

Development of A Numerical Algorithm for Volumetric Evaluation of Retrograde Reservoirs with Data Scarcity

Chuchuca-Aguilar, Fidel¹; Parrales-Klinger, Nimia¹; Silva-Zea, Roberto¹

¹Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, Ecuador, fchuchuca@uteg.edu.ec, nimia1295@gmail.com, roberto.silva.zea2@gmail.com

Abstract– Characterization of gas condensate (retrograde) reservoirs requires determining the in-situ fluid composition for accurate reserve calculation. Traditionally, in the absence of complete PVT studies in mature or marginal fields, graphical correlations (Rzasa & Katz, Standing) are used; however, these are susceptible to human reading error and hinder automation. This work presents the development and validation of a numerical algorithm that digitizes such correlations, allowing for the rapid volumetric evaluation of Original Gas in Place (OGIP) and associated condensates. The methodology integrates polynomial fitting equations and pseudocritical property correlations into a computational workflow. The algorithm was validated through case studies, showing a deviation of less than 3.05% compared to the standard graphical method. The proposed tool facilitates agile reserve re-evaluation in data-scarce scenarios, eliminating the subjectivity of visual interpretation.

Keywords– Retrograde Reservoirs; Volumetric Evaluation; Numerical Algorithm; Data Scarcity; Gas Condensate.

Desarrollo de Un Algoritmo Numérico para la Evaluación Volumétrica de Yacimientos Retrógrados con Escasez de Datos

Chuchuca-Aguilar, Fidel¹; Parrales-Klinger, Nimia¹; Silva-Zea, Roberto¹

¹Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, Ecuador, fchuchuca@uteg.edu.ec, nimia1295@gmail.com, roberto.silva.zea2@gmail.com

Resumen– La caracterización de yacimientos de gas condensado (retrógrados) requiere determinar la composición del fluido in-situ para el cálculo preciso de reservas. Tradicionalmente, ante la ausencia de estudios PVT completos en campos maduros o marginales, se recurre a correlaciones gráficas (Rzasa & Katz, Standing) que son susceptibles al error humano de lectura y dificultan la automatización. Este trabajo presenta el desarrollo y validación de un algoritmo numérico que digitaliza dichas correlaciones, permitiendo la evaluación volumétrica rápida de Gas Original en Sitio (GOES) y condensados. La metodología integra ecuaciones polinómicas de ajuste y correlaciones de propiedades pseudocríticas en un flujo de trabajo computacional. El algoritmo fue validado mediante casos de estudio, mostrando una desviación menor al 3.05% respecto al método gráfico estándar. La herramienta propuesta facilita la reevaluación ágil de reservas en escenarios de escasez de datos, eliminando la subjetividad de la interpretación visual.

Palabras clave– Yacimientos Retrógrados; Evaluación Volumétrica; Algoritmo Numérico; Escasez de Datos; Gas Condensado.

I. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de gas y condensado se caracterizan por la producción tanto de gas como de cantidades variables de “petróleo” a condiciones de tanque de almacenamiento (PCTA) en superficie. El PCTA se conoce comúnmente como “condensado” o “destilado”. Los rendimientos típicos de condensado en superficie oscilan entre 10 y 300 STB/MMPCs [1]. El valor económico agregado del condensado producido además de la producción de gas hace que la recuperación del condensado sea una consideración clave en el desarrollo de yacimientos de gas y condensado; en el caso de que no se pueda vender el gas el condensado producible es la única fuente potencial de ingresos.

El cálculo del volumen de hidrocarburos in situ de un yacimiento de gas condensado a partir de los datos geológicos, del yacimiento y de producción requiere una comprensión clara del comportamiento del petróleo y el gas en diversas condiciones operativas del yacimiento y de superficie. Debido a que el condensado se obtiene a partir de yacimientos de gas y condensado cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, es necesario recombinar el condensado con el gas en una proporción adecuada para calcular el volumen original de gas en sitio en el yacimiento.

El método tradicional propuesto por Rzasa y Katz [2], proporciona un medio para calcular el volumen de gas en sitio en un yacimiento de gas condensado correspondiente a la

cantidad de gas producido y condensado asociado. Los gráficos de correlaciones basados en este método están disponibles en la literatura. Seguidamente, se siguen los pasos establecidos por Standing [3] con lo cual se llega a la determinación del volumen de gas y de hidrocarburos asociados en sitio.

