



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO
SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL
MÉTODO VOLUMÉTRICO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

ADAMARI DANIELA DELGADO IZAGUIRRE

BRIGITH VALENTINA AGUILAR YANZA

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO
SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL
MÉTODO VOLUMÉTRICO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ADAMARI DANIELA DELGADO IZAGUIRRE

BRIGITH VALENTINA AGUILAR YANZA

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis del Valle Gutiérrez
Hinestroza, Ph.D.
DIRECTOR DE CARRERA
(DESIGNADA)



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Portilla Lasso. MSc
DOCENTE GUIA DE UIC



Ing, David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Principalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento a Dios, fuente de mi fortaleza y guía a lo largo de este camino. Él ha guiado mis pasos y me ha dado sabiduría necesaria para enfrentar cada desafío, enseñándome que su tiempo siempre será perfecto. Este logro no hubiera sido posible sin El.

A mi madre, cuyo amor y apoyo han sido mi pilar fundamental. Tu sacrificio y enseñanzas me han inspirado a seguir mis sueños con determinación. Gracias por darme alas para volar tras mis sueños y estar presente en cada uno de ellos. Por estar conmigo en los momentos difíciles, por animarme, aconsejarme y enseñarme a nunca rendirme. Madre tu eres mi motivo y mi mayor orgullo. Hoy cumpla este sueño gracias a ti, y te lo entrego con el mismo amor con el que tú me has acompañado toda la vida.

A mi abuela que, aunque ya no estas físicamente conmigo, tu presencia vive en cada uno de mis logros y en cada paso que doy. Este triunfo te lo dedico, con el corazón lleno de gratitud y con la certeza de que, desde el cielo, sonrías conmigo,

A mi hermano, por su brindarme su apoyo y siempre estar conmigo en todo momento, por ser mi cómplice y amigo. Gracias por confiar en mí.

A mí misma, por no rendirme y por cada pequeño paso que, aunque no lo noté, me acercó a este momento. Me dedico este trabajo con orgullo, gratitud y amor.

Adamari Delgado

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado en primer lugar a Dios, por haberme dado la fortaleza y templanza necesaria para cumplir con esta meta. Por brindarme paz y tranquilidad en los momentos que más lo necesitaba, además por haber sido la luz que me guiaba y me acompañaba en cada etapa de este proceso.

A mi amada madre Lupe Yanza Ochoa, por ser mi ejemplo de superación, por criarme como una mujer fuerte capaz de cumplir todo lo que se proponga. Por darme su amor incondicional, paciencia y sacrificios; siempre enseñándome a ser una buena persona. Sobre todo, por confiar en mí y nunca dejarme sola. Por ser mi principal apoyo, a ella le dedico con mucho amor este éxito.

A mi querido padre Darwin Aguilar Aguilar por su esfuerzo y dedicación, por los sacrificios que ha hecho para que yo cumpla este sueño. Por apoyarme, aconsejarme e incentivarme en este proceso. Su fe en mí es uno de los motores principales que me hacen seguir adelante.

A mis hermanos Gisella y Mateo, por siempre estar para mí con una palabra de aliento, por llenar mi vida de alegría y por siempre creer en que yo lo lograría. Los quiere mucho Bri.

A mi abuelito Luis Yanza, por ser una de las personas más importantes en mi vida, por enseñarme siempre el valor del trabajo y la importancia de la humildad.

A mis amigos y mis eternos compañeros de grupo Karen Espinoza de los Montero y Manuel Ricardo Gonzales, a quienes considero mucho más que amigos, ellos me hicieron parte de sus familias. Gracias por haberme hecho sentir en casa, aunque estaba muy lejos de ella. Por sus buenos consejos y por tenerme paciencia. Hoy al fin les puedo decir que lo logramos. Los amo con todo mi corazón.

Para finalizar siendo esta la parte más importante de mi vida académica me gustaría dedicarme este trabajo y decirle a mi yo del 2022 que llego a una nueva ciudad sin conocer a nadie, ni nada a su alrededor solo con un propósito claro ser ingeniera. Lo logramos, al final todo valió la pena.

Brigith Aguilar

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO” elaborado por las estudiantes Aguilar Yanza Brighith Valentina y Delgado Izaguirre Adamari Daniela, 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 3% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

DELGADO - AGUILAR

3%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
0 % similitudes entre comillas
0 % entre las fuentes mencionadas

3% Idiomas no reconocidos

18% Textos potencialmente generados por la IA (Ignorado)

Nombre del documento: DELGADO - AGUILAR.docx	Depositante: SADI ARMANDO ITURRALDE KURE	Número de palabras: 6560
ID del documento: d1efb0da5adf2addacd43ed874dcf5f9c7885e3a	Fecha de depósito: 13/11/2025	Número de caracteres: 43.820
Tamaño del documento original: 632,01 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 13/11/2025	

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE**
Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.

C.I.: 094349453

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Aguilar Yanza Brigith Valentina y Delgado Izaguirre Adamari Daniela, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO”, 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,

Aguilar Yanza Brigith Valentina

Autor de Tesis

C.I. 0750564056

Delgado Izaguirre Adamari Daniela

Autor de Tesis

C.I. 2400081

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO” previo a la obtención del Título de Ingeniero en petróleo elaborado por las Srta. Aguilar Yanza Brigith Valentina y Delgado Izaguirre Adamari Daniela, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE**
Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, con el tema: **"EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO"**. Ha sido desarrollado por las estudiantes de la Carrera de Petróleos: **ADAMARI DANIELA DELGADO IZAGUIRRE** y **BRIGITH VALENTINA AGUILAR YANZA** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.
Magíster en Educación Básica
Correo: misabelp1017@gmail.com
C.C: 0605353143
Celular: 0969917044

AGRADECIMIENTOS

Queremos comenzar agradeciendo primeramente a Dios por brindarnos la sabiduría necesaria para llevar a cabo este trabajo de titulación, porque nada de esto habría sido posible sin su compañía en cada paso de este camino. Gracias por darnos buena salud, serenidad en los momentos más difíciles y esperanza para continuar.

Con infinita gratitud a nuestro querido profesor y tutor de tesis Ing. Sadi Armando Kure, MSc quien con su apoyo y sus palabras de aliento nos guiaron durante todo el desarrollo de este trabajo. Gracias por orientarnos con sus conocimientos y buen consejo, confiando siempre en nuestras capacidades.

A nuestra querida docente Ing. Marllelis Gutierrez, PhD quien siempre nos acompañó en el transcurso de nuestra carrera universitaria hasta la recta final, enriqueciendo nuestra formación como estudiantes y personas.

Reconocemos y agradecemos al Ing. Carlos Malave, MSc por su colaboración constante y disposición para guiarnos, fueron fundamentales para el avance de este proyecto. Por sus consejos que contribuyeron a mejorar la calidad de nuestro trabajo, y estamos sinceramente agradecidas por todo el tiempo y esfuerzo que nos brindó.

Finalmente agradecemos a nuestras familias, especialmente a nuestros padres que fueron nuestros pilares inquebrantables en este proceso, por creer en nosotras y apoyarnos en esta etapa tan importante de nuestras vidas. Como también a aquellos amigos/as que fueron parte de este camino, con los cuales compartimos pequeños momentos que prevalecen en nuestra memoria como agradables recuerdos.

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	IV
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
AGRADECIMIENTOS	x
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	3
1.3 HIPÓTESIS.....	8
1.4 OBJETIVOS	8
1.4.1 Objetivo general.....	8
1.4.2 Objetivos específicos	8
1.5 ALCANCE.....	9
1.6 VARIABLES	10
1.6.1 Variables dependientes	10
1.6.2 Variables independientes	10
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	11
2.1 DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	11
2.1.1 Ubicación	11
2.1.2 Límites del campo.....	12
2.2 GEOLOGÍA	13
2.2.1 Estructural	13
2.2.2 Estratigrafía.....	14

2.3	ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	16
2.3.1	Formación Tena	16
2.3.2	Formación Napo.....	18
2.3.3	Topes y Bases	26
2.4	CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	27
2.5	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO	27
2.6	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o)	28
2.7	SOLUBILIDAD DEL GAS (R_s)	29
2.8	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	30
2.8.1	Clasificación de mecanismos de producción	30
2.8.2	Mecanismo de producción de las arenas productoras del campo	32
2.9	CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS PUNTO DE BURBUJA.....	33
2.10	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	34
2.10.1	Métodos de cálculo de petróleo original en sitio	35
2.11	RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	36
2.11.1	Clasificación de reservas según grado de certeza	36
2.12	FACTOR DE RECOBRO.....	37
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		38
3.1	MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN.....	38
3.2	ANÁLISIS GEOLÓGICO	38
3.3	Análisis PVT.....	41
3.3.1	Presión y temperatura del separador	41
3.3.2	Presión de yacimiento mediante BuildUp.....	42
3.3.3	Propiedades del fluido del yacimiento	45
3.3.4	Relación gas petróleo GOR	47

3.3.5	Presión de burbuja.....	49
3.3.6	Factor volumétrico del petróleo	51
3.3.7	Viscosidad del petróleo.....	53
3.3.8	Compresibilidad.....	53
3.4	Volumen del yacimiento.....	54
3.5	CÁLCULO DEL POES MEDIANTE EBM.....	56
3.5.1	Descripción del proceso general	57
3.5.2	Preparación y validación de datos.....	57
3.5.3	Configuración del modelo en el software	59
3.5.4	Ajuste del modelo y validación.....	62
3.5.5	Configuración del modelo EBM con datos del acuífero.....	62
3.5.6	Criterios de validación	64
3.5.7	Síntesis del procedimiento aplicado.....	65
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		66
4.1	Método Volumétrico.....	66
4.2	Factor Recobro.....	68
4.2.1	Factor de recobro final estimado.....	68
4.2.2	Factor de recobro actual.....	69
4.2.3	Reservas remanentes.....	70
4.2.4	Análisis complementario del desempeño de recobro.....	70
4.2.5	Brecha absoluta y relativa entre el factor de recobro final y actual.....	71
4.2.6	Reserva remanente como porcentaje del POES.....	71
4.2.7	Porcentaje de EUR ya producido (grado de cumplimiento del EUR)	72
4.2.8	Barriles equivalentes por punto porcentual de recobro.....	72
4.3	Resultados del cálculo del POES mediante el software.....	73

4.3.1	Ajuste presión-producción	73
4.3.2	Identificación del mecanismo de empuje dominante	75
4.3.3	Análisis de sensibilidad.....	77
4.3.4	Validación del modelo final.....	77
4.3.5	Estimación del petróleo original in situ (POES).....	80
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		81
5.1	CONCLUSIONES	81
5.2	RECOMENDACIONES.....	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		83
ANEXOS		87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo Shushufindi.....	11
Figura 2. Limitación del campo Shushufindi.....	12
Figura 3. Estructura del campo Shushufindi.....	13
Figura 4. Estratigrafía del campo Shushufindi	15
Figura 5. Mapa Estructural de la base Basal Tena.....	17
Figura 6. Mapa Estructural en la profundidad de T superior.....	20
Figura 7. Mapa Estructural en la profundidad de T inferior	21
Figura 8. Mapa Estructural en la profundidad de U superior	24
Figura 9. Mapa Estructural en la profundidad de U inferior.....	25
Figura 10. Clasificación de los Yacimientos respecto al punto de burbuja	34
Figura 11. Mapa Estructural Tope de U Inferior. (Petroecuador EP,2010).....	39
Figura 12. Correlación Estratigráfica NO-SE.....	40
Figura 13. Columna Estratigráfica zona de interés campo Shushufindi	41
Figura 14. Esquema de diferencia de profundidad en el pozo.....	44
Figura 15. Historial de producción de la arena U inferior	58
Figura 16. Ingreso de datos PVT en el software.....	59
Figura 17. Ingreso de datos medidos a la presión de burbuja	60
Figura 18. Ingreso de parámetros para definir el tank model	60
Figura 19. Ingreso de data de producción del pozo Shushufindi 63.....	61
Figura 20. Identificación del modelo para la realización de un ajuste.....	62

Figura 21. Definición del modelo en función del comportamiento según el acuífero.....	63
Figura 22. Ajuste de los parámetros mediante iteraciones para un modelo de regresión	64
Figura 23. Validación del modelo según el comportamiento del acuífero	74
Figura 24. Identificación del mecanismo de empuje en el pozo Shushufindi 63	75
Figura 25. Resumen de Diagnostico del modelo ajustado en el software	77
Figura 26. Parámetros Ajustados Mediante Regresión del software	78
Figura 27. Resumen de Diagnostico del modelo final (Post-Regresión).....	79

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Topes y bases de los yacimientos del Campo Shushufindi Aguarico.....	26
Tabla 2. Características de las arenas productoras.....	27
Tabla 3. Características de los fluidos del campo.....	28
Tabla 4. Descripción Técnica de los Separadores de la Estación Shushufindi Central	42
Tabla 5. Tiempo de producción para la prueba Buildup.....	43
Tabla 6. Propiedades del fluido para método Volumétrico	46
Tabla 7. Propiedades del fluido según correlaciones.....	47
Tabla 8. Correlaciones aplicables dentro del rango de operación	48
Tabla 9. Correlaciones fuera de rango	49
Tabla 10. Correlaciones aplicables dentro del rango de operación	50
Tabla 11. Correlaciones fuera de rango	51
Tabla 12. Correlaciones válidas para Bo	51
Tabla 13. Correlaciones fuera de rango	52
Tabla 14. Correlaciones válidas para μ_o	53
Tabla 15. Correlaciones válidas para Ct	54
Tabla 16. Cálculo del Volumen Bruto de Roca – Método de Isocoras.....	55
Tabla 17. Propiedades PVT y petrofísicas para EBM	58
Tabla 18. History Production – Shushufindi – U.....	59
Tabla 19. Parámetros utilizados para el cálculo del POES (Método Determinístico)	66
Tabla 20. Resultado del cálculo del POES (Determinístico).....	67
Tabla 21. Datos para la estimación del factor de recobro.....	68

“EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL YACIMIENTO TIPO U EN EL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES Y EL MÉTODO VOLUMÉTRICO”

RESUMEN

La explotación eficiente de yacimientos de hidrocarburos requiere una adecuada estimación de las reservas de petróleo, ya que de esta información depende la toma de decisiones técnicas, económicas y operativas para el desarrollo de la ingeniería.

El objetivo de este trabajo de investigación es la estimación del volumen de petróleo original in situ de la arena tipo U inferior del campo Shushufindi, mediante la aplicación de dos metodologías: la ecuación de balance de materiales y el método volumétrico.

El primer paso en el desarrollo del trabajo con el método volumétrico se basó en el cálculo de la correlación. Para esto, se tomaron en cuenta solo los resultados que no presentaban errores y, con ellos, se obtuvo un promedio para cada parámetro a utilizar. Con estos valores, se procedió a calcular el petróleo original en sitio mediante la fórmula volumétrica. En cambio, para la ecuación de balance de materiales (EBM) se utilizó un software que requería la mayor cantidad posible de información, tanto de datos de producción como de datos PVT, con el fin de que el modelo fuera más preciso y los resultados más confiables.

Los resultados obtenidos en la determinación del POES por el método volumétrico y balance de materiales, fueron 2.14869 MMMSTB y 1.96875 MMMSTB correspondientemente. Siendo EBM el más representativo ya que incorpora el comportamiento dinámico del reservorio a largo plazo.

PALABRAS CLAVE: ESTIMACIÓN, RESERVAS, ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES (EBM), VOLUMÉTRICO, SOFTWARE, POES.

**“RESERVE EVALUATION OF THE TYPE-U RESERVOIR IN THE
SHUSHUFINDI FIELD USING THE MATERIAL BALANCE EQUATION
AND THE VOLUMETRIC METHOD”**

ABSTRACT

The efficient development of hydrocarbon reservoirs requires an accurate assessment of oil reserves, as such information underpins technical, economic, and operational decision-making throughout field development.

The objective of this research is to estimate the original oil in place (OOIP) of the Lower Type-U sandstone in the Shushufindi field through the application of two methodologies: the Material Balance Equation (MBE) and the Volumetric Method.

The first step in applying the volumetric method consisted of calculating the relevant correlations. Only error-free results were considered, from which an average value was obtained for each parameter to be used. These average parameters were then applied to estimate the original oil in place (OOIP) using the volumetric formula.

In contrast, for the Material Balance Equation (MBE), specialized software was employed that required the maximum amount of available information including both: production and PVT data to ensure a more accurate model and more reliable results.

The OOIP values obtained through the volumetric and material balance methods were 2.14869 MMMSTB and 1.96875 MMMSTB, respectively. The MBE result is considered the most representative, as it incorporates the long-term dynamic behavior of the reservoir.

KEYWORDS: ESTIMATION, RESERVES, MATERIAL BALANCE EQUATION (MBE),
VOLUMETRIC, SOFTWARE, OOIP.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La explotación eficiente de yacimientos de hidrocarburos requiere una adecuada estimación de las reservas de petróleo, ya que de esta información depende la toma de decisiones técnicas, económicas y operativas en el desarrollo de un campo. En este contexto, el campo Shushufindi, uno de los campos petroleros más importantes del Ecuador, ubicado en la cuenca oriente, presenta desafíos inherentes a la complejidad geológica de sus formaciones productoras, las condiciones operativas y el comportamiento dinámico del yacimiento a lo largo del tiempo. Sin embargo, a pesar de su relevancia, la estimación precisa de sus reservas remantes sigue siendo un desafío técnico constante, especialmente en yacimientos maduros, donde la presión, el comportamiento de los fluidos y otras propiedades han sufrido modificaciones a lo largo del tiempo.

Durante décadas de explotación, las condiciones iniciales del yacimiento han variado considerablemente, por lo que las estimaciones originales de reservas pueden ya no reflejar la realidad actual de las arenas presentes en el campo. A medida que los volúmenes acumulados de producción aumentan, se vuelve fundamental actualizar de manera periódica la estimación de reservas para garantizar la continuidad del desarrollo sustentable de la arena U. Sin embargo, uno de los principales problemas es la falta de concordancia entre los métodos teóricos de estimación y los datos reales de producción y presión, lo cual puede generar sobrestimaciones o

subestimaciones que impactan directamente en la rentabilidad del proyecto, la planificación operativa, la implementación de métodos de recuperación y la vida útil del campo.

Las consecuencias de no contar con una estimación confiable son diversas: desde pérdidas financieras debido a inversiones mal dirigidas, hasta impactos en la sostenibilidad del proyecto, ya que decisiones basadas en datos imprecisos pueden conducir al agotamiento prematuro del yacimiento o a una explotación ineficiente. Además, la ausencia de análisis rigurosos también puede dificultar el cumplimiento de regulaciones técnicas, ambientales y económicas que rigen la industria de los hidrocarburos en Ecuador.

La ecuación de balance de materiales y el método volumétrico son técnicas ampliamente utilizadas en la industria para la estimación de reservas. No obstante, su aplicación efectiva requiere de información confiable y actualizada sobre propiedades del yacimiento, datos de presión, características petrofísicas de la roca y comportamiento de los fluidos. En el caso del campo Shushufindi, existen limitaciones relacionadas con la calidad de los datos históricos, así como con la heterogeneidad de los reservorios, lo cual puede introducir incertidumbre en los cálculos si no se aplican los métodos de manera adecuada.

En este sentido, se identifica un problema técnico fundamental: la necesidad de estimar con mayor precisión las reservas remanentes del yacimiento tipo U, utilizando la ecuación de balance de materiales y del método volumétrico, integrando datos actualizados y representativos del comportamiento del yacimiento. Por lo tanto, esta investigación se propone como una herramienta complementaria para reducir la incertidumbre en la estimación de reservas. Al aplicar

estos métodos con base en información confiable y criterios técnicos sólidos, se busca obtener una visión más precisa del volumen de hidrocarburos remanente en la arena, que sirva como base para futuras estrategias de producción y optimización.

1.2 ANTECEDENTES

Según Salazar (2014) el análisis PVT de la formación U del campo Shushufindi, validado mediante métodos de balance de materiales y técnicas volumétricas desarrolladas en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), se determina un factor volumétrico de formación de $B_o = 1,288 \text{ bbl/STBB}$. Este valor fue obtenido a partir de muestras representativas de fluido extraídas directamente del reservorio y sometidas a condiciones controladas de laboratorio, considerando parámetros como presión de burbuja, viscosidad del crudo, temperatura y composición del gas disuelto. La determinación de este factor es esencial, ya que permite cuantificar con mayor precisión el volumen de petróleo original en sitio, al relacionar el volumen de crudo en condiciones de yacimiento con el volumen que se obtiene en superficie. Además, su correcta estimación tiene un impacto directo en la planificación de estrategias de recuperación primaria y secundaria, así como en la evaluación de la eficiencia del sistema petrolífero. La validación del B_o mediante múltiples metodologías garantiza la confiabilidad del modelo de reservas y respalda la toma de decisiones en cuanto a la optimización de producción y manejo del yacimiento.

(Enríquez & Feijóo, 2008) destacan que el valor que tiene el crudo dentro del país es importante, dado a que este es clave para el desarrollo de este. Por tanto, la estimación de reservas es fundamental para planificar su movilización y producción. Dentro del campo Shushufindi se hizo uso del método volumétrico para realizar los cálculos del POES, al tener datos confiables resulta factible el uso de este método. Los resultados obtenidos dentro del factor de recobro para

las Arenas BT, U inferior y superior y la arena T son del 32,27%, 31,09% y 39,30% respectivamente.

(Catuto & Valladarez, 2020), realizaron pruebas de presión, volumen y temperatura dentro de los seis pozos que se encuentran dentro del campo Shushufindi siendo que esto se realiza para caracterizar la arena U inferior, los pozos que fueron seleccionados son el pozo SSF-01, SSF-27, SSF-41, SSF-82, SSF-87 y el pozo SSF-88. Dando que todos los pozos que se ubican cerca de la zona norte del campo tuvieron propiedades PVT similares, en cambio los pozos ubicados al sur del campo tienen propiedades diferentes, ambas en función de su profundidad y presión de saturación.

La información resultante es importante dado a que la estimación permite obtener los valores del factor volumétrico del petróleo (B_o) y del agua (B_w) también de los volúmenes que se desplazaron y por último realizar un balance de materiales, tanto implícito como explícito.

(González, 2011), la estimación de reservas dentro de los campos mexicanos de petróleo y gas representa una de las vitales tareas que se deben realizar dentro de la ingeniería en yacimientos, debido a que esta forma parte de la base para tener una buena planificación técnica, el factor económico y la parte operativa de la industria. El método volumétrico ayuda a realizar estimaciones iniciales, en tanto que el balance de materia trabaja con datos de historial de producción concentrándose en un análisis dinámico. Resaltando la importancia del análisis comparativo entre los métodos, que, aunque el método volumétrico es importante para las estimaciones iniciales, el método de balance de materia tiene un papel fundamental a medida que se acumula la información del comportamiento en general del yacimiento.

