yacimientos de gas contienen hidrocarburos en estado gaseoso, los de gas condensado contienen fluidos que en su estado inicial poseen hidrocarburos en estado gaseoso, pero gracias a la disminución de presión y temperatura, generan condensados líquidos. Los yacimientos de petróleo poseen principalmente hidrocarburos líquidos con pequeñas cantidades de gas disuelto. (Gutiérrez, Marllelis; Iturralde, 2017)

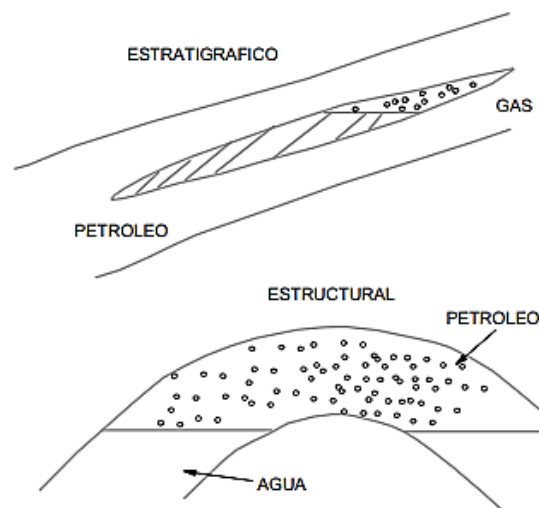


Figura 2: Yacimiento estratigráfico y estructural
(Escobar, 2012)

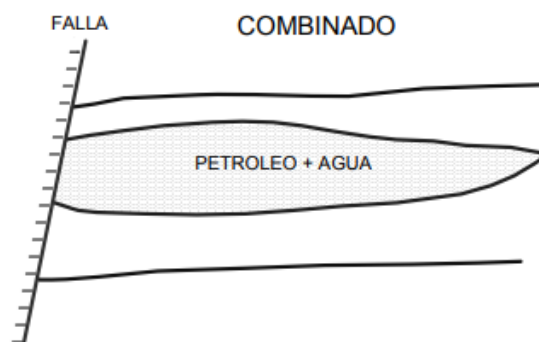


Figura 3: Yacimiento combinado
(Escobar, 2012)

Según su punto de burbujeo, este es definido como el momento en el cual comienza a liberarse la primera burbuja de gas de nuestra fase líquida. El punto de burbuja es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de crudo y gas, mientras que la presión de burbujeo corresponde a la presión de un sistema en el punto de burbuja. (I. Yagual, 2014)

En función del punto de burbuja los yacimientos se clasifican en saturados y subsaturados. Los yacimientos saturados son aquellos cuya presión de burbuja es mayor a la presión del reservorio, mientras que, por el contrario, los yacimientos subsaturados son aquellos cuya presión de burbuja es menor a la presión de reservorio.(Flores, 2019)

2.1.3 Yacimientos de petróleo negro

Los yacimientos de petróleo negro son unos de los tipos de yacimientos más comunes en la industria petrolera. Se diferencian de otros tipos de yacimiento porque el hidrocarburo que se encuentra almacenado en ellos, está mayormente en estado líquido, aunque, con una pequeña cantidad de gas disuelto en el mismo. Este tipo de hidrocarburo presenta una composición relativamente pesada en comparación de los yacimientos de gas condensado y los petróleos mayormente volátiles, por lo que su comportamiento termodinámico es más estable durante su producción.

A continuación, vemos un diagrama de fases:

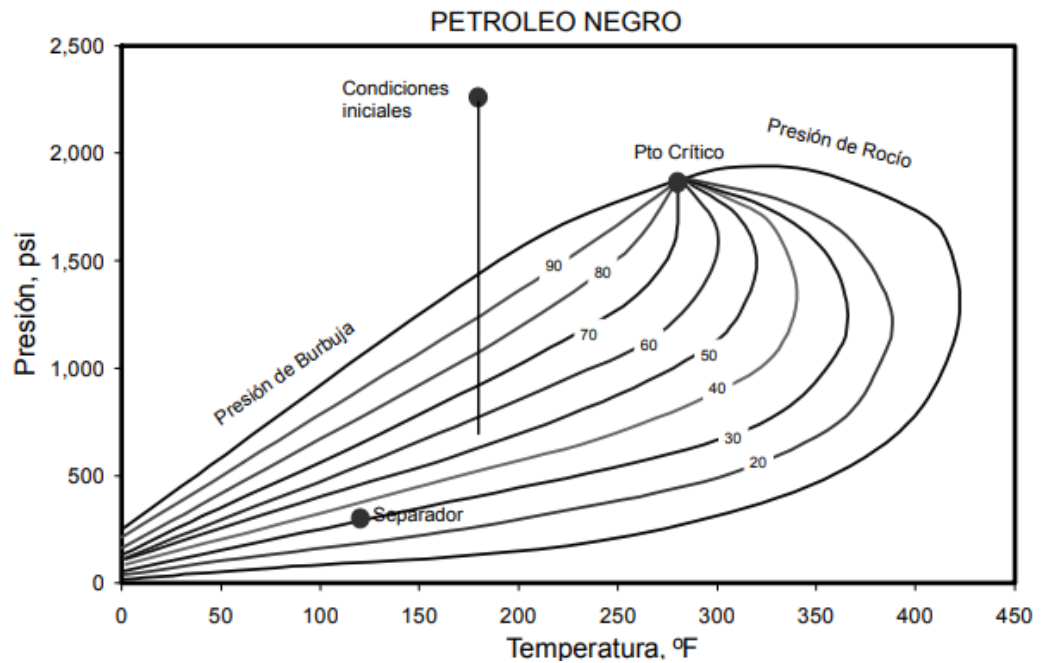


Figura 4: Diagrama de fases de yacimiento de petróleo negro

(Escobar, 2012)

En los sistemas de petróleo negro las propiedades PVT son muy importantes para analizar el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento. Estas propiedades nos permitirán calcular la variación de parámetros importantes como la presión de burbuja, viscosidad del crudo, relación gas-petróleo y factores volumétricos. (J. Yagual, 2019)

Dentro de un yacimiento de este tipo, el gas se encuentra inicialmente en el petróleo debido a la presión alta dentro del mismo. Mientras la presión del yacimiento esté por encima de la presión de burbuja el gas permanecerá disuelto en el petróleo comportándose, así como una sola fase líquida. Sin embargo, al

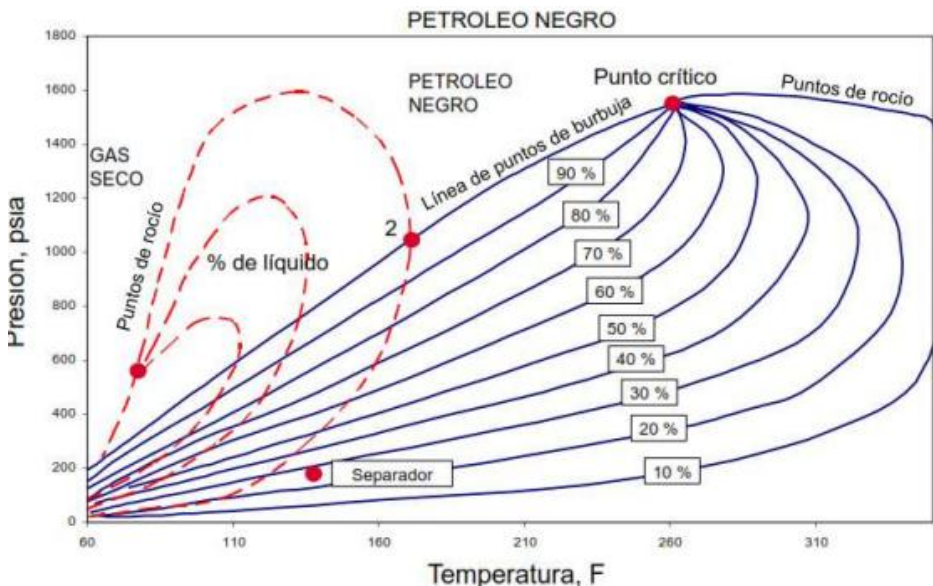


Figura 5: Diagrama de fases para yacimiento de petróleo negro

(Escobar, 2012)

2.1.4 Diagrama de fase

El diagrama de fases es una representación gráfica del comportamiento termodinámico que poseen los hidrocarburos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Este diagrama nos da las herramientas necesarias para identificar las regiones donde los fluidos existen en los diferentes estados, siendo una herramienta de vital importancia para el análisis PVT.

El diagrama de fases te permite conocer el comportamiento de los fluidos durante la producción y cómo cambiarán entre las fases líquidas y gaseosas a medida que

cambien las condiciones de presión y temperatura.(Gutiérrez, Marllelis; Iturralde, 2017)

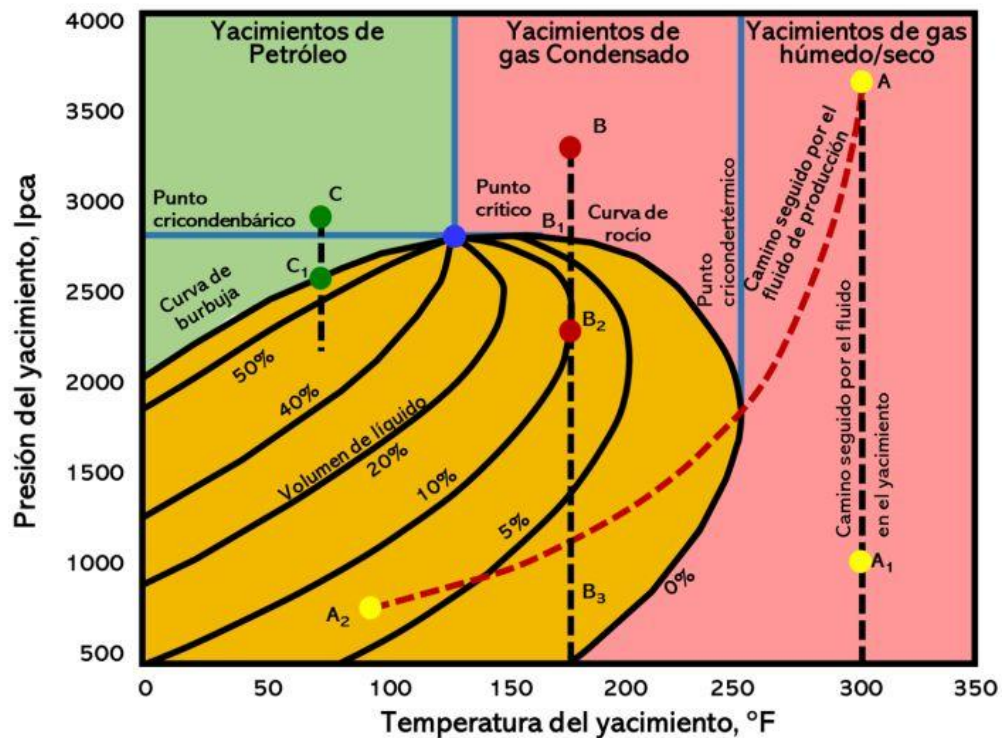


Figura 6: Diagrama de fases

(Santillán, 2016)

2.2 VARIABLES DE VOLUMEN Y RESERVAS

2.2.1 POES

El petróleo original en sitio (POES) se refiere al volumen total de petróleo contenido originalmente dentro de un yacimiento. Este constituye una de los puntos más importantes para la evaluación de reservas del yacimiento, ya que, al combinarse con el factor de recobro, permite estimar el volumen de hidrocarburos que será recuperable.

El POES es fundamental para calcular el factor de recobro del yacimiento, el cual representa el porcentaje de petróleo que podrá ser producido o extraído. Un

POES mayor, junto con un factor de recobro adecuado, se traduce en mejores proyecciones económicas y operacionales dentro del campo.(Segarra, 2019)

2.2.2 GOES

El gas original en sitio (GOES) es el volumen total de gas natural almacenado originalmente dentro del yacimiento antes de iniciar su producción. Este es fundamental principalmente en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado, ya que nos permite estimar variables como las reservas que son recuperables y así mismo determinar la vida útil del campo.

El comportamiento del gas dentro del yacimiento depende directamente de la caída de presión y los mecanismos de empujes presentes en el mismo. En los yacimientos con empuje de gas en solución el gas permanece disuelto dentro del petróleo, cuando la presión disminuye por debajo del punto de burbuja, el gas empieza a liberarse y expandirse dentro del reservorio.(Pizarro, Michel; Pallasco, 2012)

2.2.3 Petróleo producido

El petróleo producido es el volumen total de crudo extraído del yacimiento durante la vida productiva del campo. Este parámetro se ve representado mientras las siglas N_p y constituye un indicador de vital importancia para evaluar el desempeño productivo que tendrá el reservorio.

El petróleo producido es comúnmente usado para comparar el comportamiento real de un reservorio y posibles predicciones en simulaciones. Cuando la producción disminuye se usan métodos de recuperación secundaria tales como:

- Inyección de agua
- Inyección de gas

Estos métodos buscan incrementar el volumen que será recuperable y cómo prolongaremos la vida útil del yacimiento. Por esto, es fundamental monitorear cualquier cambio en este parámetro para optimizar la explotación del reservorio y maximizar su rentabilidad económica.(Matías, 2015)

2.2.4 Gas producido

El gas producido es el volumen de gas natural extraído del yacimiento, ya sea como gas libre o gas disuelto en el petróleo producido. Este parámetro nos ayuda a evaluar el comportamiento energético del yacimiento y analizar la eficiencia de los sistemas de producción.