La solución convencional de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas seco y húmedo no incorporan las propiedades PVT debajo de la presión de saturación debido a que estas difieren significativamente en un yacimiento de gas y condensado cuando esta fase coexiste sobre la temperatura crítica y la cricondenterma. También, el balance de materia convencional para petróleo específicamente para petróleo saturado considera que no existen cambios significativos en la composición por debajo de la presión de saturación. Esto es difícil de tomar en consideración cuando se trata de condensados provenientes del gas en superficie en yacimientos de gas condensado [4].

El problema también se complica, ya que el método convencional no integra otras variables como la inyección de gas para recuperación secundaria o la intrusión de agua de acuíferos asociados, por lo que el método debe ser modificado y actualizado con los nuevos métodos que existen para el cálculo de factores de formación y de compresibilidad del gas, así como de estimación de producción de condensados en superficie basado en las condiciones de operación y producción [5].

Por mucho tiempo se ha venido utilizando el modelo volumétrico para yacimientos de gas y condensado, pero se ha determinado que hay problemas en la validación de los resultados obtenidos tanto como en la predicción de los valores de recobro a condiciones de abandono del campo [6], [7], [8].

En el contexto de la Industria 4.0, la digitalización de campos maduros es una prioridad. Sin embargo, gran parte de la información histórica de estos activos se encuentra en formatos analógicos o depende de métodos gráficos manuales que no son compatibles con los flujos de trabajo modernos de Data Analytics [9], [10], [11], [12], [13].

Aunque existen modelos complejos de Ecuaciones de Estado (EOS) y Machine Learning, estos requieren una densidad de datos (composiciones detalladas SARA, pruebas PVT de fondo) que raramente existe en campos antiguos o marginales. Por tanto, existe la necesidad de herramientas

intermedias: algoritmos ligeros que automaticen la física clásica sin exigir data que no existe [14], [15], [16], [17].

Debido a la dificultad para el cálculo de reservas de gas en yacimientos de gas y condensado, en contraste con un yacimiento de gas seco, se plantea encontrar un método simplificado, que permita una rápida valoración de las reservas de gas y condensados a partir de ecuaciones de balance de materiales que toman en consideración las reservas detrás de la pared de los pozos de gas que se encuentran, sea esperando ser producidos o en espera de ser reparados.

Este trabajo de investigación es importante ya que debido a la coyuntura internacional el gas natural viene siendo reposicionado como un combustible de transición energética y además por su escasez en el mercado hay un renovado esfuerzo por encontrar nuevas reservas, así como de reevaluar los yacimientos en producción o en prospectos

II. CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTOS DE GAS Y RESERVAS

A. Comportamiento de Fases en Yacimientos

Los yacimientos de gas se clasifican en seco, húmedo y condensado según su diagrama de fases y condiciones de superficie. Esta investigación se centra exclusivamente en los yacimientos de gas condensado (retrógrados), caracterizados por una temperatura de yacimiento intermedia entre la temperatura crítica y la cricondenterma. A diferencia de los gases secos o húmedos, estos sistemas exhiben condensación retrógrada isotérmica dentro del medio poroso cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, atrapando líquidos valiosos que no fluyen a superficie [18]. Este comportamiento complejo invalida los balances de materia convencionales de gas seco (P/Z) y requiere métodos composicionales o correlaciones empíricas específicas para recombinar los fluidos producidos.

B. Fenomenología de la Condensación Retrógrada

El comportamiento termodinámico de estos fluidos es contraintuitivo. A diferencia de un gas convencional que se expande al reducir la presión, una mezcla de gas condensado que atraviesa la envolvente de fases (región de dos fases) experimenta una licuefacción parcial. Este fenómeno ocurre isotérmicamente cuando la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión de rocío retrógrada, pero se mantiene por encima de la presión máxima de condensación líquida [1]. La Fig. # 1 presenta un esquema del diagrama de fases P-T de un yacimiento de gas retrógrado.

