

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR VARIAS METODOLOGÍAS DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Mijares Q., Andryus M.

Para optar el Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR VARIAS METODOLOGÍAS DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil.

Tutor Académico: Prof. Alexis Gammiero.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Mijares Q., Andryus M.

Para optar el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

Caracas, noviembre de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Andryus Mijares, titulado:

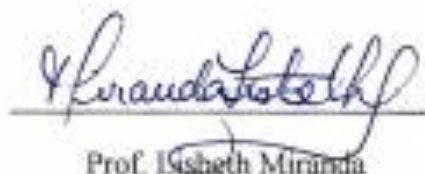
**“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EVALUAR VARIAS METODOLOGÍAS DE BALANCE DE
MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS CON
CONDENSACIÓN RETRÓGRADA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Dir. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Isbeth Miranda

Jurado



Prof. Carlos Gil

Tutor



Dedicatoria:

El presente Trabajo Especial de Grado lo dedico con eterna gratitud y amor.

A **Dios**, porque con su gloria iluminó mi camino, permitiéndome vivir diversas dificultades y gratitudes para tener la fortaleza y el valor de luchar cada día por lograr mis triunfos, agradeciendo y valorando los dones que me ha otorgado, con el fin de cumplir su voluntad.

A **mis amados padres**, a mi madre **Carmen Quereigua** y a mi padre **Gilberto Mijares**, por creer en mí, por darme lo mejor de ellos mismos, gracias por sus principios, el apoyo y la paciencia en esta etapa importante de mi vida, los amo.

A **mis hermanos**, **Dennys Nazareth**, **Deivys Jesús Gilberto**, **Gilberto Enrique**, **Giselle Andreina** y **José Gabriel**, quienes son la gran bendición que Dios y mis padres me han dado. Regalándome sonrisas, el apoyo y el respeto que me merezco. Sé que pueden lograr sus sueños, los amo.

A **mis grandes amigos**, quienes me han permitido tener una relación de honestidad, ayudándonos mutuamente a convertirnos en las mejores versiones de nosotros mismos. Comparado con mis grandes amigos, el petróleo no vale nada.

A **todos aquellos**, que han creído y no han creído fielmente en mí.

A **la vida**, aquellos momentos difíciles que siempre pude sacar valor y fortaleza para continuar, con perseverancia, constancia y dedicación.

A **las vidas que me inspiran**, personas respetables y admirables que han luchado y logrado sus triunfos, sin importar pasar por las sendas de los sacrificios.

Andryus Melina Mijares Quereigua

AGRADECIMIENTOS

A **Dios todopoderoso**, que en todos estos años de vida académica, me bendijo, protegiéndome, iluminándome y fortaleciéndome, haciendo posible que en mi mente llegara el conocimiento intelectual referente al campo de Ingeniería de Petróleo, así como el conocimiento empírico emocional a través de las experiencias adquiridas, creciendo exponencialmente mi fe y la sabiduría necesaria para asumir retos y lograr esta gran meta de ser Ingeniera de Petróleo.

A **la Ilustre Universidad Central de Venezuela** y a **la Escuela de Ingeniería de Petróleo**, por ser el lugar donde adquirí un gran cúmulo de conocimientos y experiencias que me han ayudado en mi formación profesional.

Un especial agradecimiento a **mi tutor Profesor Carlos Gil**, por la oportunidad, su disposición a orientarme, corregir el rumbo cuando fue necesario, su preocupación, así como el apoyo humano e intelectual para desarrollar este Trabajo Especial de Grado. Dios lo bendiga siempre. A **mi tutor Profesor Alexis Gammiero**, por su valiosa orientación, así como su apoyo en la realización de este Trabajo Especial de Grado.

A **mis padres**, por ser mis guías y acertar en mi educación, han sido mi gran apoyo, espero no defraudarlos nunca y seguir siendo sucesora de sus principios y valores. Madre, gracias por tener la fe que me impulsó a no abandonar mi carrera. Padre, gracias por tus oraciones, carácter y esfuerzos que me permitieron fortalecerme y ser la gran mujer quien soy. Los amo.

A **mi hermana Dennys Mijares**, por ser mi gran apoyo, mi gran amiga, sin ti no hubiera logrado a enfrentar muchos obstáculos, fuiste el calor familiar más inmediato cuando me sentía sola, tu colaboración y honestidad ha sido única y valorable. Te amo. De igual modo, le doy gracias a su esposo, **Josmar Pérez Guacarán**, a su

familia y a **Honey**, por el trato y la atención que le han tenido a mi hermana. Así como el apoyo que me han dado. Dios los bendiga. A **mis hermanos Deivys, Gilbert, a mi querida ahijada Giselle y a mi pelotero “Gabo”**, quienes han sido como unos hijos para mí. Me han brindado una excelente atención, respeto y cariño, animándome a seguir creciendo como una hermana ejemplar.

A **mis amigos, José Gregorio Briceño, Ronald Barrios, Juan Gámez, Francisco Castillo, Betty Gómez, Lessa Henao, Joel Carrasquel, Eduardo Rodríguez, Liliana Príncipe, José Fernández, Carlos González y los Profesores Luis García y Gonzalo Rojas**, así como a sus familiares, quienes en los momentos más críticos durante el desarrollo del presente trabajo especial de grado pudieron apoyarme y ayudarme, solventándome inconvenientes que no me permitían avanzar. Sin ustedes no lo hubiese logrado. Dios los bendiga.

A **toda mi familia**, especialmente a **mi abuela Carmen, mi abuelo Enrique, mi madrina Magaly, mi padrino Carlos Gotto, mis tíos Cesar, Cheo, Roger, Héctor, José, Roy, Alfredo, Henry y Edgar, mis tías Deise, Angie, Jenny, Yaritza, Nena, Teresa y Luz**, así como a sus familiares quienes durante mis estudios me brindaron su apoyo. A mi **prima Jennifer**, por ser una amiga y hermana, te quiero mucho. Gracias, Dios los bendiga.

A **mis grandes amigos y amistades**, especialmente a **Luis Barrios, Julio Machuca, Mayerling, Luis Castillo, Federica, Robert, Maykell Pineda, Alejandro Gámez, Marcel, Cipriano, Edgar Alarcón, Cánchica, Yessika Loyo, Aleska, Rodolfo Camargo, María Peralta, Naileth, Leudith, Williams Espinoza, Omar Aguilar, Helmud, Aridia, Keren, Maykhenie, Christopher Mendoza, Cesar Briceño, Housam, Miguelito, Mayckol Pérez, Manuel “Bochinche” Martínez, Camilo Bastidas, Álvaro Bastidas, Diana, Nelly, José Nava, Liber, Lourdes, Jean Pierre, Henry Andrade, Héctor Bastidas, Guillén, Emperatriz, José Rafael, Edgardo, Saúl, Peter, Rosángela, Neyfran, Carlos Arvelo, Marino, Maritza, Bachir, Carlos**

Carrillo, Betzaida, Jacob y demás amigos, son muchos para nombrarlos a todos, cada uno me brindó su apoyo con una amistad honesta, deseándome el mayor éxito. Los aprecio. A **Rubén Padrón “El programador”**, contigo aprendí que “Música paga, no suena”.

A **los profesores de la Facultad de Ingeniería** por impartirme sus conocimientos, en especial a **Freddy Pérez, Adonais Álvarez, Froilán Lozada, Adriana García, Miguel Castillejo, Evelyn Azuaje, Lisbeth Miranda, Arturo Calvo, René Rojas, Humberto Kum, Trino Romero y Domingo Hernández**. Gracias por sus consejos, apoyo, dedicación y tiempo.

A **mis compañeros de trabajo** de Control de Estudio, especialmente a **Denis Riera**; de Banco de Venezuela, especialmente a **Ángel Alayón y Yeniffer Olivo**; de Ferretería EPA, especialmente a **Renzo, Wuadalberto, Enison, Anthony, Jean, Edilberto, Adriano, Jorge, Christopher, Jonathan, Luis “nube”, Benito y Carlos Fernández**. Por su amistad sincera, su apoyo y sus consejos. Los aprecio.

Al equipo **“Cursillo de Cristiandad”**, especialmente a **Raymond, Nilda, Santiago, Narcisa, Amelis y Bárbara**. Por sus oraciones, afirmándome que “Cristo y yo, somos mayoría aplastante”.

A **mi primer amor, Víctor Fernández** quién formó parte importante de mi vida universitaria. Con él descubrí el amor en la UCV y nuestros lindos recuerdos los llevaré siempre en mi corazón. Igualmente a su familia, especialmente a **mi Yolanda**.

A **mi negro, Fernando Hernández**, quién me nutrió de afecto, apoyo y protección durante un mes de noviazgo. Su esencia humana me conllevó a consolidar mi inteligencia emocional destacando lo extraordinaria que soy y siendo firme a mis creencias. Nuestros lindos recuerdos los llevaré en mi corazón.

Gracias a todos.

Mijares Q., Andryus M.

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EVALUAR VARIAS METODOLOGÍAS DE BALANCE DE
MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS CON
CONDENSACIÓN RETRÓGRADA**

**Tutores Académicos: Prof. Carlos Gil y Prof. Alexis Gammiero. Trabajo
Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, p.339**

Palabras Claves: BM-GAS, Gas Condensado Original en Sitio, GCOES, Gas Original en Sitio, GOES, Condensado Original en Sitio, COES, Ecuación de Balance de Materiales, Gas Condensado con Condensación Retrógrada.

Resumen: Se desarrolló una herramienta computacional, denominada BM-GAS, empleando las hojas de cálculo de Microsoft Excel. Permitiendo evaluar, de manera rápida y sencilla, diversas metodologías de Balance de Materiales con el fin de cuantificar las reservas originales en sitio de yacimientos gas condensado. De acuerdo a la aplicabilidad a los tipos de yacimientos de gas condensado, se seleccionó los métodos que serían incluidos en el programa. Para lograr tal fin, se realizó una extensa revisión bibliográfica sobre el estudio termodinámico de los fluidos pertenecientes a los yacimientos de hidrocarburos, definiendo conceptos básicos, características y propiedades de los yacimientos de gas condensado, así como su comportamiento, cuando ocurre condensación retrograda isotérmica. Posteriormente, la investigación se enfocó en definir los fundamentos teóricos, las suposiciones iniciales para el desarrollo y las principales aplicaciones de la Ecuación de Balance de Materiales, determinando los métodos aplicados a yacimientos de gas condensado, así como las variables involucradas en cada uno de los métodos. Las soluciones estimadas en el programa BM-GAS, son generadas mediante la construcción de gráficos, a partir del manejo de diversos cálculos.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2 OBJETIVOS.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 ALCANCE.....	5
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5 LÍMITES.....	7
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 CONCEPTOS TERMODINÁMICOS.....	8
2.1.1 Comportamiento de fases.....	8
2.1.2 Factores físicos que controlan el comportamiento de fases.....	9
2.1.3 Diagrama de Presión-Temperatura (P-T) de mezclas de hidrocarburos.....	10
2.1.4 Condensación retrógrada isotérmica.....	12
2.1.5 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen.....	15
2.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADOS.....	16
2.2.1 Características.....	16
2.2.2 Contenido líquido del gas condensado.....	19
2.2.3 Presión de Rocío Retrógrada, Proc.....	22
2.2.4 Condensación y vaporización retrógradas.....	24
2.2.5 Clasificación de los yacimientos de gas condensado.....	26
2.3 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO SIMULADOS EN EL LABORATORIO.....	28
2.3.1 Análisis PVT.....	28
2.3.2 Tipos de separación gas-líquido.....	29
2.3.2.1 Separación Diferencial.....	29

2.3.2.2	Separación instantánea (flash).....	30
2.3.3	Procesos de separación gas-líquido en el yacimiento y superficie.....	30
2.3.3.2	El proceso de separación tipo diferencial.....	30
2.3.3.3	El proceso de separación tipo instantáneo (flash).....	31
2.3.4	Pruebas PVT de laboratorio para gases de gas con condensación retrógrada.....	31
2.3.4.1	Recombinación.....	32
2.3.4.2	Composición.....	32
2.3.4.3	Prueba de expansión a composición constante (CCE).....	32
2.3.4.4	Prueba de agotamiento a presión constante (CVD).....	33
2.3.4.5	Prueba de separadores.....	35
2.3.5	Resultados de una Prueba PVT.....	36
2.3.6	Validación de las pruebas PVT para gases condensados.....	37
2.3.6.1	Representatividad de las muestras.....	38
2.3.6.2	Consistencia de los resultados.....	38
2.3.6.2.1	Recombinación Matemática.....	38
2.3.6.2.2	Balance Molar.....	43
2.3.6.2.3	Criterio de las constantes de equilibrio K.....	48
2.3.6.2.4	Criterio de factor de compresibilidad bifásico, z_{2f}	50
2.3.6.2.5	Criterio en base a la Composición del Gas.....	52
2.3.6.2.6	Criterio en base a la composición del líquido retrógrado.....	52
2.3.6.2.7	Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott.....	53
2.4	ECUACIONES DE ESTADO.....	56
2.4.1	Ecuación de gas ideal.....	57
2.4.2	Ecuación de gases reales.....	58
2.4.2.1	Método gráfico de Standing y Katz.....	59
2.4.2.2	Ajuste de curvas de Standing y Katz.....	61
2.4.2.2.1	Ajuste de Hall y Yarboroug.....	61
2.4.2.2.2	Ajuste de Brill y Beggs.....	63
2.5	ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES.....	64
2.5.1	Definición.....	64
2.5.2	Antecedentes de la Ecuación de Balance de Materiales.....	65
2.5.3	Objetivos.....	66
2.5.4	Características.....	66
2.5.5	Suposiciones.....	67
2.5.6	Modelo de tanque.....	68
2.5.7	Balance volumétrico.....	69
2.5.8	Aspectos relevantes de la EBM.....	69
2.6	ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES PARA GAS SECO....	69
2.6.1	Definición.....	69
2.6.2	Clasificación de yacimientos de gas.....	70
2.6.3	Datos necesarios para aplicar la EBM en yacimientos de gas.....	70

2.6.4	Consideraciones generales en la aplicación de la EBM en yacimientos de gas.....	71
2.6.4.1	Propiedades del yacimiento.....	71
2.6.4.2	Propiedades de los fluidos.....	72
2.6.4.3	Calidad de los datos de presión.....	73
2.6.4.4	Grado de agotamiento de la presión.....	74
2.6.5	Suposiciones.....	74
2.6.6	Parámetros.....	75
2.6.7	Derivación de la Ecuación General de Balance de Materiales para gas seco.....	76
2.6.8	Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas seco.....	79
2.6.8.1	Método de Declinación de Presión (P/z) para yacimiento volumétricos.....	80
2.6.8.2	Método de Declinación de Presión (P/z) para yacimiento no volumétricos.....	85
2.6.8.3	Método de Acuífero Pote.....	85
2.6.8.4	Método de Havlena y Odeh.....	88
2.6.9	Yacimientos de Gas con Presiones Anormales.....	90
2.6.10	Influjo de agua en la Ecuación de Balance de Materiales de Gas.....	107
2.6.10.1	Gráfico de Cole (Cole Plot).....	108
2.6.10.2	Modelo de Acuífero Pote o Acuífero Pequeño.....	113
2.6.10.3	Modelo de Shilthuis de estado estable.....	116
2.6.10.4	Modelo de Hurst.....	118
2.6.10.5	Modelo de van Everdingen y Hurst.....	119
2.6.10.6	Modelo de Fetkovich.....	124
2.6.11	Balance de Materiales de Gas Fluyente.....	128
2.7	ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.....	133
2.7.1	Ecuación General de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado, según Gonzalo Rojas.....	137
2.7.2	Ecuación General de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado, según Brian F. Towler.....	138
2.7.3	Determinación del GCOES, GOES y COES.....	142
2.7.3.1	Recombinación en Base a la Relación Gas-Condensado.....	143
2.7.3.2	Recombinación en Base a la Composición de Fluidos del Separador de Alta Presión.....	146
2.7.4	Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P \geq P_{roc}$	149
2.7.5	Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P_{roc} > P$, volumétricos.....	149
2.7.5.1	Método de Declinación de Presión.....	150
2.7.5.1.1	Casos particulares.....	152
2.7.5.1.2	Procedimiento del cálculo.....	153

2.7.5.1.3	Reservas de Gas y Condensado a una Presión de Abandono dada.....	154
2.7.5.2	Predicción en Base a Datos de Laboratorio (Prueba CVD).....	156
2.7.5.2.1	Suposiciones.....	157
2.7.5.2.2	Cálculos.....	158
2.7.5.3	Correlaciones de Eaton y Jacoby.....	161
2.7.5.4	Rangos de las variables usadas.....	162
2.7.5.5	Correlaciones.....	163
2.7.6	Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P_{roc} > P$, no volumétricos.....	164
2.7.6.1	Método de Declinación de Presión.....	165
2.7.6.2	Método de Havlena y Odeh.....	166
2.7.7	Ecuación de Balance de Materiales para la retención de CO ₂ en yacimientos de gas condensado retrógrados.....	167
2.7.8	Método de Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas condensado retrógrado propuesta por Gus Alvarado, J. L. Le Blanc y F. Farshad.....	173
2.7.8.1	Modificación de la Ecuación de Balance de Materiales para empuje hidráulico.....	181
2.7.8.2	Modificación de la Ecuación de Balance de Materiales para expansión del agua connata y de la roca.....	183
2.7.9	Determinación de propiedades PVT del gas condensado mediante el algoritmo de Walsh y Towler.....	185

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA.....	191
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	191
3.2 SELECCIÓN DE MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIALES.....	192
3.3 SELECCIÓN DE VARIABLES Y PARÁMETROS UTILIZADOS EN LOS MÉTODOS SELECCIONADOS.....	195
3.4 DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA.....	197
3.4.1 Desarrollo de los diagramas de flujo para el diseño del programa con los métodos seleccionados.....	197
3.4.1.1 Entrada del programa.....	198
3.4.1.2 Entrada de datos.....	198
3.4.1.2.1 Tabla “Parámetros de yacimiento”.....	200
3.4.1.2.2 Tabla “Inicial en sitio a la presión de rocío”.....	201
3.4.1.2.3 Tabla “Parámetros PVT”.....	202
3.4.1.2.4 Tabla “Parámetros de Producción”.....	205
3.4.1.2.5 Tabla “Datos PVT”.....	206
3.4.1.2.6 Tabla “PVT Agua del Acuífero”.....	207
3.4.1.2.7 Tabla “Selección de métodos”.....	210
3.4.1.2.8 Solución.....	211