(Mel'nikov et al., 2024) presenta una evaluación cuantitativa de los recursos de petróleo, realizada en varias provincias petroleras de la nación Rusia, estas incluyen a Siberia Occidental,

Volga-Ural, Timan-Pechora y Lena-Tunguska. La metodología que se empleó consideraba datos importantes como el espesor neto, porosidad, saturación de fluidos, densidad del hidrocarburo. Todos estos importantes para realizar el cálculo del factor de recobro. Dentro de la investigación se destaca el enfoque que tuvo adaptando el método volumétrico a contextos geológicos complejos convirtiéndolo en un marco metodológico que sirva como base para trabajos dentro de yacimientos con características similares.

Según (Aimara, 2019), el aumento del factor de recobro mediante un método de recuperación mejorada de petróleo debe realizarse bajo ciertos criterios, se hicieron las pruebas dentro del laboratorio de Petroamazonas, tanto para las arenas “U” y “T” del campo Shushufindi, Las muestras fueron tomadas de los pozos SSF-74 y el pozo SSF-79, con la ayuda del equipo de daños a la formación “FDS”. Realizando las pruebas petrofísicas, se evaluó que en ambos casos es necesario determinar la variabilidad del factor de recobro.

Resultando en un incremento de un 18,44 % para el pozo SSF-74 y un mejor resultado para el pozo SSF-79 siendo este un 20,96 % de incremento, deduciendo que, si se obtuvo un incremento del factor de recobro, todo esto con el fin de constatar que el uso de este método es buena opción dado a su costo de implementación es bajo en comparación a otros.

El trabajo de Sami Hamad (2003) se desarrolla en la Universidad de King Fahd, y este está centrado en la estimación del hidrocarburo original in-situ (OIIP), dentro del reservorio carbonático de Arabia Saudita, se utilizó una combinación de métodos, uno que asuma al yacimiento como una sola unidad y otra que divida al reservorio en varias unidades. El modelado presentó dependencia estadística entre los parámetros que se proporcionaron. El artículo destaca por demostrar la incorporación de la variabilidad de la geología y la simulación probabilística,

mejorando la veracidad de las estimaciones resultantes, representando un antecedente técnico importante para estudios que se realicen dentro del mismo campo.

El estudio de Weijermars et al. (2021) presenta el método integral para estimar el European Ultimate Recovery (EUR) de gas condensado en las formaciones Tuwaiq Mountain del campo Jafurah de Arabia Saudita. El trabajo aplica el método volumétrico para realizar los cálculos de Gas original In Situ, explorando también el modelo probabilístico para reducir las incertidumbres dentro de los resultados del proceso. Considerando el gas libre como también el gas adsorbido dentro de las formaciones compuestas de Shale-Carbonáceas. Representando uno de los trabajos más recientes que hace uso del método volumétrico y también haciendo uso del método de las probabilidades aplicándolo a yacimientos no convencionales.

Dentro del artículo de (Hurtado et al., 2008), explica que el campo Guafita Norte, que se ubica en la cuenca Barinas-Apure en Venezuela, ha sido caso de estudio muy recurrente para varios expertos, especialmente para los yacimientos G-9 y G-10, dado a que presentan arenas bien clasificadas y con una buena continuidad lateral. Los estudios sedimentológicos y de registros eléctricos indican que ambos yacimientos forman parte del grupo de Deltaicos Distributarios, facilitando la aplicación del método para estimar sus reservas. Los datos de porosidades 25% a 30% respectivamente y saturaciones mayores al 60%, valores importantes para el cálculo de POES, sirviendo también para realizar el cálculo del factor de recobro, siendo que este está en 25% y 35% respectivamente para cada uno. Los resultados que se generaron son cifras coherentes, ya que compaginan con datos de otros campos similares de la región.

En base al informe (ARCH & consorcio Shushufindi, 2013), las reservas originales in situ (OOIP) calculadas para los yacimientos tipo U y T tuvieron factores de recobro del 29.46 % y 45.03 %, respectivamente. Estos valores fueron obtenidos mediante la aplicación de métodos

volumétricos y de balance de materiales (MBAL), integrando datos de producción, presión de yacimiento e inyección de agua. Las estimaciones fueron calibradas y validadas con modelos de simulación dinámica, lo que aporta una base oficial y técnicamente rigurosa para las estrategias de recuperación primaria y secundaria implementadas en el campo.

(Estupiñan et al., 2010) efectúan un análisis pionero del control diagénico sobre la calidad de reservorio en las areniscas U y T de la Formación Napo (Oriente ecuatoriano). Con base en datos petrográficos, isotópicos y de inclusión de fluidos, reportan una porosidad primaria entre 12 % y 13%, complementada con hasta 11 % de porosidad secundaria derivada de disolución. Además, identifican que las areniscas U conservan mejor su porosidad primaria (~10 %) en comparación con las T (~13 %), lo que reforzaría los valores volumétricos y de recobro derivados de los análisis PVT y MBAL en campos tipo U como Shushufindi.

(Alita, 2014) describe con detalle los principales métodos de estimación de reservas de hidrocarburos, con especial énfasis en el método volumétrico. Este método se basa en el cálculo del volumen total de la roca (a partir de mapas isopacos, área y espesor), su porosidad efectiva y la saturación de hidrocarburos, para determinar los volúmenes originales de petróleo y gas en sitio (POES/GOES). Se incluyeron fórmulas de conversión (por ejemplo, de acre pie a barriles usando el factor $7758 \text{ bbl/acre pie}$), así como consideraciones cruciales sobre límites físicos y convencionales del yacimiento, definición de zona bruta y zona neta, y fuentes de error en el análisis volumétrico.

(Metsebo J, s/f) realizó un estudio comparativo en el pozo F12 del campo Volve, orientado a evaluar la precisión relativa de distintos métodos de estimación de reservas. En su análisis, contrastaron el método volumétrico tradicional con el método de balance de materiales utilizando el software MBAL, utilizando datos petrofísicos, registros históricos de presión y producción, así

como propiedades de los fluidos obtenidas mediante análisis PVT. El método volumétrico arrojó un volumen original de petróleo en sitio (STOIP) de aproximadamente $67,64 \times 10^6 m^3$, mientras que el MBAL, incorporando la historia dinámica del reservorio, estimó un valor significativamente menor: $19,61 \times 10^6 m^3$. Esta diferencia sustancial evidenció que el método volumétrico tiende a sobreestimar las reservas cuando se basa en supuestos homogéneos y condiciones estáticas. Por su parte, el MBAL demostró ser más confiable en campos con información histórica suficiente, al permitir la validación del modelo mediante técnicas de history matching. El estudio concluye que, para yacimientos maduros, el balance de materiales es la metodología más adecuada para realizar actualizaciones precisas de reservas, ya que refleja con mayor fidelidad el comportamiento dinámico del sistema petrolero.

1.3 HIPÓTESIS

Evaluar las reservas remanentes del yacimiento tipo U en el campo Shushufindi, mediante la implementación de la ecuación de balance de materiales y del método volumétrico, permitirá obtener estimaciones más precisas del petróleo original in situ.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Evaluar las reservas remanentes de la arena U, en el campo Shushufindi, mediante la aplicación de la ecuación de balance de materiales y del método volumétrico.

1.4.2 Objetivos específicos

- Identificar las características geológicas y propiedades petrofísicas clave de la arena U, mediante los registros de pozo y datos sísmicos, para la delimitación de las zonas de mayor interés.

- Analizar la arena U a través de las propiedades petrofísicas, presión de yacimiento y características del fluido, como base para la aplicación de estos métodos.
- Estimar el volumen de petróleo original in situ de la arena U mediante el método volumétrico y de la ecuación de balance de materiales.
- Evaluar los resultados obtenidos en la aplicación de los dos métodos, para la predicción del comportamiento del yacimiento.

1.5 ALCANCE

Esta propuesta tiene como objetivo principal la estimación del volumen de petróleo original in situ de la arena tipo U en el campo Shushufindi, mediante la aplicación de dos metodologías ampliamente utilizadas en la ingeniería de yacimientos: la ecuación de balance de materiales y el método volumétrico. El estudio se centra exclusivamente en el análisis técnico de reservas, utilizando datos históricos disponibles entre los años 2022 y 2023, como producción, presiones, propiedades petrofísicas y características geológicas del yacimiento.

El alcance de esta investigación no incluye fases operativas como perforación, inversiones o implementación de nuevas tecnologías de recuperación; sin embargo, se plantea como una base técnica sólida que puede servir de insumo para futuras decisiones estratégicas relacionadas con el desarrollo del campo. La aplicación de metodologías probadas permite que los resultados puedan ser utilizados como punto de partida para estudios de simulación, planificación de recobro mejorado o evaluaciones económicas más detalladas.

Además, la investigación contempla la comparación y validación cruzada de ambos métodos aplicados, lo que permite identificar márgenes de error, consistencias y posibles desviaciones entre los modelos obtenidos. Esto no solo incrementa la confiabilidad del resultado

final, sino que también brinda una herramienta de análisis replicable en otros yacimientos con características geológicas y de producción similares.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes

- Volumen de Reserva del yacimiento
- Tasa de declinación del pozo o yacimiento
- Decisiones sobre cierre o continuidad de pozos

1.6.2 Variables independientes

- Presión del yacimiento
- Propiedades petrofísicas del yacimiento
- Datos de producción acumulada
- Comportamiento de los fluidos
- Calidad de los datos históricos del campo

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

2.1.1 Ubicación

El campo Shushufindi se localiza en la región Amazónica del Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, a 250 kilómetros al Este de Quito y 35 kilómetros al Sur de la frontera con Colombia. Perteneciente a la cuenca Oriente, formando parte del corredor Sacha Shushufindi. (Benavides & Zaldumbide, 2009)

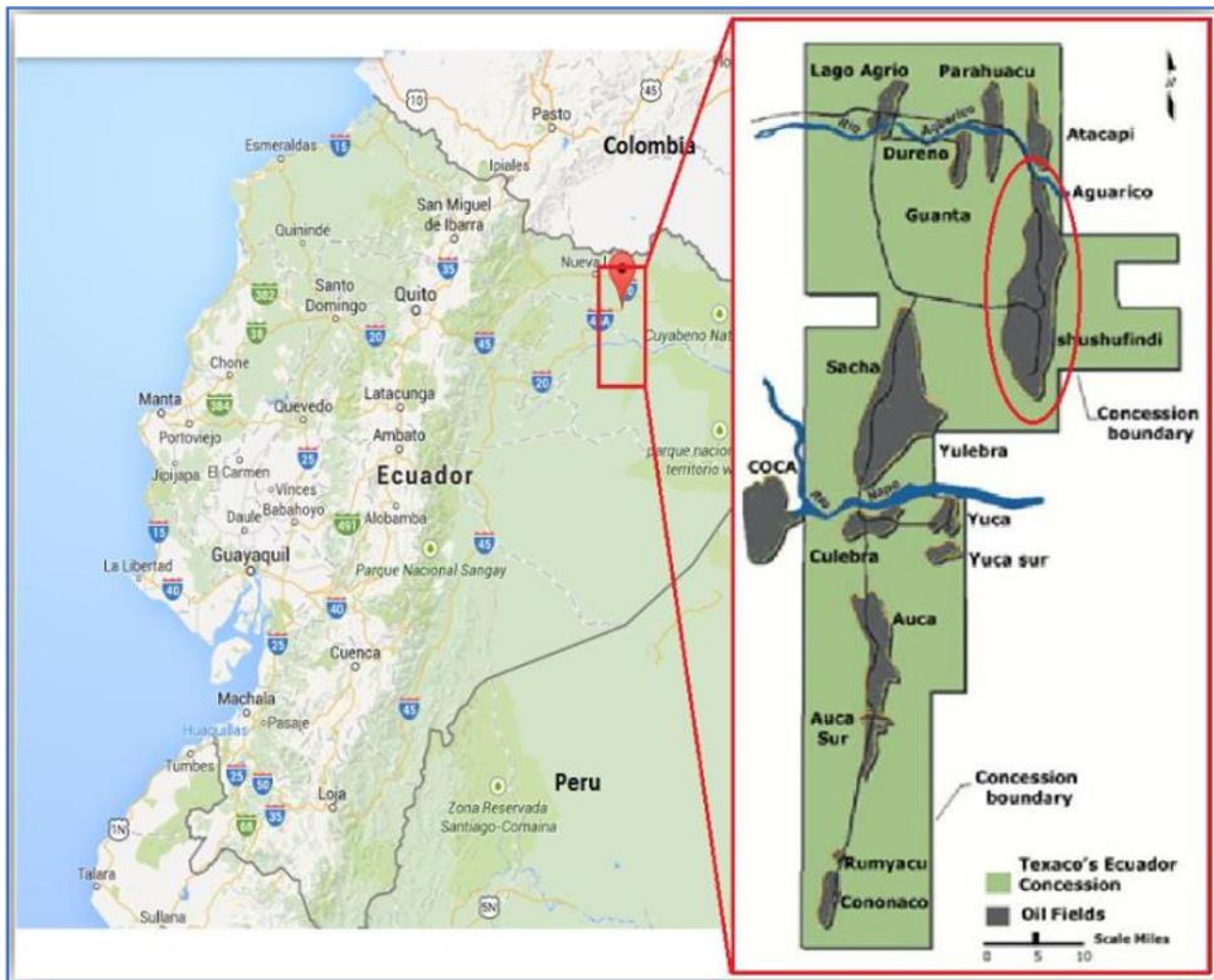


Figura 1. Ubicación del campo Shushufindi en cuenca oriente (Moína, 2024).

a) *Coordenadas geográficas.*

El campo Shushufindi geográficamente se abarca desde 00° 06 39" a los 00° 17 58" latitud Este, hasta los 76° 36 55" de longitud Oeste. (Enríquez & Feijóo, 2008)

2.1.2 Límites del campo

Se encuentra limitado por:

- Al norte con el campo Libertador.
- Al sur con el campo Limoncocha.
- Al oeste con el campo Sacha.
- Al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo

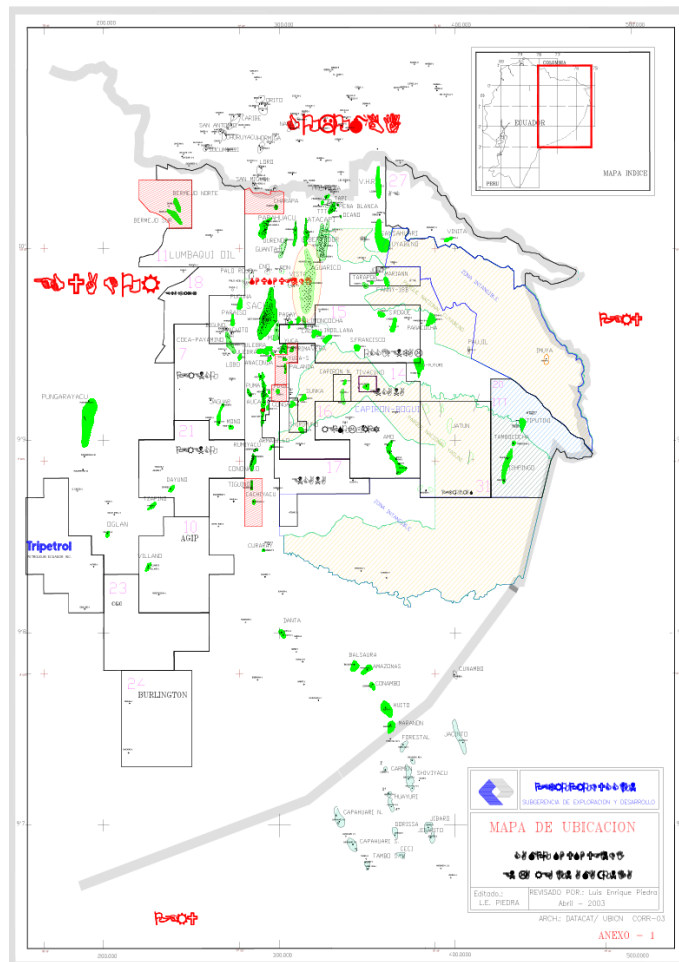


Figura 2. Limitación del campo Shushufindi (Enríquez & Feijóo, 2008).

2.2 GEOLOGÍA

2.2.1 Estructural

Este campo pertenece al anticlinal asimétrico Shushufindi que se orienta de Norte-Sur, siendo esta la base de la caliza "A" del Turaniano, la estructura tiene una longitud aproximada de 33km y un ancho 6km y 7km . En la dirección este-oeste tiene un cierre vertical de 370 pies, correspondiéndole a un área de 43 200 acres. (Rivadeneira & Baby, 2004)

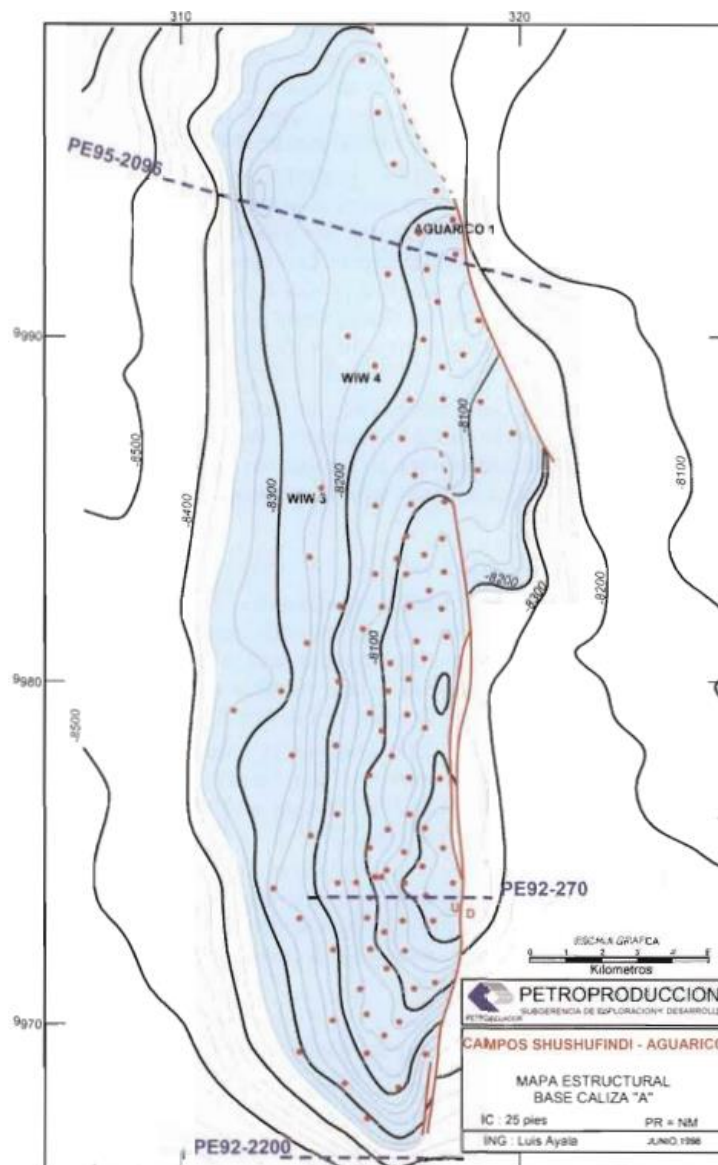


Figura 3. Estructura del campo Shushufindi (Rivadeneira & Baby, 2004).

Las fallas del anticlinal de orientación norte-sur no son completamente sellantes y en otras se encuentran acuífero laterales que se extienden en toda la región. Estos acuíferos son muy activos generando presiones en los extremos norte y sur, aunque se han disminuido alrededor del tiempo productivo del campo. (Enríquez & Feijóo, 2008)

La caracterización estructural del sistema de fallas constituye una herramienta fundamental para comprender los mecanismos de conectividad hidráulica, ya que permite establecer la manera en que los fluidos se desplazan y se comunican entre los estratos con propiedades porosas y permeables, específicamente en las unidades U y T. (Enríquez & Feijóo, 2008)

Los estudios de sismica denotan que la formación estructural se dio lugar en la primera etapa de inversión tectónica detallando que el campo Shushufindi esta superpuesto a la caliza “A”.

2.2.2 Estratigrafía

La cuenca oriente del Ecuador generalmente está asociada a la Formaciones Hollín y Napo perteneciente al depósito Cretácico Inferior a Medio donde se encuentran las arenas U, T y M-1 y en el depósito Cretácico Superior se hallan las areniscas Basal Tena. (Galárraga, 2023)

Las arenas productoras poseen latitudes muy parecidas, y de igual forma los sedimentos son semejantes. El reservorio de producción de hidrocarburos de la cuenca oriente se encuentra en la era Mesozoico que están asociados a los depósitos del Cretácico Inferior a Medio y Cretácico Superior. (Enríquez & Feijóo, 2008)

En el depósito del Cretácico Inferior a Medio se localiza la Formación Tena junto a su arena productora Basal Tena que está separada a 600ft de lutita, roca-no reservorio y caliza A en su base de la arena productora U-superior perteneciente a la Formación Napo. En esta formación también se encuentra la arena U-inferior que está situada debajo de la arena U-superior. De igual

forma esta se encuentra separada de la arena T-superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base.