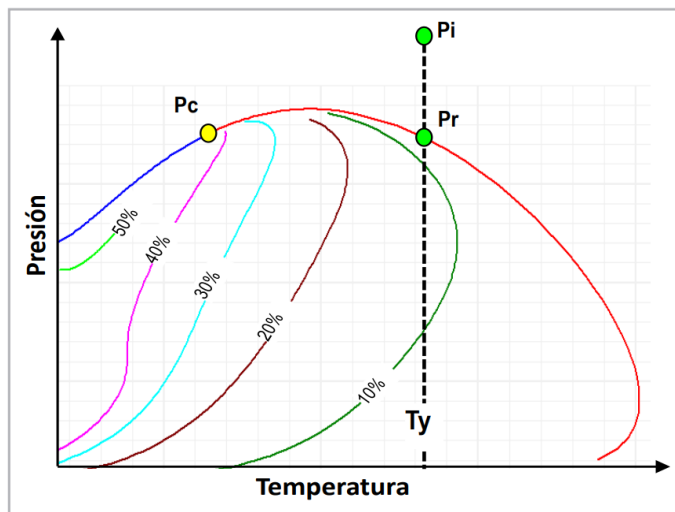


Fig. 1. Diagrama Presión-Temperatura para un yacimiento de gas retrógrado [19]

Desde una perspectiva de ingeniería de yacimientos, esto genera tres problemas críticos que justifican el uso de algoritmos precisos:

1) *Pérdida de permeabilidad relativa*: El líquido condensado se acumula en los poros cercanos al pozo, reduciendo drásticamente la movilidad del gas (bloqueo por condensado).

2) *Cambio composicional*: El gas producido en superficie se vuelve más "seco" (menos rico en líquidos) con el tiempo, ya que los componentes pesados (C7+) quedan atrapados en el subsuelo [18].

3) *Incertidumbre volumétrica*: Los métodos convencionales (P/Z) sobrestiman las reservas al no contabilizar el volumen ocupado por el líquido retrógrado que no fluye. Por tanto, la determinación exacta de la riqueza inicial de la mezcla mediante correlaciones ajustadas es vital para establecer la línea base económica del proyecto.

C. Sistema de Gerenciamiento de Recursos Hidrocarburíferos (PRMS)

La estimación de volúmenes se adhiere a las definiciones del *Petroleum Resources Management System* (PRMS) [20]. Se busca cuantificar el Gas Original en Sitio (GOES/OGIP) y los volúmenes recuperables comerciales (Reservas), diferenciándolos de los recursos contingentes y prospectivos. La precisión en la determinación de la composición in-situ es crítica para mover volúmenes de la categoría de "Recursos" a "Reservas Probadas".

III. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

A. Reservas de Gas – Método Volumétrico

Para la evaluación de las reservas de gas en un yacimiento se ha venido utilizando el modelo volumétrico, el cual es descrito a continuación

$$GOES = 7,758[\phi * h * A * (1 - S_{wi}) / \beta_{gi}] \quad (1)$$

Donde

GOES = gas original en sitio, PCS

ϕ = porosidad promedio de la formación, decimales

h = espesor neto de formación, pies

A = área neta de formación, acres

S_{wi} = saturación inicial de agua, decimales

β_{gi} = factor volumétrico inicial del gas seco, PCY/PCS

El factor volumétrico inicial del gas seco se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\beta_{gi} = 0.0054 * (Z_{gi} * T_{ri}) / P_i \quad (2)$$

Donde

Z_{gi} = factor de compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura iniciales del yacimiento, adimensional

T_{ri} = temperatura inicial del yacimiento, °R

P_i = presión inicial del reservorio, psia

El factor volumétrico para el gas condensado β_{gci} se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$\beta_{gci} = 0.02829 * (Z_{gci} * T_{ri}) / P_i \quad (3)$$

Donde

β_{gci} = factor volumétrico inicial promedio del gas condensado, PCY/PCS

Z_{gci} = factor de compresibilidad del gas condensado a condiciones de presión y temperatura iniciales del yacimiento, adimensional.

A partir de la fracción molar del gas condensado que se produce en superficie como gas se puede calcular el GOES o gas seco mediante la siguiente ecuación:

$$GOES = G_T * f_g \quad (4)$$

Donde

G_T = gas total (gas seco + condensado) original en sitio, PCS

f_g = fracción molar del gas condensado que se produce en superficie, decimales.