3.4.2 Codificación de los diagramas de flujos desarrollados.....	215
3.5 RECOPIACIÓN DE LA DATA REAL Y VALIDACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DISEÑADA.....	215
CAPÍTULO IV	
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	217
4.1 PROGRAMA EBM-GAS.....	217
4.1.1. Descripción de la Hoja de Cálculo.....	218
4.2 RESULTADOS OBTENIDOS.....	229
4.2.1. Ejemplos de Yacimientos de Gas Condensado.....	229
4.2.1.1 Ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado Volumétrico.....	229
4.2.1.2 Ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado No Volumétrico.....	275
4.3 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA EBM-GAS.....	281
4.3.1 Análisis de ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado Volumétrico.....	281
4.3.2 Análisis de ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado No Volumétrico.....	283
CONCLUSIONES.....	284
RECOMENDACIONES.....	285
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	286
APÉNDICE A	
PROPIEDADES DEL GAS.....	292
A.1 PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES PUROS.....	292
A.2 PESO MOLECULAR APARENTE.....	292
A.2.1 En base la composición de la mezcla.....	292
A.2.2 En base a la gravedad específica.....	293
A.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS Y DEL GAS CONDENSADO.....	296
A.4 PROPIEDADES SEUDOCRÍTICAS.....	300
A.4.1 En base a la composición.....	300
A.4.2 En base a la gravedad específica.....	301
A.5 DENSIDAD DEL GAS Y GAS CONDENSADO.....	301
A.6 CONTENIDO LÍQUIDO DE UN GAS.....	302
A.7 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA.....	304
A.7.1. Correlaciones de Nemeth y Kennedy.....	304
A.7.2. Correlación de Marruffo, Maita, Him y Rojas.....	305
A.8 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD BIFÁSICO.....	306
A.8.1. Pruebas de laboratorio.....	306
A.8.2. Ecuaciones de estado.....	307
A.9 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.....	307
APÉNDICE B	
CORRELACIONES PVT.....	309

B.1	CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PSEUDOCRÍTICAS DEL GAS.....	310
B.1.1.	Correlación de Sutton.....	310
B.1.2	Correlación de Brown, Katz, Oberfell y Alden.....	311
B.1.3	Correcciones de Wichert y Aziz.....	312
B.2	CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.....	313
B.2.1	Método de Sarem.....	314
B.2.2	Método de Hall y Yarborough (Método iterativo Newton-Raphson)..	316
B.2.3	Método de Papay.....	318
B.2.4	Método de Dranchuk, Purvis y Robinson.....	318
B.2.5	Método de Dranchuk y Abou-Kassem.....	320
B.2.6	Método de Brill y Beggs.....	323
B.2.7	Método de Gopal.....	323
APÉNDICE C		
BLOQUE DE CONDENSADO RETRÓGRADO.....		326
APÉNDICE D		
CÁLCULOS DE RESERVAS.....		332
D.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	332
D.2	RESERVAS PROBADAS.....	336
D.2.1	Factor de Recobro.....	336
D.2.2	Criterios de abandono de un yacimiento de gas.....	338
D.2.2.1	Presión de abandono.....	338
D.2.2.2	Inundación de los Pozos de gas por agua.....	339

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos.....	17
Tabla 2.2. Valores de b_i y T_{bi}	55
Tabla 2.3. Términos empleados para el desarrollo de la EBM aplicada a yacimientos de gas seco.....	75
Tabla 2.4. Índice de productividad en función de la geometría del acuífero.....	128
Tabla 4.1. Tabla de datos de entrada “Parámetros de yacimiento”.....	222
Tabla 4.2. Tabla de datos de entrada “Inicial en sitio a la presión de rocío” para el uso del método Gus Alvarado.....	223
Tabla 4.3. Tabla de ingreso de “Parámetros PVT”.....	223
Tabla 4.4. Menú de opciones para calcular las propiedades pseudocríticas, corregir las impurezas del gas y hallar el factor de compresibilidad del gas condensado.....	224
Tabla 4.5. Tabla de entrada de datos para ingresar los “Parámetros de producción”.....	225
Tabla 4.6. Tabla generada para ingresar “Datos PVT”.....	225
Tabla 4.7. Menú de selección de métodos de yacimientos de gas condensado volumétricos.....	225
Tabla 4.8. “PVT Agua del Acuífero”.....	226
Tabla 4.9. Menú de selección de métodos de yacimientos de gas condensado volumétricos.....	227

Tabla 4.10. Datos de entrada de parámetros de yacimientos.....	229
Tabla 4.11. Datos de entrada de producción.....	230
Tabla 4.12. Datos de entrada de PVT.....	230
Tabla 4.13. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	232
Tabla 4.14. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh eligiendo la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	233
Tabla 4.15. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$	235
Tabla 4.16. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	235
Tabla 4.17. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f})	236
Tabla 4.18. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	237
Tabla 4.19. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	239
Tabla 4.20. Solución obtenida al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs el Método de Sarem, por mínimos cuadrados.....	240
Tabla 4.21. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$	241

Tabla 4.22. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.....	242
Tabla 4.23. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f})	243
Tabla 4.24. Solución obtenida al evaluar el Método Declinación (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.....	244
Tabla 4.25. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	246
Tabla 4.26 Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	247
Tabla 4.27. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$	248
Tabla 4.28. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	249
Tabla 4.29. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f})	250
Tabla 4.30. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	251
Tabla 4.31. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	253
Tabla 4.32. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	254

Tabla 4.33. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/zgc)$	255
Tabla 4.34. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación $F(P/zgc)$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	256
Tabla 4.35. Características de las rectas del método Declinación de Presión $(P/z2f)$	257
Tabla 4.36. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación $(P/z2f)$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	258
Tabla 4.37. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	260
Tabla 4.38. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	261
Tabla 4.39. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/zgc)$	262
Tabla 4.40. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/zgc)$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	263
Tabla 4.41. Características de las rectas del método Declinación de Presión $(P/z2f)$	264
Tabla 4.42. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación $(P/z2f)$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	265
Tabla 4.43. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.....	267
Tabla 4.44. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	268

Tabla 4.45. Características de las rectas del método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$	269
Tabla 4.46. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	270
Tabla 4.47. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f})	271
Tabla 4.48. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) , al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	271
Tabla 4.49. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Brill y Beggs.....	272
Tabla 4.50. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Sarem.....	272
Tabla 4.51. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Papay.....	273
Tabla 4.52. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Gopal.....	273
Tabla 4.53. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	274

Tabla 4.54. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	274
Tabla 4.55. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Papay.....	275
Tabla 4.56. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	275
Tabla 4.57. Datos de entrada de parámetros de yacimientos.....	276
Tabla 4.58. Datos de entrada de producción.....	276
Tabla 4.59. Datos de entrada de PVT.....	277
Tabla 4.60. Características de las rectas del método Havlena y Odeh I.....	279
Tabla 4.61. Solución obtenida por mínimo cuadrado al evaluar el Método Havlena y Odeh I.....	279
Tabla 4.62. Características de las rectas del método Declinación de Presión ($P/z2f$).....	280
Tabla 4.63. Solución obtenida al evaluar el Método Declinación de Presión $P/z2f$	281
Tabla A.1. Propiedades físicas de componentes del gas natural y del gas condensado.....	294
Tabla B.1. Valores de los coeficientes A_{ij}	316
Tabla B.2. Valores de las constantes $A_1 - 8$	319

Tabla B.3. Valores de las constantes A_{1-11}	322
Tabla D.1. Valores de FR para yacimientos ubicados en áreas desconocidas	337

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos.....	11
Figura 2.2 Diagrama de fases generalizada donde se indica el comportamiento retrógrado en las mezclas de hidrocarburos.....	14
Figura 2.3 Diagrama de fases de un gas húmedo.....	18
Figura 2.4. Diagrama de fases de un gas condensado.....	19
Figura 2.5. Yacimientos de Gas Condensado Rico.....	20
Figura. 2.6. Yacimientos de Gas condensado Pobre.....	21
Figura 2.7. Condensación del líquido producido por un gas rico y un gas pobre.....	21
Figura 2.8. Efecto de la temperatura sobre la presión de rocío retrógrada.....	23
Figura 2.9. Efecto de la gravedad ° API sobre la presión de rocío retrógrada.....	23
Figura 2.10 Efecto de la relación gas condensado sobre la presión de rocío retrógrada.....	24
Figura 2.11. Cantidad infinitesimal de líquido formada en un yacimiento de gas.....	26
Figura 2.12 Gas condensado en la región retrógrada.....	28
Figura 2.13. Proceso de separación diferencial de un gas condensado.....	29
Figura 2.14. Proceso de separación instantánea (flash) de un gas condensado.....	30
Figura 2.15. Prueba de expansión a composición constante (CCE).....	33
Figura 2.16. Prueba de agotamiento a presión constante (CVD).....	35
Figura 2.17. Arreglo del separador y tanque de prueba.....	39
Figura 2.18. Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$).....	47
Figura 2.19. Gráfico de $\log K$ vs Presión.....	49
Figura 2.20. Composición del gas vs. Presión.....	53
Figura 2.21. Gráfico según Hoffman.....	56
Figura 2.22. Factores de compresibilidad del gas natural y gas condensado.....	62

Figura 2.23. Modelo de tanque	68
Figura 2.24 Variación de P/z con G_p para un yacimiento volumétrico de gas.....	82
Figura 2.25. P/z vs. G_p para un yacimiento de gas con empuje hidráulico.....	83
Figura 2.26. Para un yacimiento de gas con presión anormal.....	84
Figura 2.27. Para un yacimiento de gas con condensación retrógrada.....	85
Figura 2.28 Método de Havlena y Odeh para yacimientos de gas.....	89
Figura 2.29 Reducción del volumen poroso por compactación del yacimiento N S2 B, Campo North Ossun, La.....	92
Figura 2.30. P/Z vs. G_p para el yacimiento N S2 B, Campo North Ossun, La.....	93
Figura 2.31. Sobrestimación del GOES en yacimientos sobrepresurizados.....	97
Figura 2.32. Método de Roach.....	99
Figura 2.33 - Esquema del comportamiento P/z vs. G_p de un yacimiento de gas anormalmente presurizado –se puede observar que la influencia de las secuencias de la producción normal y anormal de presión (Adaptado por Gan y Blasco (2001)...)	104
Figura 2.34. Gráfico de Cole para yacimientos de gas con presiones normales.....	110
Figura 2.35. Gráfico de Cole para yacimientos de gas con presiones anormales....	112
Figura 2.36. Representación de la Restauración de Presión.....	130
Figura 2.37. Perfil de Presión de un yacimiento durante el estado pseudo-estable..	131
Figura 2.38. Balance de Materiales de Gas Fluyente utilizando la presión de fondo fluyente.....	132
Figura 2.39. Volumen de gas equivalente a 1BN de condensado.....	135
Figura 2.40. RGC_i de Yacimientos de Gas Condensado Saturados y Subsaturados.....	143
Figura 2.41. Determinación de $G_{pt_{ab}}$	154
Figura 2.42. Ilustra la forma de obtener $\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab}$ a partir de $G_{pt_{ab}}$	155
Figura 2.43. Ilustra la forma de obtener $\left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab}$ a partir de $G_{pt_{ab}}$	156

Figura 2.44. Determinación de GCOES y G_{pttab} por el método de declinación de presión. Yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico.....	166
Figura 2.45. Gráfica de declinación de presión P/z vs. $G_p - G_{iny}$. de un yacimiento de gas de hidrocarburo durante la producción y de un yacimiento análogo durante la retención de CO ₂ . Las líneas punteadas representan las posibles transiciones del agotamiento P/z al P/z_{CO_2} basado en la difusión/dispersión y la producción sostenida durante la inyección de CO ₂	168
Figura 3.1. Diagrama de entrada del programa para seleccionar el tipo de yacimiento.....	198
Figura 3.2. Diagrama general de la hoja de Entrada de Datos C-YV.....	199
Figura 3.3. Diagrama general de la hoja de Entrada de Datos C-YNV.....	200
Figura 3.4. Esquema de tabla “Parámetros de yacimiento”.....	201
Figura 3.5. Tabla “Inicial en sitio a la presión de rocío”.....	202
Figura 3.6. Esquema de la tabla “Parámetros PVT”.....	203
Figura 3.7. Esquema del menú de opciones de “Correlaciones para propiedades pseudoreducidas”.....	204
Figura 3.8. Esquema del menú de opciones de “Impurezas del gas”.....	204
Figura 3.9. Esquema del menú de opciones de “Métodos para calcular el factor de compresibilidad z”.....	205
Figura 3.10. Diagrama de flujo para la tabla de “Parámetros de Producción”.....	206
Figura 3.11 Diagrama de flujo de la tabla “Datos PVT”.....	207
Figura 3.12. Diagrama de flujo tabla “PVT agua del acuífero”.....	208
Figura 3.13 Diagrama de flujo menú de opciones “Modelos de acuíferos”.....	209
Figura 3.14 Diagrama de flujo tabla “Parámetros de acuífero”.....	209
Figura 3.15. Diagrama de flujo “Selección de métodos para yacimientos volumétricos”.....	210
Figura 3.16. Diagrama de flujo “Selección de métodos para yacimientos no volumétricos”.....	211
Figura 3.17. “Enlaces de métodos de yacimientos volumétricos a sus respectivas hojas de solución”.....	212

Figura 3.18. “Enlaces de métodos de yacimientos no volumétricos a sus respectivas hojas de solución”	213
Figura 3.19. “Enlaces de métodos de yacimientos volumétricos a sus respectivas hojas de solución”	214
Figura 3.20. “Enlaces de métodos de yacimientos no volumétricos a sus respectivas hojas de solución”	214
Figura 4.1. Diseño de la hoja “EBM-GAS”	219
Figura 4.2 Diseño de la hoja de “Entrada de Datos Gas C-YV”	220
Figura 4.3 Diseño de la hoja de “Entrada de Datos Gas C-YNV”	221
Figura 4.4 Diseño de la hoja de “Solución Havlena y Odeh”	228
Figura 4.5. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh eligiendo la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	231
Figura 4.6. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	234
Figura 4.7. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.....	236
Figura 4.8. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs el Método de Sarem.....	238
Figura 4.9. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.....	241
Figura 4.10. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.....	243
Figura 4.11. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	245
Figura 4.12. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	248

Figura 4.13. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación (P/z_2f) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.....	250
Figura 4.14. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	252
Figura 4.15. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	255
Figura 4.16. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_2f) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.....	257
Figura 4.17. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	259
Figura 4.18. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	262
Figura 4.19. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_2f)$ al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.....	264
Figura 4.20. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	266
Figura 4.21. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	269
Figura 4.22. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_2f)$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.....	270
Figura 4.23. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh I.....	278
Figura 4.24. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión P/z_2f	280
Figura A.1. Separador y tanque de prueba.....	296
Figura A.2. Sistema de separación gas-condensado en tres etapas.....	299
Figura A.3. Presión y temperatura pseudocríticas en función de la gravedad específica.....	303
Figura B.1. Factor de ajuste por componentes no-hidrocarburos para la presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales.....	315
Figura C.1. Formación del bloque de condensado.....	327

Figura C.2.Pozo ahogado: pozo rodeado de un bloque de gas condensado en su región vecina.....328

Figura C.3.Regiones de Saturación de Condensado en las cercanías del pozo.....330

INTRODUCCIÓN

La importancia de estudiar los yacimientos de gas condensado radica en el valor económico de los hidrocarburos que contienen y poder aplicar las mejores técnicas de Ingeniería para optimar la recuperación de sus reservas. Estos yacimientos presentan como característica relevante la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico.

La dificultad de predecir el comportamiento de yacimientos de gas condensado se relaciona con los cambios de fases que experimentan los fluidos, producto del proceso de explotación de los mismos.

Por debajo de la presión de rocío ocurren cambios en la composición del gas condensado, producto de la condensación del líquido retrógrado dificultando el uso de métodos o técnicas empleadas para predecir y estimar las reservas, como lo es la Ecuación de Balance de Materiales, la cual se utiliza para determinar la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. De un modo especial, se usa para estimar la cantidad de hidrocarburos inicialmente en sitio y predecir el comportamiento futuro y la recuperación total de gas bajo unas condiciones de abandono dadas ^[6].

La presente investigación permitirá ayudar a emplear, con suma confianza, varias metodologías de balance de materiales en yacimientos de gas con condensación retrógrada, con el fin de estimar simultáneamente tanto las reservas de gas condensado original en sitio (GCOES), el gas original en sitio (GOES) y el condensado original en sitio (COES). Las soluciones de las metodologías propuestas presentan diversos arreglos matemáticos de variables que permiten la construcción de gráficos que, de acuerdo a la curva obtenida, permiten caracterizar el comportamiento del yacimiento, determinando la presencia de acuíferos o la existencia de

sobrepresión. La obtención de gráficos ajustados linealmente facilitan los cálculos permitiendo hallar el hidrocarburo original en sitio.

Para el estudio de las diversas metodologías de Ecuación de Balance de Materiales y de acuerdo a sus suposiciones particulares, se requiere el manejo algebraico de un extenso cálculo interno y de iteraciones para el desarrollo de cada procedimiento, lo que permite determinar la cantidad de hidrocarburos en sitio, los parámetros del yacimiento (después de producir cierto volumen de hidrocarburo) y cuantificar el efecto de mecanismo de producción.

Por ende con el manejo de una gran cantidad de datos de entrada como parámetros del yacimiento, data de producción y PVT, se pueden realizar dichos cálculos de una manera rápida y precisa, implementando una herramienta computacional que permita agrupar y jerarquizar el uso de cada método de acuerdo a sus suposiciones particulares.

El presente Trabajo Especial de Grado tiene como propósito el desarrollo de una herramienta computacional para evaluar varias metodologías de balance de materiales en yacimientos de gas con condensación retrógrada. La manipulación de una gran variedad y cantidad de variables, exige la organización de las mismas para ejecutar el algoritmo de manera eficiente.

Para facilitar esta tarea, se debe seleccionar un software que ofrezca una estructura de datos para proporcionar una herramienta computacional que permita seguir el conjunto de instrucciones, siguiendo un orden preestablecido por el mismo procedimiento de cada método, con el fin de generar los resultados para distintos tipos de yacimientos de gas condensado, los cuales pueden ser comparados, por el usuario, con los obtenidos mediante la aplicación de otras técnicas.

El programa contribuirá en la formación y beneficio de la comunidad de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

Para llevar a cabo esta propuesta, el trabajo está dividido en cuatro capítulos:

En el **Capítulo I**, se muestra el planteamiento del problema, así como el objetivo general y los específicos, permitiendo definir la magnitud de este trabajo, igualmente se expone la justificación, el alcance y las limitaciones que se generaron en el transcurso del desarrollo del trabajo.

En el **Capítulo II**, se documentan los aspectos teóricos relacionados a:

- Conceptos básicos, características y propiedades de los yacimientos de gas condensado.
- Análisis PVT del gas condensado.
- Ecuación general de balance de materiales.
- Ecuación general de balance de materiales para gas seco.
- Ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas condensado.
- Métodos de estudios de balance de materiales en yacimientos de gas condensados propuestos por varios investigadores.

En el **Capítulo III**, se describe la metodología usada en la elaboración del presente Trabajo Especial de Grado, detallando cada una de las etapas en la que se estructuró la investigación.

En el **Capítulo IV**, se da a conocer la validación de la herramienta computacional, comparando los resultados obtenidos con los reportados en diferentes publicaciones por cada método evaluado, presentando además un análisis de los resultados obtenidos.

Finalmente, se establecen conclusiones y recomendaciones, basadas en la aplicación del mejoramiento de técnicas de Ingeniería de Yacimientos en la industria petrolera, optimizando así la recuperación de reservas, haciendo énfasis en los resultados más importantes, así como propuestas para mejorar el trabajo realizado.