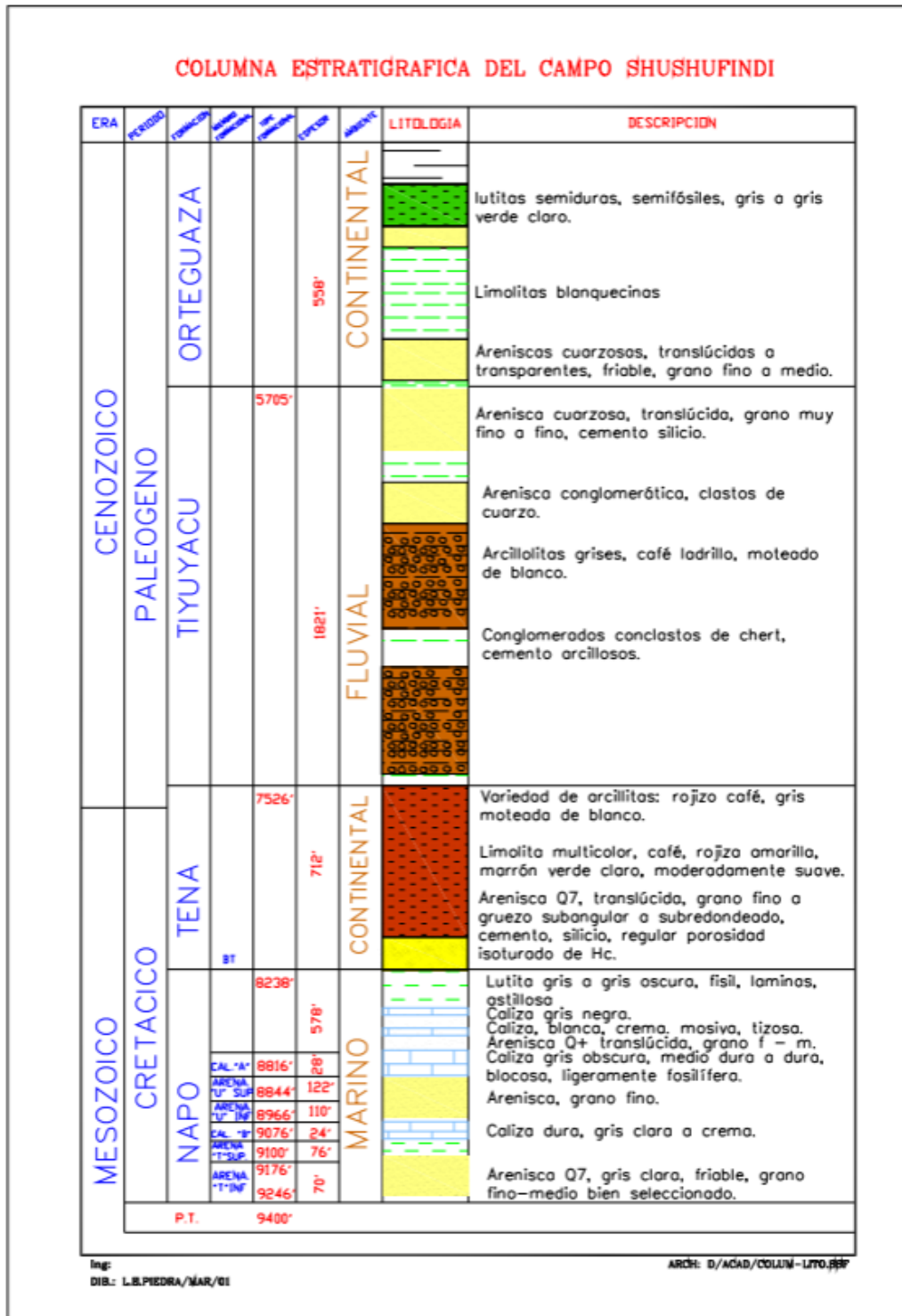


Figura 4. Estratigrafía del campo Shushufindi (Enríquez & Feijóo, 2008).

La presencia de la caliza A y B marcan el fin de los procesos de sedimentación de las arenas U y T, respectivamente. Ambas se formaron como resultado de depósitos ocurridos durante la máxima subida del nivel del mar.

Es importante recalcar que en campo Shushufindi los principales reservorios productores son: la arena U-inferior y T-inferior, como arenas productoras secundarias U superior, T superior y Basal Tena.

2.3 ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Las principales reservas del campo se encuentran alojadas en dos formaciones geológicas Napo y Tena. Dentro de la formación Napo, destacan las arenas productoras conocidas como “U” y “T”, que se subdividen en cuatro unidades: U superior, U inferior, T superior y T inferior.

Por otro lado, la formación Tena presenta una sola arena productora Basal Tena. Esta arena constituye el único reservorio identificado en dicha formación.

2.3.1 Formación Tena

a) Basal Tena

Es un yacimiento de menor importancia en el campo comportándose como secundario, el espesor varía dependiendo de zona en el área Sur-Oeste es menor a comparación del área Norte (Aguarico) pero tiene un aproximado de 22 ft, este reservorio presenta una estructura de grano decreciente que suele ser un problema serio. (Cisneros, 2017)

El reservorio a pesar de ser considerado secundario tiene una cantidad de 71 millones de barriles de petróleo en sitio. (Enríquez & Feijóo, 2008)

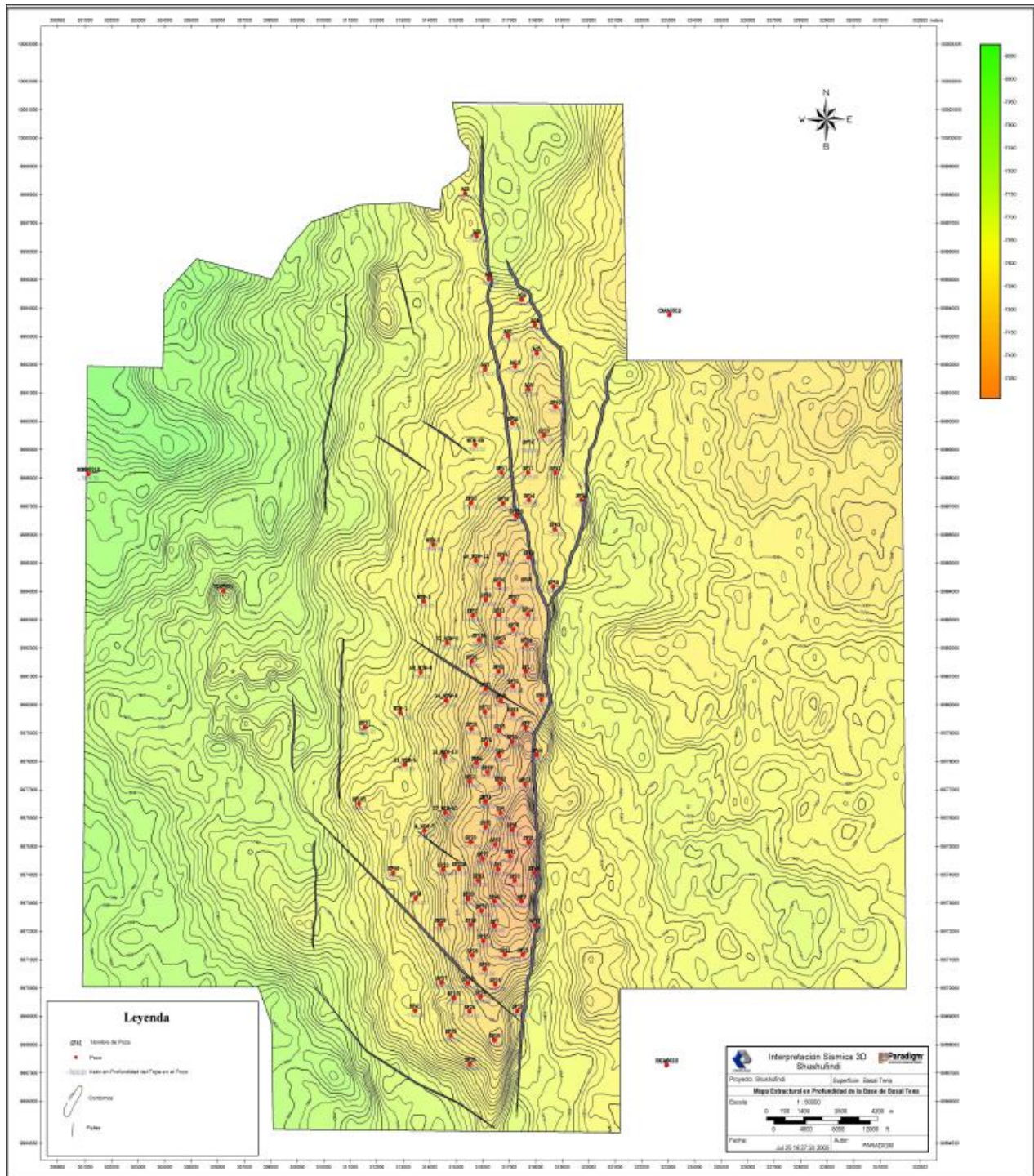


Figura 5. Mapa Estructural de la base Basal Tena (*Benavides & Zaldumbide, 2009*).

2.3.2 Formación Napo

En esta formación se encuentran los principales reservorios de la Cuenca Oriente, y por ende del campo Shushufindi: las areniscas U y T. Estos reservorios se formaron como un ambiente de deposición estuarino influenciado por mareas, y hacia el tope de la arenisca U el ambiente de deposición cambia a plataformas someras con facies. (Cisneros, 2017)

El origen y la constitución de los yacimientos son semejantes, ya que están conformados por areniscas de grano fino. Además, son regionalmente continuos, aunque existen barreras de permeabilidad, tanto longitudinales como transversales, que dividen el campo en subcampos. (Enríquez & Feijóo, 2008)

a) Arenisca “T”

En los registros analizados del campo Shushufindi, se destaca que la arenisca “T” esta sobre la calizas y lutitas de la Formación Napo Basal, la litología varía entre granos medio y grueso, con pequeñas apariciones de partículas finas ocasionalmente. También se observa la presencia de una matriz de caolinita y en menor proporción clorítica, así como algunos minerales similares a los de la arenisca “U” (Cisneros, 2017).

Las arenas presentes son limpias y continuas, lo que contribuye a la permeabilidad alta del reservorio. Generalmente, en la base de la arenisca se encuentran los mejores valores de permeabilidad y también de porosidad. Además, los fluidos presentes en este reservorio poseen una baja viscosidad (Benavides & Zaldumbide, 2009).

La arenisca “T” también se distingue por una mayor movilidad de fluido y una transmisibilidad superior en comparación a la arenisca “U”. El área inicial de la arena “T” saturada con hidrocarburo abarca el 38 415 acres, y su porosidad promedio se sitúa en un 17%. La

saturación inicial del agua es del 15%, mientras que la gravedad API del hidrocarburo oscila entre el 28° - 32° API (Enríquez & Feijóo, 2008).

- *Arenisca “T” superior.*

En la arenisca T superior se destaca la presencia de lutitas negras laminadas, depositadas en un ambiente marino tranquilo y anóxico. Esta capa se encuentra por encima de la arenisca T inferior correspondiente a una arenisca fina (Cisneros, 2017).

Gracias a estudios litológicos y petrofísicos, se a determinado que esta arenisca, a pesar de ser considere secundaria, un potencial prometedor, con una reserva de 229 millones de barriles de petróleo original en sitio. En cuanto a la producción no existen registros, ya que esta se incluye dentro de los datos globales de la arenisca “T” (Enríquez & Feijóo, 2008).

En cuanto a las permeabilidades, se observa que es considerablemente más baja a comparación de la arenisca “T” inferior. En la mayoría de sus pozos, este parámetro se mantiene por debajo de los 1000 milidarcies (Enríquez & Feijóo, 2008).

- *Arenisca “T” inferior.*

Este yacimiento, a pesar de que se extiende por todo el campo, no presenta discontinuidades en ninguna dirección dentro del subsuelo(Enríquez & Feijóo, 2008). La deposición de los sedimentos revela un entorno estuarino, y su litología consiste en una arenisca de cuarzo de grano fino a medio, muy bien distribuidos y formando una secuencia decreciente (Cisneros, 2017).

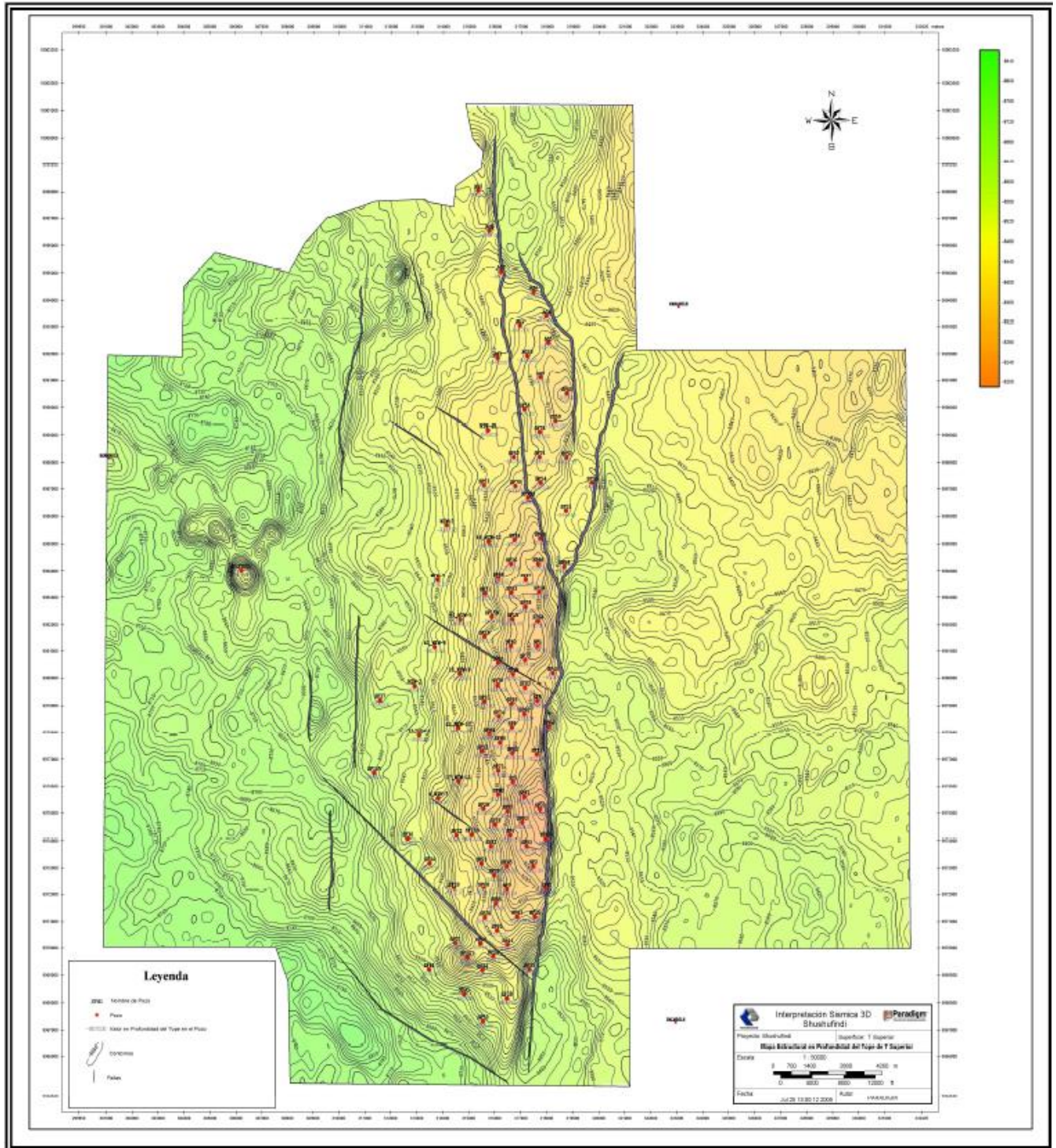


Figura 6. Mapa Estructural en la profundidad de T superior (Benavides & Zaldumbide, 2009).

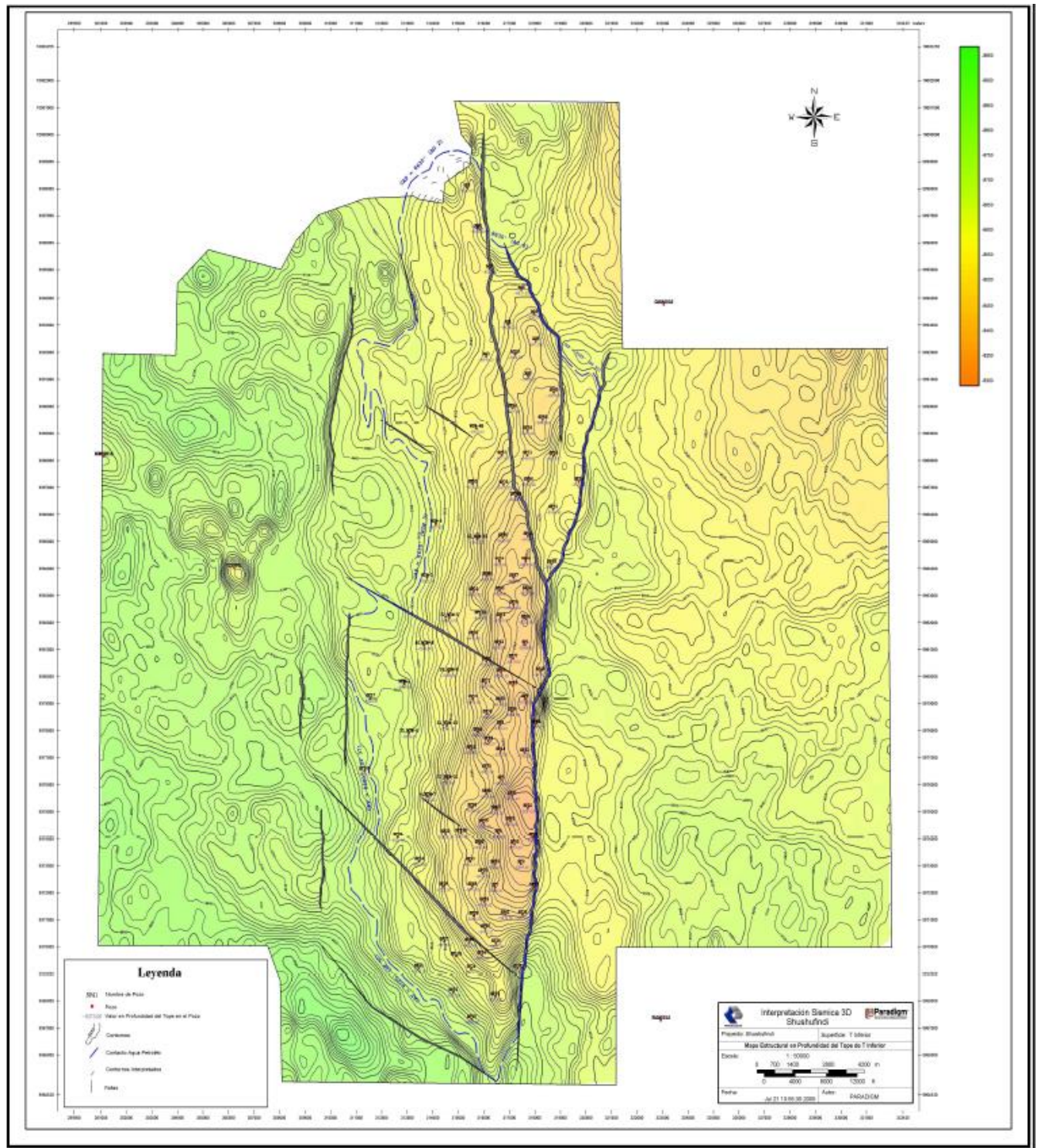


Figura 7. Mapa Estructural en la profundidad de T inferior (Benavides & Zaldumbide,2009).

a) Arenisca “U”

Las subdivisiones dentro en esta arenisca se encuentran separadas por lutitas, y tanto las propiedades de la roca como las de los fluidos una notable heterogeneidad a lo largo del campo. Además, la permeabilidad efectiva del petróleo se sitúa en torno a los 300 md, según los resultados de las pruebas de restauración de presión (Enríquez & Feijóo, 2008).

Los valores de salinidad varían significativamente, con concentraciones de cloruro de sodio que oscilan entre varían de 40 000 a 60 000 ppm a lo largo y ancho del campo. Por otro lado, la gravedad API también muestra variaciones según la zona de la arena, con valores que van de 24 – 30 °API. En las regiones más al sur, se ha llegado a registrado muestras con gravedad entre 16 – 20 °API (Benavides & Zaldumbide, 2009).

La saturación de agua inicial en esta arenisca es de 15%, mientras su porosidad promedio es del 17%, y un área inicial saturada de hidrocarburo 36 376 acres. Es importante recalcar que, gracias a la buena respuesta obtenida en los registros sísmicos, ha sido posible delimitar con mayor precisión gran parte del campo (Enríquez & Feijóo, 2008).

- *Arenisca “U” superior*

La arenisca “U” superior, también es conocida como G2, se encuentra en los intervalos donde su tope limita con Caliza A, mientras que su base con la Arenisca “U” inferior. En este reservorio se han estimado un volumen de 367 millones de barriles de petróleo en sitio, sin embargo, los registros de producción no se presentan de forma individual, ya que los datos se encuentran englobados junto a los de la Arenisca “U” inferior (Enríquez & Feijóo, 2008).

En este yacimiento, se observa una formación de cuerpos sedimentarios discontinuos, y la dirección no sigue una tendencia definida dentro del reservorio. En cuanto a la litología, la arenisca “U” superior muestra laminaciones que incluyen la presencia de glauconita y pirita diseminada (Cisneros, 2017).

Los registros de resistividad ofrecen un resultado favorable en la formación, ya que los minerales previamente mencionados presentan una buena conductividad. Gracias a ello, se abre la posibilidad de que exista un reservorio en la zona inferior de la formación (Benavides & Zaldumbide, 2009).

- *Arenisca “U” inferior*

Esta arena se ha identificado como una extensa formación de arenisca dentro del todo el subsuelo del campo Shushufindi, que funciona como una roca reservorio de alta calidad. Su grosor es variable, oscilando entre los 10 y 100 pies, lo que confirma un paquete arenoso significativamente desarrollado.

Desde el punto de vista litológico, esta roca está compuesta principalmente por cuarzo de tonalidad café claro y translúcido. Su granulometría varía de fina a media y presenta inclusiones de pirita.