La constante revisión del gas producido es esencial para evaluar el comportamiento multifásico del pozo y mejorar las condiciones de operación. Además, la cuantificación del gas producido permite la estimación de reservas restantes de gas, evaluar la energía del yacimiento y planificar el manejo de gas natural(López, Elizabeth; Muñoz, 2023)

2.2.5 Agua producida

El agua producida hace referencia al volumen total de agua que fue extraída junto con el hidrocarburo producida durante la explotación de un yacimiento. Esta agua puede venir de un acuífero asociado, de procesos de inyección o de agua connata presente en el yacimiento. La producción de agua influye de manera directa en la eficiencia de producción, costos operacionales y cómo se comportará el yacimiento.

Inicialmente un yacimiento produce una cantidad baja de agua, sin embargo, a medida que la producción crece, el volumen de agua producida también lo hace, esto debido al desplazamiento de los fluidos y la invasión de agua en zonas productoras. El análisis de agua producida ayuda a evaluar el avance del frente inyector y el comportamiento de los acuíferos asociados al yacimiento. (D. Tomalá, 2023)

2.2.6 Intrusión de agua

Es el proceso mediante el cual el agua de un acuífero invade de manera progresiva las zonas productoras del yacimiento. Esto ocurre debido a diferencias de presión dentro del yacimiento y forma parte de los mecanismos de desplazamiento de hidrocarburos.

La intrusión de agua proporciona energía adicional dentro del yacimiento, ayuda a mantener la presión y favorece la producción de hidrocarburo. Sin embargo,

cuando el agua se introduzca de manera agresiva en el yacimiento puede causar un corte de agua demasiado alto y una baja producción de crudo.

Cuando el agua invade en gran medida las zonas de producción, desplaza petróleo hacia las zonas de producción, lo que incrementa en gran medida la recuperación de hidrocarburos. Si el frente de agua alcanza de manera agresiva la zona de producción, se produce una alta cantidad de agua acompañando al petróleo, disminuyendo la eficiencia de producción. (S. Tomalá, 2020)

2.2.7 Relación gas petróleo

La relación gas petróleo (RGP) es un parámetro muy usado para expresar la cantidad de gas producido por cada barril de petróleo extraído del yacimiento. Esto pertenece al comportamiento energético del reservorio y permite analizar las condiciones de producción de fluidos.

La relación gas petróleo varía de manera importante durante la vida productiva del campo. Al inicio de la vida útil del yacimiento la presión se mantiene alta, gran parte del gas permanece disuelto dentro del petróleo. Pero cuando disminuye la presión y el gas comienza a liberarse se forma una capa de gas, aumentando progresivamente su relación gas-petróleo.

Una relación gas-petróleo puede dar a notar un comportamiento productivo eficiente. Por esto, este parámetro es comúnmente usado en estudios de simulación, balance de materiales y estrategias de producción. (A. Rodríguez, 2020)

2.2.8 Reservas probadas

Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos cuya existencia han sido comprobadas mediante información geológica, pruebas de producción y análisis.(Falcones, 2020)

2.2.9 Reservas probables

Las reservas probables son volúmenes de hidrocarburos cuya recuperación es menos segura que las reservas probadas, pero poseen una clara probabilidad de ser recuperadas comercialmente en un futuro. (Nieto, 2013)

2.2.10 Reservas posibles

Las reservas posibles representan volúmenes de hidrocarburos con un menor grado de certeza que las reservas probadas y probables. Su estimación se basa en interpretaciones geológicas y datos limitados del yacimiento.(Guale, 2021)

2.2.11 Reservas recuperables

Las reservas recuperables corresponden al volumen total de hidrocarburos que pueden extraerse económicamente viablemente hablando. Este volumen está en dependencia directa de las propiedades naturales del reservorio. (Cruz, 2022)

La implementación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada nos permite incrementar el valor del porcentaje de recuperación de hidrocarburos.

2.2.12 Reservas no recuperables

Las reservas no recuperables corresponden al volumen de hidrocarburos que no podrá extraerse del yacimiento y que se encuentra atrapada dentro del yacimiento (Guale, 2021)

Actualmente estas reservas no pueden ser extraídas, sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías de recuperación podría permitir su futura explotación.

2.3 CORRELACIONES

2.3.1 Standing

La correlación de Standing es una de las correlaciones empíricas más usadas para la estimación de propiedades PVT de petróleo negro. Fue diseñada con datos experimentales a los cuales se les realizó 105 experimentos usando petróleos de California y su promedio de error fue de 4,8% a una presión de 106 psi.(Escobar, 2012)

La misma nos permite el cálculo de:

- Presión de burbuja
- Factor volumétrico

- Solubilidad del gas
- Densidad del crudo

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE STANDING

Presión de burbujeo, Lpca	130 – 7000
Temperatura, °F	100 – 258
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.024 – 2.15
Razón de gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 – 1425
Gravedad del petróleo, API°	16.5 – 63.8
Gravedad específica del gas (Aire=1)	0.59 – 0.95
Presión del separador, lpc	
Primera etapa	265 - 465
Segunda etapa	14.7

Tabla 1: Rango de datos para la correlación de Standing

Fuente: (Escobar, 2012)

Las correlaciones aplicadas a los fluidos permiten caracterizar el comportamiento PVT del petróleo relacionando propiedades físicas y termodinámicas del reservorio.(Bernabe, 2020)

Entre estas la correlación de Standing se destaca por ser de las más usadas.

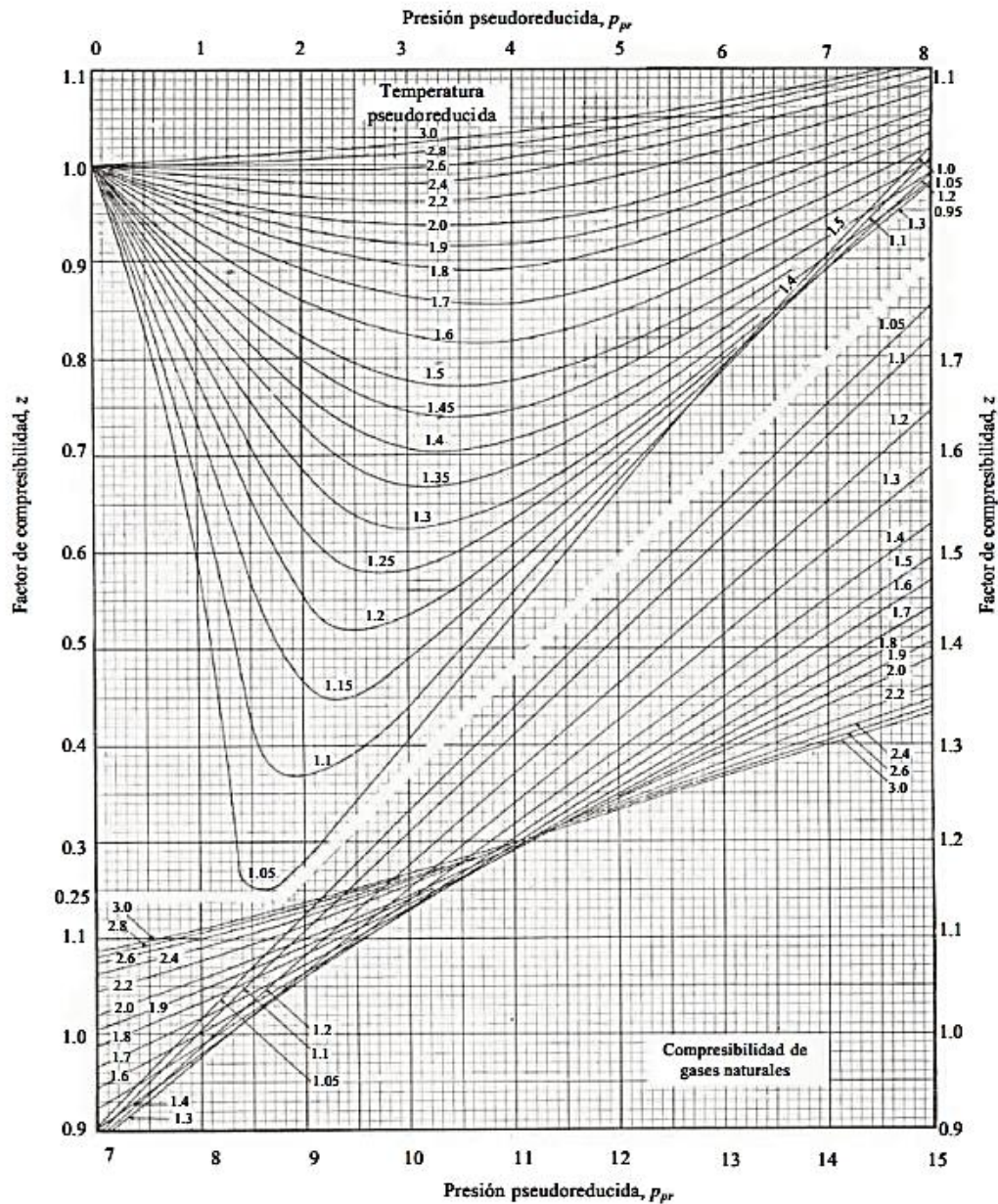


Figura 7: Factor de compresibilidad Z en función de la temperatura y presión pseudoreducida

(Standing, 1942)

2.3.2 Vásquez y Beggs

La correlación de Vásquez y Beggs es usada para estimar las propiedades PVT relacionadas con el comportamiento de petróleo saturado y subsaturado. (Escobar, 2012).

Esta correlación nos permite el cálculo de:

- Compresibilidad
- Relación gas-petróleo
- Punto de burbuja
- Entre otros

Estas ecuaciones nos ayudan a evaluar los comportamientos dentro del reservorio, cambios de presión y estimar su futuro a medida que disminuya la energía natural del yacimiento. Este modelo también es usado en modelos de simulación para predecir correctamente el comportamiento futuro del reservorio.(Borbor, 2025)

Rango de datos para la correlación de Vásquez y Beggs

Presión, Lpca	141 – 9515
Relación gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.3 – 2199
Gravedad del petróleo, API°	15.3 – 59.5
Gravedad específica del gas (Aire =1)	0.511 – 1.351
Viscosidad. Cp.	0.117 - 148

Tabla 2: Rango de datos de correlación de Vásquez y Beggs

Fuente: (Escobar, 2012)

2.3.3 Glaso

La correlación de Glaso forma parte de las correlaciones empíricas para el cálculo de las propiedades PVT. Esta correlación fue desarrollada en 1980 y se

basó en el análisis de 45 muestras de crudo, donde se mostró un error equivalente al 1.28% y una desviación del 6.98%. (Ahmed, 2007)

Las herramientas computacionales permiten desarrollar de buena manera un análisis PVT y estimar propiedades termodinámicas a los fluidos presentes en el yacimiento. (Jhoanna & Salazar, 2022)

2.3.4 Petrosky y Farshad

En 1993 se realizaron 81 análisis PVT de crudo proveniente del golfo de México para obtener la correlación de densidad por encima del punto de burbuja.(Menjura, Giovanny; Serrano, Adriana; Espinoza Diana; Gutiérrez, 2014)

2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

2.4.1. Presión de burbuja

La presión de burbuja es aquella presión a la cual aparece la primera burbuja de gas que se libera desde el petróleo, esto sucede cuando disminuye la presión del sistema. Este parámetro forma parte de las propiedades más importantes del análisis PVT, ya que nos permite clasificar y además nos permite conocer el inicio de la separación entre fases dentro del yacimiento.

La presión de burbuja establece el límite entre el comportamiento del petróleo subsaturado y el petróleo saturado dentro del reservorio, lo cual influye de manera directa a la producción de gas y la eficiencia energética del yacimiento.

Los cambios de la presión y temperatura producen cambios en el comportamiento del petróleo pesado, afectando así la liberación del gas disuelto en él y las propiedades del reservorio (Asencio, 2020) Esto genera cambios en:

- Viscosidad
- Movilidad de hidrocarburos
- Volumen de fluido
- Relación gas – petróleo

2.4.2. Factor volumétrico del petróleo

El factor volumétrico del petróleo es la relación entre el volumen a condiciones de yacimiento y volumen a condiciones de superficie. Este considera la expansión de fluido y el gas que se libera durante la producción.