CAPÍTULO I

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Ecuación de Balance de Materiales (EBM) cuando es aplicable apropiadamente puede usarse con el objetivo de estimar la cantidad de hidrocarburo originalmente en sitio en el yacimiento, predecir el comportamiento futuro del yacimiento y predecir el factor de recobro según el tipo de mecanismo primario de empuje que presente el yacimiento. Dicha ecuación estaba limitada en la aplicación para gas seco, gas húmedo y petróleo negro, ya que para gas condensado y para petróleo volátil no se podía aplicar directamente. Sin embargo ya existen diversos métodos de EBM para gas condensado y petróleo volátil, lo cual requieren de un conjunto de propiedades estándar de PVT (Presión-Volumen-Temperatura). Por lo que es necesario contar con una herramienta computacional que permita evaluar varios métodos de estudios de EBM particularmente para yacimientos de gas con condensación retrógrada de una forma automatizada, eliminando los inconvenientes que conlleva la evaluación manual.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta computacional para evaluar varias metodologías para balance de materiales en yacimientos de gas con condensación retrógrada.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica con el propósito de obtener información sobre los conceptos básicos, características y propiedades referidos a los yacimientos de gas condensado.
- Recopilar y analizar información sobre la validación de las pruebas PVT y ecuaciones de estado.
- Recopilar y analizar información sobre los diferentes métodos de Balance de Materiales aplicados a yacimientos de gas condensado.
- Evaluar los diversos métodos de Balance de Materiales aplicados a yacimientos de gas condensado.
- Desarrollar una herramienta computacional que permita aplicar los diversos métodos de Balance de Materiales para yacimientos de gas condensado.

1.3 ALCANCE

El alcance de este estudio es mostrar los diversos métodos de la ecuación de balance de materiales aplicados a los yacimientos de gas con condensación retrógrada y evaluarlos con la herramienta computacional a realizar. En el contenido de la tesis se pretende cubrir varios aspectos fundamentales de yacimientos de gas condensado como:

- Comportamiento termodinámico de las mezclas de hidrocarburos,
- Características de los yacimientos de gas condensado,
- Prueba PVT y su validación,
- Determinación de las propiedades de las mezclas de hidrocarburos en fase líquida y gaseosa a través de ecuaciones de estado,
- Cálculo de reservas de yacimientos de gas condensado por diversos métodos de la ecuación de balance de materiales correspondiente al caso particular.

- Modelo computacional que permita evaluar los diversos métodos de la ecuación de balance de materiales aplicados para yacimiento de gas con condensación retrógrada calculando simultáneamente sus reservas.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo se desarrolla con el fin de estudiar y evaluar los diversos métodos de la ecuación de balance de materiales aplicados para yacimientos de gas con condensación retrógrada. Para lograr dicha investigación se parte de una revisión exhaustiva de los estudios existentes de la Ecuación General de Balance de Materiales para gas. Dicha ecuación estaba limitada en la aplicación para yacimientos de gas seco y gas húmedo, ya que para yacimiento de gas condensado no se podía aplicar directamente, porque la predicción de su comportamiento ha sido de mucha dificultad a consecuencia de los cambios de fases que frecuentemente ocurren al variar la presión y/o la temperatura en estos yacimientos.

La ecuación de balance de materiales aplicada para yacimiento de gas con condensación retrógrada requiere de las pruebas de PVT para hallar los valores determinados experimentalmente del condensado y así calcular el factor volumétrico de formación del gas (β_g) y del condensado (β_c) para cada etapa de agotamiento de presión. Estas propiedades de PVT para gas condensado se calculan usando uno de los diversos métodos a estudiar que siguen un algoritmo basado en el balance de materiales en la celda PVT.

El interés por desarrollar el tema se inicia por la deficiencia de información recopilada en los pocos libros que abordan en forma general el contenido de yacimiento de gas condensado y más aún por los últimos descubrimientos importantes de yacimientos petrolíferos a nivel mundial que han sido del tipo gas condensado. Siendo muy importante la predicción de las reservas en sitio y la capacidad de producción a largo plazo a fin de que los yacimientos de gas con condensación retrógrada puedan producir eficientemente y económicamente.

De manera que se requiere investigar y determinar los métodos pertinentes de ecuación de balance de materiales para yacimiento de gas con condensación retrógrada que permitan estimar simultáneamente las reservas del gas condensado, el gas seco y los volúmenes de condensados originalmente en sitio de los yacimientos de gas condensado, y luego desarrollar una herramienta computacional que valide dichos métodos.

Este aporte tiende a contribuir con el avance de tecnología utilizada en la industria petrolera y en la preparación del alumnado en lo concerniente a la simulación del comportamiento de yacimientos de gas condensado con el fin de estimar las reservas.

1.5 LÍMITES

- Poca destreza al utilizar comandos en el lenguaje a programar referentes a las aplicaciones en el área de yacimientos.
- Dificultad para hallar la diversidad de datos de campos de estudios referentes a yacimiento de gas condensado que presenten las condiciones idóneas para validar la eficiencia del programa computacional a diseñar para optimizar los cálculos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 CONCEPTOS TERMODINÁMICOS

2.1.1 Comportamiento de fases ^{[1], [2], [3], [4], [5]}

El comportamiento de fases es aquel dependiente de las condiciones de presión y temperatura, para las cuales coexisten las diferentes fases de cualquier sustancia. El término fase se define como el estado de la materia que consta de uno o varios compuestos con características físicas y químicas relativamente homogéneas. Conforman un sistema de fases: sólido, líquido, gas y plasma.

Un estado monofásico se caracteriza por tener presente una sola fase y se denomina homogéneo, mientras un estado bifásico está formado por dos fases y se denomina mezcla o sistema heterogéneo. En condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos se encuentra bien sea en estado monofásico o estado bifásico.

El estado monofásico puede ser líquido, cuando todo el gas presente está disuelto en el petróleo. Por otra parte, el estado monofásico puede ser gaseoso. Si dicho estado contiene hidrocarburos vaporizados, recuperables como líquidos en la superficie, el yacimiento se denomina gas condensado. Cuando existe la acumulación en estado bifásico, al estado gaseoso se denomina capa de gas y al estado líquido subyacente zona de petróleo ^[4].

La materia es aquella que está constituida por una cantidad de elementos independientes, por lo tanto, el gas natural es un ejemplo de materia que puede consistir de metano, etano, o de cualquier otra combinación química, y cada uno de ellos son componentes ^[4].

La materia presenta dos propiedades denominadas intensivas y extensivas. Las propiedades intensivas son aquellas independientes de la cantidad de masa presente de un sistema, como temperatura, presión y densidad. Las propiedades extensivas son aquellas que dependen del tamaño o cantidad de masa del sistema, como la masa total, el peso, volumen total y cantidad de movimiento total.

2.1.2 Factores físicos que controlan el comportamiento de fases ^{[1], [2], [3], [4], [5], [6]}

El comportamiento de fases es controlado por los siguientes factores físicos: presión, fuerzas intermoleculares y temperatura.

a) Presión, es la fuerza compresiva por unidad de área ^[1], aumenta con la profundidad y como consecuencia, la densidad de los hidrocarburos de la mezcla aumentan, debido a que tiende a confinar las moléculas.

b) Fuerzas intermoleculares:

- **Atracción molecular**, es una fuerza intermolecular que atrae a las moléculas. Las fuerzas de atracción molecular son directamente proporcionales a la masa de las moléculas e inversamente proporcionales a la distancia entre las mismas ^[6]. A mayor sea esta fuerza, mayor es la densidad de los hidrocarburos.

- **Energía cinética**, es aquella que produce el movimiento molecular asociado con la temperatura.

c) Repulsión molecular, se caracteriza por dispersar a las moléculas con el aumento de la temperatura y como consecuencia se produce disminución de la densidad.

d) Temperatura, es una magnitud escalar relacionada con la energía interna asociada a los movimientos de las partículas de un sistema termodinámico.

La temperatura y la presión influyen en el comportamiento regular de los hidrocarburos que es el que tienen los fluidos del yacimiento en separarse en estado líquido y gaseoso. En la fase gaseosa, las moléculas se encuentran muy alejadas, no hay un orden molecular, sus movimientos son al azar con colisiones continuas entre sí. Sus fuerzas moleculares son muy pequeñas, particularmente a bajas densidades, y las colisiones son el único modo de interacción entre las moléculas ^[1]. En la fase líquida los grupos de moléculas se apartan entre sí, ya que no están en posición fijas y pueden girar y trasladarse libremente, aunque sus fuerzas intermoleculares son más fuertes comparada con la de los gases.

2.1.3 Diagrama de Presión-Temperatura (P-T) de mezclas de hidrocarburos ^{[3], [4], [5], [6]}

Los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos que se presentan naturalmente en yacimientos de petróleo y gas (o condensado) se pueden observar a través de un diagrama Presión-Temperatura (P-T). En dicho diagrama se percibe una región de dos fases (líquido-gas), que coexisten dentro de una envolvente conocida como domo de saturación, envolvente de fases o envolvente de saturación, limitada en su margen izquierdo por la curva de puntos de burbujeo y en su margen derecho por la curva de puntos de rocío. Ambas curvas convergen en el punto crítico. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo, para cualquier presión y temperatura. Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la acumulación ^[9].

En la Figura. 2.1 se muestra el diagrama de fases de una mezcla de diversos componentes de hidrocarburos, donde se observa la envolvente de fases que resulta de unir las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío las cuales convergen en el punto crítico.

A continuación se definen el conjunto de factores que forman parte de un diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos:

a) Puntos de burbujeo: Son aquellos puntos donde a una determinada presión y temperatura la mezcla de hidrocarburo se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas. De la unión de estos puntos resulta la curva de burbujeo.

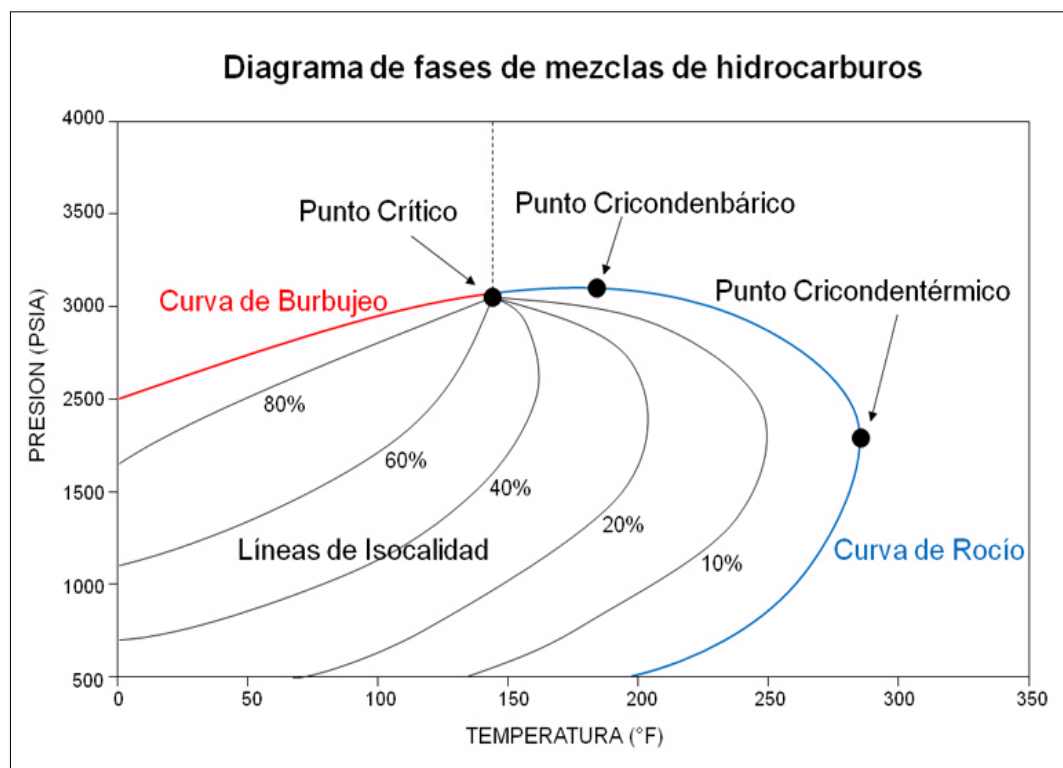


Figura 2.1: Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos ^[7].

b) Puntos de rocío: Son aquellos puntos donde a una determinada presión y temperatura la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. De la unión de estos puntos resulta la curva de rocío.

c) Punto crítico: Es el valor de presión y temperatura donde las propiedades intensivas del gas y del líquido son continuas e idénticas ^[4].

d) Líneas de isocalidad: Son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas, y convergen en el punto crítico. Éstas se encuentran en la región de dos fases indicando los porcentajes de saturación de la fase de líquido que va disminuyendo hacia la derecha de la gráfica. Por lo tanto, las curvas de burbujeo y rocío son líneas de 100% y 0% de líquido, respectivamente.

e) Temperatura cricondentérmica (T_{cdt}): Es la máxima temperatura a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido (a una $T > T_{cdt}$ y a cualquier presión, el sistema se encuentra en fase gaseosa) ^[6].

f) Presión cricondembárica (P_{cdb}): Es la máxima presión a la cual existe el equilibrio entre vapor y líquido.

La envolvente de fases divide al diagrama en tres regiones:

a) Región I → Fase líquida (estado monofásico): Situada a la izquierda de la temperatura crítica y fuera de la envolvente.

b) Región II → Fase gaseosa (estado monofásico): Situada a la derecha de la temperatura crítica y fuera de la envolvente.

c) Región III → De dos fases (estado bifásico): Situada dentro de la envolvente y donde se hallan en equilibrio el gas y el líquido.

2.1.4 Condensación retrógrada isotérmica ^{[3], [4], [5], [6], [7], [9], [10], [11], [12]}

Sucede cuando los fluidos presentan un comportamiento inverso a los fluidos que están constituidos por componentes puros. Dicha condensación es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferente tamaño y depende del balance de esas fuerzas ^[6].

El cambio de presión es el factor dominante sobre el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. De manera que cuando la presión del yacimiento declina y alcanza el punto de rocío, las fuerzas de atracción disminuyen entre las moléculas, debido a que las moléculas livianas se separan de las pesadas. Al ocurrir esto, la condensación

se produce porque se hace más efectiva la atracción entre las moléculas de los componentes pesados.

El comportamiento retrógrado en las mezclas de hidrocarburos se ilustra en la Figura 2.2 y ocurre cuando dichas mezclas existen a una temperatura entre la crítica (punto C) y la cricondentérmica. La línea de agotamiento (isoterma ABD) inicia con una presión en el punto A, donde la mezcla se encuentra en fase gaseosa (estado monofásico), continuamente la presión disminuye isotérmicamente y alcanza el punto de rocío B.

Desde que la línea cruza la curva de rocío la disminución de la presión conlleva a que se genere una condensación retrógrada isotérmica, de tal forma que el fluido se separa en dos fases, gaseosa y líquida. El comportamiento de este fenómeno es inverso al comportamiento de la condensación isotérmica normal que ocurre cuando la presión aumenta. Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido de líquido ^[9].

Los puntos de máxima temperatura de las líneas de isocalidad limitan el área rayada azul que se muestra en la Figura 2.2, dicha área representa la zona de condensación retrógrada. En la parte inferior de la zona retrógrada, la presión sigue disminuyendo generando vaporización del condensado retrógrado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío, punto de D.

La isoterma ABD intercepta dos veces la curva de rocío obteniendo dos puntos de presiones de rocío:

- a) Presión de rocío retrógrada (punto B): A esta presión la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido ^[6].
- b) Presión de rocío normal (punto D): A esta presión ocurre el cambio de fases de líquido a gas. Para un gas condensado, la presión de rocío normal es menor que 0 lpcm (vacío) ^[6].

Una vez alcanzado el punto de rocío por la reducción de presión comienza a variar la composición del fluido producido, cambia la composición del fluido remanente en el yacimiento y se desvía la curva de la envolvente. Esta desviación es hacia la derecha, lo que acentúa aún más la pérdida de líquido retrógrado que se adhiere a las paredes de los poros de la roca, donde permanece inmóvil debido a las fuerzas capilares que ejercen sobre los fluidos.

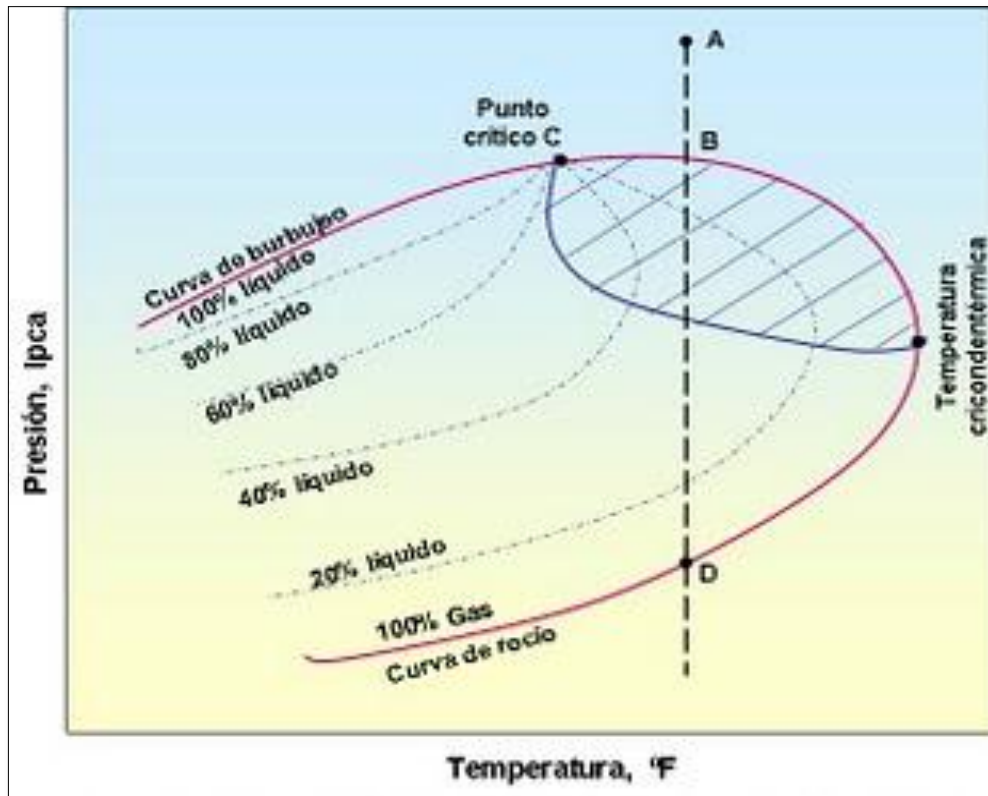


Figura 2.2: Diagrama de fases generalizada donde se indica el comportamiento retrógrado en las mezclas de hidrocarburos ^[12].

La revaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución en las razones gas-petróleo en la superficie. La pérdida neta de líquido retrógrado es evidentemente mayor para:

- Menores temperaturas en el yacimiento.
- Mayores presiones de abandono.

- Mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha, lo cual es, naturalmente, una propiedad del sistema de hidrocarburos ^[9].

El líquido producido por condensación retrógrada en el yacimiento está compuesto, en gran parte, de un alto porcentaje de metano y etano, y es mucho mayor que el volumen de líquido estable que pudiera obtenerse por condensación del fluido del yacimiento a presión y temperatura atmosféricas ^[9].

2.1.5 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen

Los parámetros que se consideran necesarios en esta clasificación son ^[4]:

- Aquellos medidos en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, gravedad API, relación gas – petróleo, etc.
- Aquellos obtenidos en el laboratorio mediante la evaluación de muestras representativas y simulación del comportamiento de los fluidos mediante la declinación de presión.

Los yacimientos pueden clasificarse dependiendo del estado inicial en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos, estos pueden ser yacimientos de gas o yacimientos de líquido o petróleo.

En este trabajo se considerará solamente la descripción correspondiente a yacimientos de gas con condensación retrógrada. El lector interesado en la descripción de los otros tipos de yacimientos puede consultar textos como los de Gonzalo Rojas ^[4] o William McCain ^[3].

2.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADOS

Son aquellos que producen líquidos de color pálido o incoloro, con gravedades por encima de 45°API y razones gas-petróleo en el intervalo de 5000 a 100000 pcs/bl ^[9].

2.2.1 Características ^{[3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13]}

- Un gas condensado es un gas con líquido disuelto ^[6].
- En condiciones iniciales de presión y temperatura, la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa (estado monofásico) o en el punto de rocío.
- La mezcla de hidrocarburo es todavía compuesta principalmente de metano ($C_1 > 60\%$), como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos de cadenas largas y cortas, denominados fracciones pesadas es considerablemente mayor ^[6].
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla ^[6].
- Presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas (200°-400°F) y presiones (3000-8000 lpc) normales en yacimientos ^[6].
- Durante la producción del yacimiento, la presión declina hasta alcanzar el punto de rocío, atraviesa la región de dos fases ocurriendo una condensación retrógrada isotérmica, luego el gas condensado en su camino hacia el tanque de almacenamiento sufre una disminución de presión y temperatura. El líquido que se produce en los separadores es el resultado de la normal condensación por la disminución de la temperatura, lo que implica que el condensado al estar en condiciones de superficie presente las siguientes características:
 - Relación de Gas-Condensado (RGC): Entre 3000 y 150000 PCN/BN, comúnmente mayor que 3200 PCN/BN ^[6].
 - Gravedad API del condensado: 40-60° ^[6].
 - El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el $C_7+ \leq 12.5\%$ ^[6].
 - Color del condensado: incoloro amarillo-claro ^[6].

Cuando los valores de la relación gas/líquido son altos, las concentraciones de heptanos y componentes pesados son bajos, o viceversa. Es decir, las relaciones gas/líquido de superficie son un buen indicador de la composición total del fluido. En la Tabla 2.1, se puede apreciar que en los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos, se muestra las composiciones de sus fluidos asociados con las características relevantes como relación gas/líquido, °API, y el color del líquido del tanque.

Tabla 2. 2. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos ^{[5], [6], [9]}

Composición	Petróleo Negro	Petróleo Volátil	Gas Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
C₁	48,83	60,0	75,0	90,0	96,0
C₂	2,75	8,0	7,0	3,0	2,0
C₃	1,93	4,0	4,5	2,0	1,0
iC₄ – nC₄	1,60	4,0	3,0	2,0	0,5
iC₅ – nC₅	1,15	3,0	2,0	1,0	0,5
C₆	1,59	4,0	2,5	0,5	-
C₇⁺	42,15	17,0	6,0	1,5	-
M_{C₇⁺}	225	180	125	115	-
RGL, PCN/BN	625	2000	7000	26000	-
°API	34,3	50	55	60	-
Color líquido del tanque	Negro	Amarillo Oscuro	Amarillo Claro – Amarillo	Incoloro Amarillo Claro	-

Al analizar la Tabla 2.1, se puede observar como los yacimientos de petróleo volátil comparados con los de gas condensado presentan similitud con respecto a las composiciones de hidrocarburos intermedios (C₂-C₆), aunque la cantidad de componentes pesados (C₇⁺) es mucho mayor en el petróleo volátil representando el

12,5% de la composición molar total. Las altas concentraciones de C_{7+} , en el petróleo volátil generan más cantidad de líquido que en el gas condensado.

En las Figuras 2.3 y 2.4, se observa la tendencia de similitud que presentan los yacimientos de gas húmedo y de gas condensado retrógrado respectivamente, ya que ambos presentan fluidos que a condiciones iniciales se encuentran en fase gaseosa.

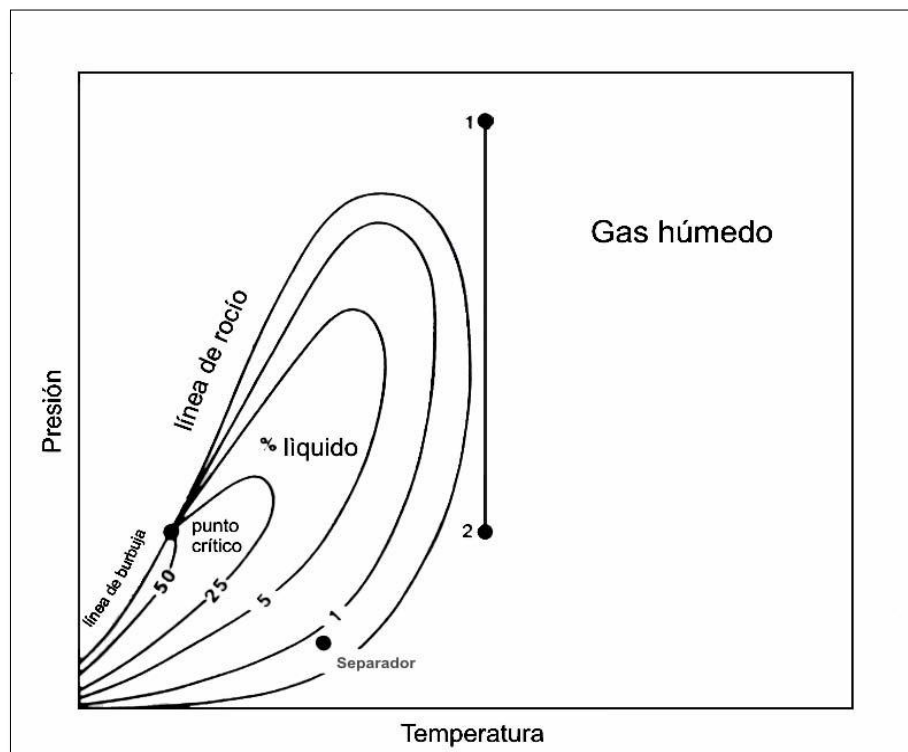


Figura 2.3. Diagrama de fases de un gas húmedo ^{[3], [5]}.

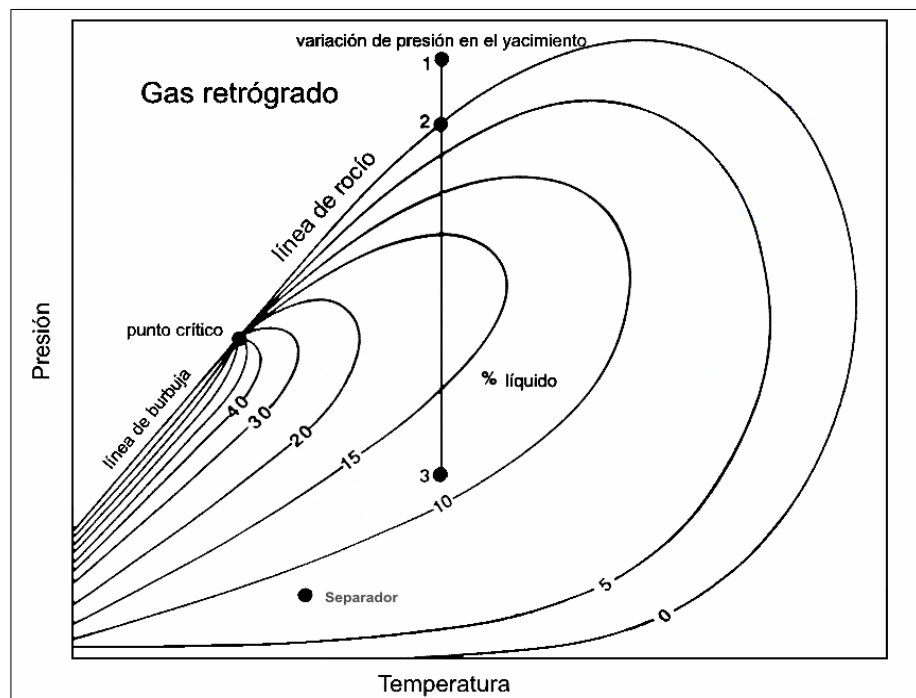


Figura 2.4. Diagrama de fases de un gas condensado ^{[3], [5]}.

Dicha condición monofásica del fluido se mantendrá dentro del yacimiento de gas húmedo, independientemente del estado de agotamiento del mismo, no ocurrirá condensación de líquido dentro del yacimiento, sino a condiciones de superficie, producto de una condensación normal generada por la disminución de la temperatura o por plantas de recuperación de líquidos del gas natural.

2.2.2 Contenido líquido del gas condensado ^{[6], [10]}

El contenido líquido o riqueza de un gas se define como la cantidad de hidrocarburos líquidos que se puede obtener del gas, desde el propano y de componentes más pesados. Generalmente se expresa en GPM (galones de líquido por mil pies cúbicos de gas). En el gas condensado, una fase rica en fracciones pesadas se separa de la solución ^[10], cuando se reduce la presión del yacimiento de gas condensado por debajo de la presión del punto de rocío, las fracciones pesadas disminuyen en la fase

gaseosa. Por ende, el volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y la temperatura, sino también de la composición del fluido ^[10].

Un gas condensado, dependiendo del porcentaje de líquido, se puede clasificar en:

- a) **Gas condensado pobre:** Es el gas condensado que genera un volumen pequeño de fase líquida, menos de 561 m³ por millón de m³ [100 bbl por millón de pies³] ^[10].
- b) **Gas condensado rico:** Es el gas condensado que genera un volumen de líquido más grande, generalmente superior a 842 m³ por millón de m³ [150 bbl por millón de pies³] ^[10]. Entre más rico en componentes pesados (C₅+) sea el gas condensado, menor es la RGC y la gravedad API del condensado ^[6]. Este condensado torna un color oscuro, aunque por excepción se conocen condensados negros con gravedad API de 29°.

En los siguientes diagramas se observa claramente el comportamiento del gas condensado rico y pobre:

- Un gas rico (Ver Figura 2.5) a una presión que va disminuyendo isotérmicamente forma un porcentaje superior de líquido que un gas pobre (Ver Figura 2.6).

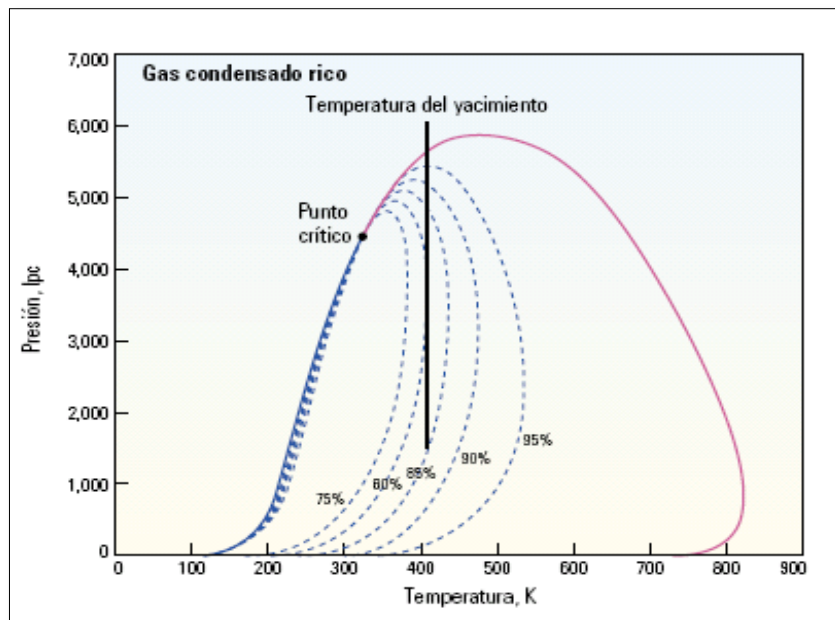


Figura 2.5. Yacimientos de Gas Condensado Rico ^[10].

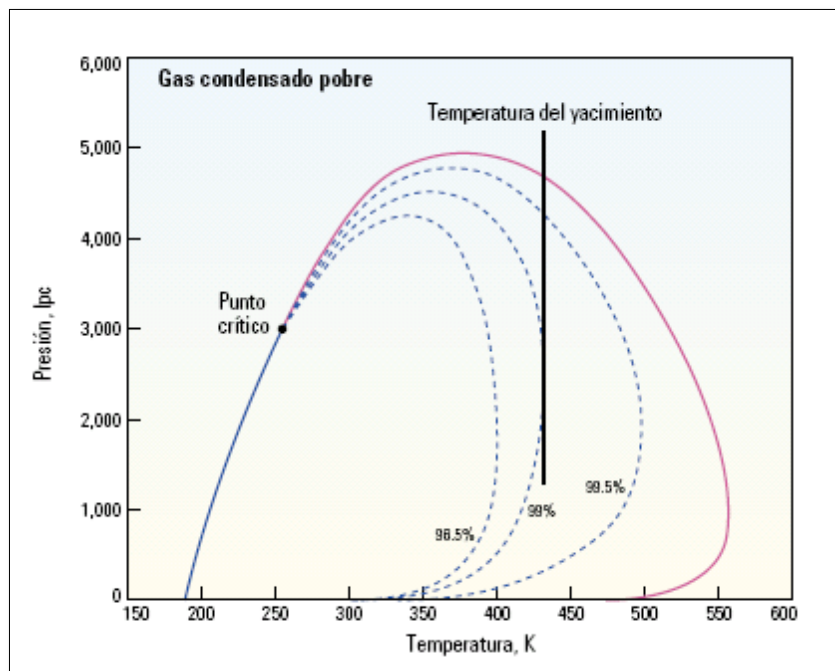


Figura. 2.6. Yacimientos de Gas condensado Pobre ^[10].

- En la Figura 2.7 se observa como el gas condensado rico produce más condensado que el gas condensado pobre.

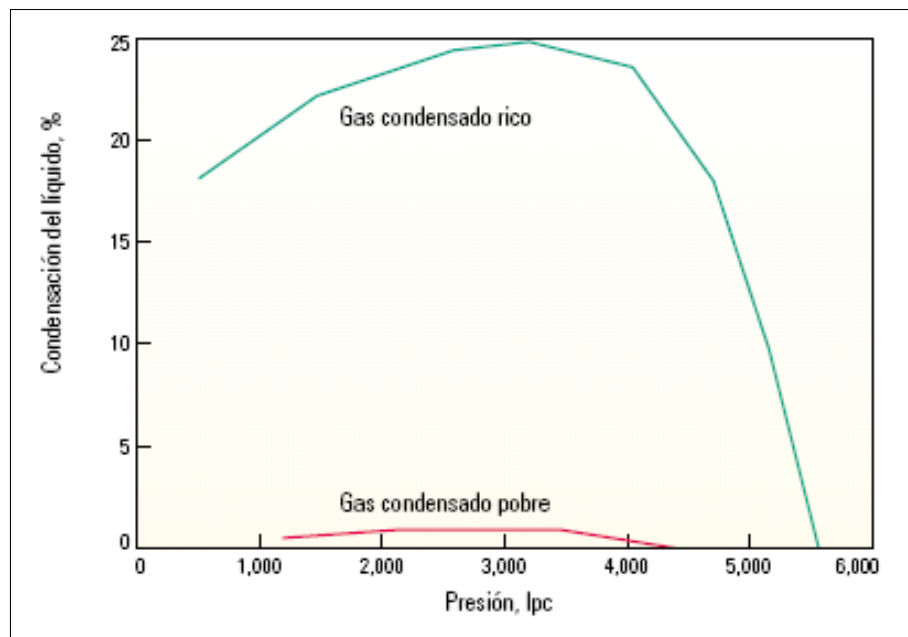


Figura 2.7. Condensación del líquido producido por un gas rico y un gas pobre ^[10].

2.2.3 Presión de Rocío Retrógrada, P_{roc} ^[6]

La curva de rocío es común para un gas condensado. A presiones por debajo de la presión de rocío ocurre condensación retrógrada del líquido. Los factores que afectan en mayor grado a la presión retrógrada son: temperatura del yacimiento y la composición de la mezcla que se caracteriza a través de la relación gas/condensado (RGC), composición de los fluidos del separador y de la gravedad API del condensado.

En las Figuras 2.8, 2.9 y 2.10, gráficos realizados en base a datos experimentales de Sage y Olds, se puede observar el comportamiento de la presión de rocío retrógrada afectado por la temperatura, gravedad API del condensado y relación gas/condensado, concluyendo que:

- Si aumenta la temperatura, se incrementa la presión de rocío retrógrada, siempre y cuando la temperatura es menor a la temperatura a la cual está a la presión cricondembática.

$$T \uparrow \rightarrow P_{roc} \uparrow$$

- Al aumentar la gravedad API del condensado, disminuye la presión de rocío retrógrada.

$$^{\circ}\text{API} \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$$

- Si aumenta la relación de gas/condensado, disminuye la presión de rocío retrógrada.

$$\text{RGC} \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$$

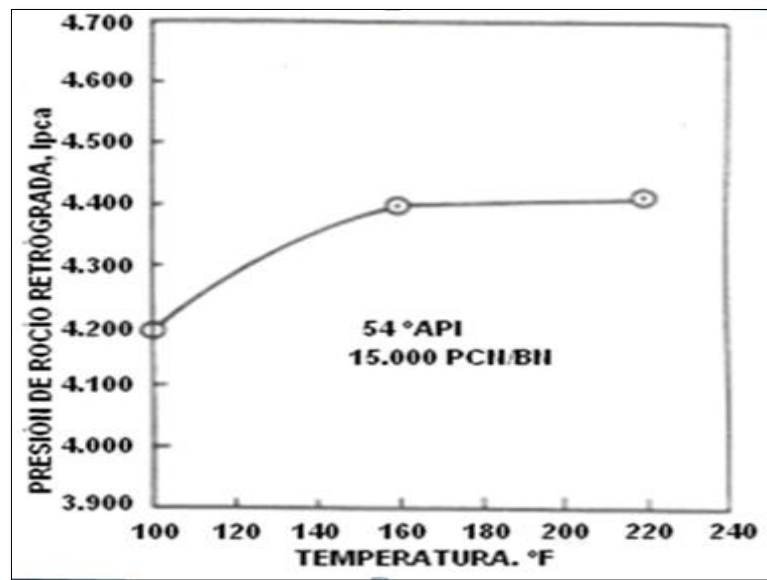


Figura 2.8. Efecto de la temperatura sobre la presión de rocío retrógrada ^[6].