Los análisis sísmicos de la zona sugieren que la deposición de estos sedimentos no fue uniforme. Por el contrario, se formaron a través de una red de canales arenosos con una orientación preferencial en dirección noroeste-sureste. Este patrón de depósito casi lineal indica que la actividad tectónica y las fallas estructurales del área jugaron un papel crucial, controlando y dirigiendo el flujo de los sedimentos que dieron origen a esta importante formación geológica. (Melendres & González, 2024)

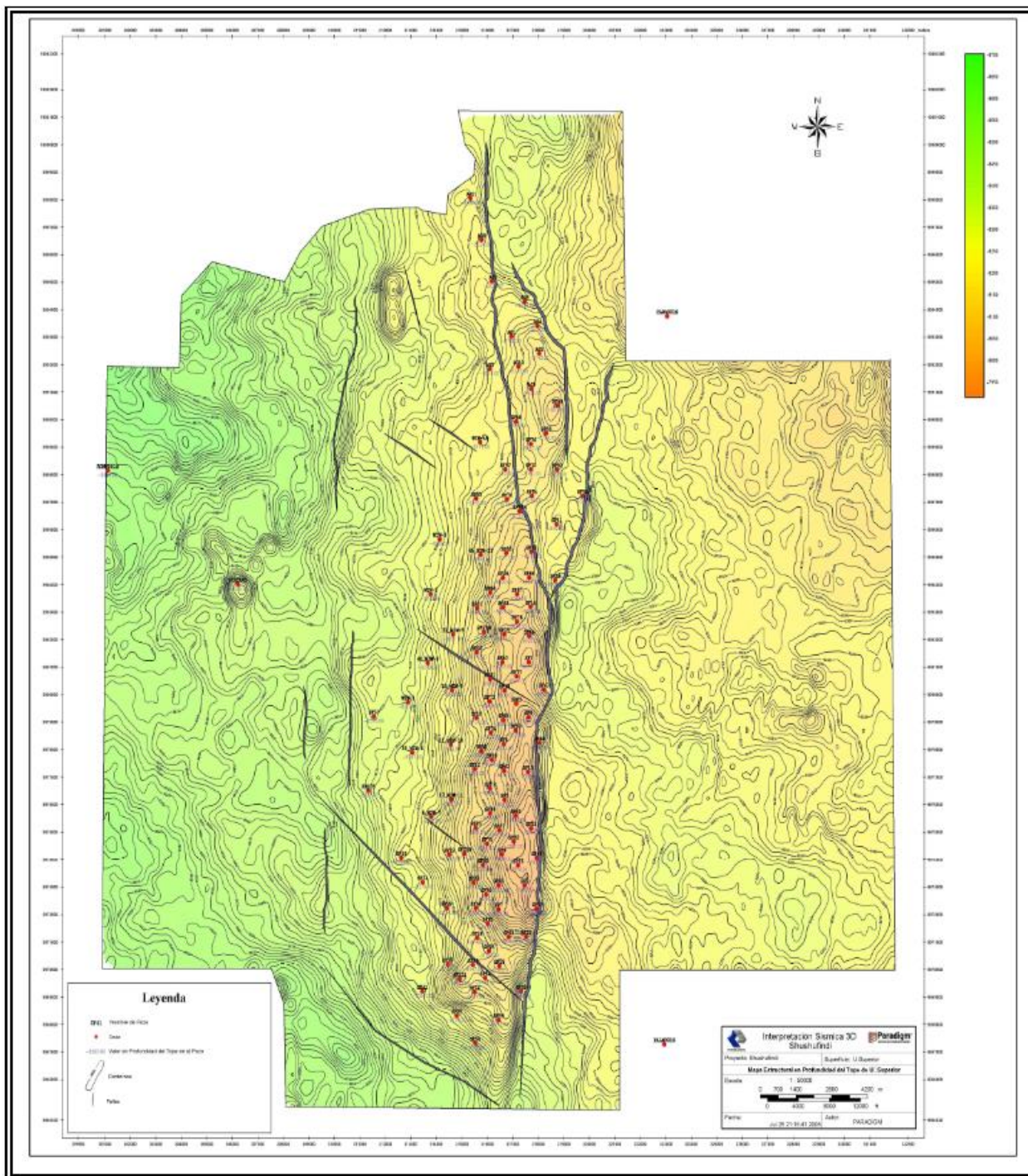


Figura 8. Mapa Estructural en la profundidad de U superior (Benavides & Zaldumbide, 2009)

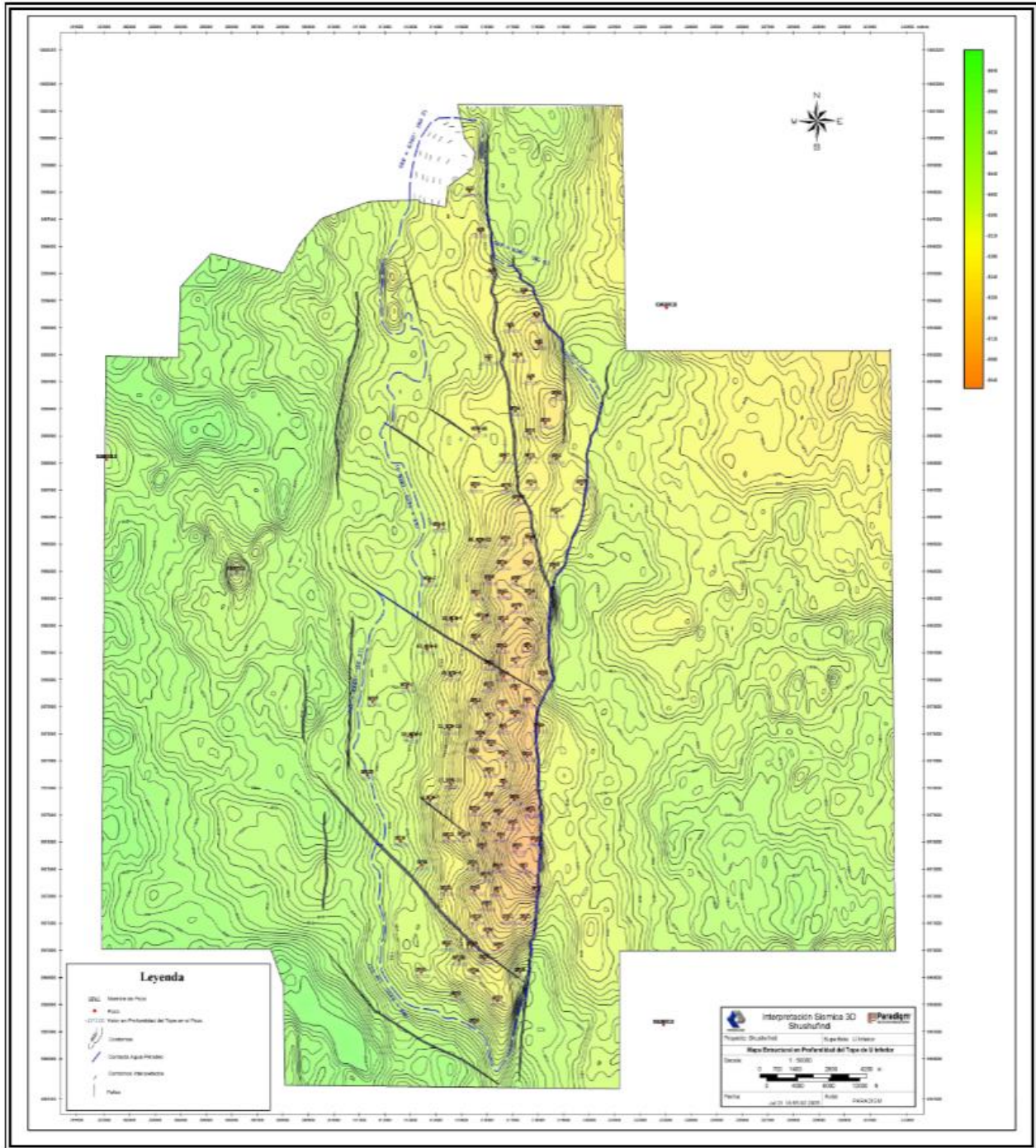


Figura 9. Mapa Estructural en la profundidad de U inferior (Benavides & Zaldumbide, 2009)

2.3.3 Topes y Bases

La delimitación de los reservorios T inferior y U inferior en este campo se ha realizado siguiendo criterios principalmente litoestratigráficos, aunque también se han considerado datos de producción. Para diferenciar los límites superiores e inferiores de estas formaciones, se ha empleado un conjunto integral de herramientas de análisis del subsuelo.(Melendres & González, 2024)

Esta segmentación se basa en la interpretación combinada de datos geofísicos, como lo son los perfiles eléctricos, perfiles de densidad y perfiles sísmicos, junto con el análisis directo de la roca a través de núcleos de perforación. La Tabla 1 presenta las profundidades medidas (MD) en pies que marcan los topes y bases de las formaciones de interés: Basal Tena y las areniscas U y T. (Melendres & González, 2024)

Tabla 1. Topes y bases de los yacimientos del Campo Shushufindi Aguarico (*Enríquez & Feijóo, 2008*)

<i>ARENA</i>	<i>TOPE (ft)</i>	<i>BASE (ft)</i>
<i>Basal Tena</i>	8013	8238
<i>Arenisca U</i>	8844	9076
<i>Arenisca T</i>	9100	9246

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

Las características básicas de las arenas productoras del campo Shushufindi se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. *Características de las arenas productoras.*

Fuente: (Moína, 2024)

<i>PARÁMETROS</i>	<i>BASAL TENA</i>	<i>U</i>	<i>T</i>
<i>Profundidad promedio (ft)</i>	9250	9300	9600
<i>Espesor saturado de petróleo, ho (ft)</i>	16	52	48
<i>Porosidad, (%)</i>	16	18	17
<i>Área, A (Acres)</i>	10977	36376	38415
<i>Factor de recobro, FR (%)</i>	30	53	53
<i>Permeabilidad, K (md)</i>	150	40-1100	10-900

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO

En su composición fundamental, los fluidos de los reservorios petroleros consisten en una intrincada combinación de compuestos de hidrocarburos. Adicionalmente, estas mezclas contienen elementos considerados impurezas, tales como el nitrógeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. (Enríquez & Feijóo, 2008)

Los buenos resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio son esenciales para determinar con precisión los parámetros PVT, esto permite predecir la conducta del fluido dentro del reservorio. (Benavides & Zaldumbide, 2009)

La configuración estructural del yacimiento es la causa principal de que los fluidos contenidos en las tres arenas productoras puedan llegar a presentar propiedades muy parecidas

entre sí. En la Tabla 3 se puede observar los resultados de los análisis PVT y BUILDUP de las arenas Basal Tena, U y T.

Tabla 3. Características de los fluidos del campo obtenido de (*Petroamazonas EP, 2016*)

<i>PARÁMETROS</i>	<i>BASAL</i>	<i>U</i>	<i>T</i>
	<i>TENA</i>		
<i>Presión inicial, Pi (psi)</i>	3860	3867	4050
<i>Presión de burbuja, Pb (psi)</i>	807	1010	1053
<i>Temperatura de formación, T (°F)</i>	195	218	218
<i>Gravedad específica del petróleo (°API)</i>	19 - 30	22,4	31,88
<i>Factor volumétrico inicial de petróleo, Boi (BL/BF)</i>	1,3097	1,288	1,3003
<i>Relación gas – petróleo, GOR (PSC/BF)</i>	400	233	383
<i>Saturación de agua inicial, Swi (%)</i>	24,8	15	15
<i>Salinidad NaCl (ppm)</i>	107000	99000	23000
<i>Salinidad Cl-1 (ppm)</i>	65000	60000	14000
<i>Resistividad @ Temperatura de formación</i>	0,028	0,031	0,101
<i>Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)</i>	2,8	2,8	1,08
<i>Viscosidad del agua, μ_w (cp)</i>		0,25 – 0,5	
<i>Compresibilidad del petróleo, Co (psi-1)</i>		7,756 x 10-6	
<i>Gravedad específica del gas, γ_g</i>		0,65	

2.6 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (BO)

El factor volumétrico de formación del petróleo (B_o) se establece como la relación entre el volumen que ocupa el petróleo (incluyendo el gas disuelto) en las condiciones del yacimiento y el volumen que ese mismo petróleo ocupa una vez es llevado a condiciones estándar; presión y temperatura de superficie. (Flores & Rea, 2023)

El B_o representa cuánto se expande el petróleo, cuando está bajo altas presiones y temperaturas del subsuelo (yacimiento) en comparación con su volumen en la superficie. Dado que el petróleo contiene gas disuelto que se libera al disminuir la presión (al llevarlo a superficie), el volumen en el yacimiento siempre será igual o mayor que el volumen en la superficie, lo que asegura que $B_o \geq 1$. (Flores & Rea, 2023)

Matemáticamente, esta relación para el factor de volumen de formación del petróleo se expresa como:

Ecuación 1.1 Factor volumétrico de petróleo

$$B_o = \frac{(V_o)_{P,T \text{ yacimiento}}}{(V_o)_{P,T sc}}$$

2.7 SOLUBILIDAD DEL GAS (RS)

La relación gas en solución-petróleo R_s es una propiedad que cuantifica el volumen de gas que permanece disuelto dentro de una unidad de petróleo crudo bajo las condiciones de presión y temperatura que prevalecen en el yacimiento. Se mide comúnmente en pies cúbicos estándar (Scf) de gas por cada barril normal (BN) de petróleo. (Castro & Gómez, 2016)

El comportamiento de la relación gas en solución, está ligado a la presión de burbuja (P_b), que es el punto de saturación del petróleo. A presiones iguales o superiores a la presión de burbuja, R_s mantiene un valor constante. Esto se debe a que el petróleo se encuentra en un estado

subsaturado. Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja, el petróleo se vuelve saturado, y el gas comienza a liberarse de la solución. (Castro & Gómez, 2016)

2.8 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

2.8.1 Clasificación de mecanismos de producción

Para poder predecir el comportamiento futuro de un yacimiento de petróleo, es indispensable contar con dos datos clave. Primero, se debe estimar con la mayor precisión posible el volumen original de hidrocarburos contenido en el reservorio. Segundo, es crucial comprender la energía natural que posee el yacimiento, ya que esta es la fuerza encargada de impulsar el petróleo y el gas hacia los pozos productores. (Enríquez & Feijóo, 2008)

Geológicamente, un reservorio de petróleo es una trampa contenida por capas de roca impermeable que impiden que los fluidos escapen. Además de estas rocas sello, sus límites también pueden estar definidos por los contactos entre fluidos, como la interfaz entre el agua y el petróleo o entre el gas y el petróleo.

El desempeño y la eficiencia de la producción de un reservorio dependen de las fuerzas de empuje natural que lo dominan. A continuación, se describen los mecanismos de producción primaria que rigen este comportamiento:

- ✓ Empuje hidráulico
- ✓ Expansión de la roca y fluido
- ✓ Gas en solución
- ✓ Expansión por capa de gas
- ✓ Segregación gravitacional

a) Empuje por expansión de fluidos

El proceso de producción de fluidos desde el yacimiento genera una disminución de la presión dentro del reservorio. Esta caída de presión desencadena un mecanismo de empuje natural denominado expansión de roca y fluido. (Guale, 2021)

Este mecanismo de empuje se identifica se caracteriza por:

- Rápida declinación de la presión.
- La relación gas-petróleo producida en los pozos se mantiene semejante a la relación inicial de gas en solución. El gas libre aún no se está liberando significativamente.
- Bajo factor de recobro, situándose alrededor del 5%.

b) Empuje por gas en solución

Este método de producción se genera cuando el gas previamente disuelto en el petróleo crudo comienza a liberarse. Al liberarse de la fase líquido, el gas forma burbujas dentro de los poros de la roca de yacimiento. Estas burbujas experimentan una expansión significativa a medida que la presión disminuye, ocupando espacio. De esta manera la fuerza generada por esta expansión es la que desplaza y empuja al petróleo hacia el pozo de producción. (Diaz & Chulde, 2021)

c) Empuje por casquete de gas

Este mecanismo se presenta cuando la presión inicial del yacimiento es igual o inferior al punto de burbuja, indicando la presencia de gas libre sobre el petróleo.

Al producir fluidos, la reducción de la presión en el reservorio permite que la capa de gas se expanda, generando que el petróleo se desplace hacia los pozos. Este método es más eficiente en la recuperación de petróleo que el método de gas en solución. (Diaz & Chulde, 2021)

d) Empuje hidráulico

Se caracteriza por poseer una conexión hidráulica con un acuífero, o también conocida como una formación rocosa-porosa saturada de agua, siendo este el soporte natural y la mayor fuente de energía disponible.(Diaz & Chulde, 2021)

Se genera a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de fluidos, esta caída de presión provoca la expansión del agua contenida en el acuífero, la cual, impulsa la invasión natural del agua desde el acuífero hacia el yacimiento, justo en el límite de ambos.(Calva, 2019)

e) Empuje por segregación gravitacional

El empuje de drenaje gravitacional se lo conoce como un mecanismo de empuje lento, aunque sumamente efectivo a largo plazo, es particularmente eficiente en yacimientos que presentan alto grado de inclinación.(Paris de Ferrer, 2009)

Este proceso se genera a medida que el gas se libera del petróleo, siendo su densidad menor la que lo impulse a moverse y acumularse en la parte más alta de la estructura del yacimiento. De esta manera, el petróleo, al ser más denso, es forzado a moverse hacia abajo por efecto de la gravedad, facilitando su drenaje hacia los pozos productores.(Guale, 2021)

2.8.2 Mecanismo de producción de las arenas productoras del campo

En el campo, las tres arenas presentan distintos tipos de empuje. Por un lado, la arenisca Basal Tena se caracteriza por tener un empuje de expansión de roca fluido. En cambio, las arenas “U” y “T” presenta empujes combinados, que incluyen expansión roca fluido e hidráulico (Salazar, 2014).

El empuje volumétrico se concentra principalmente hacia el centro del reservorio, siendo más eficiente en la arenisca “T”. En esta arenisca, el flujo de agua enfrenta menos barreras horizontales, lo que facilita su desplazamiento. Esta ventaja se debe a que la arenisca “T” presenta propiedades sísmicas homogéneas, lo que indica una estructura geológica más uniforme y favorable para el movimiento de fluidos(Salazar, 2014).

2.9 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL PUNTO DE BURBUJA

- Yacimientos saturados: los yacimientos saturados presentan una presión inicial igual o inferior a la del punto de burbuja (P_b). En la gráfica 8, estos estados se representan en los puntos B y C, dentro de la región bifásica, donde coexisten una fase líquida y una fase gaseosa. La composición del gas y del crudo varía significativamente, por lo que su comportamiento puede describirse mediante diagramas de fases que muestran la relación entre ambas fases. En el punto de burbuja (P_b), el sistema se encuentra en equilibrio y se comporta como un yacimiento subsaturado modificado debido a la presencia de gas libre. Cuando el gas alcanza el punto de rocío (E), puede experimentar un comportamiento retrógrado o no retrógrado, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. (Humberto & Macualo, s/f)
- Yacimientos subsaturados: se caracterizan por tener una presión inicial superior a la correspondiente al punto de burbuja (P_b). En la figura 10, esto se representa en el punto A, donde el fluido del yacimiento se encuentra únicamente en fase líquida. A medida que la presión disminuye y alcanza el punto de burbuja (P_b), el gas

disuelto comienza a liberarse del crudo, formando burbujas que posteriormente se agrupan y migran hacia el pozo. Conforme avanza este proceso, la producción de gas aumenta progresivamente, mientras que el flujo de petróleo disminuye de manera gradual. En la etapa de depleción, una fracción considerable del crudo permanece aún en el yacimiento. (Humberto & Macualo, s/f)

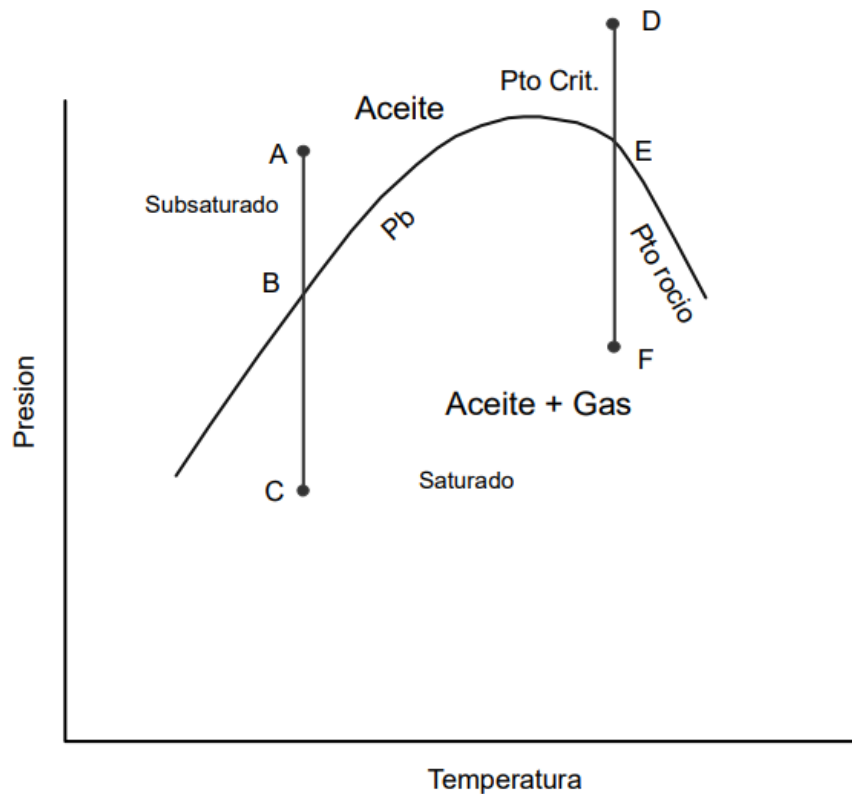


Figura 10. Clasificación de los Yacimientos respecto al punto de burbuja (Humberto & Macualo, s/f).

2.10 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

La interpretación del cálculo se define como el volumen total de petróleo presente en el yacimiento, al cual se lo denomina N. Este volumen puede calcularse de diversas maneras, siendo

las más utilizadas en la ingeniería de yacimientos la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) y el Método Volumétrico.

2.10.1 Métodos de cálculo de petróleo original en sitio

a) Ecuación de Balance de materiales (EBM)

Es una forma básica para entender el comportamiento de los de los yacimientos, con una correcta interpretación. Esta considera que la variación de presión y saturación es uniforme en tiempo, pero no en posición, esto crea un escenario en equilibrio donde el gas y petróleo se encuentran en un modelo típico de tanque (Paris de Ferrer, 2009).

A partir de la aplicación de la EBM, es posible predecir el comportamiento de la presión del yacimiento con base en su historia de producción, lo que permite evaluar la eficiencia del mecanismo de empuje y el estado energético del sistema. Asimismo, esta herramienta facilita la estimación de las profundidades de los contactos agua-petróleo, gas-petróleo y agua-gas, proporcionando información clave sobre la distribución de los fluidos en el reservorio (Paris de Ferrer, 2009).