Las propiedades PVT influyen de manera directa sobre la expansión de fluido y el desplazamiento de los mismos durante los procesos de recuperación mejorada como por ejemplo en los procesos de inyección de CO₂. (Lituma, 2021)

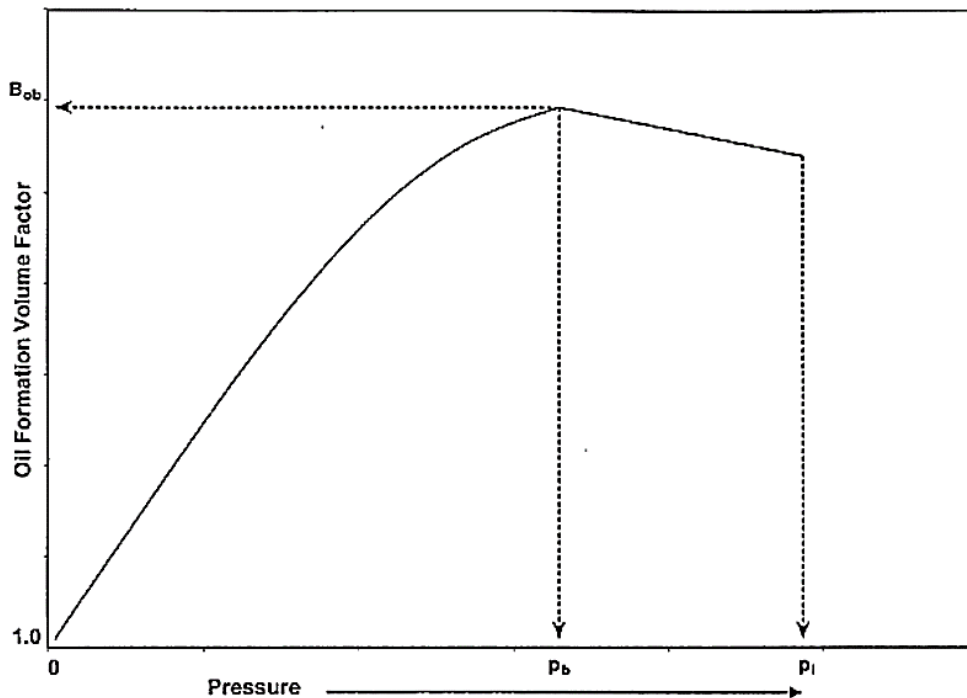


Figura 8: Curva típica del comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión

(Ahmed, 2006)

2.4.3. Compresibilidad del petróleo

La compresibilidad del petróleo es la capacidad que tiene el fluido de comprimirse en dependencia de las variaciones de presión dentro del yacimiento. Esto describe la expansión o la compresión de los fluidos durante los cambios de presión durante la producción de los yacimientos.(NAVARRETE, 2022)

2.4.4. Viscosidad del petróleo

La viscosidad del petróleo corresponde a la resistencia que posee el petróleo a fluir, esto afecta la facilidad con la que nuestro hidrocarburo pueda moverse dentro del medio poroso y posteriormente producirse. (Paris de Ferrer, 2010)

Para reducir la viscosidad del petróleo podemos usar herramientas como la inyección de gas o la inyección de polímeros. (Lainez, 2024)

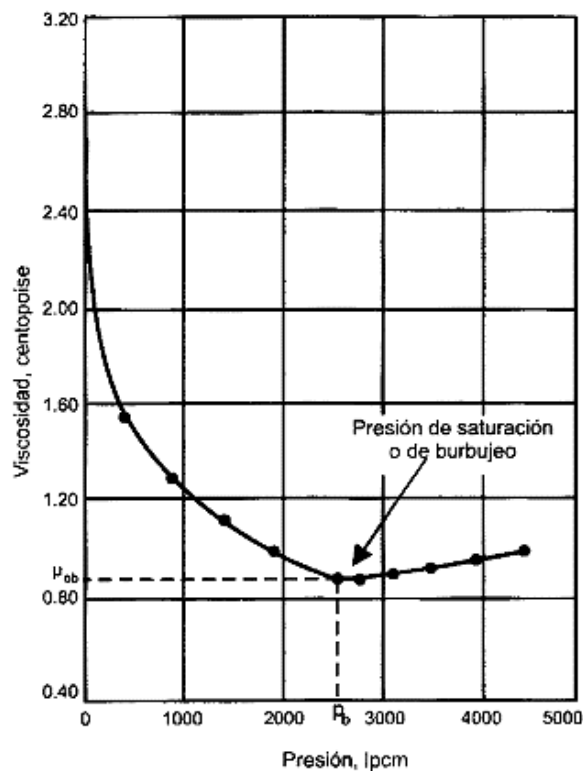


Figura 9: Viscosidad del petróleo en función de presión

(Paris, 2010)

Los crudos pesados tienen viscosidades elevadas, lo que dificulta su producción y su eficiencia de recobro. Los crudos livianos poseen una viscosidad menor logrando que su movilidad sea mayor.

2.4.5. Presión crítica

La presión crítica se define como la presión mínima requerida para lograr la licuefacción del gas a su temperatura crítica. Al alcanzarse y superar el punto crítico, la tensión interfacial se reduce a cero y la interfase desaparece, de manera que la sustancia deja de coexistir en dos fases en equilibrio termodinámico y pasa a describirse simplemente como un fluido de fase única. (R. Rodríguez, 2017)

2.4.6. Temperatura crítica

La temperatura crítica representa la temperatura correspondiente al punto crítico del sistema, condición por encima de la cual las propiedades físicas del líquido y del vapor se vuelven idénticas y el fluido se describe como una fase única, desapareciendo la distinción entre gas y líquido. (R. Rodríguez, 2017)

2.5 PROPIEDADES PETROFISICAS

2.5.1 Porosidad

La porosidad es una propiedad petrofísica de la roca que representa el espacio disponible donde el hidrocarburo se almacena de manera natural, en pocas palabras, la porosidad es la capacidad de la roca para almacenar fluidos. (Jara Cobos, 2015)

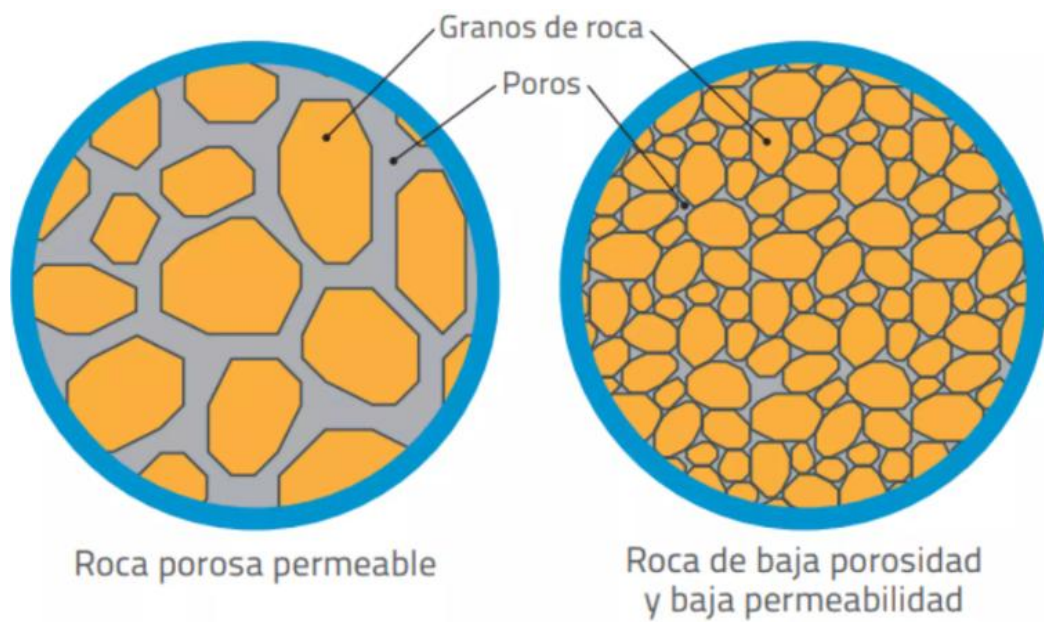


Figura 10: Porosidad

(Hernández)

POROSIDAD	CONSIDERACIONES	
	MUY BAJA	=<5%
	BAJA	>5% PERO =<10%
	INTERMEDIA	>10% PERO =<20%
	BUENA	>20% PERO =<30%
	EXCELENTE	>30%

Tabla 3: Consideraciones para clasificar la porosidad

(Jara, 2015)

La porosidad se puede definir por:

$$\emptyset = \frac{V_b - V_m}{V_b} \quad (100)$$

Dónde:

$\emptyset$ = Porosidad (%)

V_b = Volumen bruto

V_m = Volumen de la matriz

2.5.2 Permeabilidad

La permeabilidad es el parámetro que estima la capacidad que posee la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso interconectado. Este parámetro controla el movimiento de los hidrocarburos.

La medición de esta propiedad a través de núcleos en un laboratorio nos genera bases concretas para llevar a cabo el modelaje del yacimiento (Londoño, María; González, 2013)

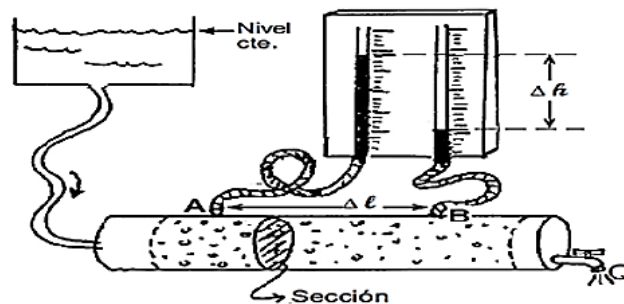


Figura 11: Esquema del experimento de Darcy

(Sánchez, 2008)

2.5.3 Saturación

La saturación representa al porcentaje del volumen poroso que se encuentra saturado por un fluido específico dentro del yacimiento.(Brito, 2022)

Esta propiedad es indispensable para estimar el fluido existente dentro del volumen poroso, es fundamental caracterizar los fluidos que se encuentran presentes en el yacimiento.(Jara Cobos, 2015)

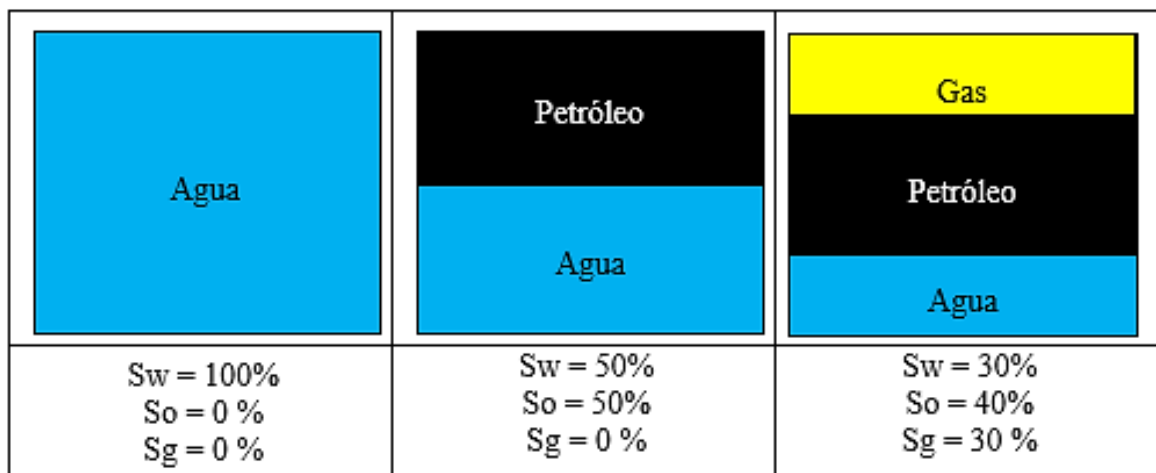


Figura 12: Representación de saturaciones

(García & Elizalde, 2026)

2.5.4 Espesor de roca

El espesor de roca se refiere al grosor vertical de la formación productora, esto constituye a un dato primordial dentro de los cálculos volumétricos y estimación de reservas.

2.5.5 Mojabilidad

Es la capacidad de un fluido de expandirse o penetrar en una superficie rocosa en presencia de fluidos que no sean miscibles. Cuando tenemos dos fluidos inmiscibles en un volumen rocoso estos forman un ángulo de contacto.

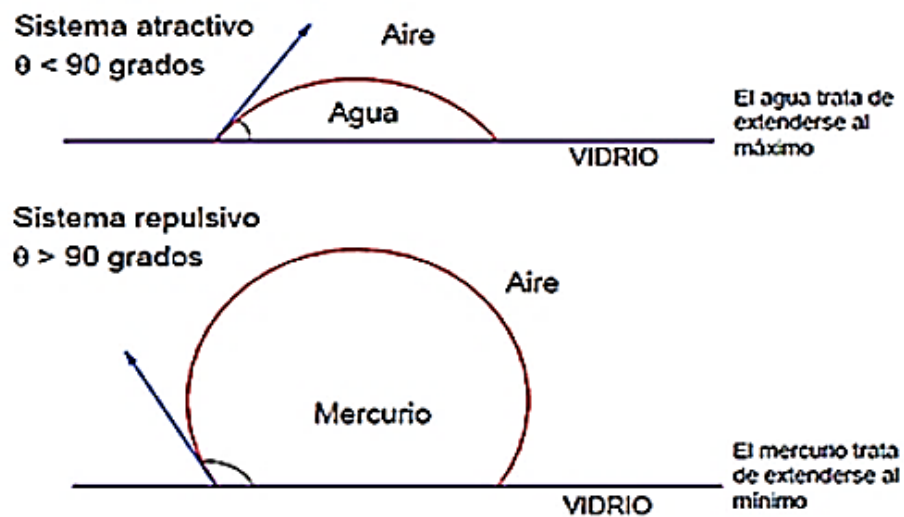


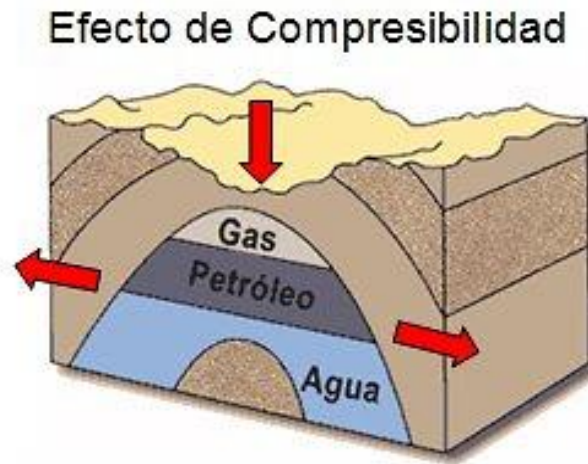
Figura 13: Representación de mojabilidad

(Escobar, 2012)

2.5.6 Compresibilidad de la roca

Es el cambio de volumen en el medio poroso debido a los cambios de presión, está cercanamente relacionada con las características petrofísicas del yacimiento.(Rivera, 2022)

La compresibilidad la podemos representar gráficamente.