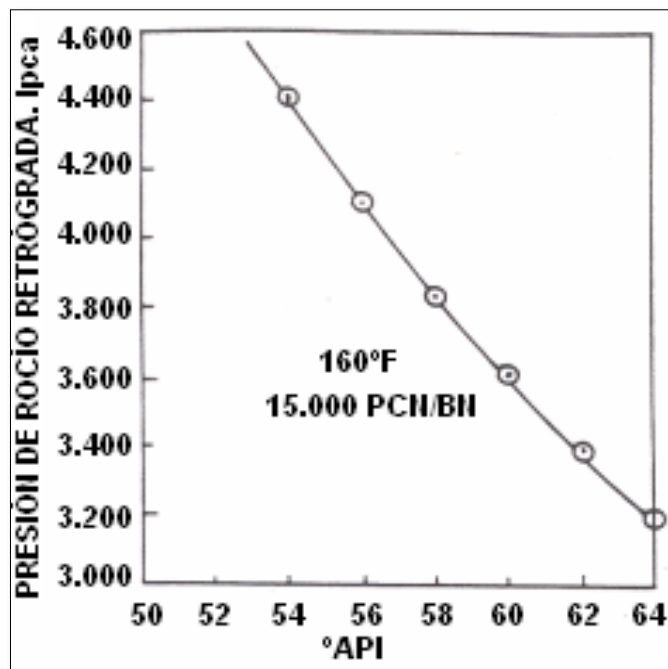


Figura 2.9. Efecto de la gravedad ° API sobre la presión de rocío retrógrada ^[6].

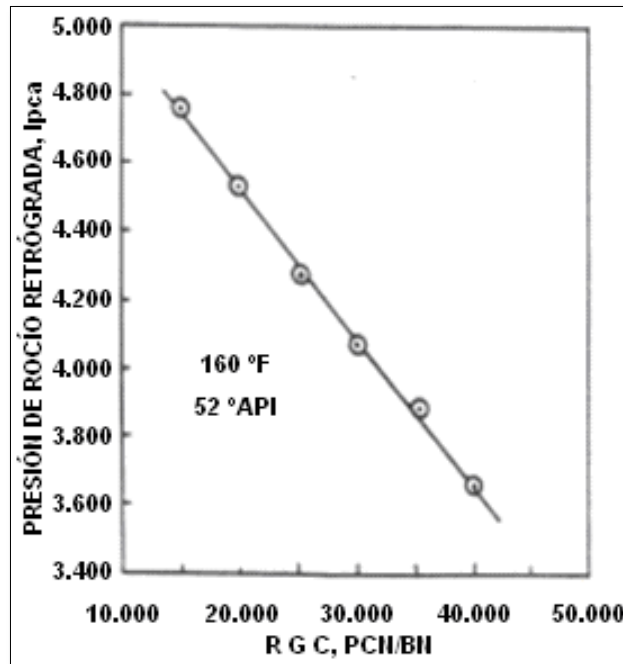


Figura 2.10 Efecto de la relación gas condensado sobre la presión de rocío retrógrada ^[6].

2.2.4 Condensación y vaporización retrógradas ^[6]

En un yacimiento de gas condensado, la condensación retrógrada ocurre en la región bifásica, cuando la presión isotérmicamente se reduce y atraviesa la curva de rocío. En la Figura 2.11, se puede apreciar como una cantidad infinitesimal de líquido formada en el yacimiento de gas tiende a quedarse atrapada en los poros o gargantas de poros pequeñas de las rocas, es decir, el líquido condensado es inmóvil debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos favoreciendo el contacto del condensado con los granos.

Estas fracciones se depositan como líquidos en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no sólo se pierde la parte de

mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

La Figura 2.12, ilustra los cambios que ocurren en varios parámetros durante la condensación retrógrada de un gas condensado estudiado por Standing. La declinación de presión por debajo de la $P_{roc} = 2.960$ lpca produce una rápida condensación de líquido que alcanza un máximo, en la gráfica, de 8.2% a una presión de 1.800 lpca (curva B de la Figura 2.12). Como el condensado se acumula en el yacimiento, el gas producido tendrá una menor gravedad específica como lo ilustra la curva C. Al disminuir la gravedad específica del gas condensado, disminuye su contenido líquido y por tanto incrementa la RGC (curva D).

Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión. Esta revaporización produce una disminución de la RGC y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido como se observa cualitativamente en la Figura 2.12. Pero el condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento (curva B). Esto se debe a que sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío).

La pérdida de condensado retrógrado es mayor cuando:

- La temperatura del yacimiento es baja ($< 250^{\circ}$ F).
- La presión de abandono es alta (> 1000 lpc).
- El diagrama de fases se desplaza mucho hacia la derecha.

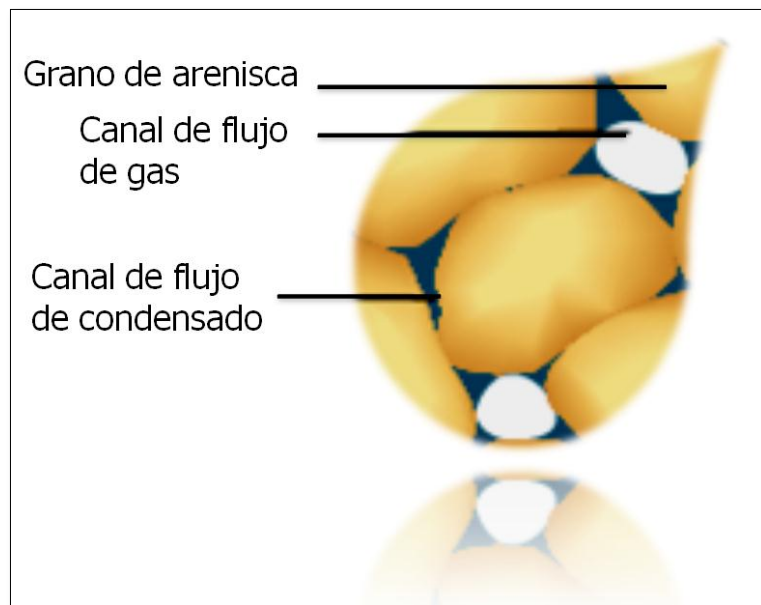


Figura 2.11. Cantidad infinitesimal de líquido formada en un yacimiento de gas ^[10].

(Modificado por Andryus Mijares)

De la Figura 2.12, se puede observar que a temperaturas normales de yacimientos de gas condensado y a presiones de abandono del orden de 500 lpc no se alcanza a revaporizar el condensado retrógrado formado en el yacimiento, lo cual implica que este condensado quedaría perdido en el yacimiento sino se realiza algún proyecto que pueda recuperarlo ^[6].

2.2.5 Clasificación de los yacimientos de gas condensado ^[6]

Para efectos de predicción, los yacimientos de gas condensado se pueden clasificar de acuerdo a su comportamiento físico en:

a) Yacimientos Subsaturados: Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío ($P_i > P_{roc}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación gas condensado en superficie ^[6].

b) Yacimientos Saturados: En este caso la presión inicial es igual a la presión de rocío ($P_i = P_{roc}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado ^[6]. Para efectos de la representatividad y validez de la información PVT en ningún caso se debe tener $P_i < P_{roc}$ (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado).

c) Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento: Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido (BN cond./MMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío) ^[6].

d) Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento: La presión de estos yacimientos se mantienen igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo ^[6].

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima o igual de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión ^[6].

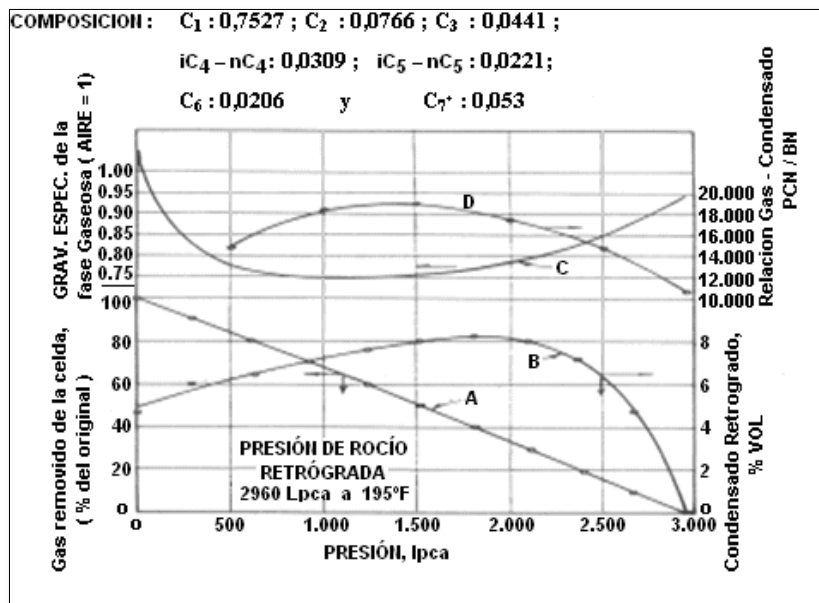


Figura 2.12 Gas condensado en la región retrógrada ^[6].

2.3 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO SIMULADOS EN EL LABORATORIO

2.3.1 3 Análisis PVT ^{[6], [8], [15]}

Se define como el estudio de los parámetros básicos como Presión, Volumen y Temperatura (PVT), que rigen el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado volumétrico. Dicho análisis consiste en simular en el laboratorio la declinación de la presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Un yacimiento volumétrico e isotérmico es aquel cuyo volumen y temperatura permanece constante, respectivamente.

Para que el comportamiento de un yacimiento sea simulado correctamente por medio de un análisis PVT, fundamentalmente la muestra tiene que ser representativa del fluido original. Se ha demostrado a través del estudio de varios autores que pueden ocurrir serios errores en la simulación de yacimientos si no se lleva a cabo un

adecuado proceso de validación de los datos PVT ^{[8], [14], [15]}. La información de estudios PVT es de suma importancia en:

- La identificación de los mecanismos de recobro.
- El comportamiento de flujo en los pozos.
- La simulación composicional de los yacimientos.

La validación de dicho análisis consiste en detectar la falta de representatividad de la muestra y las inconsistencias de los datos.

2.3.2 Tipos de separación gas-líquido ^{[5], [6]}

Para obtener un comportamiento PVT se utilizan varias técnicas en el laboratorio, donde simulan los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción de gas condensado desde el yacimiento hasta los separadores. Por ende, se presentan dos tipos de separación:

2.3.2.3 Separación Diferencial: Se caracteriza por la variación de la composición total del sistema durante el proceso. En la Figura 2.13 se puede apreciar como el gas se remueve parcial o totalmente del contacto con el líquido (condensado retrógrado).

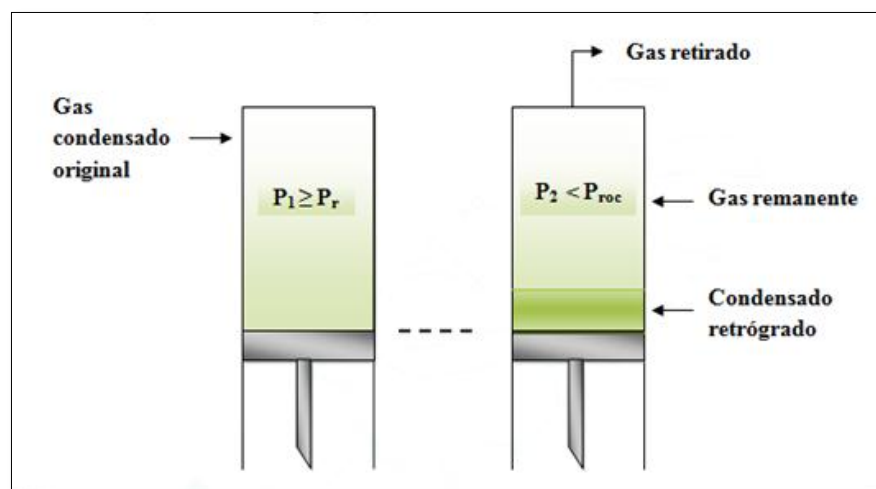


Figura 2.13.Proceso de separación diferencial de un gas condensado ^[6].

(Modificado por Mijares, Andryus).

2.3.2.4 Separación instantánea (flash): Se caracteriza por permanecer constante la composición del sistema durante la disminución de la presión, debido a que el gas permanece en contacto con el líquido. Este proceso se ilustra en la Figura. 2.14.

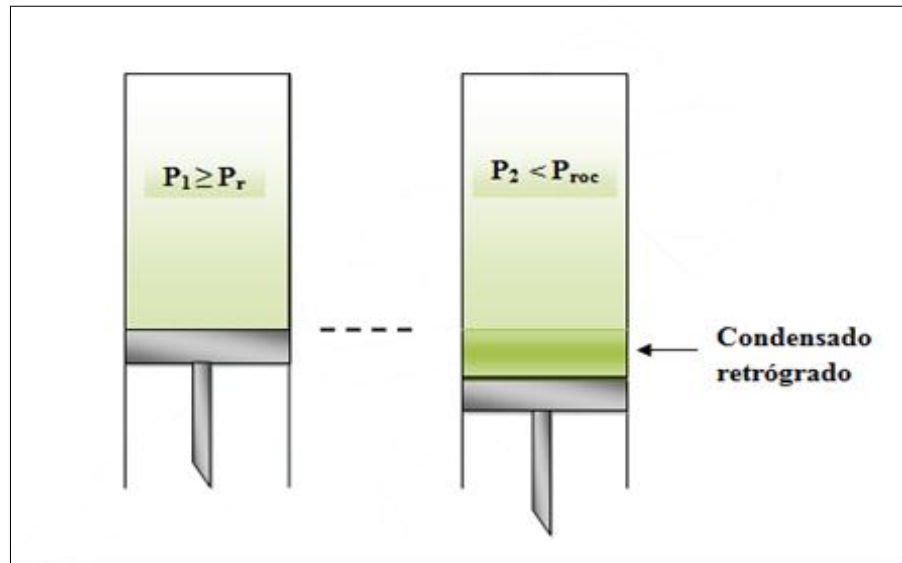


Figura 2.14. Proceso de separación instantánea (flash) de un gas condensado ^[6].

(Modificado por Mijares, Andryus).

2.3.3 Procesos de separación gas-líquido en el yacimiento y superficie ^{[5], [6]}

Desde el punto de vista práctico la separación de fases, tanto en el yacimiento como en superficie, es una combinación de los procesos diferencial e instantáneo ^{[5], [13]}. De acuerdo a las condiciones de yacimientos y de superficie se puede considerar que:

2.3.3.1 El proceso de separación tipo diferencial: Ocurre cuando a condiciones de yacimiento el proceso de separación de las fases gas-líquido depende de la saturación de condensado retrógrado. Cuando la presión del yacimiento disminuye y justo cuando se encuentra por debajo de la presión de rocío ($P_{roc} > P_{yac}$), se deposita el líquido condensado dentro de los poros de la roca, permaneciendo inmóvil dentro del yacimiento debido a su baja saturación. El gas remanente sigue fluyendo hacia los

pozos productores permaneciendo en contacto con el líquido condensado hasta lograr una saturación mayor que la crítica y continuamente va moviéndose la composición del sistema gas-líquido.

2.3.3.2 El proceso de separación tipo instantáneo (flash): Ocurre a condiciones de superficie, es decir, en las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores, la fase gaseosa y la fase líquida total se mantienen en contacto, sin variar la composición total del sistema, en constante movimiento que permite el equilibrio entre las fases.

2.3.4 Pruebas PVT de laboratorio para gases de gas con condensación retrógrada

El estudio PVT para gases con condensación retrógrada se encuentra dividido en tres partes:

- Análisis composicional de la mezcla.
- Expansión a composición constante (CCE por sus siglas en inglés).
- Agotamiento a volumen constante (CVD por sus siglas en inglés).

El análisis a composición constante permite registrar tres parámetros esenciales en el sistema:

- La presión de rocío que permite establecer, junto con otros parámetros, la representatividad de la muestra.
- La relación entre las variables termodinámicas Presión y Volumen a temperatura del yacimiento.
- La curva de líquido retrógrado acumulado, en relación con la presión.

El análisis PVT conlleva a obtener el ajuste de las ecuaciones de estado que permitan simular el comportamiento del sistema en condiciones diferentes a las medidas

experimentalmente. Para gases con condensación retrógrada el análisis PVT presenta los siguientes elementos:

2.3.4.1 Recombinación: Las muestras de gas y líquido tomados del separador de alta presión deben ser recombinadas a las mismas condiciones de presión y temperatura del separador para obtener un fluido que sea representativo del yacimiento. Las muestras de fluido tomadas a diferentes condiciones se deben descartar porque al recombinarlas no representan el fluido original del yacimiento ^{[6], [8]}.

2.3.4.2 Composición: En la determinación de las composiciones de las muestras de gas y líquido se usan las técnicas de: cromatografía de gases, Peso Molecular por crioscopia, análisis PNA, SARA. A la muestra recombinada en el laboratorio también se le determina su composición total. Esta debe ser comparada con la composición de la mezcla gas líquido obtenida por recombinación matemática en base a datos del separador ^{[6], [8]}.

2.3.4.3 Prueba de expansión a composición constante (CCE) ^{[5], [6], [8], [16]}: Consiste en tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento ubicándola en la celda PVT, allí se calienta a la temperatura del yacimiento y se comprime desplazando el pistón en la celda hasta alcanzar una presión de 500 a 1000lpc por encima de la presión del yacimiento. Dentro de la celda se permite que el gas sea expandido a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc. En cada nivel de presión se agita la mezcla y se deja transcurrir un tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio entre las fases.

El objetivo de dicha prueba es determinar la presión de rocío, por ende se repite el proceso de expansión consecutivamente hasta lograr tal fin, así como se observa en la Figura 2.15. Cuando comienza a formarse la condensación retrógrada se puede visualizar el momento y se determina la presión de rocío. Inmediatamente se observa

una neblina, es decir un enturbiamiento de la fase gaseosa que desaparece cuando las gotas de líquido segregan hacia la parte inferior de la celda.