Además, f_g se determina mediante la siguiente ecuación:

$$f_g = RGC_i / [RGC_i + 132,800(\gamma_c / M_c)] \quad (5)$$

Donde

RGC_i = relación gas condensado a condiciones iniciales, PCS/STB

γ_c = gravedad específica del condensado, adimensional

M_c = peso molecular del condensado, lb/lb-mol.

Con la relación entre el GOES y la Relación Gas-Condensado inicial RGC_i se obtiene el Condensado Original en Sitio (COES) en STB.

$$COES = GOES / RGC_i \quad (6)$$

Basándose en las consideraciones anteriores, el método volumétrico puede ser aplicado usando valores promedios de los parámetros requeridos y por medio de recombinación matemática del gas de separador y del condensado a condiciones de almacenamiento en superficie en base a la relación gas condensado o en base a la composición de los fluidos.

Para estimar las reservas recuperables de gas o gas condensado, se debe utilizar el factor de recobro, el cual es único para cada yacimiento.

$$\text{Reservas recuperables de gas} = GOES * f_{rg} \quad (7)$$

$$\text{Reservas recuperables de gas condensado} = COES * f_{rc} \quad (8)$$

Donde

f_{rg} = factor de recobro de gas, fracción

f_{rc} = factor de recobro de condensado, fracción

B. Algoritmo de Propiedades de Fluidos

Para automatizar el cálculo del Volumen Original (GOES) sin depender de lecturas visuales, el algoritmo integra correlaciones explícitas que caracterizan el comportamiento de la mezcla gas-condensado en función de la gravedad específica (γ_g).

1) *Fundamento físico de las correlaciones empíricas*: El uso de la gravedad específica del gas (γ_g) como variable predictora única se basa en el principio de estados correspondientes. En sistemas de hidrocarburos, la densidad macroscópica de la mezcla gaseosa actúa como un indicador robusto de su peso molecular promedio y, por ende, de sus fuerzas intermoleculares [3]. Standing (1977) demostró que, para mezclas de gases naturales y condensados, existe una relación directa entre la gravedad específica y los parámetros críticos de los componentes puros que conforman la mezcla.

Sin embargo, los sistemas de gas condensado presentan desviaciones significativas debido a la presencia de fracciones pesadas vaporizadas. Las correlaciones seleccionadas para este algoritmo, (9) y (10), ajustan los coeficientes de regresión para compensar el efecto del volumen molar de los componentes C7+, permitiendo estimar la energía cinética de la mezcla (temperatura pseudocrítica) y las fuerzas de atracción (presión pseudocrítica) con un error mínimo sin necesidad de una cromatografía completa.

2) *Propiedades pseudocríticas (Modelo de Standing)*: De las diversas correlaciones disponibles (Sutton, Wichert-Aziz, etc.), se seleccionó el modelo de Standing [3] por su alta precisión en sistemas de gases naturales de bajo peso molecular sin contaminantes (H_2S , CO_2), característicos de los casos de estudio seleccionados. Estas ecuaciones permiten determinar la presión (P_{pc}) y temperatura (T_{pc}) pseudocríticas directamente desde la gravedad específica del gas:

$$P_{pc} = 706 - 51.7 * \gamma_g - 11.1 * \gamma_g^2 \quad (9)$$

$$T_{pc} = 187 + 330 \cdot \gamma_g - 71.5 \cdot \gamma_g^2 \quad (10)$$

3) *Factor de compresibilidad (Correlación explícita de Wahba)*: Para el cálculo del factor-Z, el algoritmo implementa la correlación de Wahba et al. (2018) [21]. A diferencia del método estándar de Dranchuk-Abou-Kassem, que es implícito y requiere procesos iterativos (tipo Newton-Raphson) susceptibles a fallos de convergencia en bucles de programación sencillos, la ecuación de Wahba es explícita. Esto reduce significativamente el costo computacional y facilita su programación directa en cualquier lenguaje o hoja de cálculo:

$$\begin{aligned} Z = & -0.1284 + 0.3098 T_{pr} + 0.1427 P_{pr} + 0.3222 T_{pr}^2 \\ & -0.157 T_{pr} P_{pr} + 0.009456 P_{pr}^2 - 0.0963 T_{pr}^3 \\ & +0.02993 T_{pr}^2 P_{pr} - 0.00002458 T_{pr} P_{pr}^2 \\ & -0.0002861 P_{pr}^3 \end{aligned} \quad (11)$$

$$P_{pr} = P/P_{pc} \quad (12)$$

$$T_{pr} = T/T_{pc} \quad (13)$$

Donde

P_{pr} y T_{pr} son la presión y temperatura pseudorreducidas; y, P y T son la presión y temperatura del yacimiento

Esta correlación se recomienda para los intervalos $1 < P_{pr} \leq 15$ y $1.05 < T_{pr} \leq 3.0$, por encima del punto de rocío.