El uso de la Ecuación de Balance de Materiales permite determinar el POES, GOES, para estimar el tamaño de la capa de gas y la presencia de un acuífero. De igual manera refleja el comportamiento futuro del yacimiento, contribuyendo a la planificación óptima de la producción y a la toma de decisiones para maximizar la recuperación de hidrocarburos(Paris de Ferrer, 2009).

b) Método Volumétrico

Este modelo se basa en datos geológicos que geoméricamente describen al yacimiento, en propiedades de la roca y de los fluidos saturados. Mediante una multiplicación con factor de recobro del yacimiento se obtiene el volumen de petróleo original en el sitio (N). (Chasi, M 2012)

2.11 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Los depósitos de hidrocarburos se consideran al volumen de combustible que podría ser recuperado desde los yacimientos, lo cual abarca acumulaciones aún no localizadas. Dicha proyección se fundamenta en la posibilidad de hallar esas acumulaciones de crudo en zonas geográficas concretas. Además, se proyecta que los avances técnicos futuros permitan que la obtención de esta materia prima sea un proceso conveniente en términos económicos. (Guale, 2021)

Adicionalmente, estos depósitos deben cumplir cuatro requisitos: ser hallados, poderse extraer, resultar rentables y tener un saldo disponible al tiempo del análisis, todo sustentado en la ejecución de un plan de explotación. (Premex, 2022)

2.11.1 Clasificación de reservas según grado de certeza

Según el grado de certeza, las reservas se clasifican de la siguiente manera:

a) Reservas probadas

Son cantidades de petróleo ubicadas en depósitos del subsuelo. Tras llevar a cabo la perforación de pozos, su existencia se ha verificado mediante una evaluación técnica e información geológica. Se consideran recuperables con un nivel que ronda los 90%. Estos se calculan en campos ya descubiertos, y considerando la viabilidad financiera, procedimientos operativos y normativas. (Salazar, 2014)

b) Reservas probables

Se trata de los volúmenes de crudo no probados, cuya evaluación indica un grado de certidumbre inferior a los recursos comprobados. En este ámbito, si se emplean procedimientos estadísticos, debe existir, como mínimo, una oportunidad de recuperación del 50%. La valoración

técnica sugiere que estos podrían extraerse, aunque con un nivel de confianza inferior al de los depósitos certificados. (Salazar, 2014)

c) Reservas posibles

Son reservas no probadas, su evaluación geológica señala una menor viabilidad de extracción en comparación con las reservas consideradas probables. (Guale, 2021)

2.12 FACTOR DE RECOBRO

Se lo define como la fracción volumétrica del petróleo in situ que se puede extraer. Este valor, usualmente expresado como porcentaje, se calcula dividiendo los hidrocarburos recuperados entre los que se estiman inicialmente en el yacimiento, dependiendo este de su mecanismo de empuje. (Guale, 2021)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

El estudio se desarrolla sobre la arena U Inferior del sector norte del campo Shushufindi, integrando información geológica, petrofísica, de presión y de comportamiento productivo para obtener una caracterización técnica detallada del yacimiento. La metodología contempla la recopilación, validación y análisis de datos provenientes de registros de pozo, estudios PVT, pruebas de presión y descripciones petrofísicas.

Este enfoque permite establecer un marco analítico sólido para la evaluación volumétrica y dinámica del yacimiento, asegurando que las estimaciones reflejen de manera fiel las condiciones reales de la zona de estudio.

3.2 ANÁLISIS GEOLÓGICO

En la unidad U Inferior se observó la consistencia del marco tectónico con las unidades superiores, manteniéndose el rumbo de las fallas principales, la alineación estructural y el buzamiento regional.

El contacto agua-petróleo se determinó en -8.380 pies en el sector norte mediante los pozos AGU-2 y AGU-8; en -8.440 pies en el área central a partir de los pozos SSF-37 y SSF-105; y en -8.450 pies en la zona sur, identificado en los pozos SSF-50 y SSF-39. Esta configuración del contacto refleja el control tectónico y la inclinación estructural del reservorio.

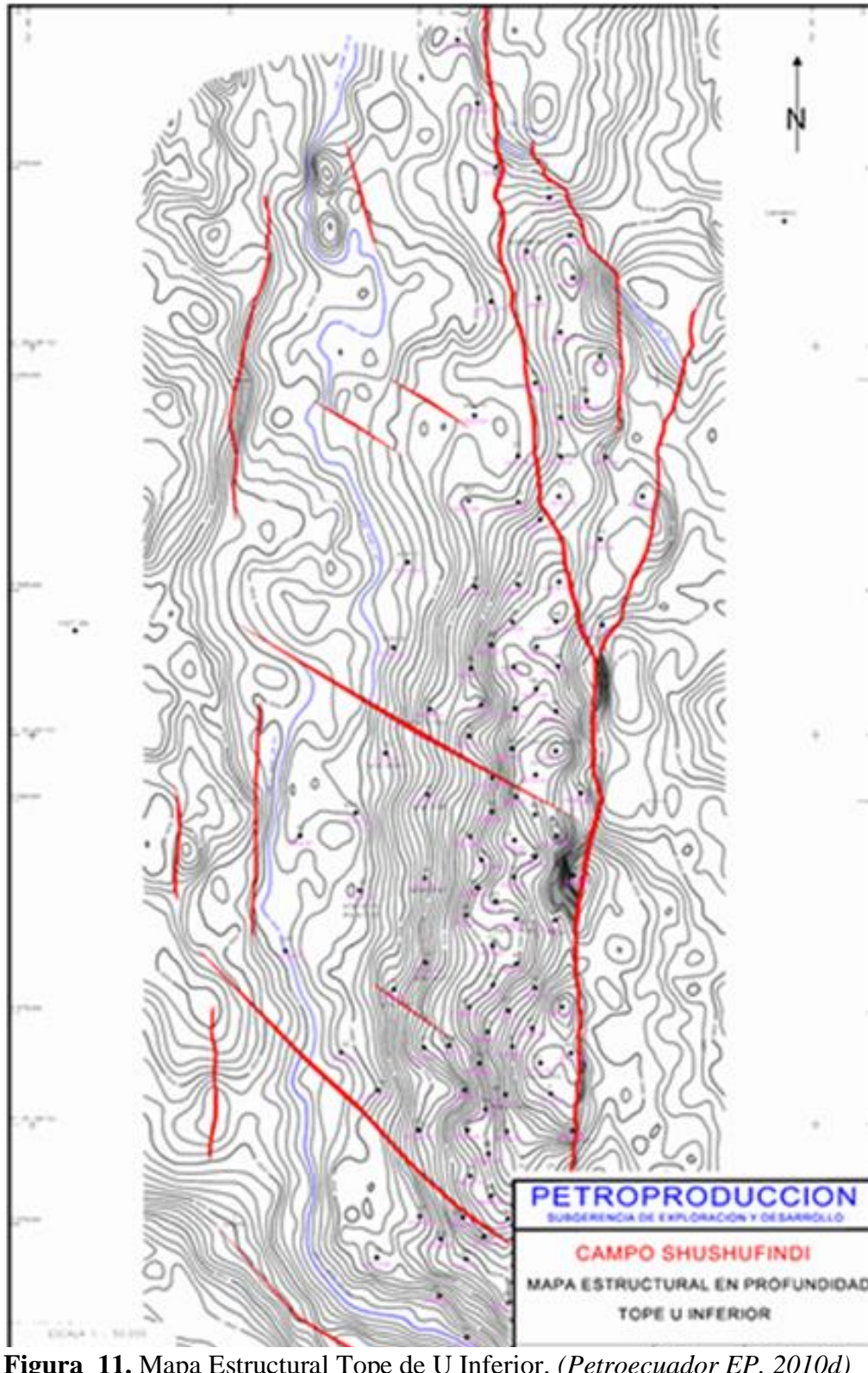


Figura 11. Mapa Estructural Tope de U Inferior. (Petroecuador EP, 2010d)

La correlación estratigráfica, ubicada al norte del Campo Shushufindi-Aguarico, demuestra la tendencia de colocación para las unidades T (Intervalo inferior) y U Inferior, donde se observa la extensión y continuidad de los cuerpos de arenas de estas unidades.

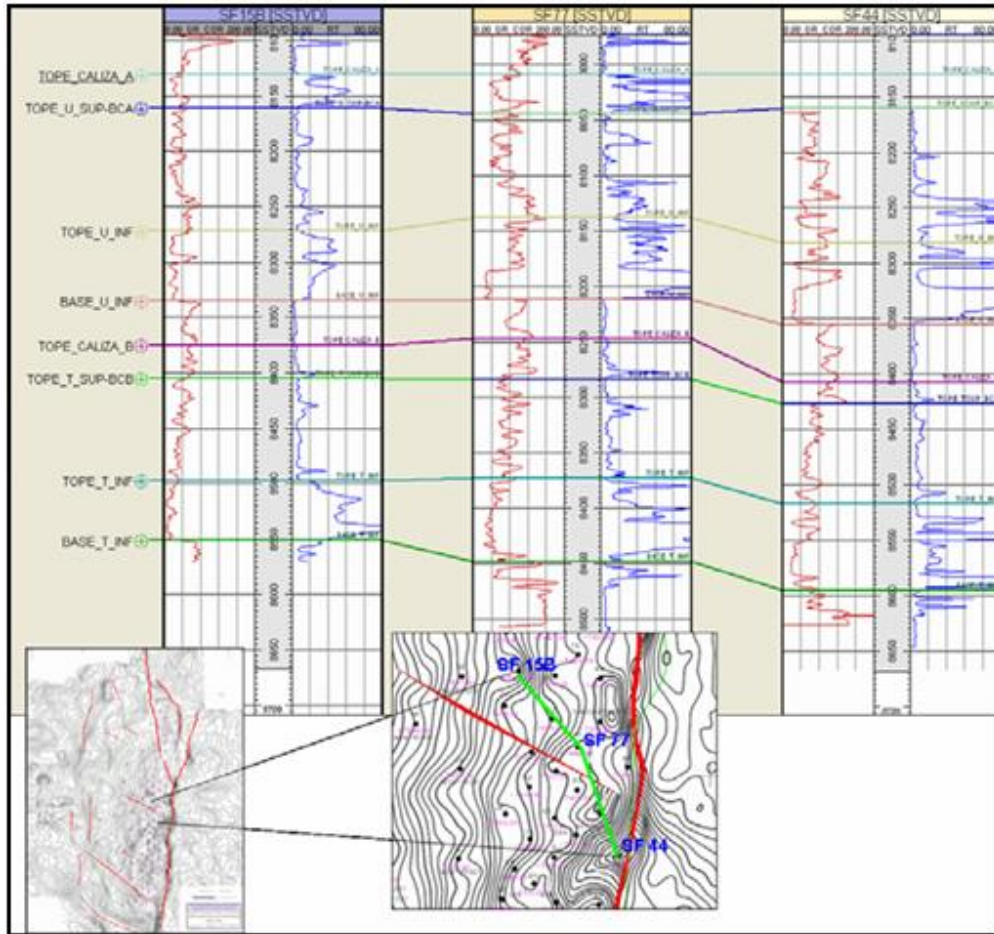


Figura 12. Correlación estratigráfica NO-SE (Petroecuador EP, 2010b)

En la columna estratigráfica de la zona de interés del campo, se describieron las unidades U Superior y U Inferior como sigue:

- U Superior: Arenisca cuarzosa de color café claro, transparente a subtransparente, con granos de tamaño fino a medio, subredondeados a subangulares y pobre selección. Se presenta suelta, sin matriz ni cemento visibles, y ocasionalmente contiene inclusiones de glauconita.

- U Inferior: Arenisca cuarzosa de color café claro, transparente a translúcida, con granos predominantemente finos a medios, localmente gruesos, subredondeados a subangulares y pobre selección. No se observa matriz ni cementos visibles.

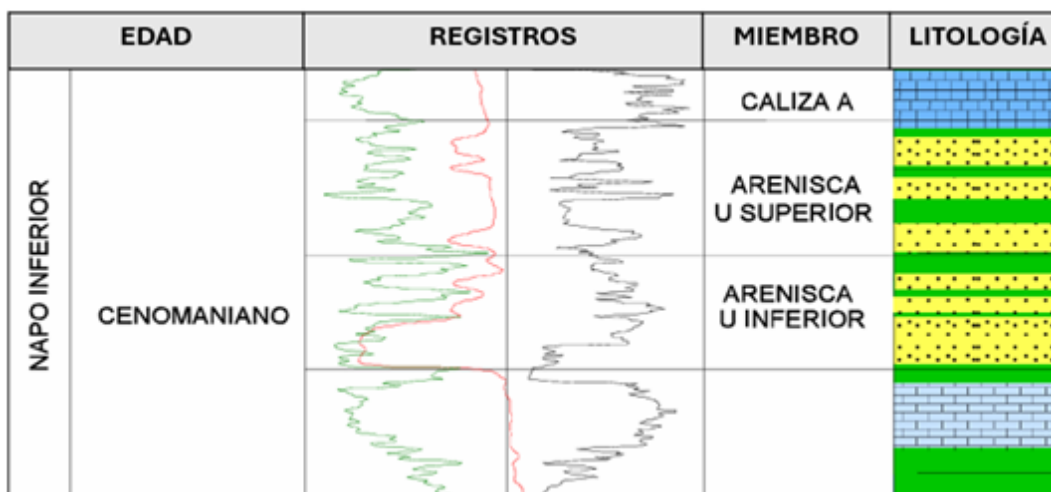


Figura 13. Columna Estratigráfica zona de interés campo Shushufindi

(Petroecuador EP, 2010)

3.3 ANÁLISIS PVT

Se utilizan datos de pruebas de separador, mediciones de presión tipo buildUp y un informe PVT para el análisis y calibración de las propiedades del fluido. Los parámetros medidos, tales como la relación gas-petróleo, el factor volumétrico de petróleo y la viscosidad, se ajustan mediante correlaciones estándar, garantizando la consistencia con las condiciones de yacimiento y el historial de producción observado.

3.3.1 Presión y temperatura del separador

Los valores de presión y temperatura reportados corresponden a las condiciones operativas de los separadores de superficie para los pozos **analizados**. Estos parámetros presión de operación (P_{op}) y temperatura de operación (T_{op}), constituyen la base para la estimación y el cálculo de las

propiedades PVT del crudo, ya que reflejan las condiciones en las cuales el fluido se separa inicialmente en superficie. En la siguiente tabla se resumen los valores registrados en campo para cada equipo en servicio.

Tabla 4. Descripción Técnica de los Separadores de la Estación Shushufindi Central de (*Paris de Ferrer, 2009*)

Identificación del Equipo (TAG)	Descripción	Tipo	Presión de Diseño (psig)	Temperatura de Diseño (°F)	Observaciones
V-017	Separador de prueba	Horizontal - Bifásico	130	155	Equipo en servicio, Pop 26 psig, Top 167 °F
V-018	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	125	200	Equipo en servicio, Pop 29 psig, Top 120 °F
V-019	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	155	155	Equipo en servicio, Pop 29 psig, Top 120 °F
V-020	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	155	160	Equipo en servicio, Pop 27 psig, Top 120 °F
V-021	Separador de producción de agua libre (FWKO)	Horizontal - Trifásico	150	180	Equipo en servicio, Pop 25 psig, Top 125 °F

A partir de los valores presentados, se obtiene una presión promedio de separador de 27 psig y una temperatura promedio de 130 °F, los cuales son considerados como condiciones representativas para los cálculos de las propiedades PVT del fluido producido en los pozos analizados.

3.3.2 Presión de yacimiento mediante BuildUp

Los intervalos disparados en el pozo Shushufindi 63, correspondientes a la arena U, comprenden las secciones comprendidas entre 9014–9016 pies, 9023–9028 pies, 9035–9038 pies,

9048–9080 pies y 9090–9110 pies, con una longitud total perforada de 62 pies. Estas zonas representan las capas productoras activas del pozo, desde donde se obtuvo la información de presión y producción utilizada para el análisis del comportamiento transitorio.

Durante la prueba se registraron los periodos de flujo y cierre indicados, los cuales son fundamentales para la interpretación del comportamiento de presión transitoria. El tiempo de producción representa la etapa de flujo estabilizado antes del cierre, mientras que el tiempo de cierre corresponde al periodo de restauración de la presión del yacimiento.

Tabla 5. Tiempo de producción para la prueba Buildup

Parámetro	(hrs)
t ₁	2.60
t ₂	40.49
t ₃	57.97
Tiempo de producción	37.89
Tiempo de cierre	17.48

Los resultados principales obtenidos de la prueba de restauración de presión corresponden a las presiones medidas con el registrador electrónico instalado a 8.915 pies de profundidad. En este punto, la presión de fondo fluyente (P_{wf}) alcanzó un valor de 1.175 psi, mientras que la presión estática (P_{ws}) registrada tras el periodo de cierre fue de 1.320 psi.

Con el fin de obtener una representación más precisa de las condiciones reales del yacimiento, las presiones registradas en el sensor serán corregidas a la profundidad de los medios perforados (mp), ubicada a 9.062 pies. Esta corrección es necesaria para eliminar el efecto hidrostático asociado a la columna de fluido entre el punto de medición y el intervalo productor, garantizando que los valores de presión reflejen fielmente el comportamiento del sistema en el horizonte productivo.

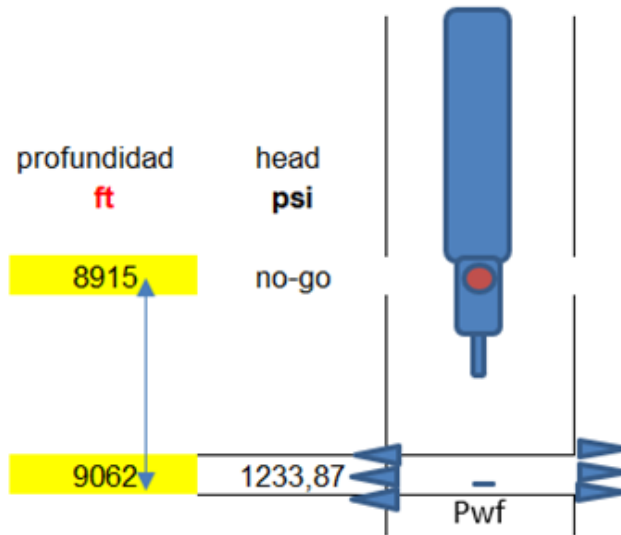


Figura 14. Esquema de diferencia de profundidad en el pozo (*Petroecuador EP, 2010c*)

A partir de las profundidades de registro y de los valores de presión medidos, se procede a realizar la corrección de presión hidrostática utilizando un gradiente de fluido equivalente a $\rho_w = 0.433 \text{ psi/ft}$, correspondiente a la densidad del fluido en el pozo. Este gradiente permite estimar la presión de corrección entre la profundidad del sensor y la de los medios perforados, ajustando así las presiones a las condiciones reales del intervalo productor y garantizando una interpretación más confiable del comportamiento del yacimiento.

$$Gm = Gw + Go$$

$$Grd \text{ water} = 0,443 * \frac{BSW (100\%)}{100}$$

$$Grd\ oil = 0,443 * sg\ oil * \left(1 - \frac{BSW\ (100\%)}{100}\right)$$

$$Presión\ de\ corrección = (Formation\ Depth - Sensor\ Depth) \times Gm$$

Los resultados de la corrección de presiones indican que, considerando un gradiente del aceite (GE Oil) de 0,898 y un gradiente de mezcla de 0,400 psi/ft, la presión de corrección calculada fue de 58,866 psi.

Aplicando este ajuste a los registros de presión obtenidos en el sensor, se obtienen las presiones corregidas a la profundidad de medios perforados (mp): $P_{wf} = 1233\ psi$ y $P_{ws} = 1378\ psi$. Estos valores constituyen las referencias finales para la interpretación del comportamiento transitorio del pozo y para la estimación de las propiedades dinámicas del yacimiento.

3.3.3 Propiedades del fluido del yacimiento

Las propiedades básicas del fluido del yacimiento son esenciales para la caracterización PVT, ya que determinan su comportamiento termodinámico bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Entre los parámetros fundamentales se incluyen la gravedad API del crudo, la gravedad específica del gas asociado, la temperatura de yacimiento y la presión de burbujeo (P_b). Estos valores permiten definir con precisión el tipo de fluido, su grado de volatilidad y las condiciones bajo las cuales se separan las fases líquida y gaseosa. En la siguiente tabla se presentan los valores representativos determinados para el yacimiento en estudio.

Tabla 6. Propiedades del fluido para método volumétrico

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Gravedad API del crudo	API	26	°API
Gravedad específica del gas	γ_g	1.18	-
Temperatura de yacimiento	T	218	°F
Presión de burbujeo	Pb	1250	psi

De acuerdo con los datos obtenidos, el fluido corresponde a un petróleo crudo mediano (26° API) con gas asociado ligeramente pesado ($\gamma_g = 1.18$). La temperatura promedio del yacimiento es de 218 °F, mientras que la presión de burbuja se establece en 1250 psi. Estos valores son utilizados como condiciones base para el modelado y la estimación de las propiedades PVT del sistema petróleo–gas.

A continuación, se presenta una tabla que resume las principales propiedades del sistema de fluidos del yacimiento, las cuales sirven como base para la estimación de las demás propiedades PVT mediante el uso de correlaciones empíricas y técnicas de análisis. Estos parámetros representan las condiciones promedio del crudo, gas y yacimiento, y permiten realizar una caracterización coherente con el comportamiento termodinámico del fluido bajo distintas presiones y temperaturas.

Tabla 7. Propiedades del fluido según correlaciones (Aguilar & Delgado, 2025)

Parámetro	Símbolo	Valor
Gravedad API del crudo	°API	26
Gravedad específica del gas	γ_g	1.18
Presión del separador	P_s [psia]	26
Temperatura del separador	T_s [°F]	127
Temperatura del yacimiento	T_r [°F]	218
Presión de burbujeo	P_β [psia]	1250

3.3.4 Relación gas petróleo GOR

El análisis del Gas-Oil Ratio (GOR) se inicia utilizando las propiedades PVT del crudo y los datos de presión y temperatura previamente corregidos. Para este fin, se evaluaron diversas correlaciones empíricas reportadas en la literatura, considerando su aplicabilidad según los rangos de gravedad API y gravedad del gas del fluido en estudio. La selección de correlaciones válidas garantiza que los valores obtenidos sean consistentes con las condiciones del yacimiento y representativos del comportamiento real del crudo.

Tabla 8. Correlaciones aplicables dentro del rango de operación, (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	GOR estimado (scf/bbl)
Standing	California	1947	210,24
Lasater	Mid USA/Canada	1958	199,83
Vasquez-Beggs	Databank	1980	211,61
Glaso	North Sea	1980	190,96
Al-Marhoun	Middle East	1988	213,05
McCain	Databank	1991	212,56
DeGhetto	Databank	1994	215,38
Hanafy-Macary	Egypt	1997	184,63
Al-Shammasi	Databank	1999	207,34
Dindoruk-Christman	Gulf of Mexico	2001	244,63

Las correlaciones listadas en la tabla cumplen con los rangos de gravedad API y gravedad de gas del crudo analizado, por lo que sus estimaciones de GOR son consideradas confiables y representativas para la caracterización del yacimiento.

Tabla 9. Correlaciones fuera de rango (Aguilar & Delgado, 2025).

Autor	Área	Año	GOR Estimado (scf/bbl)	Motivo
Dokla-Osman	UAE	1992	334,00	Fuera del rango API
Farshad	Colombia	1992	236,71	Fuera del rango de gravedad de gas
Almehaideb	UAE	1997	260,97	Fuera del rango API
Petrosky	Gulf of Mexico	1998	232,97	Fuera del rango de gravedad de gas

Las correlaciones presentadas en la tabla se encuentran fuera de los rangos de aplicación del crudo estudiado, debido a discrepancias con la gravedad API o la gravedad del gas, por lo que no se utilizan para los cálculos definitivos de GOR en el presente análisis.

El análisis final del conjunto de correlaciones válidas permitió calcular un promedio de GOR de 211,52 scf/bbl, con una desviación estándar de 18,21 scf/bbl, valores que serán adoptados como referencia para la estimación de propiedades PVT adicionales y la modelación del comportamiento del yacimiento en la arena U Inferior.