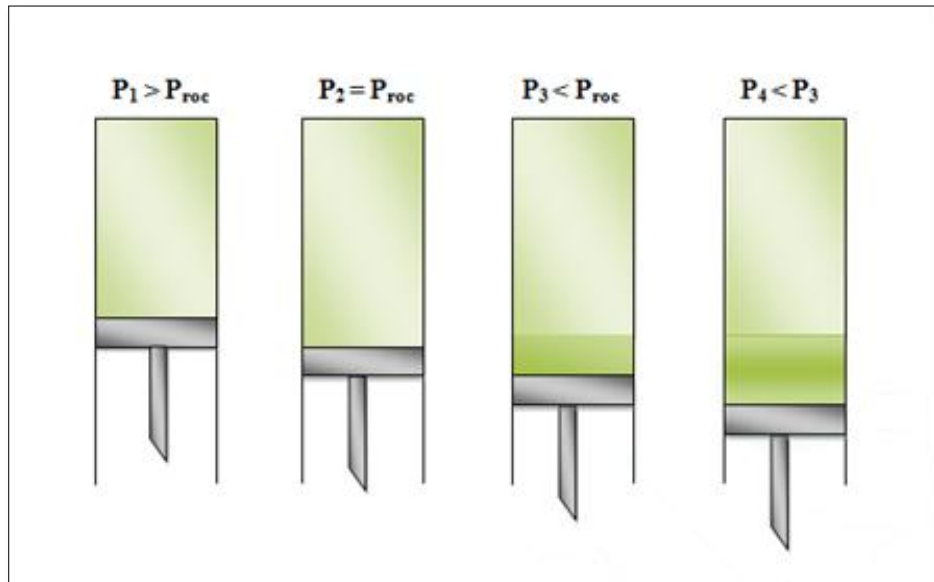


Figura 2.15. Prueba de expansión a composición constante (CCE) ^[6].
 (Modificado por Mijares, Andryus)

Durante el proceso de expansión, la composición total del sistema permanece constante en condiciones isotérmicas, debido a que no se retira gas de la celda. Dicho proceso se considera una representación del mecanismo de separación del tipo instantáneo (flash).

2.3.4.4 Prueba de agotamiento a presión constante (CVD) ^{[5], [6], [8], [17]}: Consiste en colocar una muestra representativa de fluido dentro de una celda PVT. Para luego realizar una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante para restablecer en cada nivel de presión el volumen de rocío. Así como se ilustra en la Figura. 2.16, el volumen a la presión de rocío se toma como “volumen de referencia” a lo largo de todo el proceso.

La expansión del gas ocurre a medida que la presión disminuye. Durante este proceso, se forma líquido retrógrado dentro de la celda. Se extrae gas de la celda manteniendo la presión constante. Este proceso continúa hasta que el volumen iguala al volumen a la presión de rocío.

El gas retirado a presión constante se cuantifica y analiza en el laboratorio para así medir su volumen y determinar mediante cromatografía la composición del mismo. Los factores de compresibilidad (z) del gas retirado y de la mezcla bifásica (gas + líquido) remanentes en la celda y el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda se deben determinar a cada presión ^[6]. En la celda el gas remanente permanece en contacto con el líquido condensado.

Los procesos de expansión-inyección-extracción son continuos hasta que se alcance la presión de abandono, a ese momento se analizan las fases líquida y gaseosa remanentes en la celda. Es en esta última etapa del proceso de agotamiento cuando generalmente la composición del líquido total acumulado se determina mediante un balance molar que permite comparar la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas ^[6]. Las diversas técnicas usadas para determinar la composición del líquido total acumulado son: cromatografía, destilación y/o espectrometría de masa.

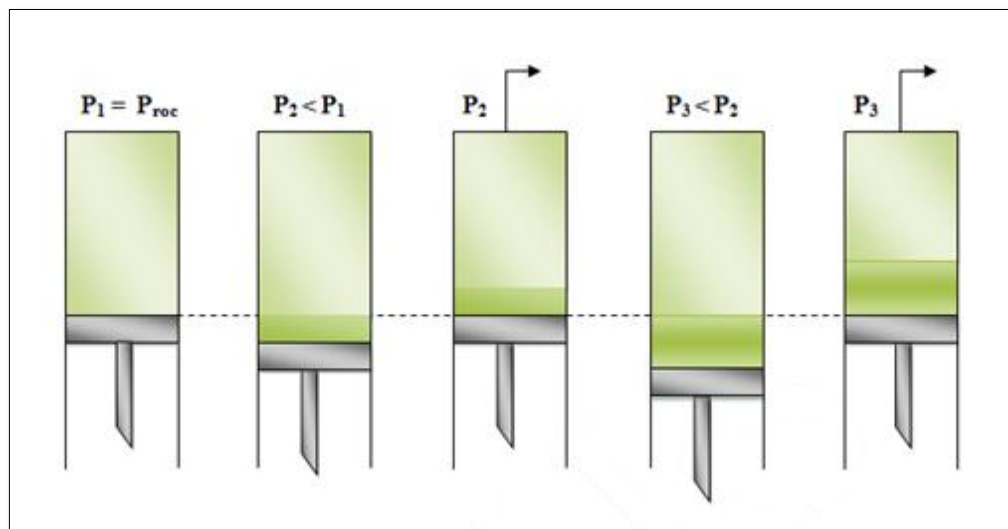


Figura 2.16. Prueba de agotamiento a presión constante (CVD) ^[6].

(Modificado por Mijares, Andryus).

La principal desventaja de este método es lo pequeño de la muestra recombinada inicial, de tal manera que un error de medida en las muestras de gas y líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo. Evidentemente la prueba CVD representa un proceso de separación diferencial, debido a que en todo momento varía la composición del sistema. Por otra parte, se considera que dicha prueba simula el proceso de agotamiento primario y el comportamiento de condensación retrógrada de yacimientos de gases condensados.

2.3.4.5 Prueba de separadores: Son pruebas de liberación que se realizan en un sistema de separación de una o varias etapas en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P , T) en superficie sobre el rendimiento de líquido y sus propiedades (RGC, °API,...). Al variar las presiones de las etapas en el sistema de separación se puede obtener una combinación óptima de presiones que genere la mayor cantidad de condensado en el tanque. La muestra de gas condensado saturada a la presión de rocío es pasada a través del sistema de separación y luego expandida a presión atmosférica. La condición óptima de separación es aquella que produce la mayor cantidad de líquido en el tanque, la menor

RGC y mayor gravedad API del condensado; es decir, estabiliza la mayor cantidad de gas en fase líquida ^[6].

2.3.5 Resultados de una Prueba PVT ^{[5], [6], [13], [17]}

Primordialmente para realizar las pruebas de CCE y CVD, hay que tener presente que las muestras utilizadas deben ser representativas del fluido original encontrado en el yacimiento. Según las referencias 13 y 18 existen diferentes técnicas y métodos para obtener muestras representativas del fluido original, aunque la más utilizada es la técnica de recombinación, según la relación gas/líquido de producción, de muestras de gas y líquido obtenidas en el separador de alta presión o separador primario. Al analizar los resultados obtenidos de las pruebas CCE y CVD, que se reportan en un informe PVT, se obtiene la siguiente información:

- Presión de rocío de la muestra, lpc. Obtenida de la prueba CCE, donde se observa el comportamiento isotérmico presión-volumen (P-V) a temperatura constante del yacimiento.
- Temperatura de la prueba, °F, la cual debe ser igual a la temperatura del yacimiento.
- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento, incluyendo peso molecular y densidad de los Heptanos+, actualmente se reportan fracciones pesadas de Undecanos+ (C11+).
- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el gas producido durante cada etapa, % del volumen de la celda, o también se puede medir directamente el volumen en pies cúbicos
- Análisis composicional molar del gas producido durante cada etapa del proceso, % de los moles producidos a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM (riqueza, gals. líq. /MPCN de gas) del gas producido a las presiones de agotamiento ^[6].

- Variación del porcentaje de condensado retrógrado con presión, determinando el líquido acumulado en la celda para cada etapa de agotamiento, % del volumen inicial de la celda, o también puede ser medido directamente en pies cúbicos.
- Composición molar del líquido acumulado en la celda para la última etapa del proceso de agotamiento ($P = P_{abandono}$), % de los moles en fase líquida.
- Factor de compresibilidad del gas (z) extraído en cada etapa, y el factor de compresibilidad bifásico (gas+líquido dentro de la celda) para cada etapa.
- Factores volumétricos del gas condensado ^[6].
- Optimización de presiones de separación instantánea gas-líquido de pruebas de separadores ^[6].

Además de los resultados obtenidos de las pruebas CCE y CVD, en el informe PVT se presentan las condiciones del yacimiento y de producción del pozo previo y durante al proceso muestreo ^[5].

2.3.6 Validación de las pruebas PVT para gases condensados ^{[5], [6], [15]}

La validación de los resultados obtenidos de un análisis composicional, mediante relaciones PVT sobre gases condensados, puede ser entendida como una corrección sistemática de los errores inherentes a tales experimentos, de forma tal que las características reales del fluido se preserven ^[15].

Para considerar válidos los resultados del análisis PVT estos deben ser representativos y consistentes, y entonces podrán ser utilizados en estudios integrados de yacimientos de gas condensado. Si un análisis PVT es consistente pero no representativo todavía puede tener la utilidad de ser usado en la elaboración de correlaciones y en ajustes de ecuaciones de estados ^[6].

2.3.6.1 Representatividad de las muestras ^[6]: Consiste en chequear si la muestra de gas condensado es representativa del fluido original existente en el yacimiento. Con este fin se debe comprobar que:

- $T_{lab} = T_{yac}$, La prueba fue realizada en un proceso isotérmico, es decir, la temperatura utilizada al realizar la prueba en el laboratorio debe ser igual a la del yacimiento ó a la profundidad (punto medio del intervalo productor) donde se tomó la muestra.
- La relación gas condensado de la muestra recombinada (PCN/BN) debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento o de la zona donde se tomó la muestra ^[6].
- La prueba CCE debe mostrar punto de rocío, si muestra punto de burbujeo, el yacimiento es de petróleo volátil o la muestra estaba contaminada con líquido y no es representativa ^[6].
- El pozo produjo estabilizadamente antes de la toma de la muestra ^[6].
- La presión y la temperatura del separador debieron permanecer constantes durante la toma de las muestras de gas y líquido ^[6].

2.3.6.2 Consistencia de los resultados ^{[5], [6]}: Consiste en analizar la calidad de los resultados reportados en el estudio PVT, es decir, se verifican los resultados experimentales de las pruebas con el fin que no hayan tenido errores en la medición o que los errores cometidos se encuentren dentro de los límites aceptables. A continuación se presentan las diferentes técnicas empleadas para determinar la calidad de los resultados de un reporte PVT ^[5]:

2.3.6.2.1 Recombinación Matemática ^{[5], [6], [8]}: Consiste en calcular la composición del fluido del yacimiento por medio de un balance molar. En la Figura 2.17, se ilustra que las muestras de gas y líquido son tomadas en el separador de alta a determinadas condiciones de presión y temperatura, para luego recombinarlas matemáticamente. En esta prueba para determinar la composición del fluido se calcula:

- **Balance molar por fase** ^{[5], [6], [8], [15]}

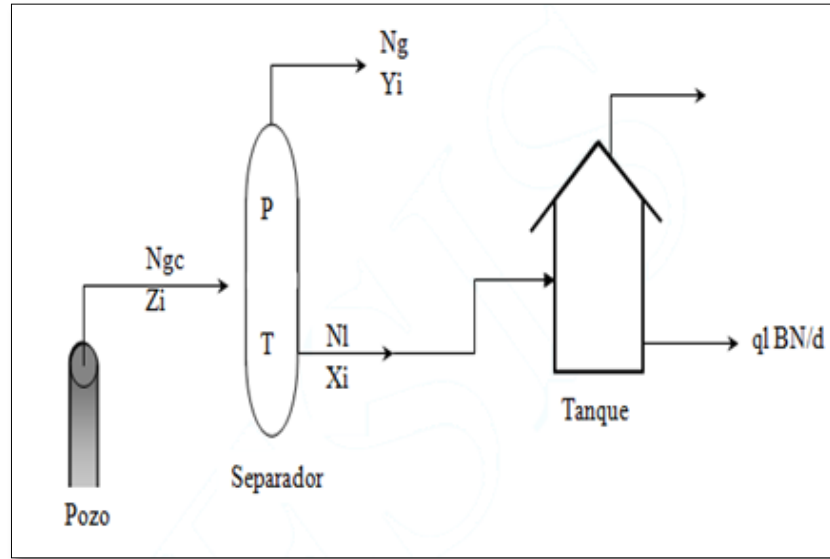


Figura 2.17. Arreglo del separador y tanque de prueba ^[6].
(Modificado por Mijares, Andryus).

Partiendo de la Figura 2.17 se tiene,

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (2.1)$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379,4} \quad (2.2)$$

$$N_l = \frac{\rho_{lsep}}{M_l} \quad (2.3)$$

Donde:

N_{gc} = Moles de gas condensado, lbmol/Blsep.

N_l = Moles de líquido, lbmol/Blsep.

N_g = Moles de gas, lbmol/Blsep.

$RG C_{sep}$ = Relación gas-condensado, PCN/Blsep,

ρ_{lsep} = Densidad del líquido de separador a P y T sep, lbm/Blsep.

M_l = Peso molecular del líquido del separador, lbm/lbmol.

- **Balance molar por componente:**

$$Z_i * N_{gc} = Y_i * N_g + X_i * N_l \quad (2.4)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.1) y (2.3) en la ecuación (2.4) y despejando Z_i se obtiene:

$$Z_i = \frac{(Y_i * RG C_{sep})/379,4 + (X_i * \rho_{lsep})/M_l}{RG C_{sep}/379,4 + \rho_{lsep}/M_l} \quad (2.5)$$

Donde:

Z_i = Composición del gas condensado (fracción molar componente i).

X_i = Composición del líquido del separador (fracción molar componente i).

Y_i = Composición del gas del separador (fracción molar componente i).

La relación gas-condensado del separador ($RG C_{sep}$), se determina utilizando la siguiente relación:

$$RG C_{sep} (PCN/BB l_{sep}) = \frac{RG C}{\beta_o l_{sep}} \quad (2.6)$$

Donde,

RGC = Relación gas-condensado, PCN/BN.

$\beta_o l_{sep}$ = Factor volumétrico del líquido a condiciones del separador, BBl_{sep}/BN .

La densidad del líquido a condiciones del separador, ρ_{lsep} , se determina aplicando el Método de Standing y Katz ^{[5], [6], [8], [18]}:

$$\rho_l = \rho_{lCN} + \Delta\rho_P - \Delta\rho_T \quad (2.7)$$

$$\rho_{3+} = \frac{\sum_3^n M_{i*} X_i}{\sum_3^n \left(\frac{M_{i*} X_i}{\rho_{li}} \right)} \quad (2.8)$$

$$\rho_{2+} = \rho_{3+} * (1 - 0,01386 * W_2 - 0,000082 * W_2^2) + 0,379 * W_2 + 0,0042 * W_2^2 \quad (2.9)$$

$$W_2 = \frac{100 * M_2 * X_2}{\sum_2^n M_{i*} X_i} \quad (2.10)$$

$$\rho_{lCN} = \rho_{1+} = \rho_{2+} * (1 - 0,012 * W_1 - 0,000158 * W_1^2) + 0,0133 * W_1 + 0,00058 * W_1^2 \quad (2.11)$$

$$W_1 = \frac{100 * M_1 * X_1}{\sum_1^n M_{i*} X_i} \quad (2.12)$$

$$\Delta\rho_P = 10^{-3} * [0,167 + 16,181 * 10^A] * P - 10^{-8} [0,299 + 263 * 10^B] * P^2 \quad (2.13)$$

$$A = -0,0425 * \rho_{lCN} \quad (2.14)$$

$$B = -0,0603 * \rho_{lCN} \quad (2.15)$$

$$\Delta\rho_T = [0,0133 + 152,4 * (\rho_{lCN} + \Delta\rho_P)^{-2,45}] * (T - 60) - [8,1 * 10^{-6} - 0,0622 * 10^{-0,0764(\rho_{lCN} + \Delta\rho_P)}] * (T - 60)^2 \quad (2.16)$$

Donde,

ρ_l = Densidad de la mezcla líquida a P y T, lb/pie³.

ρ_{lCN} = Densidad seudo líquida de la mezcla a 14,7 lpca y 60°F, lb/pie³.

$\Delta\rho_P$ = Corrección por efecto de presión, lb/pie³.

$\Delta\rho_T$ = Corrección por efecto de la temperatura, lb/pie³.

ρ_{2+} = Densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados a condiciones normales, lb/pie³.

ρ_{3+} = Densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados a condiciones normales, lb/pie³.

PM_i = Peso molecular del componente i, lb/lb-mol.

X_i = Fracción molar del componente i en la mezcla.

ρ_{li} = Densidad líquida del componente i a condiciones normales, lb/pie³.

W_1 = Porcentaje en peso del metano en la mezcla.

W_2 = Porcentaje en peso del etano en la mezcla.

Los valores obtenidos para ρ_{2+} y ρ_{lCN} , serán aceptables siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

$$40 < \rho_{3+} < 60 \text{ lb/pie}^3$$

$$0 < W_2 < 10\%.$$

$$0 < W_1 < 16\%.$$

Después de calcular los Z_i , se comparan con los valores Z_i experimentales. Los datos reportados se consideran consistentes si la diferencia relativa entre la composición

calculada y la experimental es menor o igual a 2% para el metano (C_1), y no mayor del 5% para las fracciones pesadas (C_{n+}), así como se muestra en las ecuaciones (2.17) y (2.18), respectivamente.

$$\text{Metano } (C_1): \left| \frac{Z_{C_1 exp} - Z_{C_1 calc}}{Z_{C_1 exp}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (2.17)$$

$$\text{Heptano plus } (C_{7+}): \left| \frac{Z_{C_{7+} exp} - Z_{C_{7+} calc}}{Z_{C_{7+} exp}} \right| * 100 \leq 5\% \quad (2.18)$$

2.3.6.2.2 Balance Molar ^{[5], [6], [8], [20]}: Consiste en aplicar un balance molar de fluidos entre las diferentes etapas del proceso CVD, con el fin de determinar las fracciones molares de cada componente (X_i) en el condensado retrógrado presente en la celda, y así verificar que se cumpla $X_i > 0$. Por lo tanto, para cada etapa del agotamiento o paso de presión, se conocerá la composición del líquido.

En los reportes de PVT composicionales se incluye un análisis de la composición del líquido en la última etapa de la prueba, es decir, aquella composición del líquido que se obtiene a la presión de abandono. Dicha composición reportada en el informe debe ser comparada con aquella calculada en la última etapa mediante el método de Balance Molar.

Una diferencia relativa entre los valores calculados y los reportados, igual o mayor al 10%, es indicativo de un error importante en los resultados del informe PVT composicional ^{[5], [8], [19]}. Partiendo de un volumen base (V_s) de muestra a una presión $P = P_{roc}$, se tiene ^[6]:

$$N_t = \frac{P_{roc} * V_s}{Z_{gc} * R * T} \quad (2.19)$$

Donde:

N_t = Moles totales de gas condensado inicial, lb-mol.

P_{roc} = Presión de rocío, lpca.

V_s = Volumen de muestra, pie³.

z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas condensado a P_{roc} y T, adimensional.

R = 10,732 lpca*pie³/lb-mol*°R.

T = Temperatura de yacimiento en °R.

En la prueba de CVD se expande el gas dentro de la celda, la presión cae por debajo de la de rocío ($P_1 < P_{roc}$), generando la formación de un volumen de líquido retrógrado V_{l1} dentro de la misma. A medida que se retorna la celda a su volumen inicial, se extrae un volumen de gas (ΔV_1) de la misma con el fin de mantener la presión constante. Las siguientes ecuaciones establecen la relación entre los moles totales a las condiciones iniciales (P_{roc} , V_s), y la distribución de moles en la etapa 1:

$$\Delta N_{gc1} = \frac{P_1 * \Delta V_1}{z_{gc1} * R * T} \quad (2.20)$$

$$V_{gc1} = V_s - V_{l1} \quad (2.21)$$

$$N_{gc1} = \frac{P_1 * V_{gc1}}{z_{gc1} * R * T} \quad (2.22)$$

$$N_{l1} = N_t - N_{gc1} - \Delta N_{gc1} \quad (2.23)$$

Donde:

ΔV_1 = Volumen de gas condensado retirado de la celda a P_1 , pie³.