IV. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO

Para superar las limitaciones de la interpretación manual, se diseñó un flujo de trabajo computacional que integra las variables de producción de superficie con modelos matemáticos de comportamiento de fases. La metodología se estructura en tres etapas: definición de inputs, digitalización del modelo de fluido y cálculo iterativo de volumen.

A. Parámetros de Entrada (Inputs)

El algoritmo requiere siete variables de campo estándar, disponibles en reportes de producción diarios, eliminando la necesidad de muestreo de fondo:

1. Presión y temperatura del yacimiento (P , T).
2. Producción de gas en separador y tanque (G_{sep} , G_{tanque}).
3. Producción de condensado (q_c).
4. Gravedades específicas del gas y gravedad API del condensado.

B. Digitalización de Correlaciones

La innovación principal reside en la sustitución de las cartas gráficas analógicas por funciones continuas. La Tabla I resume la transformación operativa realizada en el estudio.

C. Modelo de Regresión para la Gravedad del Fluido

El paso crítico para automatizar el método de Rzas & Katz es determinar la gravedad específica del fluido del yacimiento (γ_{wf}) sin acudir al nomograma. Para ello, se digitalizó la tendencia de la curva original y se derivó la siguiente función polinómica de segundo orden, la cual presenta un ajuste estadístico de $R^2 > 0.99$ para el rango de condensados típicos:

$$\gamma_{wf}/\gamma_{sep} = -3 \times 10^{-6} R_{cg}^2 + 0.0045 R_{cg} + 1.0102 \quad (14)$$

Donde:

γ_{sep} : Gravedad específica promedio del gas de separador.

R_{cg} : Relación Condensado-Gas en Barriles/MMPCS.

Esta ecuación permite al algoritmo calcular γ_{wf} instantáneamente, dato que posteriormente alimenta las ecuaciones de Standing, (10) y (11), y Wahba, Ec (12), definidas en la sección anterior, cerrando el ciclo de cálculo volumétrico de forma determinística.

TABLA I
TRANSICIÓN DE METODOLOGÍA ANALÓGICA A DIGITAL

Paso del Proceso	Método Tradicional (Analogico)	Algoritmo Propuesto (Numérico)
Gravedad del fluido (γ_{wf})	Lectura visual de la correlación gráfica de R_{cg} de Rzas & Katz (1945) [2]	Regresión Polinómica Cuadrática. (14)
Propiedades Pseudocríticas (P_{pc} , T_{pc})	Interpolar en gráficas de densidad de gases de Brown et al. / Standing (1948) [22]	Correlaciones Matemáticas de Standing, (10) y (11)
Factor de Compresibilidad Z	Lectura manual de la carta de compresibilidad generalizada de Standing-Katz [23]	Correlación Explícita de Wahba et al. (2018), (11)
Integración Volumétrica	Cálculo secuencial manual propenso a error de lectura	Algoritmo iterativo automatizado

V. RESULTADOS

Para validar la robustez del algoritmo numérico propuesto, se aplicó la herramienta en dos casos de estudio de yacimientos de gas condensado con propiedades de fluidos distintas. Se compararon los resultados obtenidos mediante el algoritmo automatizado versus el método gráfico tradicional (lectura manual de nomogramas), utilizando el error porcentual absoluto como métrica de validación.

A. Datos de los Casos de Estudio

La Tabla II resume las condiciones de yacimiento y producción utilizadas como *inputs* para la simulación. El Caso 1 representa un yacimiento de alta presión (3000 psia) y temperatura, mientras que el Caso 2 evalúa un escenario de menor presión (2740 psia) y distinta riqueza de condensado, permitiendo probar el algoritmo en diferentes rangos de la envolvente de fases.