*Figura 14: Compresibilidad de la roca
(Pacifpetrol)*

2.6 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico es uno de los métodos más usados en ingeniería de yacimientos para estimar el POES dentro de un yacimiento. Este usa las propiedades petrofísicas de la roca y las propiedades de los fluidos que se encuentran en el yacimiento

El método volumétrico es importante para las estimaciones iniciales del yacimiento, en especial cuando no existe la información suficiente para aplicar métodos como el balance de materiales. (Delgado, Adamari; Aguilar, 2026)

La fórmula del POES por el método volumétrico se define como:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde:

N: POES (Petróleo original en sitio).

A: Área del yacimiento.

h: Espesor de la roca.

$\emptyset$: Porosidad de la roca.

Sw: Saturación de agua.

B_{oi} : Factor volumétrico inicial de petróleo.

2.7 ELEMENTOS DE CÓMPUTO

2.7.1. Programación con Python

Python es uno de los lenguajes de programación más comunes usados actualmente en el rubro de la ingeniería, este está destinado a objetos de alto nivel y semántica dinámica. (Arteaga, 2023)

Python admite el ingreso de módulos y paquetes, lo que permite modular el programa y reutilizar nuestro código. (Van Rossum, 2014)

2.7.2. Visual Estudio Code

Visual Estudio Code es un editor de código veloz y estable para el uso diario, posee extensiones que le permiten al programador ser más productivo y además permite navegar por el código con mayor facilidad.(Rodriguez, 2026)

Entre sus principales características tiene su clara compatibilidad con diversas extensiones en donde los usuarios pueden añadir lenguajes y herramientas a su propio documento para mejorar el desarrollo. (Tan et al., 2024)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación de desarrollo experimental se define como el tipo de investigación que está orientada a la utilización del conocimiento para la introducción de nuevos productos y servicios al mercado, esto se da mediante el diseño y prueba de modelos, prototipos e instalaciones experimentales.(Tadlaoui, 2022)

El presente trabajo de integración curricular corresponde a un tipo de investigación de desarrollo tecnológico experimental, este está enfocado en la creación de una herramienta computacional unificada, desarrollada en Python, con la finalidad de caracterización de fluidos y la estimación del POES. La consideramos experimental porque buscamos validar resultados generados por la herramienta computacional comparándolos con casos documentados o pruebas de laboratorios, esto para evaluar su precisión y eficiencia.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1. Población

La población se define como un conjunto finito o infinito de elementos con características en común, las mismas son delimitadas por el problema en común y por los objetivos planteados.(Arias, 1997)

Así mismo, una adecuada delimitación de la población es el paso más importante para limitar los posibles errores de muestreo, estas se deben clasificar las características de contenido, lugar y tiempo.(Hernández-sampieri, 2018)

En este trabajo de integración curricular la población está constituida por los yacimientos petroleros sujetos a estudio, representa a la totalidad de unidades de reservorios que serán estudiados por la herramienta para su caracterización de fluidos y estimación de POES.

3.2.2. Muestra

Se entiende como técnica de investigación al procedimiento para obtener los datos de interés. La técnica aplicada en este proyecto de integración curricular es la investigación documental. Este está constituido por la búsqueda, recuperación, análisis e interpretación de datos. (Arias, 1997)

En este proyecto de integración curricular el estudio el proceso de recolección de muestras consistió en la selección de yacimientos de petróleo negro, revisión de repositorios universitarios, revistas científicas, sitios de información comprobada de la industria petrolera, entre otros.

Lo definiremos como los casos de estudio documentados y pruebas de laboratorio realizadas. Se realizarán las pruebas utilizando datos recopilados de fuentes comprobadas, como tesis y revistas, resultados de pruebas de laboratorio y pruebas de campo, información técnica de yacimientos.

Los pasos a seguir para la recolección de datos se describen a continuación:

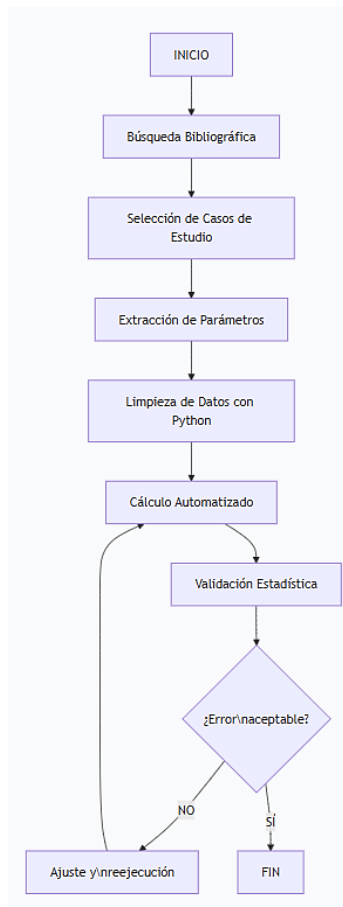


Figura 15: Flujograma recolección de muestra.

(García & Elizalde, 2026)

3.3. METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

3.3.1. Caracterizar el comportamiento de fluidos

Se realiza una revisión bibliográfica de documentos certificados y pruebas de laboratorio para seleccionar las correlaciones empíricas para definir las propiedades del petróleo negro sujeto a estudio.

3.3.2. Analizar la precisión de la herramienta

Se analizarán los datos certificados buscando comparar los resultados de nuestra herramienta computacional y valores reales provenientes de casos de estudio.

COMPARACIÓN DE RESULTADOS			
Parámetros	Resultados (sin LeXuS)	Resultados (con LeXuS)	% ERROR
POES	46 MM By	45,9 MM By	0,217 %
FACTOR Z	0,848	0,85	0,236 %
DENSIDAD DEL GAS	10,38 lb/ft ³	10,4 lb/ft ³	0,193 %
PESO MOLECULAR	20,23 lb/lb-mol	20,2287 lb/lb-mol	0,0064 %

Figura 16: Comparación de resultados.

(García & Elizalde, 2026)

3.3.3. Desarrollo de los módulos en Python

Se realiza el diseño de programación de la herramienta en Visual Studio Code con lenguaje Python, estructurando cada uno de los módulos especializados para la caracterización de fluidos

Propiedades PVT		Correlaciones		
Peso Molecular Aparente (Ma)	Gravedad específica del gas (Yg)	Gravedad del petróleo (Yo)	F. Volumétrico bifásico (Bt)	Presion vs Rs
Volumen Normal (Vsc)	Factor de Compresibilidad (z)	Solubilidad del gas (Rs)	Densidad del petróleo (Po)	Presion vs Bo
Densidad del Gas (Pg)	F. Volumétrico del Gas (Bg)	Presion de Burbuja (Pb)	Informacion (?)	Presion vs Volumen
Volumen Específico (V)	Expansion del Gas (Eg)	F. Volumétrico del petróleo (Bo)	Manual de usuario (I)	Diagrama de Fases

Figura 17: Módulos de la herramienta.

(García & Elizalde, 2026)

En esta figura podemos ver la distribución de los módulos dentro de LeXuS.

3.3.4. Determinación de factor Z por Standing

Se establecen criterios de cálculo y algoritmos matemáticos específicos basándonos en el método de Standing para su integración en la herramienta computacional.

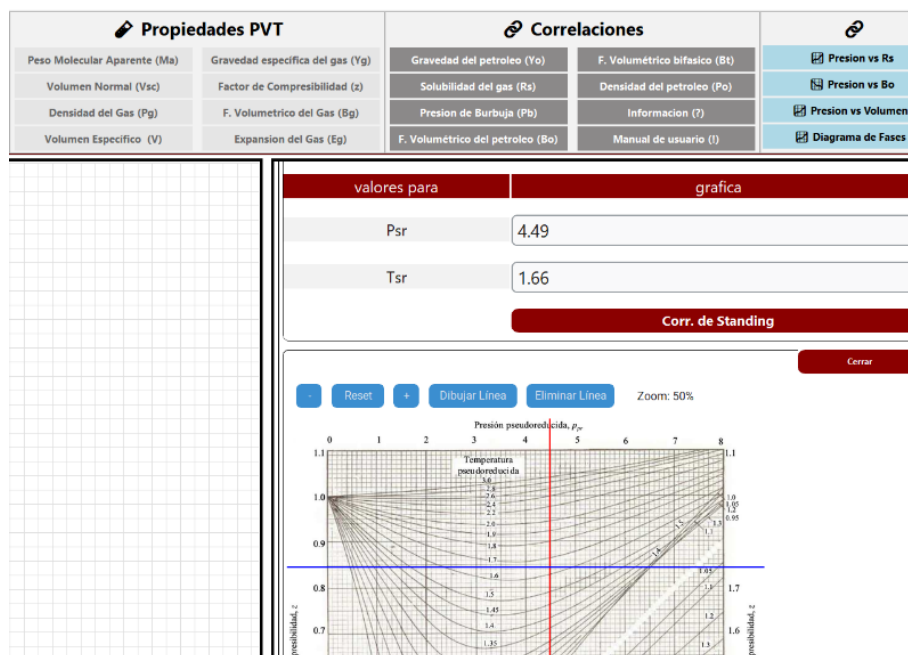


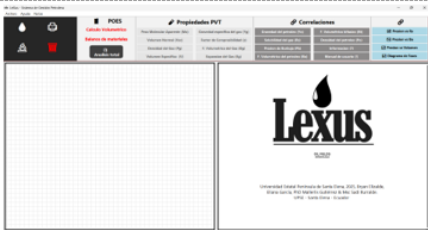
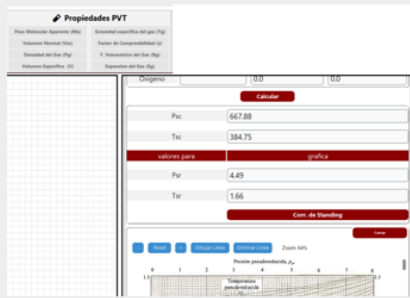
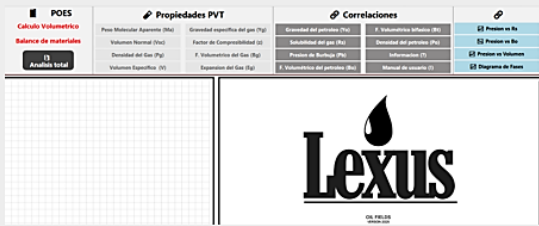
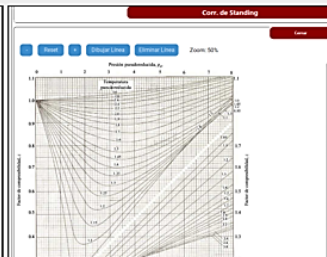
Figura 18: Factor Z por Standing.

(García & Elizalde, 2026)

3.3.5. Evaluar confiabilidad y viabilidad

Se efectuará la interpretación de resultados a través de un módulo especializado para medir la eficacia de la herramienta computacional, determinando su viabilidad para la toma de decisiones.

Se interpretan los resultados realizando una comparación entre los objetivos y pasos para completarlos.