3.3.5 Presión de burbuja

El cálculo de la presión de burbujeo (P_b) se inicia considerando las propiedades PVT previamente determinadas del crudo y gas asociado, así como las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Para estimar P_b se evaluaron diferentes correlaciones reportadas en la literatura, seleccionando aquellas cuyo rango de aplicación coincide con las características del fluido estudiado.

Tabla 10. Correlaciones aplicables dentro del rango de operación (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	Pb estimada (psi)
Standing	California	1947	1.505,36
Lasater	Mid USA/Canada	1958	1.555,70
Vasquez-Beggs	Databank	1980	1.524,97
Glaso	North Sea	1980	1.694,26
Al-Marhoun	Middle East	1988	1.453,26
McCain	Databank	1991	1.496,60
DeGhetto	Databank	1994	1.530,48
Hanafy-Macary	Egypt	1997	1.621,61
Al-Shammasi	Databank	1999	1.506,14
Dindoruk-Christman	Gulf of Mexico	2001	1.347,06

Las correlaciones listadas cumplen con los rangos de aplicación del fluido estudiado, considerando tanto la gravedad API del crudo como la gravedad específica del gas. Por ello, sus estimaciones de P_b se consideran confiables y representativas para la caracterización del comportamiento PVT del yacimiento.

Tabla 11. Correlaciones fuera de rango (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	P_b estimada (psi)	Motivo
Dokla-Osman	UAE	1992	1.051,41	Fuera del rango API
Farshad	Colombia	1992	1.369,24	Fuera del rango de gravedad de gas
Almehaideb	UAE	1997	1.258,57	Fuera del rango API
Petrosky	Gulf of Mexico	1998	1.441,26	Fuera del rango de gravedad de gas

Las correlaciones presentadas en la tabla se encuentran fuera de los rangos aplicables y, por lo tanto, no se utilizan para los cálculos finales de presión de burbujeo. El análisis final de las correlaciones válidas permite determinar un promedio de P_b de 1453 psi, con una desviación estándar de 160 psi.

3.3.6 Factor volumétrico del petróleo

La estimación del factor volumétrico del aceite (B_o) se realiza utilizando las propiedades PVT del crudo previamente determinadas, incluyendo presión de burbujeo y composición del gas asociado. Se evaluaron múltiples correlaciones reportadas en la literatura, seleccionando aquellas que son aplicables a las condiciones del fluido y yacimiento.

Tabla 12. Correlaciones válidas para B_o (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	B_o estimado (bbl/stb)
Standing	California	1947	1,2048
Vasquez-Beggs	Databank	1980	1,1784

Autor	Área	Año	Bo estimado (bbl/stb)
Glaso	North Sea	1980	1,1656
Al-Marhoun	Middle East	1988	1,2192
McCain	Databank	1991	1,1965
DeGhetto	Databank	1994	1,1737
Hanafy-Macary	Egypt	1997	1,3054
Al-Shammasi	Databank	1999	1,2056
Dindoruk-Christman	Gulf of Mexico	2001	1,2006

Las correlaciones presentadas en la tabla se encuentran fuera de los rangos de aplicación permitidos para el fluido estudiado, por lo que no se emplearán en los cálculos definitivos de B_o , evitando así resultados no representativos. El análisis final de las correlaciones válidas permite determinar un promedio de B_o de 1,2089 bbl/stb, con una desviación estándar de 0,0349 bbl/stb.

Tabla 13. Correlaciones fuera de rango (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	Bo estimado (bbl/stb)	Motivo
Dokla-Osman	UAE	1992	1,2347	Fuera del rango API
Farshad	Colombia	1992	1,2132	Fuera del rango de gravedad de gas
Almehaideb	UAE	1997	1,2189	Fuera del rango API
Petrosky	Gulf of Mexico	1998	1,1989	Fuera del rango de gravedad de gas

3.3.7 Viscosidad del petróleo

La estimación de la viscosidad del aceite (μ_o) se realiza utilizando los datos PVT previamente determinados y considerando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Se evaluaron varias correlaciones empíricas reportadas en la literatura, seleccionando aquellas que son aplicables a las propiedades del fluido bajo estudio.

Tabla 14. Correlaciones válidas para μ_o (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	μ_o estimada (cP)
Chew-Connally	Databank	1959	1,74284
Beggs-Robinson	Databank	1975	1,16142
Glaso	North Sea	1980	1,35747
McCain	Databank	1991	1,64659
DeGhetto	Databank	1994	1,76986
Dindoruk-Christman	Gulf of Mexico	2001	1,52036

El análisis de las correlaciones válidas permitió determinar un promedio de viscosidad de 1,53309 cP, con una desviación estándar de 0,23752 cP.

3.3.8 Compresibilidad

La compresibilidad del petróleo (C_t) se estima utilizando las propiedades PVT del crudo bajo las condiciones de presión propias del yacimiento. Para ello, se analizaron diversas correlaciones publicadas en la literatura, seleccionando únicamente aquellas que resultan aplicables a las características del petróleo estudiado y que cumplen con los rangos de gravedad API y composición de gas asociados.

Tabla 15. Correlaciones válidas para C_t (Aguilar & Delgado, 2025)

Autor	Área	Año	C_t estimada (1/psi)
Vasquez-Beggs	Databank	1980	2,1079E-05
McCain	Databank	1991	3,1467E-05
DeGhetto	Databank	1994	5,2033E-05
Petrosky	Gulf of Mexico	1998	1,2124E-05
Dindoruk-Christman	Gulf of Mexico	2001	9,4812E-06

El análisis final de las correlaciones válidas permitió calcular un promedio de C_t de 2,279E-05 1/psi, con una desviación estándar de 1,657E-05 1/psi.

3.4 VOLUMEN DEL YACIMIENTO

El cálculo del volumen bruto de roca (VBR) se realizó a partir de la digitalización del mapa isopaco correspondiente a la Arena U Inferior, delimitando las curvas de espesor a través de un proceso de trazado y vectorización georreferenciada. Con esta información, se obtuvo el área efectiva asociada a cada intervalo isopaco, la cual permitió determinar los volúmenes parciales de roca aplicando el método de isocoras.

Para cada segmento, el volumen se calculó mediante la fórmula trapezoidal o, en su caso, la fórmula piramidal, según la relación de áreas consecutivas. Las expresiones utilizadas fueron:

$$\text{Método Trapezoidal: } \Delta V = \frac{(A_1 + A_2)}{2} \times h$$

$$\text{Método Piramidal: } \Delta V = \frac{A_2 \times h}{3}$$

Donde:

- A_1 y A_2 son las áreas de las curvas isopacas sucesivas (en acres).
- h es el intervalo vertical de espesor entre isocoras (pies).
- ΔV es el volumen parcial en unidades de acre-pie.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 16. Cálculo del volumen bruto de roca – Método de Isocoras (Aguilar & Delgado, 2025)

Área Prospectiva	Área (acres)	Relación de Áreas	Intervalo H (pies)	Ecuación	ΔV (acre-pie)
0,05	4.525,00	–	70,38	Trapezoidal	10.229,35
0,47	7.606,17	0,74	70,38	Trapezoidal	7.606,17
0,64	4.538,30	0,60	70,38	Trapezoidal	4.538,30
0,82	2.281,06	0,50	70,38	Trapezoidal	2.281,06
1,09	934,40	0,41	70,38	Trapezoidal	934,40
1,24	477,70	0,51	70,38	Trapezoidal	477,70
1,42	279,50	0,58	70,38	Trapezoidal	279,50
1,61	175,40	0,63	70,38	Trapezoidal	175,40
1,81	112,55	0,64	70,38	Trapezoidal	112,55
2,07	71,35	0,63	70,38	Trapezoidal	71,35
2,24	48,60	0,68	70,38	Trapezoidal	48,60
2,43	31,15	0,64	70,38	Trapezoidal	31,15
2,61	14,35	0,46	70,38	Trapezoidal	14,35

Área Prospectiva	Área (acres)	Relación de Áreas	Intervalo H (pies)	Ecuación	ΔV (acre- pie)
2,85	5,04	0,35	70,38	Piramidal	5,04
Volumen Total	–	–	–	–	3.836.077

Con base en los resultados obtenidos, el espesor promedio neto (H_{prom}) se estimó a partir de la relación entre el volumen total y el área prospectiva:

$$H_{prom} = \frac{3.836.077}{54.525} = 70,38 \text{ pies}$$

Aplicando la relación neto/bruto ($N/G = 0,61$), el espesor neto resultante fue:

$$H_{neto} = 70,38 \times 0,61 = 42,93 \approx 43 \text{ pies}$$

El volumen neto de roca (V_{net}) se determinó como:

$$V_{neto} = 3.836.077 \times 0,61 = 2.338.007 \text{ acre-pie}$$

El valor final ajustado, considerando redondeo en áreas intermedias, fue de 2.328.220 acre-pie, mostrando consistencia con los datos obtenidos del mapa estructural y del análisis geométrico.

3.5 CÁLCULO DEL POES MEDIANTE EBM

La metodología empleada en este estudio se basa en la aplicación de un software para la estimación del Petróleo Original In Situ (POES) mediante el Método del Balance de Energía (EBM).

Este método permite integrar la información de producción, presión y propiedades de los fluidos del yacimiento, con el fin de evaluar el comportamiento energético del sistema y cuantificar el volumen original de hidrocarburos contenido en el reservorio.

El enfoque adoptado combina la teoría del balance de materiales clásico con la evaluación del intercambio energético entre las fases del sistema, ofreciendo una interpretación más completa del desempeño volumétrico del yacimiento y de los mecanismos de empuje que intervienen durante su depleción.

3.5.1 Descripción del proceso general

Para la implementación del método EBM en el software se requirieron las siguientes categorías de información:

- Datos petrofísicos: porosidad efectiva, permeabilidad promedio, saturación inicial de agua (S_w), espesor neto y área de drenaje.
- Datos de fluidos (PVT): presión de burbujeo, densidades de los fluidos, B_o , B_g , R_S , viscosidades y compresibilidades.
- Datos de presión y producción: historial de presión promedio del yacimiento, producción acumulada de petróleo, gas y agua.
- Datos geométricos: topes y bases de arenas productoras, contactos de fluidos y límites estructurales del reservorio.

Todos estos parámetros se ingresaron en las interfaces correspondientes, verificando su consistencia termodinámica mediante la revisión de las tablas PVT y los gráficos de comportamiento generados por el software.

3.5.2 Preparación y validación de datos

Se recopilaron los datos de presiones, volúmenes de producción acumulada, propiedades PVT y características petrofísicas del yacimiento, a continuación, se muestran las propiedades utilizadas.

Tabla 17. Propiedades PVT y petrofísicas para EBM (Aguilar & Delgado, 2025).

Propiedades	
Formation GOR	233
Oil Gravity	21,3
Gas Gravity	1,3121
Water Salinity	36600
Bubble Point Pressure Pb	1490
Temperature, deg F	224
Gas Oil Ratio, scf/STB	438
Oil FVF, RB/STB	1,353
Oil Viscosity, cp	3,4
Pressure, psig	4285
Initial Temperature	216
Porosity	0,18
Connate Water Saturation	0,14

En cuanto al historial de producción mostrado en la Figura 15, se depuró la información eliminando valores atípicos y homogenizada en unidades coherentes con las requeridas por software (presión en psia, volumen de fluido en STB o Scf, entre otros).

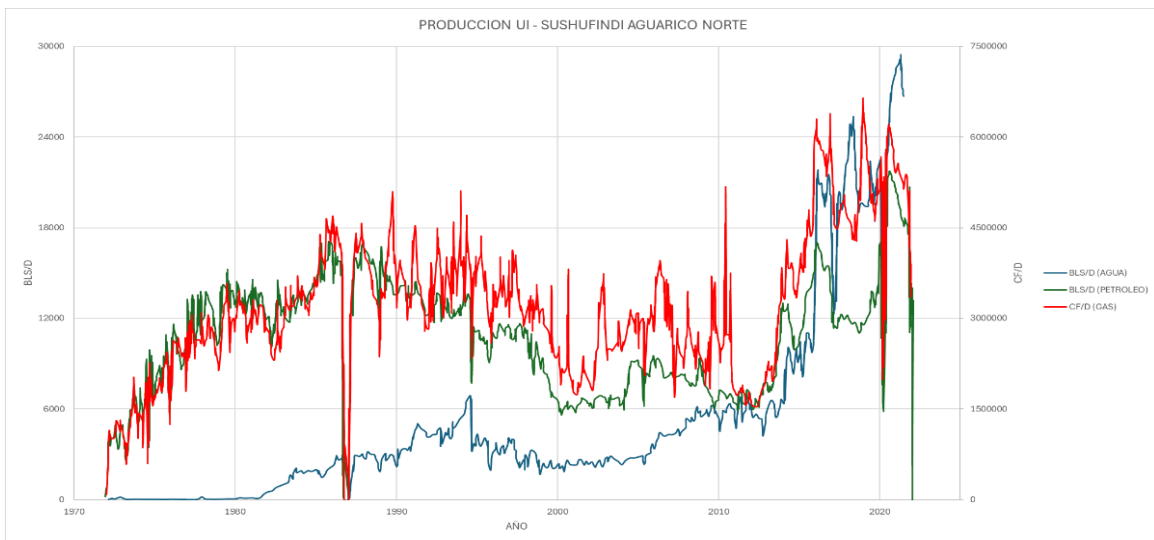


Figura 15. Historial de producción de la arena U inferior (Aguilar & Delgado, 2025)

Tabla 18. History Production – Shushufindi – U

Year	Pressure (psig)	Rate oil (stb/d)	Rate gas (scf/d)	Rate water (stb/d)
1971	4285,000	0,000	0,000	0,000
1972	3851,820	616,120	83016,790	11,490
1973	3691,740	4950,620	1150810,670	79,150
1974	3471,480	5073,330	1184373,820	24,150
1975	3257,370	6866,990	1719848,210	13,380
1976	3127,970	6829,970	2211171,320	21,970
1977	2945,600	10073,450	2474751,870	9,950
....

Se verificó la consistencia entre la presión inicial reportada, la saturación de fluidos y el comportamiento productivo histórico desde 1972 hasta 2022.

3.5.3 Configuración del modelo en el software

Se cargaron los datos de laboratorio o correlaciones PVT que describen las propiedades del sistema aceite-gas-agua, incluyendo el factor volumétrico del petróleo (B_o), relación gas – petróleo (GOR), gravedad API del crudo, salinidad del agua de formación, gravedad específica del gas, entre otros.

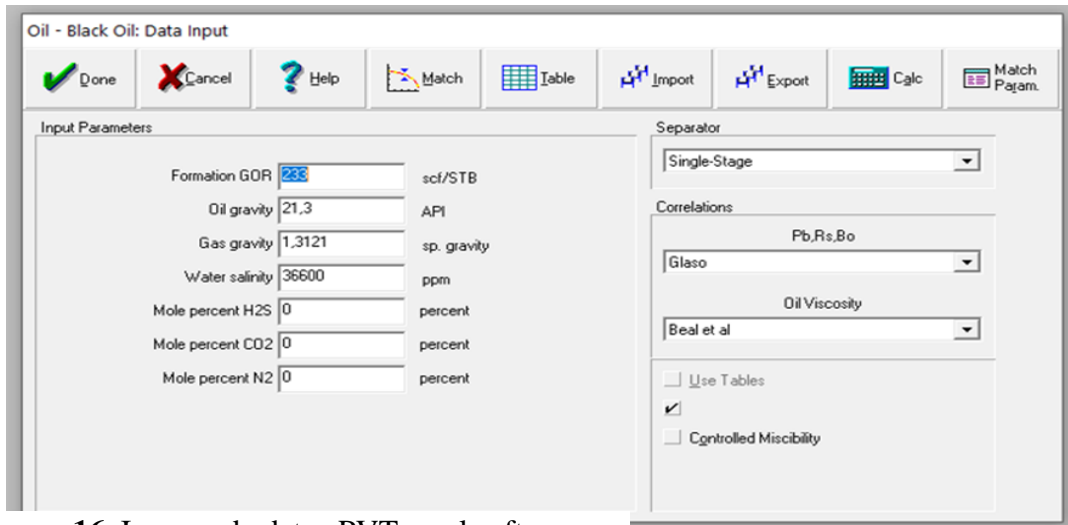


Figura 16. Ingreso de datos PVT en el software

(Aguilar & Delgado, 2025).

Posteriormente se realizó un ajuste de parámetros a partir de las propiedades del reservorio a la presión de burbujeo, estos datos sirven para futuros cálculos, correlaciones que permitirán ajustar el modelo y recrear el comportamiento real del reservorio. En la Figura 17 se muestra las propiedades medidas a la presión de burbuja para ajustar el modelo.

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity
	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise	ft3/scf	centipoise
1	1490	438	1,297	1,924		
2						

Figura 17. Ingreso de datos medidos a la presión de burbuja (Aguilar & Delgado, 2025)

Una vez estructurados los datos, se creó un modelo de tanque (tank model) representativo del yacimiento. En esta etapa se definió el tipo de fluido, presión inicial, porosidad promedio, temperatura del reservorio, saturación de agua connata, y lo más importante, se propuso un valor del POES, el cual corresponde al valor obtenido por el método volumétrico. La configuración de los parámetros se muestra en la siguiente figura.

Figura 18. Ingreso de parámetros para definir el tank model

(Aguilar & Delgado, 2025)

Una vez configurado el modelo de tanque, se validaron los datos y se procedió a ingresar otra información relevante para el modelo del yacimiento, como la compresibilidad de la roca, los valores de permeabilidad relativa y el historial de producción desde 1972 hasta 2022.

Tank Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Report Copy Layout

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History			
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment	
date d/m/y	psig	STB	scf	STB	MMscf	MMSTB			
1	01/01/1971	4285	0	0	0			Low	Edit..
2	01/01/1972	3851.82	221803	2.9886e+7	4136.4			Low	Edit..
3	01/01/1973	3691.74	2.00403e+6	4.44178e+8	32630.4			Low	Edit..
4	01/01/1974	3471.48	3.83043e+6	8.70552e+8	41324.4			Low	Edit..
5	01/01/1975	3257.37	6.30254e+6	1.4897e+9	46141.2			Low	Edit..
6	01/01/1976	3127.97	8.76133e+6	2.28572e+9	54050.4			Low	Edit..
7	01/01/1977	2945.6	1.23878e+7	3.17663e+9	57632.4			Low	Edit..
8	01/01/1978	2836.64	1.67086e+7	4.17954e+9	122414			Low	Edit..
9	01/01/1979	2717.08	2.05207e+7	4.9659e+9	133250			Low	Edit..
10	01/01/1980	2642.81	2.52748e+7	6.00312e+9	150397			Low	Edit..
11	01/01/1981	2600.04	3.02457e+7	7.10392e+9	190987			Medium	Edit..
12	01/01/1982	2588.06	3.45441e+7	8.12916e+9	380380			Medium	Edit..
13	01/01/1983	2546.05	3.91433e+7	9.1542e+9	749210			Medium	Edit..
14	01/01/1984	2496.61	4.40963e+7	1.03512e+10	1.43545e+6			Medium	Edit..
15	01/01/1985	2431.35	4.93146e+7	1.16566e+10	2.14637e+6			Medium	Edit..
16	01/01/1986	2358.03	5.53643e+7	1.32146e+10	2.91152e+6			Medium	Edit..

Work with GOR

<< Prior Next >>

Figura 19. Ingreso de data de producción del pozo Shushufindi 63 (Aguilar & Delgado, 2025)

De acuerdo con las propiedades del reservorio, evaluando la presión inicial y la presión de burbuja encontramos que $P_i > P_b$, por lo que el reservorio es clasificado como un yacimiento Subsaturado, por lo tanto, el modelo fue considerado como un yacimiento volumétrico con un mecanismo de empuje asociado a la expansión de roca fluido, es decir, que los datos del acuífero no fueron considerados para esta primera etapa.

3.5.4 Ajuste del modelo y validación

Una vez ejecutado el cálculo inicial, se observa el comportamiento del reservorio modelado en el programa (Figura 20), identificando que se debe realizar un ajuste debido a la poca coincidencia del comportamiento de la presión y la producción entre el modelo creado y los datos reales para poder validarlo y continuar con el proceso.

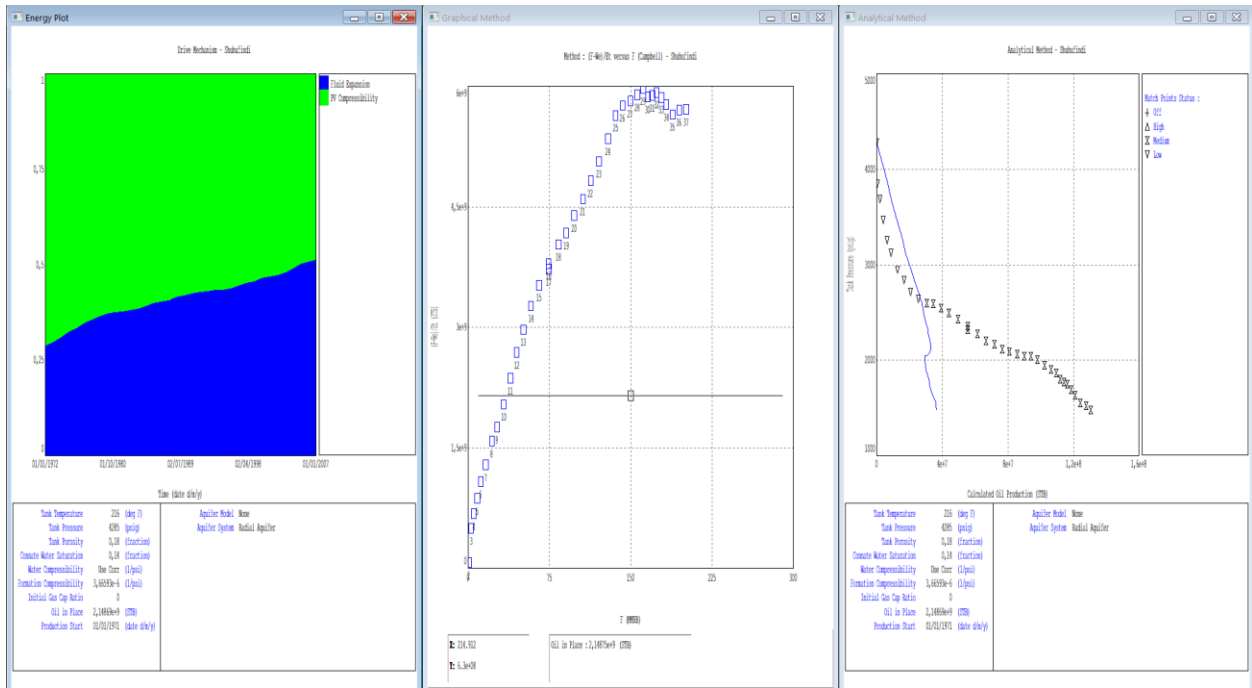


Figura 20. Identificación del modelo para la realización de un ajuste (Aguilar & Delgado, 2025)

3.5.5 Configuración del modelo EBM con datos del acuífero

En la sección anterior se evaluó el comportamiento del reservorio y se procedió a realizar un proceso de refinamiento del modelo modificando parámetros como el tamaño del acuífero, la compresibilidad del sistema o la saturación inicial, hasta lograr una correlación satisfactoria entre las presiones observadas y las calculadas.