ΔN_{gc1} = Moles de gas condensado retirado de la celda a P_1 , lbmol.

V_{gc1} = Volumen y masa de gas condensado en la celda a P_1 , pie³.

N_{gc1} = Moles de líquido retrógrado en la celda a P_1 , lbmol.

V_{l1} = Volumen de líquido retrógrado en la celda a P_1 , pie³.

N_{l1} = Moles de líquido retrógrado en la celda a P_1 , lbmol.

V_s = Volumen de rocío, pie³.

De manera similar a una presión de agotamiento P_k las ecuaciones anteriores se pueden escribir de la forma siguiente:

$$\Delta N_{gck} = \frac{P_k \cdot \Delta V_k}{z_{gck} \cdot R \cdot T} \quad (2.24)$$

$$V_{gck} = V_s - V_{lk} \quad (2.25)$$

$$N_{gck} = \frac{P_k * V_{gck}}{z_{gck} * R * T} \quad (2.26)$$

$$N_{lk} = N_t - N_{gck} - \sum_{i=1}^k \Delta N_{gci} \quad (2.27)$$

$\sum_{i=1}^k \Delta N_{gci}$ = Moles de gas condensado retirado de la celda, desde P_{roc} hasta P_k , lbmol.

En la Figura 2.18 se observa como la composición del líquido retrógrado se determina realizando un balance de masa entre las presiones P_{k-1} y P_k para el componente i:

- Balance molar del componente i:

Moles en fase gaseosa y líquida en la celda a

P_{k-1} = Moles en ambas fases a P_k + moles retirados.

$$N_{gck-1} Y_{i,k-1} + N_{lk-1} X_{i,k-1} = N_{gck} Y_{i,k} + N_{lk} X_{i,k} + \Delta N_{gck} Y_{i,k}$$

Donde:

$$X_{i,k} = \frac{N_{gck-1} Y_{i,k-1} + N_{lk-1} X_{i,k-1} - (\Delta N_{gck} + N_{gck}) Y_{i,k}}{N_{lk}} \quad (2.28)$$

Sustituyendo el primer decremento de presión $P_{roc} \rightarrow P_1$, en la Ecuación 2.28 se tiene:

$$k = 1, k - 1 = 0, N_{gco} = N_t, N_{lo} = 0, P_0 = P_{roc}$$

$$X_{i,l} = \frac{N_t Y_{i,0} - (\Delta N_{gc1} + N_{gc1}) * Y_{i,l}}{N_{l1}} \quad (2.29)$$

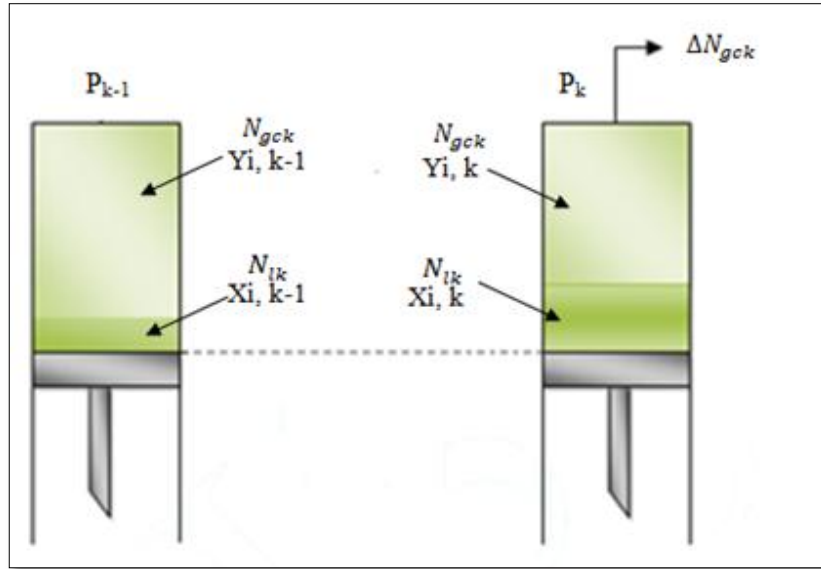


Figura 2.18: Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$)^[6].
(Modificado por Mijares, Andryus).

Luego se calcula los valores de las constantes de equilibrio ($K_{i,k}$) que se determinan de la ecuación,

$$K_{i,k} = \frac{Y_{i,k}}{X_{i,k}} \quad (2.30)$$

2.3.6.2.3 Criterio de las constantes de equilibrio K: Consiste en graficar los valores obtenidos de los logaritmos de las constantes de equilibrio K vs Presión. Según Bashbush ^[21], el método más confiable de verificar la consistencia de los resultados de un ensayo PVT composicional está relacionado con los factores de equilibrio K. El factor o relación de equilibrio se define con la Ecuación (2.31):

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i} \quad (2.31)$$

Donde,

X_i = Fracción molar del componente i en la fase líquida a condiciones de equilibrio.

Y_i = Fracción molar del componente i en la fase gas a condiciones de equilibrio.

Los factores K pueden ser estimados utilizando correlaciones disponibles en la literatura, aunque si es posible, es preferible determinarlos experimentalmente. Durante el proceso CVD, el gas se extrae durante cada etapa, luego se realiza un análisis para así determinar su composición (Y_i). Seguidamente se aplica un balance molar para determinar la composición del líquido condensado en cada etapa (X_i), y finalmente determinar los valores de K_i .

Al estimar los valores de K para cada componente en la mezcla Bashbush propone construir un gráfico con los valores obtenidos de K_i versus la presión, con el fin de verificar la consistencia de los resultados experimentales. Por ende, se considerará que los datos son consistentes si se cumplen las siguientes condiciones en el gráfico:

- Las curvas resultantes para cada componente de la mezcla deben tener una tendencia paralela, es decir, tendencias similares sin cruzarse entre sí.

- Las curvas deben presentar un comportamiento suave, es decir, sin saltos (picos).
- Si la mezcla de gases incluye nitrógeno (N_2), dicho componente resultará la curva más alta dentro del gráfico, debido a los valores altos de K que se obtienen en cada etapa de agotamiento. Luego le seguirá la curva del metano (C_1) y la del dióxido de carbono (CO_2). Seguidamente la del etano (C_2) o la del sulfuro de hidrógeno (H_2S) (dependiendo de la composición del fluido y de la temperatura del yacimiento). Por debajo de estas curvas, los componentes restantes resultarán curvas que seguirán un orden dependiendo a sus pesos moleculares. Los valores de K para el iso-butano e iso-pentano siempre serán mayores que los correspondientes al n-butano y n-pentano respectivamente.

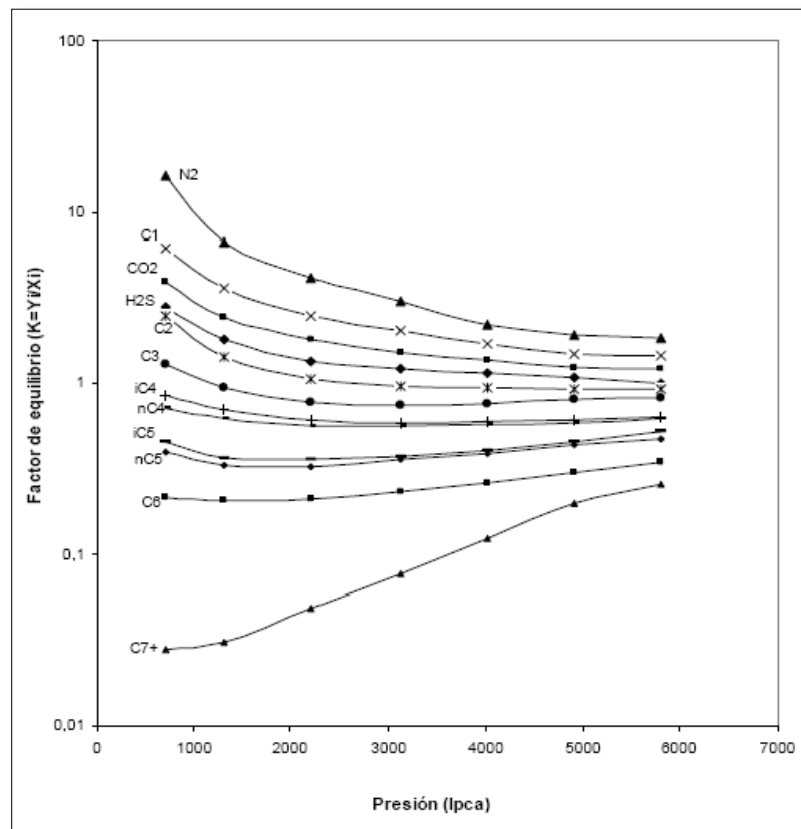


Figura 2.19: Gráfico de $\log K$ vs Presión [5], [8], [21].

En la Figura 2.19 se ilustra un gráfico log (K) vs Presión, donde se refleja el comportamiento de las curvas que resultan de determinar los valores de K para cada componente en la mezcla.

Para determinar los valores de los factores de equilibrio, K, de cada componente a la presión de rocío, es necesario extrapolar las curvas obtenidas. Cuando se obtienen los valores de K para cada componente a la presión de rocío, se verifican y de ser necesario se corrigen para así cumplir que:

La suma de las fracciones molares de todos los componentes en la primera gota de líquido debe ser igual a la unidad, o cien en porcentaje molares.

2.3.6.2.4 Criterio de factor de compresibilidad bifásico, z_{2f} [5], [6], [8], [21].

Consiste en calcular el valor de z_{2f} y compararlo con el valor de z_{2f} obtenido experimentalmente. El factor de compresibilidad bifásico (z_{2f}) es un pseudo factor de compresibilidad de una mezcla gas-líquido considerando que el líquido se comporta como un gas [6]. En los reportes PVT para gases condensados retrógrados deben incluir el valor del factor de compresibilidad bifásico para las diferentes etapas del proceso CVD.

Los valores experimentales no deben ser diferentes a los valores calculados en más de una unidad en el tercer decimal; aunque, si esta condición se satisface, no es una prueba concluyente de la consistencia de los datos. Para calcular el factor de compresibilidad bifásica se utiliza la siguiente expresión:

$$z_{2f} = \frac{P \cdot V_s}{R \cdot (N_{gk} + N_{lk}) \cdot T} \quad (2.32)$$

Donde,

z_{2f} = Factor bifásico de compresibilidad, adimensional.

N_g = Moles de gas (lbmol).

N_l = Moles de líquido (lbmol).

V_s = Volumen de la celda, (pie³).

V_g = Volumen ocupado por la fase gaseosa (pie³).

P = Presión (lpca).

T = Temperatura (°R).

Además de la ecuación (2.32), se presenta una correlación desarrollada por Rayes, Piper y McCain para estimar el factor bifásico de desviación:

$$z_{2f} = A_0 + A_1 * (P_{sr}) + A_2 * \left(\frac{1}{T_{sr}}\right) + A_3 * (P_{sr})^2 + A_4 * \left(\frac{1}{T_{sr}}\right)^2 + A_5 * \left(\frac{P_{sr}}{T_{sr}}\right) \quad (2.33)$$

Donde,

P_{sr} = Presión pseudo reducida, adimensional.

T_{sr} = Temperatura pseudo-reducida, adimensional.

$$A_0 = 2,24353$$

$$A_1 = -0,0375281$$

$$A_2 = -3,56539$$

$$A_3 = 0,000829231$$

$$A_4 = 1,53428$$

$$A_5 = 0,131987$$

La correlación fue desarrollada a partir de varios estudios CVD para fluidos con concentraciones de $C_{7+} \geq 4\%$. Adicionalmente, se deben cumplir las siguientes condiciones para aplicar la correlación:

$$0,7 \leq P_{sr} \leq 20,0$$

$$1,1 \leq T_{sr} \leq 2,1$$

Otras maneras de calcular el factor de compresibilidad bifásico se menciona en el Apéndice A.8.

2.3.6.2.5 Criterio en base a la Composición del Gas [5], [8], [21]: Consiste en graficar las composiciones del gas producido durante cada etapa del proceso CVD versus la presión, con el fin de verificar de una manera fácil y rápida la consistencia de la data experimental. Este método no es tan concluyente como es el método que se basa en los factores de equilibrio, K. Por ende, este método puede ser usado como una verificación para tener una idea acerca del grado de consistencia. Las curvas resultantes del gráfico deben presentar continuidad; por otra parte, la presencia de saltos en las curvas son indicativo de errores en las mediciones experimentales ^[21].

En la Figura 2.20 se observa un gráfico indicando la composición del gas vs presión, utilizando los datos presentados en la Referencia 26.

2.3.6.2.6 Criterio en base a la composición del líquido retrógrado ^{[5], [21]}: Consiste en graficar la composición del líquido retrógrado vs presión, resultando útil para validar los estudios de PVT. Al igual que en el criterio basado en la composición del gas, los saltos en las curvas indican errores experimentales en el estudio PVT ^[15].

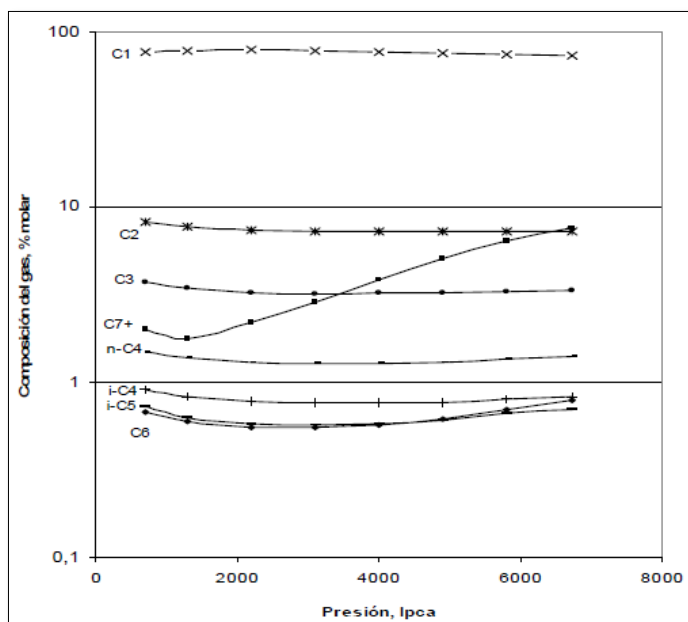


Figura 2.20: Composición del gas vs. Presión ^[21].

2.3.6.2.7 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott ^{[5], [6], [8]}: Estos autores propusieron un método para correlacionar los valores de los factores de equilibrio, K , para mezclas de hidrocarburos. Dicho método consiste en graficar los valores de $\log(K_i * P)$ versus los valores de F_i para cada etapa del proceso CVD, de manera que es muy útil para la evaluación de la consistencia y la corrección de los datos experimentales.

Donde,

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i} = \text{Factor de equilibrio del componente } i.$$

P = Presión de las diferentes etapas del proceso CVD, lpca.

F_i = Factor de caracterización del componente i .

El factor de caracterización se expresa mediante la siguiente relación:

$$F_i = b_i * \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (2.34)$$

y para b_i se tiene la siguiente expresión:

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14,7}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (2.35)$$

Donde,

T_{bi} = Temperatura normal de ebullición del componente i, °R.

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i, °R.

T = Temperatura, °R.

P_{ci} = Presión crítica del componente i, lpca.

A una presión dada los puntos $(\log (K_i * P), F_i)$ correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. De manera, que al aplicar este criterio a la prueba CVD se debe obtener un número de rectas igual al número de presiones de los agotamientos y al aplicarlo al separador se obtiene una sola. La dispersión de los puntos muestra malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases. La alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados ^{[5], [21]}. En la Tabla 2.2 se presentan los valores b_i y T_{bi} usando las Ecuaciones (2.34) y (2.35). En la Figura 2.21 se muestra el resultado de la aplicación del Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott, a los datos presentados en la Referencia 6.

Tabla 2.2: Valores de b_i y T_{bi} ^[6].

Componente	b_i	T_{bi}
N ₂	555	140
CO ₂	1819	351
H ₂ S	1742	384
C ₁	805	201
C ₂	1412	332
C ₃	1799	416
iC ₄	2037	471
nC ₄	2153	491
iC ₅	2368	542
nC ₅	2480	557
C ₆	2780	616
C ₇	3068	669
C ₈	3335	718
C ₉	3590	763
C ₁₀	3828	805

Del gráfico se puede apreciar que existe una dispersión moderada de los puntos, sobre todo para aquellos que se deriven de los datos de los tres primeros estados de agotamiento (Etapa 1, Etapa 2 y Etapa 3). Dicha dispersión puede ser debida a errores de medición durante la prueba, o también puede ser debido a que durante el proceso de expansión del fluido dentro de la celda en el proceso CVD, no se permitió que transcurriera el tiempo necesario para alcanzar el equilibrio entre las fases. Aunque, estos puntos pueden ser corregidos aplicando técnicas estadísticas como el ajuste lineal.

Del gráfico se observa que existe una tendencia clara de convergencia de las curvas. Si se extrapolan cada una de las curvas, éstas convergerán a un punto denominado Presión de Convergencia; definida como aquella presión para la cual los valores de

los factores de equilibrio K tienden a la unidad ^[3]. Esta propiedad tiene gran aplicación en la corrección de los factores de equilibrio K .

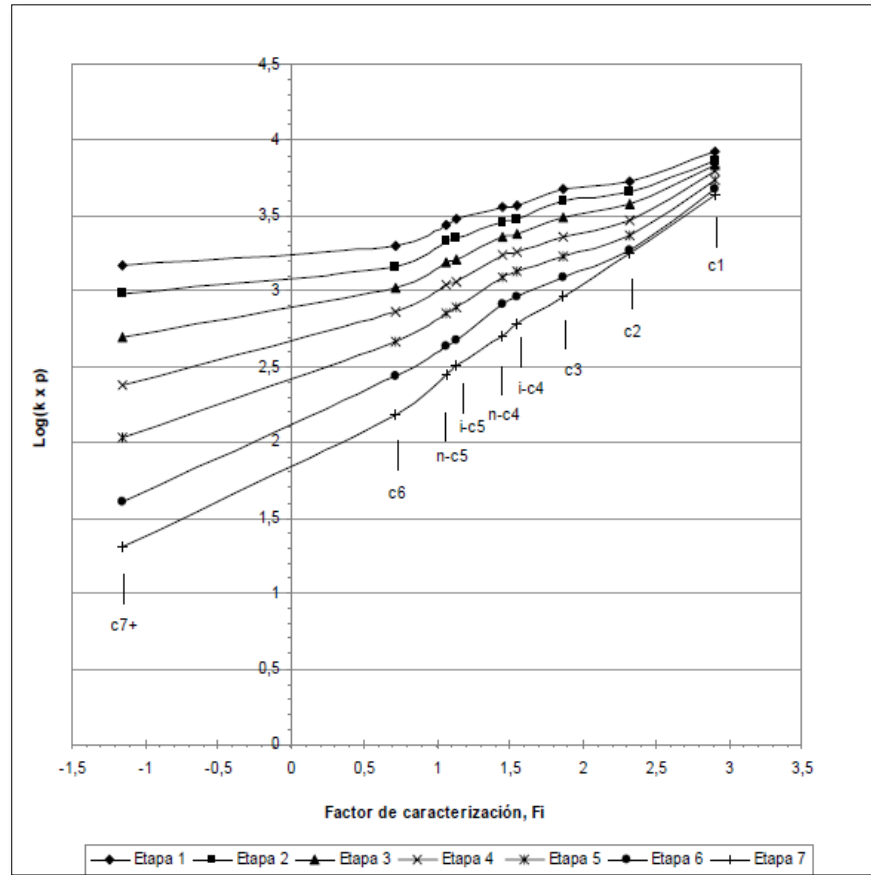


Figura 2.21: Gráfico según Hoffman ^[6].