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CÁLCULO DEL POES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO																										
OBJETIVO	¿CÓMO SE VA A OBTENER?	RESULTADOS																								
Evaluar el yacimiento mediante una herramienta especializada en Python para el desarrollo de cálculos de las propiedades PVT y estimación del POES.	Se desarrollará una herramienta computacional en Python que integre módulos para el cálculo de propiedades PVT, factor de compresibilidad Z y estimación del POES. Posteriormente, los resultados obtenidos serán comparados con datos de referencia previamente validados para verificar el desempeño de la herramienta.																									
Caracterizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento mediante la aplicación de correlaciones y el análisis de propiedades PVT.	Se recopilarán datos PVT del yacimiento y se seleccionarán correlaciones empíricas ampliamente utilizadas para petróleo negro. Estas correlaciones serán implementadas en Python para calcular propiedades como presión de burbuja, factor volumétrico, viscosidad, relación gas disuelto y densidad del fluido.																									
Analizar la precisión de la herramienta a través de la comparación de los resultados contra información de cálculos previamente verificados.	Se ejecutarán los cálculos con la herramienta utilizando casos de estudio cuyos resultados hayan sido previamente validados mediante bibliografía, software comercial o información técnica. Posteriormente se realizará una comparación cuantitativa entre ambos conjuntos de datos.	<table><thead><tr><th colspan="4">COMPARACIÓN DE RESULTADOS</th></tr><tr><th>Parámetros</th><th>Resultados (sin LeXuS)</th><th>Resultados (con LeXuS)</th><th>% ERROR</th></tr></thead><tbody><tr><td>POES</td><td>46 MM By</td><td>45,9 MM By</td><td>0,217 %</td></tr><tr><td>FACTOR Z</td><td>0,848</td><td>0,85</td><td>0,236 %</td></tr><tr><td>DENSIDAD DEL GAS</td><td>10,38 lb/ft³</td><td>10,4 lb/ft³</td><td>0,193 %</td></tr><tr><td>PESO MOLECULAR</td><td>20,23 lb/lb-mol</td><td>20,2287 lb/lb-mol</td><td>0,0064 %</td></tr></tbody></table>	COMPARACIÓN DE RESULTADOS				Parámetros	Resultados (sin LeXuS)	Resultados (con LeXuS)	% ERROR	POES	46 MM By	45,9 MM By	0,217 %	FACTOR Z	0,848	0,85	0,236 %	DENSIDAD DEL GAS	10,38 lb/ft³	10,4 lb/ft³	0,193 %	PESO MOLECULAR	20,23 lb/lb-mol	20,2287 lb/lb-mol	0,0064 %
COMPARACIÓN DE RESULTADOS																										
Parámetros	Resultados (sin LeXuS)	Resultados (con LeXuS)	% ERROR																							
POES	46 MM By	45,9 MM By	0,217 %																							
FACTOR Z	0,848	0,85	0,236 %																							
DENSIDAD DEL GAS	10,38 lb/ft³	10,4 lb/ft³	0,193 %																							
PESO MOLECULAR	20,23 lb/lb-mol	20,2287 lb/lb-mol	0,0064 %																							
Desarrollar módulos especializados en Python que permitan la resolución de los cálculos PVT, la estimación del POES y la incorporación del factor de compresibilidad Z.	Se diseñará la arquitectura del software mediante programación modular en Python, separando cada proceso de cálculo en módulos independientes para facilitar su integración, mantenimiento y actualización.																									
Determinar el cálculo del factor de compresibilidad Z mediante Standing para su integración en el análisis PVT.	Se implementará el algoritmo correspondiente a la correlación de Standing para calcular el factor de compresibilidad Z a partir de las propiedades pseudocríticas del gas y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Dicho procedimiento será incorporado al módulo PVT para automatizar su cálculo.																									

Evaluar la confiabilidad de la herramienta propuesta en la resolución rápida de cálculos, comprobando su desempeño y viabilidad de uso.	Se realizarán pruebas funcionales de la herramienta evaluando tiempos de procesamiento, estabilidad de ejecución, facilidad de uso y consistencia de los resultados obtenidos frente a diferentes conjuntos de datos.	DATA REAL DE COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS						
		C1	C2	C3	i-C4	n-C4	CO2	N2
		0,85	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01

DATA REAL DEL YACIMIENTO				
Presión	Temperatura	Porosidad	Saturación de agua	Volumen del yacimiento
3000 lpc	180 °F	20 %	25 %	39450 acres-pie

COMPARACIÓN DE RESULTADOS			
Parámetros	Resultados (sin LeXuS)	Resultados (con LeXuS)	% ERROR
POES	46 MM By	45,9 MM By	0,217 %
FACTOR Z	0,848	0,85	0,236 %
DENSIDAD DEL GAS	10,38 lb/ft³	10,4 lb/ft³	0,193 %
PESO MOLECULAR	20,23 lb/lb-mol	20,2287 lb/lb-mol	0,0064 %

Tabla 4: Objetivos y metodologías de desarrollo.

(García & Elizalde, 2026)

3.4. DESARROLLO DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

3.4.1. Programación en PHYTON – Visual Studio Code

La herramienta computacional LEXUS fue diseñada en en Visual Studio Code con lenguaje de programación Python, este permitió realizar cálculos esenciales en la evaluación de yacimientos de petróleo.

Esta herramienta computacional cuenta con módulos que nos cuantificar las reservas de hidrocarburos, predecir el comportamiento del yacimiento y optimizar posibles estrategias de producción, además, del análisis de las propiedades PVT.

La herramienta computacional posee módulos integrados que nos permitirán ingresar datos y adicional a ello generar un reporte donde detalle cada uno de los

resultados obtenidos. Además, posee datos certificados integrados por defecto para su rápido uso y comprobación de resultados.

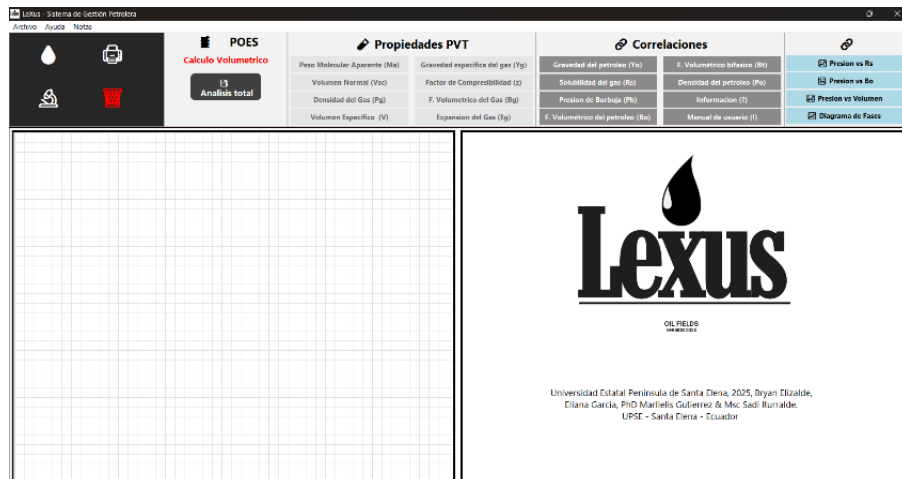


Figura 19: Pantalla principal de LEXUS.

(García & Elizalde, 2026)

3.5.MÓDULO DE CÁLCULO DE PROPIEDADES PVT

3.5.1. Cálculo de peso molecular aparente

En este módulo el usuario deberá ingresar los datos o composiciones molares como datos y luego deberá calcular sus resultados utilizando la fórmula

$$M_a = \sum Y_i * M_i$$

Donde:

- Y_i : Fracción molar

- M_i : Peso molecular del componente

Figura 20: Cálculo de peso molecular.

(García & Elizalde, 2026)

Si el usuario comete un error o la suma de los datos ingresados es mayor al 100% entonces la herramienta computacional alertará al usuario mediante un mensaje de advertencia para que haga una corrección de los mismos.

Figura 21: Mensaje de error por datos mal ingresados en peso molecular.

(García & Elizalde, 2026)

3.5.2. Cálculo de Volumen normal

Se ingresarán valores certificados de presión temperatura, la constante R, factor Z y número de moles. Esto mediante:

$$V_{sc} = \frac{z n R T_{sc}}{P_{sc}}$$

Donde:

- Tsc = Temperatura en condiciones normales, °R
- Psc = Presión en condiciones normales, lpc

Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2025, Bryan Elizalde,
Eliana García, PhD Mallerlis Gutiérrez & Msc Sadi Iturralde.
UPSE - Santa Elena - Ecuador

Volumen en condiciones normales

Presión	14.7
Temperatura	60
R (constante)	10.73
Factor Z	1
n (moles)	1

Calcular

Resultados

Volumen:

379.56 PCN/lb-mol

Cerrar

Figura 22: Cálculo de volumen en condiciones normales.

(García & Elizalde, 2026)

En el caso de que los datos ingresados sean incorrectos, la herramienta proporcionará un cuadro de texto de alerta donde detalle el error.

El cuadro de texto describe la ubicación del error y la posible solución del mismo.

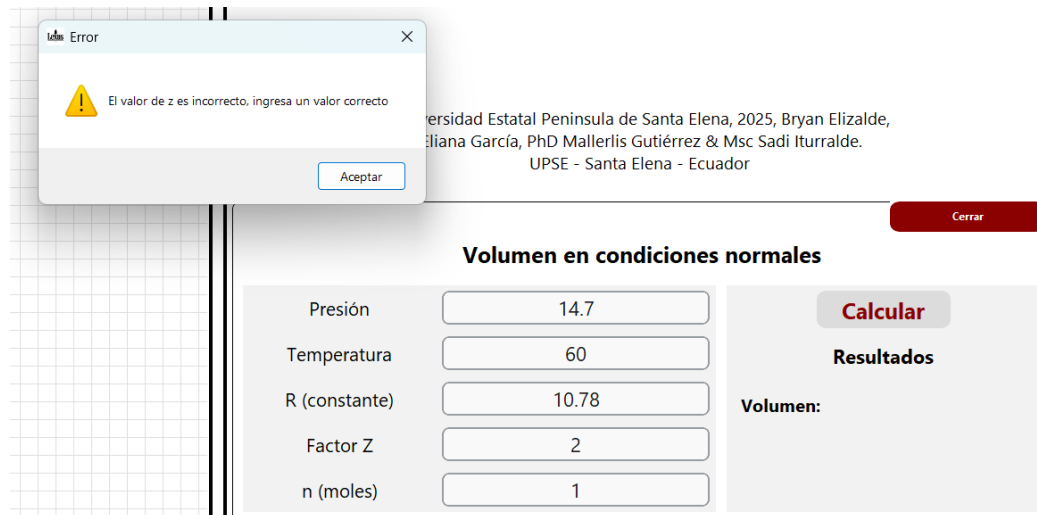


Figura 23: Datos mal ingresados en cálculo de volumen en condiciones normales.

(García & Elizalde, 2026)

3.5.3. Cálculo de densidad del gas

Para el cálculo de densidad del gas se ingresarán datos de presión, temperatura, constante R, factor Z y peso molecular.

$$\rho_g = \frac{PM_a}{z R T}$$

Donde:

- M_a : Peso molecular aparente

- P: Presión

Eliana García, PhD Marielis Gutiérrez & MSC Sadi Iturrigoye.
UPSE - Santa Elena - Ecuador

Cerrar

Densidad del Gas

Presión	3000	Calcular Resultados Densidad del gas:
Temperatura	180	
R (constante)	10.73	
Factor Z	0.85	
Peso molecular	20.23	

Figura 24: Cálculo de densidad de gas.

(García & Elizalde, 2026)

Si los datos ingresados son incorrectos se proporcionará un mensaje de error.

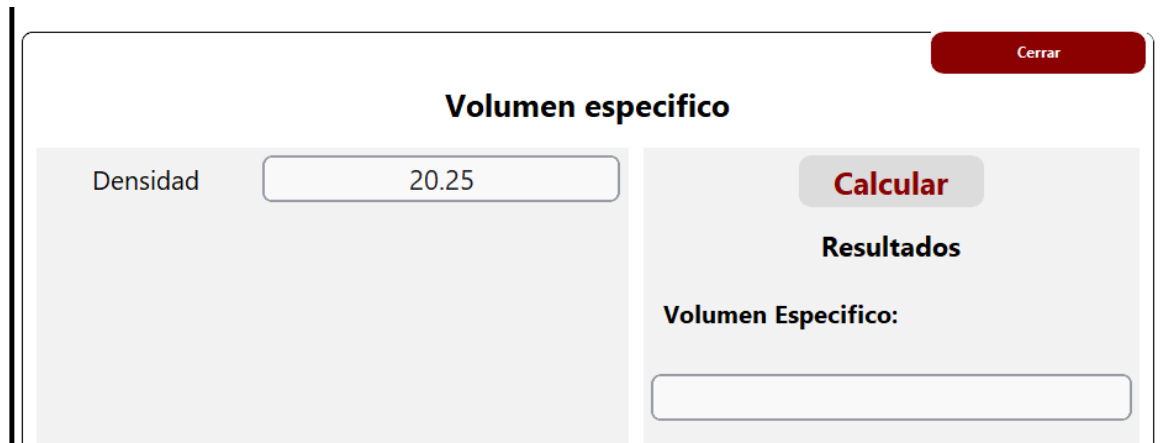
3.5.4. Cálculo de volumen específico

En el cálculo del volumen específico se ingresarán valores de densidad, donde la herramienta computacional hará los cálculos pertinentes a partir de los mismos.

$$v = \frac{1}{\rho_g}$$

Donde:

- ρ_g = densidad del gas en lb/ft³



Volumen especifico

Cerrar

Densidad

Calcular

Resultados

Volumen Especifico:

Figura 25: Cálculo de volumen específico.

(García & Elizalde, 2026)

3.5.5. Cálculo gravedad específica del gas

Para el cálculo de la gravedad específica del gas se ingresarán los valores correspondientes para realizar el cálculo correspondiente usando la siguiente fórmula.

$$\gamma_g = \frac{\rho_w}{\rho_{aire}}$$

Donde:

- ρ_g : densidad del gas en lb/ft³

- ρ_{aire} : densidad del aire (28.96)

UPSE - Santa Elena - Ecuador

Cerrar

Gravedad Especifica del Gas

M-Mezcla (Ma)	16.85	Calcular Resultados Volumen Especifico:
M-aire	28.96	

Figura 26: Cálculo de gravedad específica.