En esta etapa se procedió con la definición del modelo base, donde se integraron los parámetros físicos y de fluidos. Se seleccionó el tipo de acuífero en función del comportamiento observado.

Tank Input Data - Water Influx

Done Cancel Help

Tank Parameters Water Influx Rock Compress. Rock Compaction Pore Volume vs Depth Relative Permeability Production History

Model: Hurst-van Everdingen-Dake
System: Radial Aquifer

Reservoir Thickness: 40 feet
Reservoir Radius: 1000 feet
Outer/Inner Radius ratio: 50
Encroachment Angle: 180 degrees
Aquifer Permeability: 150 md

<< Prior Next >>

Figura 21. Definición del modelo en función del comportamiento según el acuífero (Aguilar & Delgado, 2025)

Durante este proceso de ajuste se analizaron los gráficos de diagnóstico que el software genera automáticamente, entre ellos:

- Curva presión vs. producción acumulada,
- Curva de empuje por mecanismo (gas disuelto, expansión de fluido, empuje acuífero),
- Energía total producida vs. energía liberada del sistema.

Estos gráficos permitieron identificar visualmente los mecanismos de empuje predominantes y verificar la validez física del modelo ajustado.

El modelo final obtenido tras este refinamiento se consideró representativo del comportamiento del yacimiento y sirvió como base para estimar el volumen original de petróleo in situ.

El programa realizó los cálculos del volumen original mediante una serie de iteraciones automáticas por modelos de regresión, ajustando parámetros del reservorio y del fluido incluyendo el POES hasta lograr una correspondencia entre la curva de presión simulada y la presión medida históricamente.

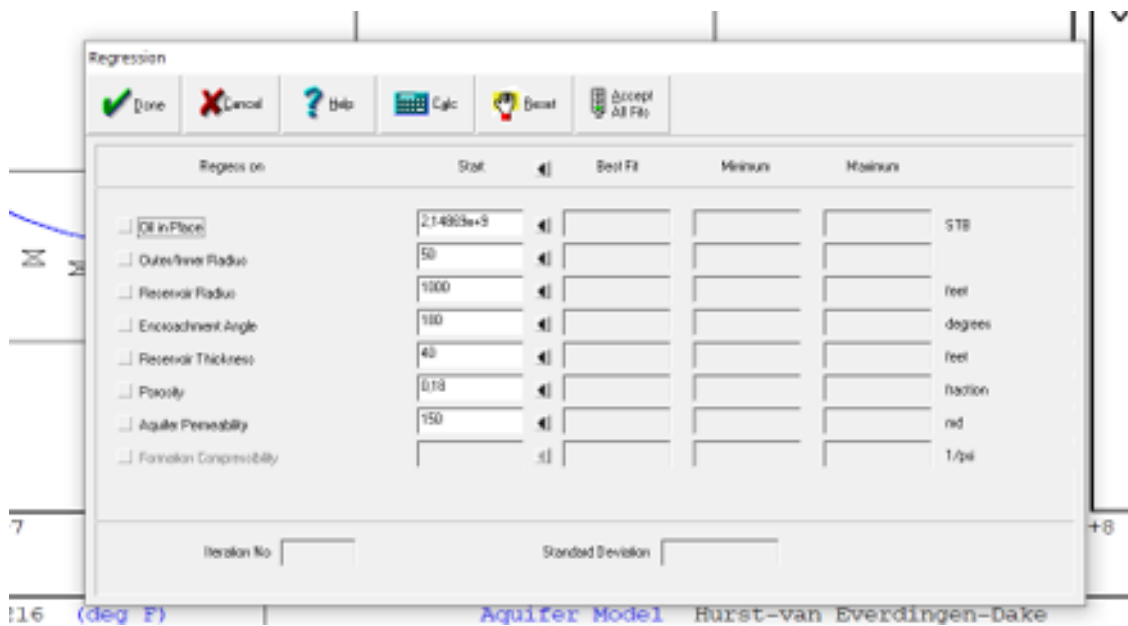


Figura 22. Ajuste de los parámetros mediante iteraciones para un modelo de regresión (Aguilar & Delgado, 2025)

3.5.6 Criterios de validación

La confiabilidad del modelo fue evaluada mediante los siguientes criterios:

- Ajuste gráfico: coincidencia aceptable entre las presiones calculadas y las medidas.
- Coherencia física: correspondencia entre el mecanismo de empuje dominante y la respuesta observada en la curva de depleción.

- Estabilidad energética: comportamiento lógico del balance de energía acumulada, sin oscilaciones abruptas o no justificadas.
- Sensibilidad de parámetros: se realizaron pequeñas variaciones en los parámetros volumétricos y petrofísicos para verificar la estabilidad del resultado final del petróleo original in situ.

3.5.7 Síntesis del procedimiento aplicado

En resumen, la metodología seguida consistió en integrar la información estática (propiedades petrofísicas y geométricas) y dinámica (producción, presión y PVT) en un modelo de tanque representativo del yacimiento.

A partir de este modelo, el software calculó el petróleo original in situ aplicando el balance de energía, ajustando iterativamente los parámetros hasta obtener una correspondencia satisfactoria entre las presiones simuladas y las reales.

El resultado final permitió establecer el valor del POES con un alto grado de confiabilidad y determinar los mecanismos de empuje que controlan el comportamiento productivo del reservorio.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del cálculo del Volumen Original de Petróleo en Sitio (POES), empleando el método determinístico, el cual se basa en la integración de las propiedades petrofísicas y geométricas previamente determinadas en los capítulos anteriores. Este enfoque permite cuantificar el volumen de hidrocarburos contenidos en el yacimiento antes del inicio de la producción, proporcionando una estimación base para los posteriores análisis de reservas y recuperación.

El cálculo se efectuó a partir de los parámetros representativos del yacimiento, obtenidos de la digitalización de mapas estructurales e isopacos, complementados con los valores promedio de propiedades de roca y fluidos. Los valores de entrada utilizados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 19. Parámetros utilizados para el cálculo del POES (Método Determinístico) (*Aguilar & Delgado, 2025*)

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Método
Volumen bruto de roca	V_{bruto}	3,836,077	acre-pie	Cálculo por isocoras
Área prospectiva	A	54,525	acres	Digitalización mapa isopaco
Espesor neto promedio	h_{neto}	43	pies	Ajuste N/G
Relación neto/bruto	N/G	0.61	–	Derivado de análisis litológico
Volumen neto de roca	V_{neto}	2,328,220	acre-pie	$V_{bruto} \times N/G$
Porosidad efectiva	ϕ	0.16	fracción	Petrofísica
Saturación de agua	S_w	0.10	fracción	Análisis capilar y registros

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Método
Factor volumétrico del petróleo	B_{oi}	1.24	bbl/STB	Promedio de correlaciones PVT

El cálculo del POES (STB) se realizó aplicando la siguiente expresión fundamental:

$$N = \frac{7758 \times A \times h_{neto} \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde:

- N : Petróleo original en sitio (STB)
- A : Área del yacimiento (acres)
- h_{neto} : Espesor neto (pies)
- ϕ : Porosidad efectiva (fracción)
- S_w : Saturación de agua (fracción)
- B_{oi} : Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)
- 7758: Factor de conversión de acre-pie a barriles

Sustituyendo los valores:

$$N = \frac{7758 \times 54,525 \times 43 \times 0.16 \times (1 - 0.10)}{1.24}$$

$$N = 2.148.689.492 \text{ STB}$$

Tabla 20. Resultado del cálculo del POES (Determinístico)

Fuente: (Aguilar & Delgado, 2025)

Volumen Original de Petróleo en Sitio (POES)	2,148,689,492	STB
----------------------------------------------	---------------	-----

El resultado obtenido indica que el volumen original de petróleo en sitio del área analizada asciende a aproximadamente 2.15×10^9 STB, lo que representa un volumen significativo considerando las dimensiones estructurales y la porosidad efectiva de la unidad U Inferior.

4.2 FACTOR RECOBRO

El análisis del factor de recobro constituye un parámetro fundamental para la evaluación del desempeño global de un campo petrolero. Este indicador expresa la eficiencia con la que se ha extraído el petróleo original en sitio (POES, *Original Oil in Place*), reflejando tanto la capacidad del yacimiento como la efectividad de las estrategias de producción implementadas. A partir de los datos históricos de producción y proyecciones de recuperación, se determinan los factores de recobro actual y final estimado, así como el volumen de reservas remanentes.

Los valores empleados en este cálculo se presentan a continuación:

Tabla 21. Datos para la estimación del factor de recobro (*Aguilar & Delgado, 2025*)

Parámetro	Símbolo	Valor
Petróleo original en sitio (OOIP)	N_{ooip}	2,148,689,492 STB
EUR total estimado (<i>Estimated Ultimate Recovery</i>)	EUR	694,901,595 bbl
Producción acumulada al 31-dic-2024	N_{pa}	640,792,905.775 bbl

4.2.1 Factor de recobro final estimado

El factor de recobro final estimado representa la fracción del petróleo original en sitio que se espera recuperar a lo largo de toda la vida útil del proyecto, considerando las condiciones actuales y los pronósticos de producción futura. Matemáticamente, se expresa como:

$$FR_{final} = \frac{EUR}{N_{ooip}}$$

Sustituyendo los valores conocidos:

$$FR_{final} = \frac{694,901,595}{2,148,689,492} = 0.323407 \approx 32.34\%$$

El resultado indica que aproximadamente el 32.34 % del petróleo original en sitio será finalmente recuperado. Este valor refleja la eficiencia global esperada del sistema de producción bajo las condiciones técnicas y de manejo actuales, considerando tanto los mecanismos naturales del yacimiento como las estrategias de recuperación secundaria o mejorada que puedan implementarse.

4.2.2 Factor de recobro actual

El factor de recobro actual expresa el grado de agotamiento del yacimiento hasta la fecha de evaluación, determinado como la relación entre la producción acumulada y el petróleo original en sitio. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$FR_{actual} = \frac{N_{p,actual}}{N_{ooip}}$$

Sustituyendo los valores disponibles:

$$FR_{actual} = \frac{640,792,905.775}{2,148,689,492} = 0.298225 \approx 29.82\%$$

Hasta el 31 de diciembre de 2024, el campo ha recuperado cerca del 29.82 % del petróleo original en sitio, lo que sugiere un avance significativo en la explotación del yacimiento. Este valor permite inferir que el proyecto se encuentra en una fase madura, pero aún con un margen de recuperación adicional de alrededor del 2.5–3 % antes de alcanzar el límite de recobro esperado.

4.2.3 Reservas remanentes

Las reservas remanentes representan el volumen de petróleo aún recuperable a futuro, bajo las condiciones operativas y tecnológicas actuales. Dado que el EUR incluye la producción acumulada y la futura esperada, las reservas remanentes se determinan restando la producción acumulada al EUR total estimado:

$$RR_{remanente} = EUR - N_{p,actual}$$

Sustituyendo:

$$RR_{remanente} = 694,901,595 - 640,792,905.775 = 54,108,689.225 \text{ bbl}$$

Este volumen representa el potencial productivo aún disponible en el yacimiento, el cual podrá ser extraído mediante la continuación de la estrategia actual o la aplicación de técnicas de recuperación mejorada (EOR). Su magnitud es coherente con el nivel de madurez del campo y refleja una oportunidad de optimización mediante intervenciones selectivas o ajustes en el manejo de presión y producción.

4.2.4 Análisis complementario del desempeño de recobro

El análisis de los factores de recobro permite no solo estimar la eficiencia de producción acumulada, sino también evaluar el grado de avance del desarrollo del campo, la proporción de reservas aún disponibles y la sensibilidad de la recuperación ante variaciones en las condiciones operativas o en los modelos de pronóstico.

A partir de los parámetros previamente calculados POES, EUR total estimado y producción acumulada al 31-dic-2024 se determinaron indicadores complementarios que ofrecen una visión más detallada del comportamiento del yacimiento, tales como la brecha de recobro, la reserva remanente expresada en porcentaje del POES, el grado de cumplimiento del EUR, los barriles equivalentes por punto porcentual de recobro y el factor de agotamiento.

4.2.5 Brecha absoluta y relativa entre el factor de recobro final y actual

La brecha de recobro (ΔFR) cuantifica la diferencia entre el factor de recobro final estimado y el factor de recobro actual, es decir, la fracción del petróleo original en sitio que aún se espera recuperar. Este indicador es clave para dimensionar el potencial remanente de producción en términos relativos al volumen inicial.

$$\Delta FR = FR_{final} - FR_{actual}$$

Sustituyendo los valores obtenidos:

$$\Delta FR = 32.34\% - 29.82\% = 2.52\%$$

La brecha de 2.52 puntos porcentuales representa el margen de recobro adicional que el yacimiento podría alcanzar mediante la continuación de la explotación o la implementación de estrategias de optimización. En términos físicos, esta diferencia equivale a aproximadamente 54.1 millones de barriles de petróleo recuperables adicionales, lo que refleja un potencial aún significativo pese al avanzado estado de desarrollo del campo.

4.2.6 Reserva remanente como porcentaje del POES

La reserva remanente expresada como porcentaje del POES valida la consistencia de los cálculos y permite expresar el potencial recuperable restante en relación directa al volumen total original. Se calcula mediante la siguiente relación:

$$\%RR_{POES} = \frac{RR_{remanente}}{N_{ooip}} \times 100$$

Sustituyendo los valores:

$$\%RR_{POES} = \frac{54,108,689}{2,148,689,492} \times 100 = 2.52\%$$

El valor obtenido confirma que las reservas remanentes representan el 2.52 % del petróleo original en sitio, lo cual coincide con la brecha de recobro estimada. Este resultado demuestra

coherencia interna entre los cálculos y ratifica que el potencial adicional de recuperación corresponde precisamente a ese margen del POES que aún no ha sido extraído.

En términos prácticos, este porcentaje sirve como parámetro de referencia para evaluar la conveniencia de aplicar técnicas de recuperación mejorada o extender la vida productiva del campo.

4.2.7 Porcentaje de EUR ya producido (grado de cumplimiento del EUR)

El grado de cumplimiento del EUR refleja qué proporción del volumen total estimado como recuperable ya ha sido efectivamente producida. Este indicador es especialmente útil para evaluar el avance del proyecto frente a su potencial total de recuperación.

$$\text{Cumplimiento}_{EUR} = \frac{N_{p,actual}}{EUR} \times 100$$

Sustituyendo los valores:

$$\text{Cumplimiento}_{EUR} = \frac{640,792,905.775}{694,901,595} \times 100 = 92.21\%$$

Hasta el 31 de diciembre de 2024, el campo ha alcanzado un 92.21 % del EUR estimado, lo que indica un alto grado de madurez en su desarrollo productivo. El 7.79 % restante del EUR (equivalente a las reservas remanentes) corresponde a la porción de hidrocarburos que se espera extraer durante los próximos años de operación. Este valor sugiere que el campo se encuentra en la fase final de su vida útil, aunque aún conserva un volumen económicamente atractivo para su explotación.

4.2.8 Barriles equivalentes por punto porcentual de recobro

Para expresar de manera tangible la relación entre el porcentaje de recobro y el volumen de petróleo asociado, se calcula el número de barriles equivalentes a un punto porcentual de

recobro del POES. Este parámetro facilita la interpretación de las variaciones del factor de recobro en unidades de producción reales.

$$\text{Bbl/pp} = N_{ooip} \times 0.01$$

Sustituyendo:

$$\text{Bbl/pp} = 2,148,689,492 \times 0.01 = 21,486,894.92 \text{ bbl/pp}$$

Cada punto porcentual adicional de recobro equivale a 21.49 millones de barriles de petróleo. Por lo tanto, la brecha entre el factor de recobro actual y el final (2.52 %) representa aproximadamente 54.1 millones de barriles, valor que coincide con las reservas remanentes calculadas. Este indicador resulta de gran utilidad al evaluar el impacto económico de potenciales incrementos en el recobro, especialmente cuando se analiza la factibilidad de implementar técnicas de recuperación mejorada.

4.3 RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL POES MEDIANTE EL SOFTWARE

Esta sección presenta los resultados obtenidos de la aplicación de la EBM utilizando el software, con el fin de determinar el volumen de petróleo original in situ de la arena U inferior del campo Shushufindi, identificar el mecanismo de empuje dominante y evaluar la sensibilidad de la estimación a los parámetros ingresados

4.3.1 Ajuste presión-producción

La aplicación de la EBM requiere la calibración del modelo mediante el ajuste de presión y producción, dicho proceso busca minimizar la diferencia entre los datos históricos observados y los calculados por el software, siendo el Petróleo Original in situ el parámetro clave a ajustar para lograr la mejor concordancia.

En la Figura 23, se muestra el historial de presión y producción frente al tiempo, en el se puede identificar que el comportamiento influenciado por el acuífero (curva de color azul) muestra una buena coincidencia con los datos históricos observados.

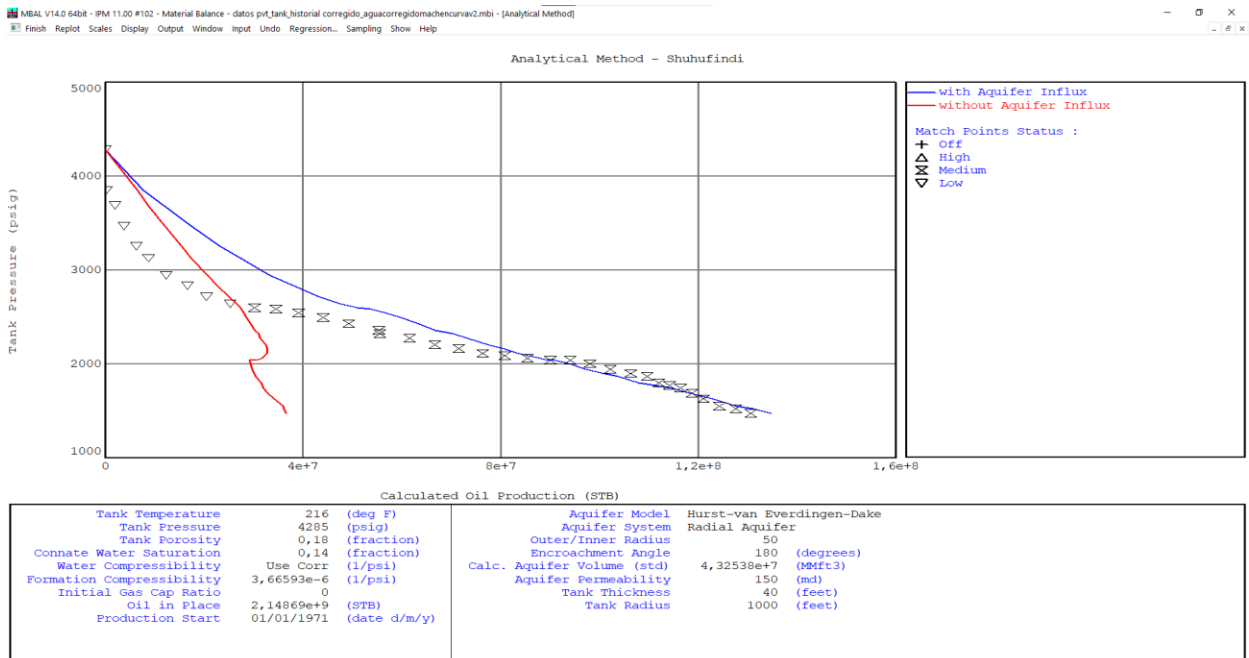


Figura 23. Validación del modelo según el comportamiento del acuífero (Aguilar & Delgado, 2025)

El modelo ajustado, el cual incluye la influencia del acuífero, mostró una adecuada correlación entre las presiones calculadas y las medidas en campo, evidenciando que el sistema reproduce satisfactoriamente el comportamiento del yacimiento. La tendencia indica una disminución de presión coherente con el volumen acumulado de producción, confirmando la validez de los parámetros adoptados.

4.3.2 Identificación del mecanismo de empuje dominante

Una vez logrado el ajuste del historial de presión y producción, el método de la EBM permite determinar la contribución relativa de los diversos mecanismos de empuje que han actuado en el reservorio a lo largo de su vida productiva. La Figura 24, presenta la contribución fraccional de cada fuente de energía del yacimiento, permitiendo la identificación del mecanismo de empuje dominante.