TABLA II
DATOS DE ENTRADA PARA LOS CASOS DE ESTUDIO

Parámetro	Unidad	Caso 1	Caso 2
Presión de Yacimiento (P)	psia	3000	2740

Temperatura (T)	°F	240	215
Porosidad (ϕ)	%	30	25
Saturación de Agua (S_w)	%	12	30
Prod. Gas Separador (G_{sep})	MPCSD	4000	3100
Prod. Gas Separador (G_{sep})	MPCSD	4000	3100
Prod. Gas Tanque (G_{tanque})	MPCSD	200	120
Prod. Condensado (q_c)	BPD	400	242
G.E. Gas Separador (γ_{sep})	aire=1	0.65	0.65
Gravedad Condensado	°API	50	48

B. Validación del Algoritmo vs. Método Tradicional

La Tabla III presenta la comparación detallada de los parámetros intermedios (propiedades pseudocríticas y factor Z) y el resultado final volumétrico (GOES).

TABLA III
COMPARATIVA DE RESULTADOS: MÉTODO GRÁFICO VS.
ALGORITMO NUMÉRICO

Parámetro Evaluado	Caso	Método Gráfico (Manual)	Algoritmo (Propuesto)	% Error Absoluto
Relación de Gravedad (γ_{wf}/γ_{sep} , adimensional)	1	1.410	1.412	0.11%
	2	1.331	1.328	0.26%
Presión Pseudocrítica (P_{pc} , psia)	1	642.00	646.30	0.67%
	2	651.00	651.19	0.03%
Temperatura Pseudocrítica (T_{pc} , °R)	1	435.00	437.49	0.57%
	2	424.62	424.06	0.13%
Factor de Compresibilidad (Z, adimensional)	1	0.840	0.824	1.91%
	2	0.805	0.830	3.10%
Gas Original en Sitio (GOES, MMPCS/acre-pie)	1	2.07	2.11	1.94%
	2	1.36	1.32	3.05%

C. Discusión de la Precisión

El análisis de los resultados demuestra una consistencia alta entre ambos métodos.

1) *Propiedades pseudocríticas*: El error en P_{pc} y T_{pc} es insignificante (menor al 0.7% en todos los casos). Esto valida que las correlaciones matemáticas de Standing utilizadas en el algoritmo reproducen fielmente las curvas gráficas originales.

2) *Factor Z*: Se observa la mayor desviación en el cálculo del factor Z (hasta 3.10% en el Caso 2). Esta diferencia es esperada y atribuible a la subjetividad de la lectura visual en la gráfica de Standing-Katz del método tradicional, frente a la precisión determinística de la ecuación explícita de Wahba implementada en el algoritmo.

3) *Impacto en reservas (GOES)*: A pesar de las variaciones intermedias, el error final en la estimación del Gas Original en Sitio se mantiene por debajo del 3.05%. Este margen es técnicamente aceptable para la ingeniería de yacimientos, donde la incertidumbre geológica suele ser mayor al 10%.

Es importante notar que la discrepancia del 3.10% observada en el factor de compresibilidad (Z) para el Caso 2 tiene un origen físico y metodológico. El método gráfico tradicional requiere una interpolación visual doble: primero

para determinar las propiedades pseudorreducidas y luego para interceptar las curvas de compresibilidad. En la región de alta presión y temperatura cercana al punto crítico (característica del Caso 2), las isothermas del gráfico de Standing-Katz presentan una pendiente pronunciada, donde un error visual de 0.05 en la presión pseudorreducida puede traducirse en una desviación de 0.02 a 0.03 en el valor de Z.

El algoritmo numérico, al utilizar la ecuación de estado explícita de Wahba [21], elimina esta incertidumbre de lectura. Por lo tanto, se infiere que el valor "calculado" por el algoritmo es, de hecho, más preciso que el valor "leído" manualmente, sugiriendo que la diferencia reportada no es un error del modelo, sino una corrección de la imprecisión inherente al método analógico. Esto refuerza la hipótesis de que la digitalización mejora la calidad del dato para la estimación de reservas.

VI. LIMITACIONES Y RECOMENDACIONES

Aunque el algoritmo propuesto demuestra una alta precisión para los casos de estudio evaluados, es necesario acotar su rango de aplicación para garantizar resultados confiables en otros escenarios.