(García & Elizalde, 2026)

3.5.6. Cálculo factor de compresibilidad Z

El cálculo del factor de compresibilidad Z está adaptada de manera que el usuario deba agregar la presión y temperatura del yacimiento además de los componentes presentes en el mismo, el programa calculará automáticamente la presión y temperatura seudocrítica, para posteriormente calcular la presión y temperatura pseudoreducida.

Oxigeno		0.0	0.0
Calcular			
Psc	667.88		
Tsc	384.75		
valores para		grafica	
Psr	4.49		
Tsr	1.66		
Corr. de Standing			

Figura 27: Cálculo de factor de compresibilidad Z.

(García & Elizalde, 2026)

Posteriormente el programa nos dará la opción de abrir la correlación de Standing.

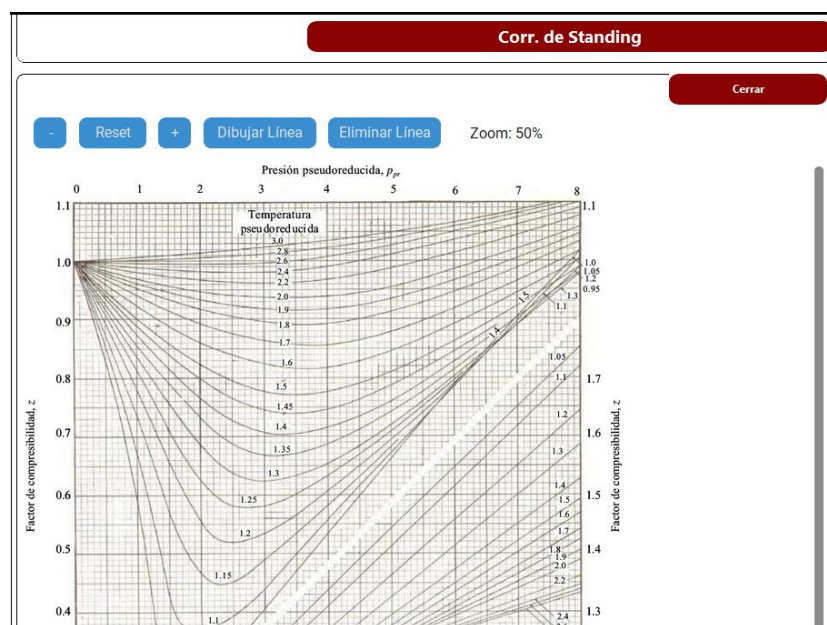


Figura 28: Gráfica de Standing para el cálculo de factor de compresibilidad Z.

(García & Elizalde, 2026)

Esta se usará para el cálculo del factor de compresibilidad Z.

3.5.7. Cálculo del factor volumétrico del gas

Para el cálculo del factor volumétrico del gas se debe adjuntar a la herramienta computacional datos de presión, temperatura y factor Z, en el cual, se hará el cálculo del factor volumétrico del gas en unidades PCY/PCN y en BN/PCN.

Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2025, Bryan Elizalde,
Eliana García, PhD Mallerlis Gutiérrez & Msc Sadi Iturralde.
UPSE - Santa Elena - Ecuador

The screenshot shows a web interface for calculating the gas volume factor. The title is "Factor Volumétrico del Gas". On the left, there are three input fields: "Presión" with the value 3000, "Temperatura" with the value 180, and "Factor Z" with the value 0.85. Below these fields is a red button labeled "Calcular". To the right of the input fields is a section titled "Resultados" which contains two empty text boxes for the output. A "Bg:" label is positioned above the first output box. In the top right corner of the interface is a red button labeled "Cerrar".

Figura 29: Cálculo del factor volumétrico del gas.

(Elizalde & García, 2026)

3.5.8. Cálculo de expansión del gas

Para el cálculo de expansión del gas se debe adjuntar a la herramienta computacional datos de presión, temperatura y factor Z, en el cuál, se hará el cálculo del factor volumétrico del gas en unidades PCY/PCN y en BN/PCN.

Cerrar

Factor de Expansion del Gas

Presión	3000	Resultados Eg: 195.055 PCN/PCY 1095.221 PCN/BY
Temperatura	180	
Factor Z	0.85	
Calcular		

Figura 30: Cálculo del factor de expansión del gas.

(García & Elizalde, 2026)

3.6. MÓDULOS DE CÁLCULO MEDIANTE CORRELACIONES

3.6.1. Gravedad específica del petróleo

Para el cálculo de la gravedad específica del petróleo el usuario tendrá dos formas de realizar el cálculo correspondiente, siendo así una de ellas utilizando la gravedad API del petróleo presente en el yacimiento a través de la fórmula

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

Por otro lado, a través de las densidades de los fluidos

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Donde:

- ρ_o : densidad del crudo en lb/ft³
- ρ_w : densidad del agua (62.4 lb/ft³)

Figura 31: Cálculo de la gravedad específica del petróleo.

(García & Elizalde, 2026)

3.6.2. Solubilidad del gas

Se realiza el cálculo de la solubilidad del gas utilizando los datos correspondientes e ingresándolos al módulo que nos permita realizar los cálculos. Esto se hace a través de Standing usando la fórmula:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

$$x = 0.0125^\circ API - 0.00091(T - 460)$$

Donde:

- T: Temperatura en °R

- P : presión de burbuja o por debajo del punto de burbuja en lpc
- γ_g : gravedad específica del gas en solución

3.6.3. Presión de burbuja

Se realiza el cálculo correspondiente a través de Standing ingresando los datos necesarios al módulo. Esto se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$P_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^a - 1.4 \right]$$

$$a = 0.00091(T - 460) - 0.0125 * ^\circ API$$

Presión de burbuja (Standing)		Resultados	
Rs	1098.195	a:	-0.3612
Yg	0.851	Pb:	3000.0 Psi
°API	47.1		
Temperatura (°R)	710		
Calcular			

Figura 32: Cálculo de presión de burbuja.

(García & Elizalde, 2026)

3.6.4. Factor volumétrico del petróleo

Para el cálculo del factor volumétrico del petróleo se desarrolló un módulo especializado que al agregar los datos correspondientes nos permite realizar el cálculo del mismo de una forma rápida. A través de la siguiente fórmula.

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 * \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 (T - 460) \right]^{1.2}$$

3.7. APARTADO DE GRÁFICAS

3.7.1. Presión vs Rs

En este módulo se realiza la gráfica que representa al comportamiento del gas en solución (R_s) con respecto a la presión. En la parte subsaturada del yacimiento el valor de R_s no cambia debido a que el gas sigue disuelto en el petróleo, una vez que el yacimiento alcanza su punto de burbuja, es decir, se libera la primera burbuja de gas y entra en la parte saturada, el valor de R_s baja, esto se debe a que el gas disuelto en el petróleo comienza a disminuir formando una capa de gas en el yacimiento.

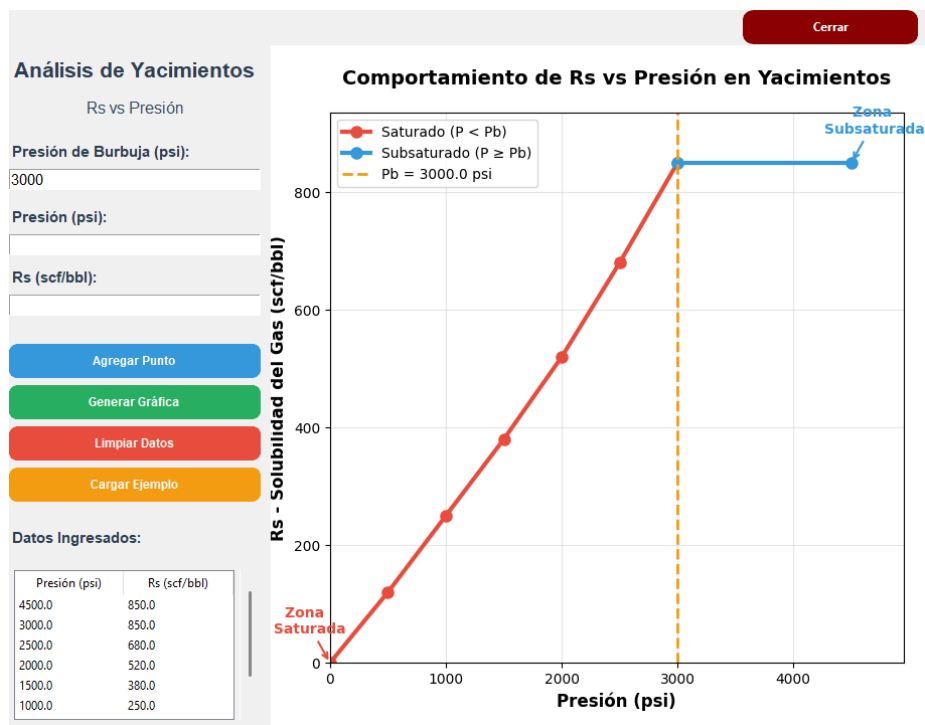


Figura 33: Gráfica de Presión vs Rs.

(García & Elizalde, 2026)

3.7.2. Presión vs Bo

Este módulo nos presenta el comportamiento del Factor volumétrico del petróleo (B_o) con respecto a la presión. El factor volumétrico es una relación de volúmenes (Volumen en el yacimiento sobre el volumen de superficie), entonces, en la parte subsaturada, al disminuir la presión, el volumen aumenta, por lo que el valor de B_o aumenta también hasta el punto de burbuja, donde consigue su valor máximo (B_{ob}), desde este punto, el yacimiento entra en la parte saturada, y al liberarse el gas, el volumen de petróleo comienza a disminuir, lo que conlleva a que el valor de B_o disminuya también con respecto a la presión.

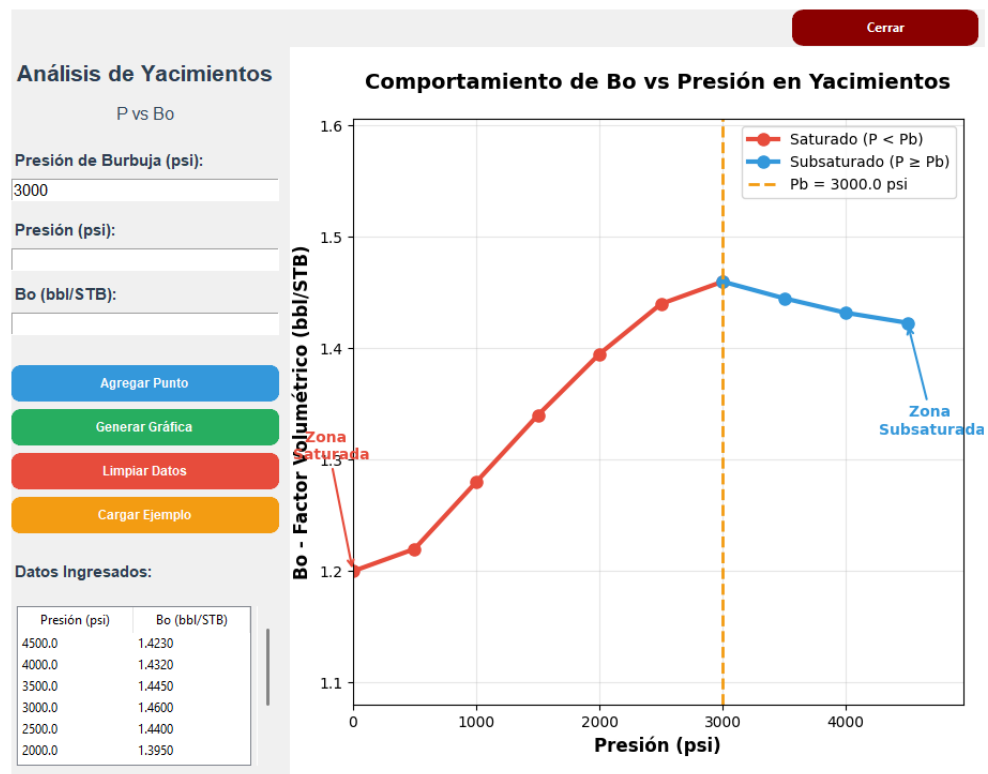


Figura 34: Gráfica de Presión vs Bo.

(García & Elizalde, 2026)

3.7.3. Presión vs volumen

En este módulo representamos el comportamiento del volumen en función de la presión, si la presión disminuye el valor del volumen aumenta, y viceversa.