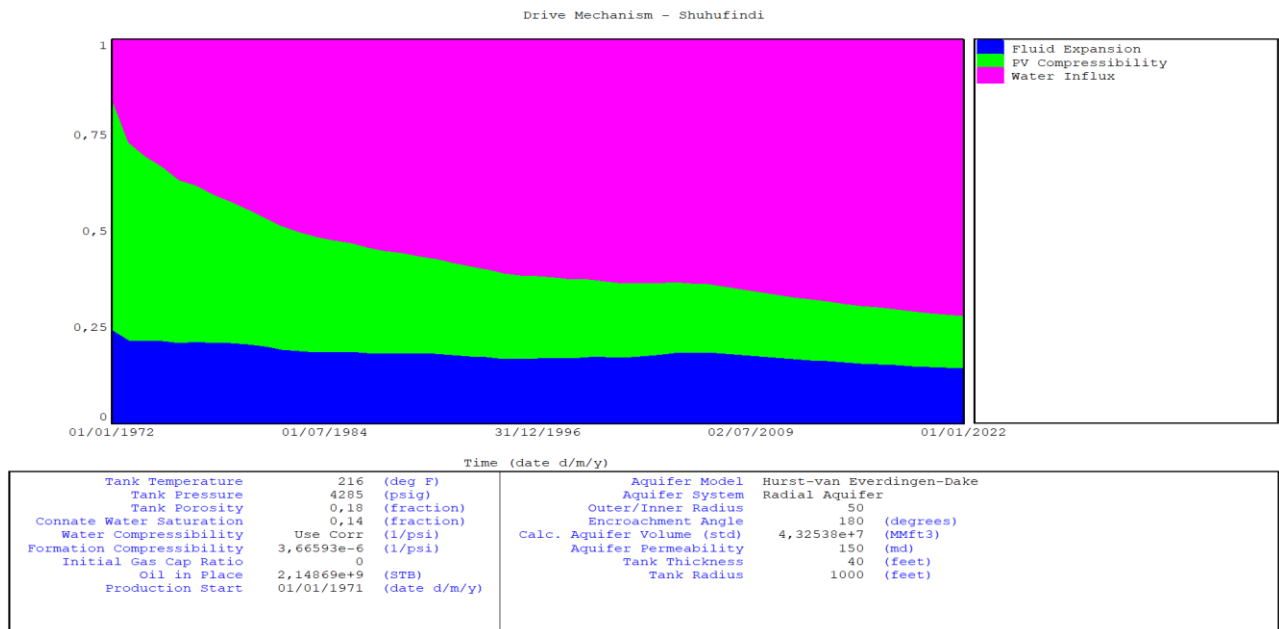


Figura 24. Identificación del mecanismo de empuje en el pozo Shushufindi 63
(Aguilar & Delgado, 2025)

El análisis de la Figura 24, revela claramente la existencia de una transición entre las fuentes de energía y la eventual dominancia de un mecanismo específico, pues el yacimiento opera bajo un mecanismo de empuje combinado, donde inicialmente predominó el empuje por compresibilidad de la roca y el volumen poroso, pero después evolucionó rápidamente a un mecanismo por empuje de agua, como se detalla a continuación:

- Mecanismo dominante, corresponde al influjo de agua, representado por el color lila. Este mecanismo muestra un crecimiento constante y acelerado a lo largo del

historial productivo, convirtiéndose en la fuente de energía principal. Se puede observar que, a partir de 1996, el influjo de agua aporta consistentemente más del 50 % de la energía total requerida para mantener la producción

- Mecanismo secundario, corresponde a la compresibilidad de la roca y el volumen poroso (PV), representado por el color verde. Es la segunda fuente de energía, cuya importancia se debe a que su contribución es muy alta en la fase inicial del yacimiento, aproximadamente entre 40 – 50% hasta 1980, donde decae gradualmente a medida que el influjo de agua aumenta su dominio
- Mecanismo terciario, corresponde a la expansión del fluido, representado por el color azul. Este mecanismo mantiene una baja y relativamente estable contribución de energía, alrededor del 10 – 20% durante todo el periodo. Esto indica que la energía aportada por la expansión del petróleo y del gas disuelto es el menor contribuyente de energía al yacimiento

4.3.3 Análisis de sensibilidad

Esta etapa es crítica para evaluar la robustez de la estimación del Petróleo Original In Situ (POES) frente a ciertas incertidumbres en los datos de entrada. Para esto, el comportamiento del modelo base ajustado presentado en la Figura 25, sirve como referencia de las variaciones paramétricas realizadas, pues este modelo ya incorpora un ajuste preliminar.

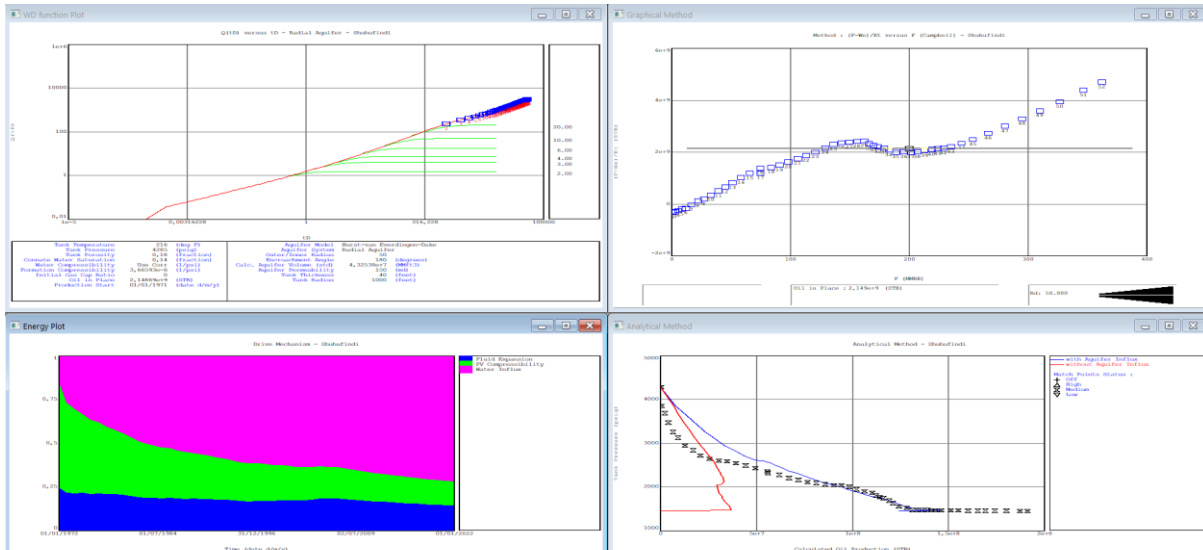


Figura 25. Resumen de Diagnostico del modelo ajustado en el software (Aguilar & Delgado, 2025)

El objetivo de este análisis fue identificar que parámetros de entrada tienen mayor impacto en la estimación final del POES, donde se seleccionaron parámetros como compresibilidad de la roca, permeabilidad del acuífero, el ángulo de contacto y el volumen del acuífero, datos que poseen cierto grado de incertidumbre y gran influencia en el balance de materia. Para cada variación se ejecutó el modelo de EBM y se seleccionó el mejor ajuste que mantenía un comportamiento estable y aceptable del reservorio confirmando así la robustez del modelo EBM aplicado.

4.3.4 Validación del modelo final

Para esta sección, la fase final del balance de materia implica la aplicación de la herramienta de regresión del software. Este proceso ajusta los parámetros con mayor incertidumbre

del modelo final, incluyendo el valor inicial del POES obtenido por el método volumétrico y así encontrar la combinación que mejor represente el comportamiento real del yacimiento.

La figura 26, muestra la herramienta de regresión del software, donde se definieron los parámetros que se requería optimizar. El modelo buscó el Best fit para los parámetros seleccionados.

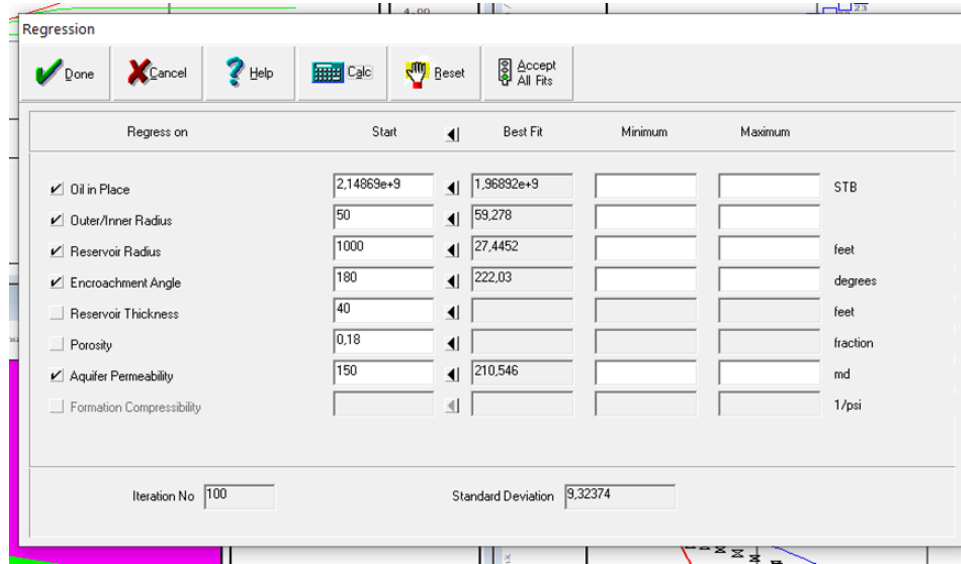


Figura 26. Parámetros Ajustados Mediante Regresión del software
(Aguilar & Delgado, 2025)

La clave de este proceso es el resultado de la desviación estándar final, la cual es aceptable y demuestra una correlación robusta. Por otro lado, se ajustó el valor de la permeabilidad del acuífero, lo cual confirma el hallazgo de la sección anterior sobre la alta influencia de este parámetro.

La Figura 27, muestra los gráficos de diagnóstico del modelo una vez que se han incorporado los valores optimizados obtenidos de la regresión, aquí se puede identificar que en el ajuste histórico existe una excelente concordancia entre la presión observada y la presión calculada, lo que valida el modelo final. En cuanto al grafico linealizado de la parte superior derecha, el ajuste lineal confirma que los datos históricos se alinean con la EBM. Finalmente, en cuanto al mecanismo de empuje, el influjo de agua mantiene el dominio en la distribución energética, pero los porcentajes se varían sutilmente debido al cambio en las propiedades del acuífero obtenidos tras la regresión.

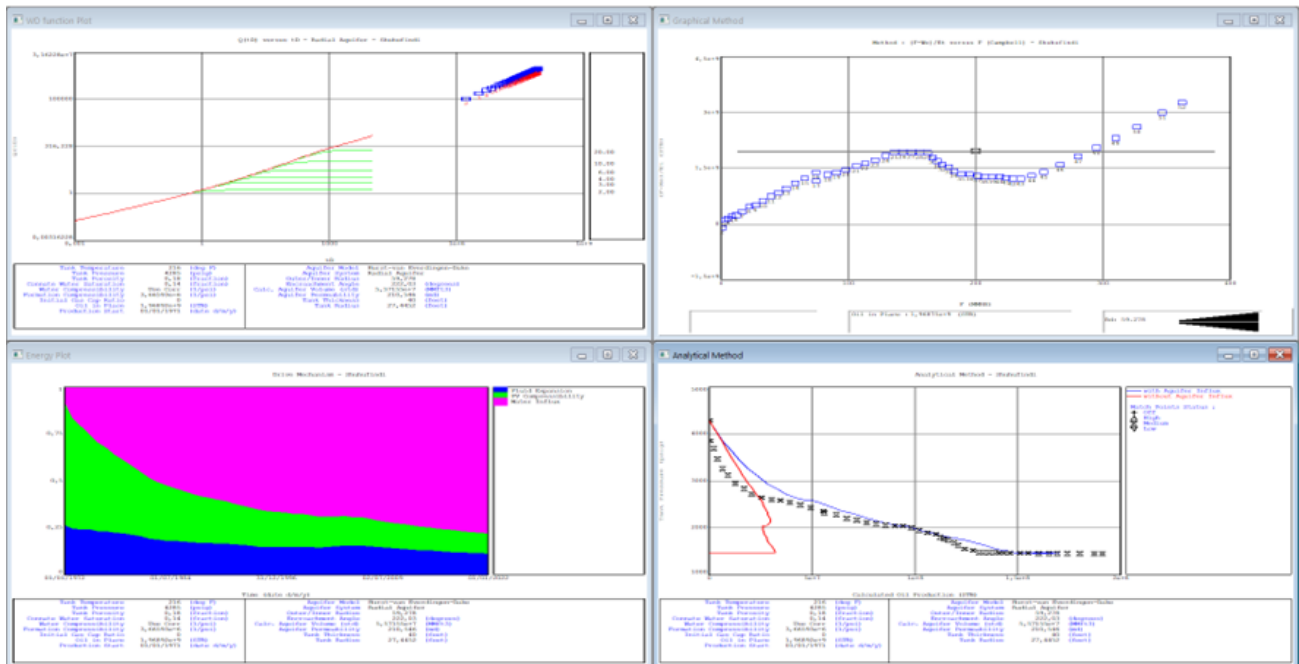


Figura 27. Resumen de Diagnostico del modelo final (Post-Regresión)
(Aguilar & Delgado, 2025)

4.3.5 Estimación del petróleo original in situ (POES)

Finalmente se comparan los dos valores de Petróleo Original In Situ obtenidos para la arena U inferior del campo Shushufindi, los cuales se mencionan a continuación:

Estimación Volumétrica: Calculo basado en las propiedades estáticas y parámetros geológicos, cuyo resultado estimó un valor de:

$$N_{volumetrico} = 2,14869 \text{ MMMSTB}$$

- Estimación por Balance de Materia (EBM): Volumen obtenido tras el ajuste mediante la regresión en software, cuyo valor es el que mejor se ajusta al comportamiento histórico de presión y producción del yacimiento:

$$N_{EBM} = 1,96875 \text{ MMMSTB}$$

Dado que el método de la EBM es considerado el más representativo ya que incorpora el comportamiento dinámico del reservorio a lo largo del tiempo, el valor final estimado para el POES de la arena U inferior del campo Shushufindi es de 1,96875 MMMSTB. Este valor representa una disminución del 8,37% aproximadamente del POES Volumétrico, lo que demuestra que el modelo energético reproduce adecuadamente la expansión de fluidos y el balance entre producción y presión.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se determinó que la arena U inferior tiene un POES más representativo. Por medio de la correlación estratigráfica, delimitamos que el sector norte presenta mejores espesores y propiedades petrofísicas. Motivo por el cual, se eligió Shushufindi-63.
- Se analizó las propiedades petrofísicas del campo, para caracterizar el fluido incluyendo parámetros como el API del crudo, la porosidad, viscosidad, entre otros. Además, en EBM se implementaron parámetros adicionales, como el factor volumétrico del gas y del petróleo, Solubilidad del gas; lo que permitió un análisis más completo y detallado.
- Se estimó el volumen de petróleo original en sitio del pozo Shushundi-63 de la arena U del campo Shushufindi, calculados mediante el método volumétrico y balance de materiales es de $2,14869 \text{ MMMSTB}$ y $1,96875 \text{ MMMSTB}$ respectivamente.
- Se evaluó las reservas remanentes mediante los valores del POES obtenidos por los dos métodos, y aunque se evidenció una variación entre ellos, esta diferencia no afecta su confiabilidad. Por lo tanto, pueden utilizarse sin ningún problema, para una correcta estimación.
- Se evaluó las reservas remanentes de la arena U inferior, empleando el EUR estimado en el reservorio de $694,901,595 \text{ bbl}$, y su producción acumulada de

640,792,905.775 bbl, quedando como resultado 54,108,689.225 bbl de reservas remanentes en el yacimiento.

5.2 RECOMENDACIONES

- La correcta interpretación de la correlación estratigráfica realizada mediante registros de pozos es fundamental para delimitar las zonas de mayor interés en el campo y así obtener un mejor resultado.
- Es necesario considerar con mayor precisión los datos PVT, parámetros petrofísicos y el historial de producción, para obtener el cálculo del POES más precisos.
- La constante actualización de reservas y el mejoramiento del modelo estático del yacimiento puede generar una estimación correcta del petróleo en el sitio llegando a reflejar fielmente el comportamiento del mismo.
- Se aconseja emplear ambos métodos de forma complementaria en futuras evaluaciones, ya que su aproximación permite una validación de los resultados, contribuyendo a una estimación más confiable del petróleo original en sitio.
- Es necesario realizar estudios de recuperación mejorada (EOR) y análisis de optimización de producción en la arena U-Inferior, con el fin de incrementar el factor de recobro y aprovechar con mayor eficiencia las reservas remanentes identificadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aimara, E. (2019). *Estudio para el incremento del factor de recobro en núcleos de las arenas T y U del campo Shushufindi con la aplicación de recuperación mejorada mediante la inyección de nanofluidos.*
- Alita, Y. (2014). *Clasificación de las Reservas del Campo Shushufindi .*
- ARCH & consorcio Shushufindi. (2013). *Informe técnico: Reservas y Recuperación - Campo Shushufindi.*
- Benavides, A., & Zaldumbide, J. (2009). *Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería en geología y petróleos optimización de las facilidades de producción de la estación Shushufindi central para las actuales condiciones de operación del campo proyecto previo a la obtención del título de ingenieros en.*
- Calva, J. (2019). *Optimización de la producción en la arena Hollín de la zona sur del campo Sacha mediante la aplicación de estimulaciones ácido matriciales.*
- Castro, J., & Gómez, G. (2016). *Cálculo De Petróleo Original En Sitio Y Evaluación De Reservas Para El Área De Estudio Maracuy Ubicado En La Cuenca Valle Medio Del Magdalena.*
- Catuto, E. A., & Valladarez, M. E. (2020). *Análisis del proyecto de recuperación secundaria del campo Shushufindi en el yacimiento U Inferior.*
- Chasi, M. (2012). *Estudio De Gas Asociado Para Generación Eléctrica De Un Campo Del Oriente Ecuatoriano Proyecto.* <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5162/1/CD-4533.pdf>
- Cisneros, S. G. (2017). *Determinación De La Influencia Del Fluido De Control Para Minimizar Daños De Formación Según Su Concentración En Trabajos De Completación Y Reacondicionamiento En Los Campos Del Activo Shushufindi.*

- Díaz, J., & Chulde, S. (2021). *Análisis De Alternativas Para Disminuir La Producción De Agua De Formación Asociada A La Producción De Petróleo Trabajo Previo A La Obtención Del Título De Ingeniero En Petróleos.*
- Enríquez, J., & Feijóo, M. (2008). *Actualización De Las Reservas En Base A Los Nuevos Factores De Recobro Del Campo Shushufindi.* Escuela Politécnica Nacional.
- Estupiñan, J., Marfil, R., Scherer, M., & Permanyer, A. (2010). Reservoir sandstones of the cretaceous napo formation U And T members in the oriente Basin, Ecuador: Links between diagenesis and sequence stratigraphy. *Journal of Petroleum Geology*, 33(3), 221–245. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00475.x>
- Flores, P., & Rea, A. (2023). *Aplicación de la tecnología Taber para la selección de un método de recuperación mejorada en el Reservorio “U” inferior del Campo Guanta-Dureno.*
- Galárraga, Y. (2023). *Evaluación geológica de un campo maduro para proponer la perforación de nuevos pozos en la Cuenca Oriente, caso: Shushufindi-Aguarico.*
- González, D. (2011). *Ecuaciones De Balance De Materia Y Métodos Volumétricos Para Yacimientos De Gas.* Universidad Nacional Autónoma De México.
- 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.*
- Humberto, F., & Macualo, E. (s/f). *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos.*
- Hurtado, M., Delgado, M., Palacios, Z., & Escalante, J. (2008). *Modelo sedimentológico de los yacimientos G9 y G10 del campo Guafita Norte, área Apure, Venezuela.* <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=507550782007>

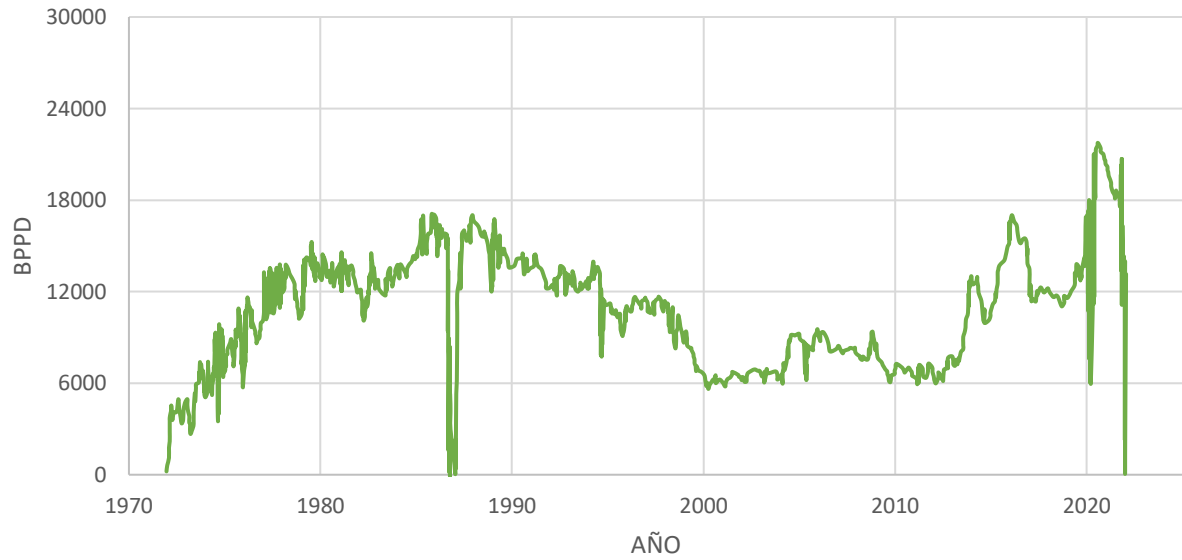
- Melendres, R., & González, G. (2024). *Evaluación Del Comportamiento De La Tasa De Producción Y Factor De Recobro Basado En La Aplicación De Inyección Del Polímero Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada En La Arena U Inferior Del Campo Shushufindi.*
- Mel'nikov, P. N., Varlamov, A. I., Fortunatova, N. K., Poroskun, V. I., Solov'ev, V., Skvortsov, M. B., Kravchenko, M. N., Kanev, S., & Sotnikova, A. G. (2024). Results of Quantitative Estimation of Unconventional Oil Resources of the Russian Federation. *Russian Geology and Geophysics*, 65(1), 5–19. <https://doi.org/10.2113/RGG20234679>
- Metsebo J. (s/f). Comparison Study Between Different Methods Used in the Estimation of Reservoirs in Well F-12 of Volve Field. 2022.
- Moina, A. (2024). *Evaluación De La Efectividad De Tecnologías De Recuperación Mejorada De Petróleo En Reservorios Fracturados En Las Areniscas "T" De La Formación Napo.*
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Primera edición). Ediciones Astro Data S. A.
- Petroecuador EP. (2010a). *Columna Estratigráfica zona de interés campo Shushufindi.*
- Petroecuador EP. (2010b). *Esquema de diferencia de profundidad en el pozo .*
- Petroecuador EP. (2010c). *Mapa Estructural Tope de U Inferior.*
- Petroecuador EP. (2010). *Correlación Estratigráfica NO-SE .*
- Premex, E. y producción. (2022). *Evaluación de las reservas de hidrocarburos.*
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (2004). *Características Geológicas Generales De Los Principales Campos Petroleros De Petroproducción.*
- Salazar, A. (2014). *Actualización De Las Reservas Y Ubicación De Pozos De Relleno Para Incrementar La Producción Del Campo Shushufindi Proyecto Previo A La Obtención Del Título De Ingeniera En Petróleos.*

Sami Hamad, S. A.-S. (2003). *Integrated Deterministic/ Probabilistic Petroleum Volumen Evaluation For A Carbonate Reservoir.*

Weijermars, R., Jin, M., & Khamidy, N. I. (2021). Workflow for probabilistic resource estimation: Jafurah basin case study (saudi arabia). *Energies*, 14(23).
<https://doi.org/10.3390/en14238036>

ANEXOS

PRODUCCION UI - SUSHUFINDI AGUARICO NORTE
(PETROLEO)



PRODUCCION UI - SUSHUFINDI AGUARICO NORTE
(AGUA)