A. Limitaciones del Modelo

1) *Presencia de contaminantes*: Las correlaciones de Standing y el modelo de regresión desarrollado asumen un comportamiento de gas dulce (sin impurezas). En yacimientos con alto contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) o dióxido de carbono (CO_2), las propiedades pseudocríticas calculadas requerirían factores de corrección adicionales (como el método de Wichert-Aziz) que no están integrados en la versión actual del algoritmo.

2) *Rango de Validación*: La ecuación polinómica (14) fue ajustada para rendimientos de condensado típicos. En yacimientos de gas húmedo muy pobre (cercaños al punto de rocío) o condensados muy ricos (cercaños al punto crítico), se recomienda validar la regresión con puntos de control adicionales.

3) *Modelo Estático*: El algoritmo calcula el volumen in-situ (GOES) en un momento específico. No sustituye a una simulación numérica dinámica para predecir el comportamiento de la condensación retrógrada a lo largo del tiempo de agotamiento del yacimiento.

B. Recomendaciones

Se sugiere utilizar esta herramienta principalmente en las etapas de:

- *Screening* inicial de activos y reevaluación rápida de carpetas de oportunidades en campos maduros.
- Auditoría de reservas donde se requiere validar cálculos volumétricos antiguos sin acceso al software original.
- Entornos educativos para demostrar la sensibilidad de las reservas a las propiedades de los fluidos sin la "caja negra" de los simuladores comerciales.

VII. CONCLUSIONES

La transformación digital de la industria energética exige la modernización de métodos clásicos que, aunque teóricamente robustos, han quedado rezagados por su formato analógico. En el presente trabajo se logró convertir el método gráfico de Rzasa & Katz y Standing en un algoritmo numérico determinístico. La derivación de una ecuación de regresión polinómica para la gravedad del fluido elimina efectivamente la dependencia de la lectura visual de nomogramas, permitiendo la automatización del flujo de trabajo. A diferencia de las Ecuaciones de Estado (EOS) que requieren composiciones molares detalladas, este algoritmo opera eficazmente utilizando únicamente siete variables de producción estándar, lo que lo posiciona como una solución costo-efectiva para la revalorización de yacimientos marginales o campos maduros donde no existe data PVT actualizada.

En términos de precisión, la comparación de resultados entre el método manual tradicional y el algoritmo propuesto arrojó un error absoluto promedio menor al 3.05% en la estimación del Gas Original en Sitio (GOES). Este margen de desviación se considera técnicamente aceptable y estadísticamente despreciable frente a la magnitud de la incertidumbre geológica inherente a la estimación de la porosidad o la saturación de agua en el subsuelo. Estos resultados validan la herramienta no solo como un mecanismo de cálculo rápido, sino como una alternativa fiable para la ingeniería de reservorios que elimina el sesgo humano del proceso de evaluación.

Como líneas de investigación para expandir el alcance de este estudio, se propone integrar al código las correcciones de Wichert-Aziz, lo cual permitiría extender la validación del algoritmo a yacimientos de gas agrio con presencia de CO₂ y H₂S. Asimismo, se sugiere el desarrollo futuro de aplicaciones web o scripts de procesamiento masivo que utilicen este motor de cálculo para realizar análisis estocásticos de incertidumbre (tipo Monte Carlo) sobre bases de datos históricas de producción, facilitando así la auditoría de reservas a gran escala.

REFERENCES

- [1] T. Ahmed, *Equations of State and PVT Analysis*. Burlington: Elsevier Science, 2013.
- [2] M. J. Rzasa y D. L. Katz, "Calculation of Static Pressure Gradients in Gas Wells", *Trans. AIME*, vol. 160, núm. 01, pp. 100–113, dic. 1945, doi: 10.2118/945100-G.
- [3] M. B. Standing, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1977. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.com.ec/books?id=t6ISPgAACAAJ>
- [4] B. Shams y J. Yao, "General Material Balance for Gas Condensate Reservoir and its GIP Estimations", *J. Pet. Environ. Biotechnol.*, vol. 07, núm. 02, 2016, doi: 10.4172/2157-7463.1000270.
- [5] J. Hagoort, *Fundamentals of gas reservoir engineering*. Amsterdam, New York: Elsevier; Distributors for the U.S. and Canada, Elsevier Science Pub. Co., 1988.