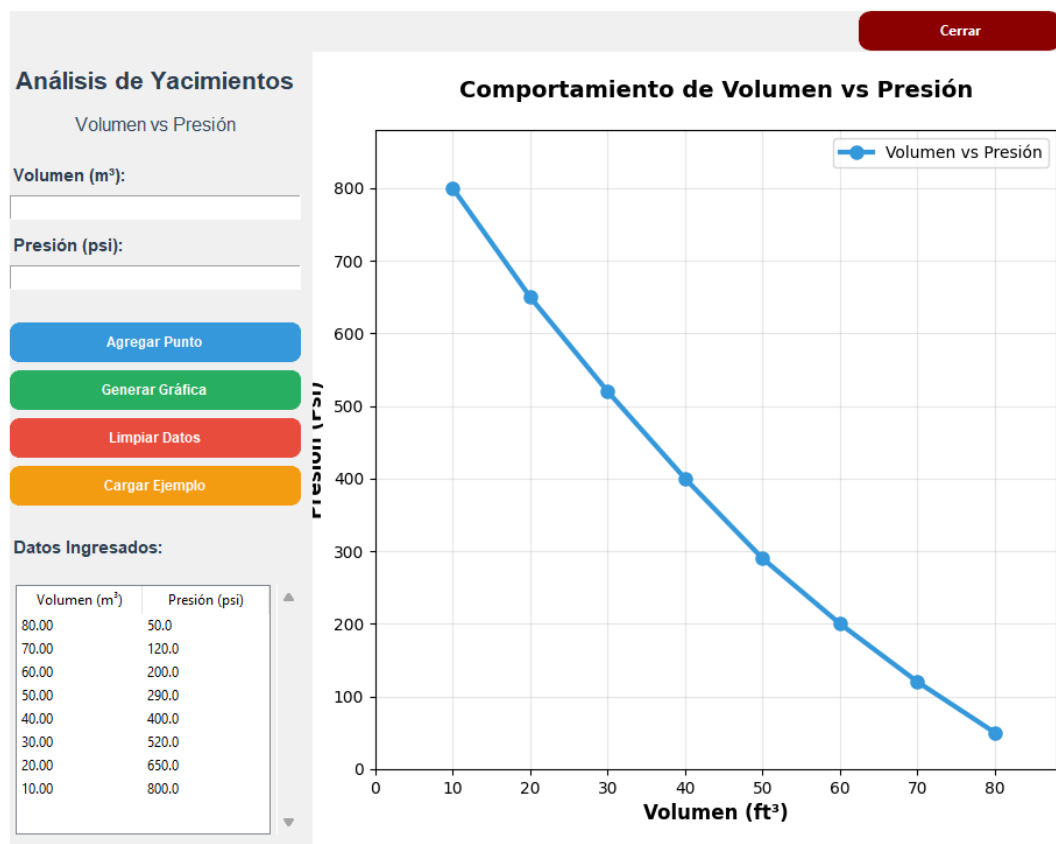


Figura 35: Gráfica de Volumen vs Presión.

(García & Elizalde, 2026)

3.8. CÁLCULO DE POES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO

En este módulo de nuestra herramienta computacional se realiza el cálculo del POES del yacimiento a estudiar, se realiza una recolección de datos que posteriormente serán ingresados a la herramienta y se realizará el cálculo a través del método volumétrico.

$$POES = \frac{7758 * V_t * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde:

- V_t : volumen total del yacimiento en Acres-pies
- ϕ : porosidad promedio del yacimiento
- S_{wi} : saturación de agua inicial
- B_{oi} : factor volumétrico del petróleo inicial

Cerrar

Calculo de POES - Metodo Volumétrico

Entrada de Datos Porosidad (ϕ): 22 Saturación de agua (S_w): 25 Volumen total del yacimiento (V_t): 1200000 Factor volumétrico del petróleo (B_o): 1.3 Calcular	Resultados Petróleo originario en la formacion By/Bn (n): 1536084000.0 By/ Bn Petróleo originario en la superficie en Bn (n): 1181603076.92 Bn
--	--

Figura 36: Cálculo del POES mediante método volumétrico.

(García & Elizalde, 2026)

3.9. MÓDULO DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se imprimirán todos los resultados de los cálculos realizados en nuestra herramienta computacional. Además de permitirnos la visualización de las gráficas realizadas a lo largo del estudio de yacimientos que estamos realizando.



Figura 37: Análisis total.

(García & Elizalde, 2026)

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran las comparaciones obtenidas al correr LeXus. Se analizó la variación existente entre los métodos matemáticos tradicionales y la herramienta.

4.1. RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS DEL CÁLCULO DE PROPIEDADES PVT

La figura 38 muestra los resultados obtenidos del cálculo de las propiedades PVT, para esto se utilizaron datos provenientes de libros, tesis, artículos, etc.



Figura 38: Resultado del cálculo de propiedades PVT.

(García & Elizalde, 2026)

4.2. RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS DEL CÁLCULO DE LAS CORRELACIONES

La figura 39 muestra los resultados obtenidos en LeXus del cálculo de las correlaciones.

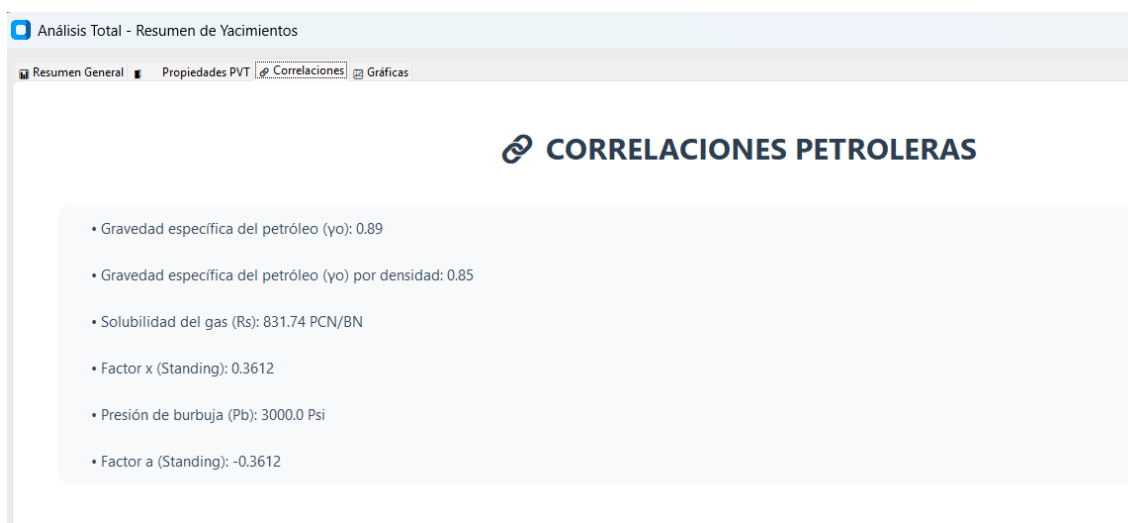


Figura 39: Resultado de Correlaciones usando LeXus.

(García & Elizalde, 2026)

4.3. RESULTADO DEL CÁLCULO DE POES USANDO LEXUS

La figura 40 nos permite visualizar los resultados del POES, estos, obtenidos a través de LeXus.



Figura 40: Resultado del POES usando LeXus.

(García & Elizalde, 2026)

4.4. GRAFICAS REALIZADAS POR LEXUS

En este apartado se presentan las gráficas obtenidas a partir de los datos ingresados en LeXus.

4.4.1. Gráfica de Rs vs P

En este módulo se grafica el comportamiento del gas en solución (R_s) con respecto a la presión. En la zona subsaturada, R_s permanece constante porque todo el gas se mantiene disuelto en el petróleo. Al alcanzar el punto de burbuja, el gas comienza a liberarse y R_s disminuye progresivamente en la zona saturada.



Figura 41: Gráfica de R_s vs Presión realizada en LeXus.

(García & Elizalde, 2026)

4.4.2. Gráfica de volumen vs presión

La gráfica muestra una relación inversa entre presión y volumen: cuando la presión disminuye, el volumen aumenta, y cuando la presión aumenta, el volumen disminuye.

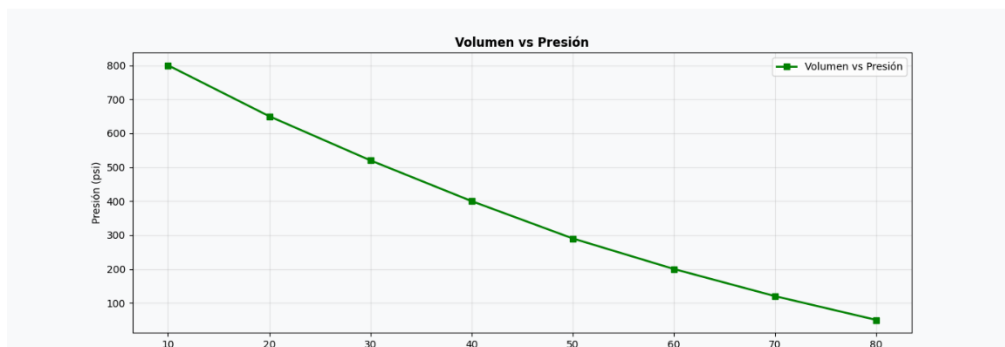


Figura 422: Gráfica de Volumen vs Presión realizada en LeXus.

(García & Elizalde, 2026)

4.4.3. Gráfica de factor volumétrico vs presión

El factor volumétrico es la relación entre el volumen del petróleo en el yacimiento y su volumen en condiciones de superficie. En la zona subsaturada, al disminuir la presión, el volumen aumenta y B_o se incrementa hasta alcanzar su valor máximo en el punto de burbuja. A partir de este punto, al liberarse el gas, el volumen de petróleo disminuye, por lo que el valor de B_o también decrece con la presión.

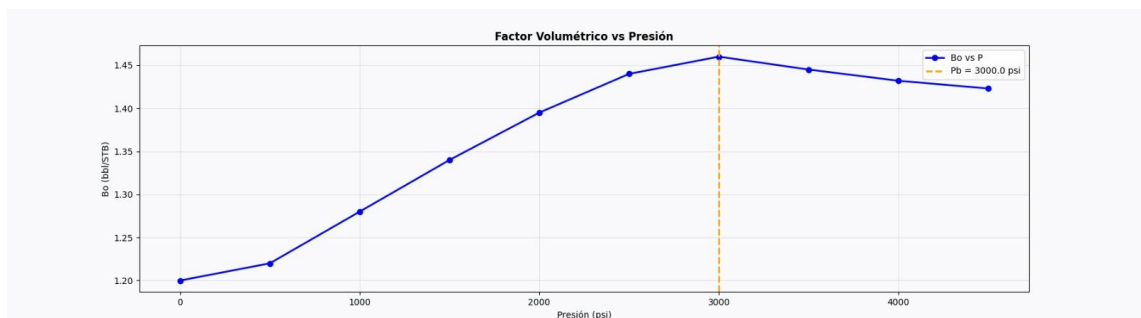


Figura 433: Gráfica de B_o vs Presión realizada en LeXus.

(García & Elizalde, 2026)

4.5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LEXUS VS MÉTODOS TRADICIONALES

Se compararon los resultados obtenidos mediante la herramienta computacional vs los cálculos realizados utilizando los métodos manuales tradicionales. Para la comparación se utilizaron los mismos datos de entrada correspondientes a la composición química del gas y las propiedades del yacimiento. Los parámetros evaluados fueron el Petróleo Original en Sitio (POES), el factor de compresibilidad del gas (Z), la densidad del gas y el peso molecular.

En el caso del POES, mediante el método tradicional se obtuvo un valor de 46 MMBbl, mientras que LeXuS calculó 45,9 MMBbl, obteniéndose un error relativo de 0,217 %. Lo cual es muy pequeño considerando el volumen total estimado del yacimiento. Un error inferior al 1 % se considera excelente para softwares o herramientas de ingeniería, por lo que puede afirmarse que la herramienta computacional es adecuada para el cálculo volumétrico del petróleo original en sitio.

Para el factor de compresibilidad (Z), el método convencional arrojó un valor de 0,848, mientras que LeXuS obtuvo 0,85, presentando un error de apenas 0,236 %. La cercanía entre ambos resultados demuestra que LeXuS representa correctamente el comportamiento real del gas bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Respecto a la densidad del gas, el procedimiento tradicional nos arroja un resultado de 10,38 lb/ft³, mientras que la herramienta calculó 10,40 lb/ft³, obteniéndose un error

relativo de 0,193 %. Esta diferencia puede considerarse despreciable desde el punto de vista práctico.

Finalmente, para el peso molecular del gas, el método tradicional obtuvo 20,23 lb/lb-mol, mientras que LeXuS calculó 20,2287 lb/lb-mol, presentando un error relativo de apenas 0,0064 %, el menor de todos los parámetros analizados. Esta diferencia prácticamente nula demuestra que la aplicación realiza correctamente el cálculo del peso molecular a partir de la composición molar ingresada.

En términos generales, todos los parámetros evaluados presentan errores inferiores al 0,25%, lo que evidencia una excelente concordancia entre los resultados obtenidos mediante LeXuS y los calculados por los métodos tradicionales. Estas pequeñas diferencias pueden atribuirse al número de cifras significativas utilizadas durante los cálculos, al redondeo aplicado por la herramienta computacional.

En consecuencia, los resultados obtenidos permiten concluir que LeXuS constituye una herramienta confiable para la estimación de propiedades de fluidos y cálculos volumétricos en ingeniería de yacimientos, ya que reproduce con alta precisión los resultados obtenidos mediante los procedimientos tradicionales, ofreciendo además ventajas como la automatización de los cálculos, la disminución de errores humanos, la reducción del tiempo de procesamiento y una mayor facilidad para el análisis de diferentes escenarios.

DATA REAL DE COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS						
C1	C2	C3	i-C4	n-C4	CO2	N2
0,85	0,04	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01

Tabla 5: Data real de composición química del gas.

(Paris de Ferrer, 2010)

DATA REAL DEL YACIMIENTO				
Presión	Temperatura	Porosidad	Saturación de agua	Volumen del yacimiento
3000 lpc	180 °F	20 %	25 %	39450 acres-pie

Tabla 6: Data real del yacimiento.