- [6] T. W. Brinkley, "Calculation of Rate and Ultimate Recovery From Gas Condensate Reservoirs", en *All Days*, Tulsa, Oklahoma: SPE, mar. 1958, p. SPE-1028-G. doi: 10.2118/1028-G.
- [7] V. L. MacKay, Ed., *Determination of oil and gas reserves*, 2. ed. en Petroleum Society monograph / Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, no. 1. Calgary: Petroleum Society, 2004.
- [8] S. Nnakaihe y F. i Nwabia, "Validation of an Estimated Gas Condensate Reserve using Applied Uncertainty Analysis for the Condensate Reservoir Properties", *HAL Open Sci.*, vol. 4, núm. 1, pp. 21–28, ene. 2017.
- [9] C. Haouel y A. Nemeslaki, "Digital Transformation in Oil and Gas Industry: Opportunities and Challenges", *Period. Polytech. Soc. Manag. Sci.*, vol. 32, núm. 1, pp. 1–16, mar. 2023, doi: 10.3311/PPso.20830.
- [10] L. Saputelli *et al.*, "Success Cases and Lessons Learned After 20 Years of Oilfield Digitalization Efforts", en *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA: SPE, sep. 2024, p. D021S012R005. doi: 10.2118/220932-MS.
- [11] W. Tang, "Oil and Gas Fields' Digital Transformation Challenges and Countermeasures", *J. Comput. Electron. Inf. Manag.*, vol. 17, núm. 2, pp. 1–4, jun. 2025, doi: 10.54097/wcldg94.
- [12] B. Moradi *et al.*, "Reshaping the Oil & Gas Industry: The Rise of the Digital Petroleum Engineer", en *SPE Offshore Europe Conference & Exhibition*, Aberdeen, Scotland, UK: SPE, sep. 2025, p. D021S009R006. doi: 10.2118/226792-MS.
- [13] T. Wang *et al.*, "Current Status and Prospects of Artificial Intelligence Technology Application in Oil and Gas Field Development", *ACS Omega*, p. acsomega.3c09229, ene. 2024, doi: 10.1021/acsomega.3c09229.
- [14] A. Zeedan, A. Abd, y A. S. Abushaikh, "Reservoir Simulations: A Comparative Review of Machine Learning Approaches", *IEEE Access*, vol. 13, pp. 167999–168033, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3614017.
- [15] H. Wang, "Production Analysis in Tight/Shale Reservoirs Via Machine Learning Approaches", el 25 de abril de 2024, *Graduate Studies*. doi: 10.11575/PRISM/43387.
- [16] T. Lertliangchai, B. Dindoruk, L. Lu, X. Yang, y U. Sinha, "A Comparative Analysis of the Prediction of Gas Condensate Dew Point Pressure Using Advanced Machine Learning Algorithms", *Fuels*, vol. 5, núm. 3, pp. 548–563, sep. 2024, doi: 10.3390/fuels5030030.
- [17] X. Du, S. Salasakar, y G. C. Thakur, "A Comprehensive Summary of the Application of Machine Learning Techniques for CO₂-EOR Projects", el 20 de febrero de 2024, *Engineering*. doi: 10.20944/preprints202402.1118.v1.
- [18] W. D. McCain, *The properties of petroleum fluids*, 2nd ed. Tulsa, Okla: PennWell Books, 1990.
- [19] J. Paredes, H. Santiago, Y. Torres, C. Méndez, "Diagnóstico de fenómenos físicos presentes en yacimientos de gas y condensado utilizando API", *Ingeniería petrolera*, vol. 64, núm. 1, pp. 65–87, 2024.
- [20] Society of Petroleum Engineers, Ed., *Petroleum resources management system*, Revised June 2018. Richardson, Tex: Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [21] A. Wahba, H. Khatib, y A. Gawish, "A Study on Gas Compressibility Factor for Gas-Condensate Systems", *J. Pet. Min. Eng.*, vol. 20, núm. 1, pp. 41–57, dic. 2018, doi: 10.21608/jpme.2018.38796.
- [22] G. G. Brown, D. L. Katz, R. C. Alden, y Natural Gas Processors Association, *Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons*. Tulsa, Okla.: Mid-West Print. Co., 1948.
- [23] M. B. Standing y D. L. Katz, "Density of Natural Gases", *Trans. AIME*, vol. 146, núm. 01, pp. 140–149, dic. 1942, doi: 10.2118/942140-G.