(Paris de Ferrer, 2010)

COMPARACIÓN DE RESULTADOS			
Parámetros	Resultados (sin LeXuS)	Resultados (con LeXuS)	% ERROR
POES, MM BY	46	45,9	0,217
FACTOR Z	0,848	0,85	0,236
DENSIDAD DEL GAS, Lb/ft ³	10,45	10,47	0,191
PESO MOLECULAR, Lb/lb-mol	20,33	20.3699	0,196

Tabla 7: Comparación de resultados.

(García & Elizalde, 2026)

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Se logró caracterizar exitosamente el comportamiento de petróleo negro mediante la integración de correlaciones fundamentales como Standing, Petrosky y Farshad, lo que permitió definir propiedades críticas de una manera automatizada.

La herramienta computacional LeXus demostró una precisión técnica alta, arrojando errores mínimos inferiores al 0,25% en todos los parámetros evaluados, lo que determina la eficiencia de la herramienta.

El desarrollo exitoso de los módulos especializados en Python dentro del entorno Visual Studio Code, logrando una plataforma unificada, lo que elimina la necesidad de realizar cálculos manuales y los riesgos en la transferencia de información.

La herramienta computacional es altamente viable y eficiente, ya que no solo garantiza los resultados precisos, sino que disminuye de manera significativa los tiempos de procesamiento de datos en comparación a técnicas tradicionales.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda seguir con la validación del software usado más casos de estudio extraídas de fuentes bibliográficas para así identificar cualquier posible error en el código y seguir mejorando el mismo en versiones posteriores.

Se recomienda asegurar la veracidad de los datos agregados para disminuir la incertidumbre de predicción a nivel de yacimiento.

Se recomienda el uso de la herramienta computacional como un recurso didáctico para fomentar la formación profesional de los estudiantes de la carrera de petróleos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2007). *Equation of State and PVT Analysis*.
https://www.academia.edu/37933447/Ahmed_T_Equation_of_State_and_PVT_Analysis
- Arias, F. (1997). *EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN*.
https://tauniversity.org/sites/default/files/libro_el_proyecto_de_investigacion_de_fidias_g_arias.pdf
- Arteaga, J. (2023). *EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO PYTHON*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9064>
- Asencio, C. (2020). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PARA LA EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/3bc666b8-77e2-4c70-a0a6-a09ba30b6985/content>
- Bernabe, M. (2020). *CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5344/1/UPSE-TIP-2020-0005.pdf>
- Borbor, S. (2025). *MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/80acd1d6-6fb0-4bf5-82f8-b9fb2c48a3ea/content>
- Brito, E. (2022). *Modelo de Simulación numérica para un pozo de flujo radial en el Yacimiento X saturado*.

Cruz, J. (2022). *ANÁLISIS DE RESERVAS RECUPERADAS DE LA ARENISCA NAPO “U” DE LOS CAMPOS COCA-PAYAMINP, BLOQUE-07 CON EL SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR MEDIO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.*

Delgado, Adamari; Aguilar, B. (2026). *EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.*

<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/5fa48574-c5f3-4996-9892-9b51a964fd0e/content>

Escobar, F. (2012). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS.*
<https://biblioteca.usco.edu.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=34808>

Falcones, W. (2020). *ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR.*
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5310/1/UPSE-TIP-2020-0003.pdf>

Flores, J. (2019). *DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.*
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/7b3aafa4-d5c0-4a9f-a45c-2ba22402d7b6/content>

Guale, A. (2021). *ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES, CASO ESTUDIO CAMPO SACHA. PROYECTO.*
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/e95c6cb6-5ae2-489d-8451-187e214b7c92/content>

- Gutiérrez, Marllelis; Iturralde, S. (2017). *ELEMENTOS BÁSICOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*.
<http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/4240>
- Hernández-sampieri, R. (2018). *SELECCIÓN DE LAS MUESTRA*.
<https://gc.scalahed.com/recursos/files/r161r/w24762w/4/Selecciondelamuestra.pdf>
- Jara Cobos, C. F. (2015). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA. En *Universidad Estatal Península de Santa Elena - UPSE* (Vol. 1).
<http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2725>
- Jhoanna, & Salazar, T. J. (2022). *OPTIMIZACIÓN DE LA UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS PARA UN CAMPO MEDIANTE UN MODELO DE SIMULACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/6af47608-2d13-4ced-ba1c-16d4f8978ec4/content>
- Lainez, A. (2024). *EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/a64a991c-ca3e-4260-a422-6c037a44ef42/content>
- Lituma, A. (2021). *INYECCIÓN DE CO2 COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO SINTÉTICO*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6165>
- Londoño, María; González, E. (2013). *DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7019>

- López, Elizabeth; Muñoz, A. (2023). *IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO PALO AZUL, MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9981>
- Matías, C. (2015). *DESARROLLO DE UN SOFTWARE BASADO EN EL MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE PARA EVALUAR RESERVORIOS CANDIDATOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO2 MISCIBLE*.
<http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2428>
- Melendres, R. (2025). *DETERMINACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN LAS ARENAS DEL CAMPO YULEBRA (YLBD-O29R1) MEDIANTE FZI*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/14623>
- Menjura, Giovanni; Serrano, Adriana; Espinoza Diana; Gutiérrez, M. (2014). *CORRELACIONES*.
<https://es.slideshare.net/slideshow/trabajo-final-correlaciones/250663828>
- NAVARRETE, D. (2022). *GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO “U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/0b7091d4-b1e5-4439-9458-0c760e6898ae/content>
- Nieto, A. Gavino. G. (2013). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/1559>
- Paris de Ferrer, M. (2010). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*.
- Pizarro, Michel; Pallasco, C. (2012). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT E EL CAMPO PACOA BLOQUE-I*.

https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/2ebe6149-dcc8-462e-81b5-1c95a3c7d6c8/content?utm_source=chatgpt.com

Rivera, F. (2022). *EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA (EBM) Y SU IMPORTANCIA EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/dfa2d376-4291-4f0c-bb85-72334d811906/content>

Rodríguez, A. (2020). *OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO, MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/46d8bed0-cea3-40fa-896c-a082f9da16e2/content>

Rodríguez, R. (2017). *Fundamentos de Química General: Disoluciones, Propiedades coligativas y Gases Ideales*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/05d8562a-0c7b-42b1-b3d3-de892b7eea6c/content>

Rodriguez, R. (2026). *DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO Y DIMENSIONAMIENTO ENTRE EL BOMBEO MECÁNICO POR VARILLA Y EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET, COMO ESTRATEGIA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPOS CON CRUDOS PESADOS*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/df5da202-0112-428c-9ced-5cc12a958fb0/content>

Segarra, L. (2019). *CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO*.

Tadlaoui, S. (2022). Tipos De Investigación. *Manual de consultoría en asuntos públicos*, 49–66. <https://doi.org/10.2307/j.ctv31zqqg8.7>

- Tan, J., Chen, Y., & Jiao, S. (2024). *Visual Studio Code in Introductory Computer Science Course: An Experience Report* (Vol. 1, Número 1). <https://doi.org/10.18260/1-2--48259>
- Tomalá, D. (2023). *EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS CON TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN MODELO MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO DEL ACTIVO AUCA*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/acc0f9c5-f9f9-40a5-a131-1369edc8a44b/content>
- Tomalá, S. (2020). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA COMO METODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA NAPO "U" INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/8509ba81-d2de-42ad-aed5-e3cc535eef1b/content>
- Van Rossum, G. (2014). *Python*. <https://es.scribd.com/document/521478814/PythonTutorial-MCSC-202>
- Yagual, I. (2014). *OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/d0816944-9f96-49d8-83a9-c8d25772a68b/content>
- Yagual, J. (2019). *DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5227>

ANEXOS

```

1  > from customtkinter import * ...
12
13 > class Ventana_Yacimientos(Ctk):
14
15 >     def __init__(self, fg_color=None, **kwargs): ...
51
52 >     def limpiar_contenido(self): ...
55
56 >     def limpiar_contenido_2(self): ...
59
60 >     def crear_interfaz(self): ...
105
106 >     def agregar_menu(self): ...
128
129 >     def bloc_de_notas(self): ...
180
181 >     def dibujar_cuadrícula(self): ...
200
201 >     def agregar_yacimiento(self): ...
240
241 >     def on_canvas_click(self, event): ...
262
263 >     def on_canvas_drag(self, event): ...
277
278 >     def on_canvas_release(self, event): ...
285
286 >     def eliminar_yacimiento_seleccionado(self): ...
296
297 >     def actualizar_lista_yacimientos(self): ...
322
323 >     def botones_de_interfaz(self): ...
443
444 >     def calculo_de_peso_volumetrico(self): ...
567
568 >     def calcular_peso_molecular_aparente(self): ...
627
628 >     def calcular_volumen_condiciones_normales(self): ...
    
```

Figura 44: Creación de módulos especializados en Python.

(García & Elizalde, 2026)

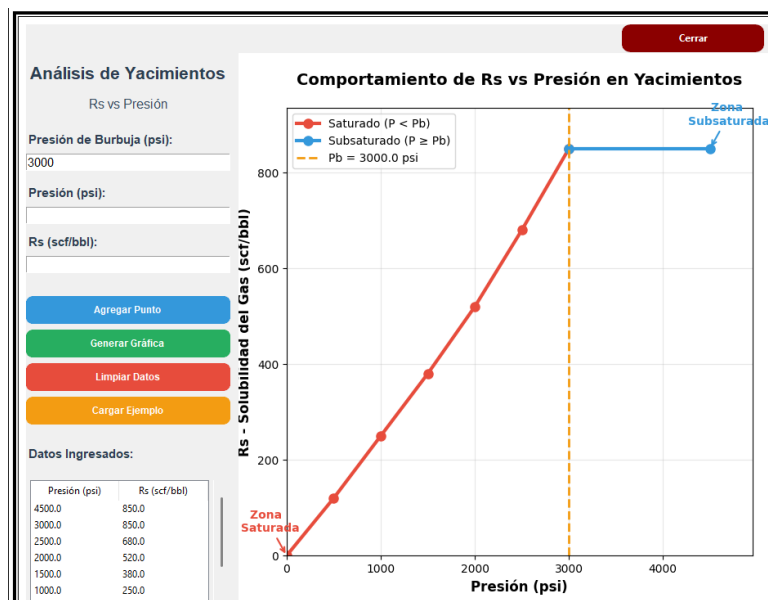


Figura 45: Datos Presión vs Rs.

(García & Elizalde, 2026)

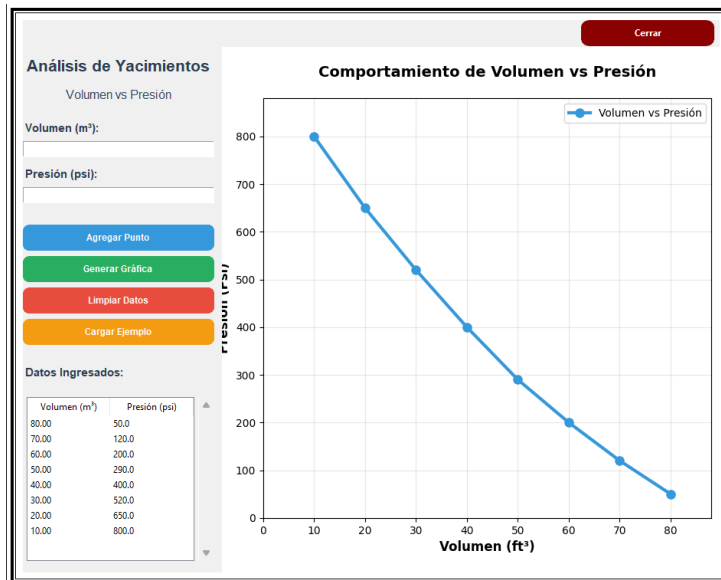


Figura 46: Datos Presión vs Volumen.

(García & Elizalde, 2026)

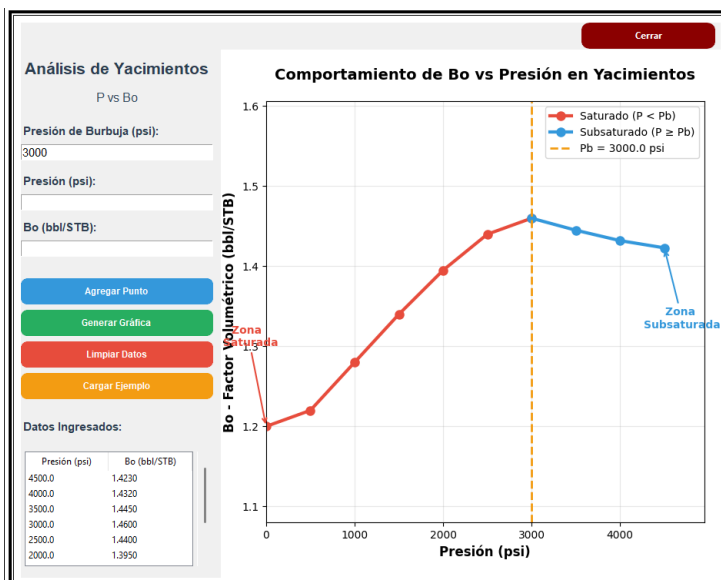


Figura 47: Gráfica Presión vs Bo.

(García & Elizalde, 2026)