2.3 ECUACIONES DE ESTADO ^{[1], [2], [5], [6], [8]}

Son ecuaciones algebraicas que relacionan la presión con la temperatura y el volumen, tanto para sustancias puras como para mezclas de varios componentes. De manera que son utilizadas para describir y predecir el comportamiento del estado de fases como sólido, líquido y gaseoso. Las ecuaciones de estado más usadas en la

ingeniería de petróleo son las cúbicas en volumen ya que son computacionalmente eficientes y hacen un excelente trabajo en predecir el comportamiento de las fases de los fluidos del yacimiento en un amplio rango de presión y temperatura ^[6].

El conocimiento de las propiedades de los fluidos y del comportamiento de fases se requiere para calcular el *GCOES* (gas condensado original en sitio), el recobro por agotamiento natural y mantenimiento de presión por inyección de gas, las caídas de presión en tuberías horizontales y verticales y las condiciones óptimas de separación condensado gas ^[6].

Entre las ecuaciones de estado que se consideran en este trabajo se tiene:

- Ecuación de gas ideal,
- Ecuación de los gases reales.

2.3.1 Ecuación de gas ideal ^{[1], [6], [8], [9]}:

Un gas ideal es aquel cuyo volumen se reduce a la mitad cuando la presión se dobla, y cuya presión se dobla si, manteniendo su volumen constante, doblamos su temperatura absoluta ^[9]. La ecuación (2.36) expresa la relación de gas ideal:

$$P * V = n * R * T \quad (2.36)$$

Donde:

P= Presión, (lpca).

V= Volumen, (pie³).

n = Moles, (lbmol).

T = Temperatura, ($^{\circ}\text{R}$).

$R = 10,73 \text{ ((lpc}\cdot\text{pie}^3)/(\text{lbmol}\cdot^{\circ}\text{R}))$. Constante universal de los gases.

En la ecuación del comportamiento de los gases ideales no se tiene en cuenta el volumen ocupado por las moléculas ni las fuerzas de atracción y repulsión entre las mismas ^[6]. Experimentalmente se ha observado que a bajas densidades el comportamiento PVT de los gases se aproxima mucho al de un gas ideal. A bajas presiones y altas temperaturas, la densidad de un gas disminuye y éste se comporta como un gas ideal en estas condiciones ^[1].

2.3.2 Ecuación de gases reales ^{[1], [3], [5], [6], [8], [9]}.

Es aquella que representa con exactitud la desviación del comportamiento ideal que presentan los gases bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, usando el factor de compresibilidad z :

$$P * V = z * n * R * T \quad (2.37)$$

El factor de compresibilidad z , es un factor de corrección introducido en la ecuación general de los gases ideales. De manera que se puede obtener experimentalmente dividiendo el volumen real de n moles de un gas a P y T por el volumen ideal ocupado por la misma masa de gas a iguales condiciones de P y T . Aunque, esta ecuación presenta algunas limitaciones para detallar el comportamiento de los gases. Una de estas limitaciones está relacionada con el hecho de que el factor z es no constante, y como tal, no se pueden realizar directamente manipulaciones

matemáticas sobre la ecuación, requiriendo así el uso concurrente de técnicas gráficas y numéricas^{[3], [8]}.

Para gases ideales, $z=1$, mientras que para gases reales z puede ser mayor o menor que la unidad. Cuanto más lejos se encuentra z de la unidad, mayor es la desviación del gas del comportamiento ideal^[1]. El factor de desviación del gas debe determinarse para cada gas y cada combinación de gases a las condiciones de presión y temperatura dadas, ya que varía:

- Para cada gas o mezcla de gases,
- Para cada temperatura y presión del gas o mezcla de gases^[9].

Para hallar el valor de z existen diversos métodos sencillos que se describen a continuación:

2.4.2.3 Método gráfico de Standing y Katz^{[3], [6], [8]}: Standing y Katz, basados en el principio de los estados correspondientes, presentaron una correlación gráfica mostrada en la Figura 2.22, la cual se puede utilizar para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura pseudoreducidas. Este método ha tenido bastante aceptación en la industria del petróleo debido a dos razones primordiales:

- Exactitud dentro de un 3% en relación a los valores experimentales de z .
- Facilidad al realizar los cálculos.

Para lograr buenos resultados con este método es recomendable tener presente las siguientes limitaciones del mismo:

- El gas debe ser rico en metano ($C_1 > 80\%$).
- El gas rico debe tener hidrocarburos aromáticos.

- El gas no debe tener impurezas. El contenido de 20% de N₂ produce un error del 4%. La presencia de CO₂ produce un error en el cálculo de z igual al valor del porcentaje de CO₂ en la mezcla.
 - No presenta buenos resultados a temperaturas y presiones cercanas a la crítica.
 - No se recomienda su uso en el cálculo de z a presiones mayores de 10000 lpca.
- Cuando el gas natural tiene impurezas (CO₂, H₂S) se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz al método de Standing y Katz. Esta corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas usando las siguientes ecuaciones:

$$T_{sc} = (\sum T_{ci} * Y_i) - F_{sk} \quad (2.38)$$

$$P_{sc} = \frac{(\sum P_{ci} * Y_i) * T_{sc}}{(\sum T_{ci} * Y_i) + B * (1 - B) * F_{sk}} \quad (2.39)$$

$$F_{sk} = 120 * (A^{0,9} - A^{1,6}) + 15 * (B^{0,5} - B^4) \quad (2.40)$$

$$A = Y_{CO_2} + Y_{H_2S}$$

$$B = Y_{H_2S}$$

Donde:

F_{sk} = Factor de corrección, °R.

Y_{CO_2}, Y_{H_2S} = Fracciones molales del CO₂, H₂S respectivamente.

Teniendo la temperatura y presión pseudocríticas corregidas por la presencia de componentes no hidrocarburos, se calculan la presión y la temperatura seudoreducidas con las cuales se obtiene z en la Figura 2.22.

2.4.2.4 Ajuste de curvas de Standing y Katz ^{[6], [8]}: Con el fin de obtener valores de z de forma automatizada, algunos autores han tratado de ajustar las curvas de Standing y Katz por medio de los siguientes métodos numéricos:

2.4.2.4.1 Ajuste de Hall y Yarborough ^{[6], [8]}: Es el ajuste más utilizado ya que es exacto y fácil de programar. Las ecuaciones de Hall y Yarborough, que están desarrolladas en base a la ecuación de Starling Carnahan son ^{[6], [8]}:

$$z_g = \frac{0,06125 * P_{sr} * t * e^A}{Y} \quad (2.41)$$

Donde:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (2.42)$$

$$t = \frac{T_{sc}}{T} \quad (2.43)$$

$$A = -1,2 * (1 - t)^2 \quad (2.44)$$

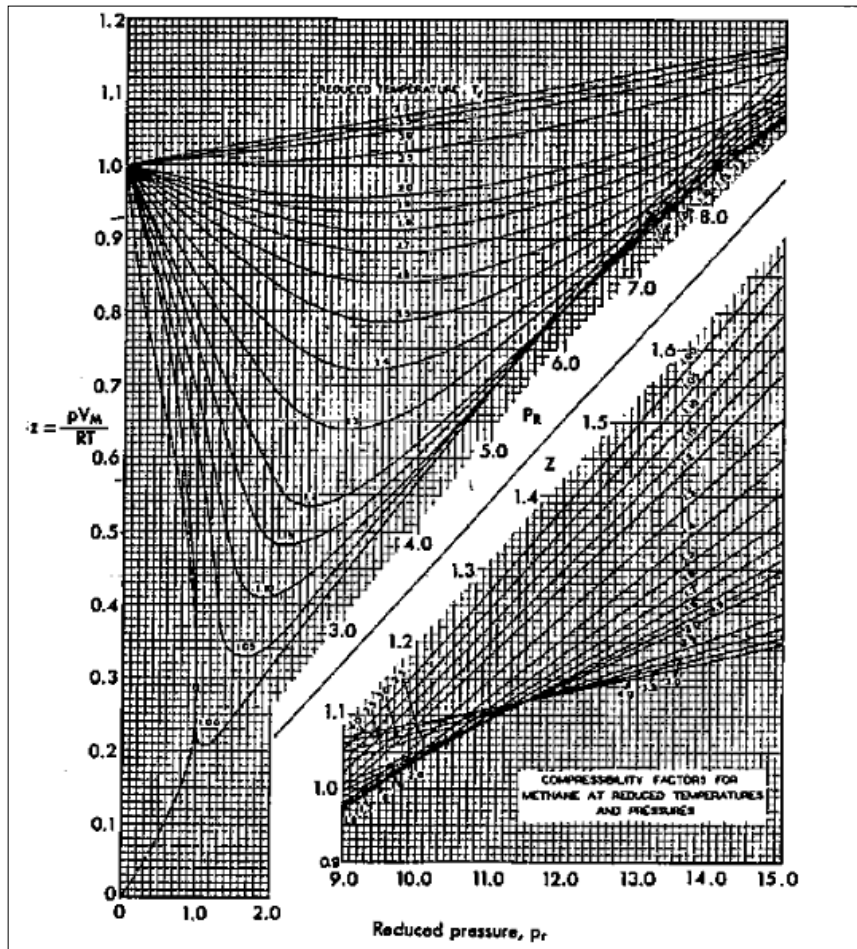


Figura 2.22: Factores de compresibilidad del gas natural y gas condensado [3]

Y = Densidad reducida que puede ser obtenida a partir de la solución de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 & -0,06125 * P_{sr} * t * e^A + \left[\frac{Y + Y^2 + Y^3 - Y^4}{(1 - Y)^3} \right] - \\
 & (14,76 * t - 9,76 * t^2 + 4,58 * t^3) * Y^2 + \\
 & (90,7 * t - 242,2 * t^2 + 42,4 * t^3) * Y^{(2,18+2,82*t)} = 0 \quad (2.45)
 \end{aligned}$$

Esta ecuación no lineal puede ser resuelta por el método iterativo de Newton-Raphson o por ensayo y error. Para obtener buenos resultados con este ajuste es conveniente que la presión pseudorreducida (P_{sr}) y temperatura (T_{sr}) estén entre los siguientes límites:

$$1,2 \leq T_{sr} \leq 3,0$$

$$0,1 \leq P_{sr} \leq 24,0$$

Para gases naturales con impurezas se recomienda corregir P_{sc} y T_{sc} por el método de Wichert y Aziz ^[6].

2.4.2.4.2 **Ajuste de Brill y Beggs** ^{[6], [8]}: Este ajuste es preciso y se puede usar fácilmente en los cálculos de diseño de proyectos de ingeniería de yacimientos y producción ^[6].

$$z_g = A + \frac{(1-A)}{e^B} + C * P_{sr}^D \quad (2.46)$$

Donde,

$$A = 1,39 * (T_{sr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 * T_{sr} - 0,101 \quad (2.47)$$

$$B = (0,62 - 0,23 * T_{sr}) * P_{sr} + \left(\frac{0,066}{T_{sr}-0,86} - 0,037 \right) * P_{sr}^2 + \frac{0,32 * P_{sr}^6}{10^9 * (T_{sr}-1)} \quad (2.48)$$

$$C = 0,132 - 0,32 * \log(T_{sr}) \quad (2.49)$$

$$D = \text{antilog}(0,3106 - 0,49 * T_{sr} + 0,1824 * T_{sr}^2) \quad (2.50)$$

Este ajuste fue probado por Standing obteniendo para 94 puntos errores en el rango +2,63% y -3,93% con valores de presión y temperatura seudorreducidas variando entre 0 - 13 y 1,2 - 2,4, respectivamente ^[6].

2.4 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

2.4.1 Definición

La ecuación de balance de materiales (EBM) se deriva como el balance volumétrico que iguala la producción acumulada de fluidos, expresada como un vaciamiento, y la expansión de los fluidos como resultado de una caída de presión en el yacimiento ^[22]

La forma general de la EBM fue desarrollada inicialmente por Schilthuis en 1941. La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos (Ver Ecuación 2.51) ^[22].

$$\left| \begin{array}{c} \text{Cantidad de fluidos presentes} \\ \text{inicialmente} \\ \text{en el yacimiento} \\ \text{(MMbbl)} \end{array} \right| - \left| \begin{array}{c} \text{Cantidad de fluidos} \\ \text{producidos} \\ \text{(MMbbl)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} \text{Cantidad de fluidos} \\ \text{remanentes} \\ \text{en el yacimiento} \\ \text{(MMbbl)} \end{array} \right| \quad (2.51)$$

2.4.2 Antecedentes de la Ecuación de Balance de Materiales ^{[22], [23], [24]}

Coleman derivó la ecuación de balance de materiales en 1930, y después fue desarrollada por Schilthuis y por Tarner. En 1963, Havlena y Odeh demostraron que agrupando ciertos términos en la EBM y graficando un conjunto de variables con respecto a otro se obtiene una ecuación de balance de materiales expresada como una línea recta. Dependiendo del mecanismo principal de empuje, se graficaron diferentes conjuntos de términos en función de otros, resultando que si el mecanismo de empuje elegido es el correcto, al igual que otros parámetros, se obtiene una relación lineal entre las variables graficadas determinando el hidrocarburo original en sitio. Partiendo de la ecuación lineal de balance de materiales y en base a los datos de producción, PVT e influjo de agua, se generan varios métodos de resolución como el de la capa de gas y del acuífero. Tehrani posteriormente mejoró el método determinando el hidrocarburo original en sitio, usando una técnica de regresión lineal. Sills extendió el método de Tehrani proporcionando el desarrollo de gráficas para la determinación del hidrocarburo original en sitio simultáneamente sin limitaciones inherentes para casos de yacimientos con presencia de acuíferos.

En 1994, Walsh generó un significativo avance en la ecuación de balance de materiales incluyendo un nuevo término que contabiliza los componentes del condensado en la fase de vapor. Permitiendo que la ecuación de balance de materiales sea aplicada rigurosamente a yacimientos de gas condensados y de petróleo volátil. En 1996, Payne publicó una ecuación de balance de materiales que trata la comunicación múltiple de yacimientos conectados como tanques en serie o en paralelo. Payne aplicó este método exitosamente para yacimientos de gas

volumétricos. Sin embargo, es un modelo más complicado que requiere más parámetros y técnicas sofisticadas para la estimación de los mismos.

2.4.3 Objetivos:

La técnica de ecuación de balance de materiales de acuerdo a Ahmed ^[25], es una de las herramientas fundamentales en la ingeniería de yacimientos para la interpretación y predicción del comportamiento de éstos. La ecuación de balance de materiales, cuando es aplicada apropiadamente, puede usarse para:

- Estimar el volumen inicial de hidrocarburos en sitio.
- Predecir el comportamiento futuro del yacimiento.
- Predecir el factor de recobro según el tipo de mecanismo primario de empuje que presente el yacimiento.

2.4.4 Características ^{[22], [23], [24]}

La EBM, según expresa Dake ^[23], presenta las siguientes características:

- La EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control, definido como los límites iniciales de aquellas zonas ocupadas por hidrocarburos.
- La suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen de control es igual a cero.
- Para el análisis volumétrico se definen tres zonas: la zona de petróleo, la zona de gas y la zona de agua que existe dentro del volumen de control.
- Una de las principales suposiciones es que las tres fases (petróleo, gas y agua) siempre están en equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.
- Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo $t=0$ a un tiempo $t=t$ cualquiera. Primero se procede a definir los volúmenes iniciales en cada una de las zonas, luego los volúmenes remanentes al tiempo $t=t$, y por último la diferencia entre éstos representa la disminución en cada zona.

- Posteriormente se seguirá una serie de manipulaciones matemáticas para llegar a la ecuación generalizada de balance de materiales. Todos los volúmenes están expresados a condiciones de yacimiento.

2.4.5 Suposiciones ^{[24], [26]}

La EBM se basa en cambios en las condiciones del yacimiento en períodos de tiempo finitos de historia de producción. El cálculo es muy vulnerable a las suposiciones del método en las primeras etapas de agotamiento, cuando el movimiento de los fluidos es limitado y los cambios de presión son pequeños. El agotamiento desigual y el desarrollo parcial del yacimiento forman parte del problema de certidumbre.

Las suposiciones básicas en la ecuación de balance de materiales son las siguientes:

- a) Temperatura constante:** Los cambios de presión en el yacimiento se asume que ocurren sin que existan cambios de temperatura. Si ocurren cambios de temperatura, éstos son suficientemente pequeños para ser ignorados sin incurrir en errores significativos.
- b) Equilibrio de presión:** Todos los puntos del yacimiento se encuentran a la misma presión, por lo que las propiedades de los fluidos son constantes. Variaciones menores en la presión en las cercanías del pozo pueden ser ignoradas. Cambios sustanciales en la presión a través del yacimiento pueden ocasionar errores excesivos de cálculo.
- c) Volumen constante del yacimiento:** El volumen del yacimiento se considera constante, excepto en aquellos casos en los que exista expansión de la roca y el agua connata o exista influjo de agua, que se considera lo suficientemente competente para que no ocurran cambios en el volumen consecuencia de su reacomodo, debido a la presión confinante mientras disminuye la presión interna del yacimiento. En formaciones poco consolidadas, en las que pueden producirse cambios considerables en el volumen a condiciones de yacimiento, consecuencia de los cambios en el estado de esfuerzos, no es posible igualar la cantidad de fluidos producidos a la diferencia

entre el volumen de hidrocarburos inicial y el volumen actual, premisa principal de la EBM, por lo que deben emplearse otras técnicas, como la simulación de yacimientos, para cuantificar las reservas en sitio.

d) Datos de producción confiables: Cuando se produzcan varios fluidos simultáneamente, o varios pozos se encuentren en producción, todos los datos de producción deben ser registrados respecto al mismo período de tiempo, con instrumentos que garanticen precisión. Deben tomarse, además, medidas conjuntas del volumen de fluidos producidos y de la gravedad específica de los mismos, para facilitar la caracterización de sus propiedades promedio en cada intervalo de tiempo.

2.4.6 Modelo de tanque

En la Figura 2.23 se demuestra que el yacimiento es visto como un volumen de control, el cual es simulado bajo el modelo de tanque

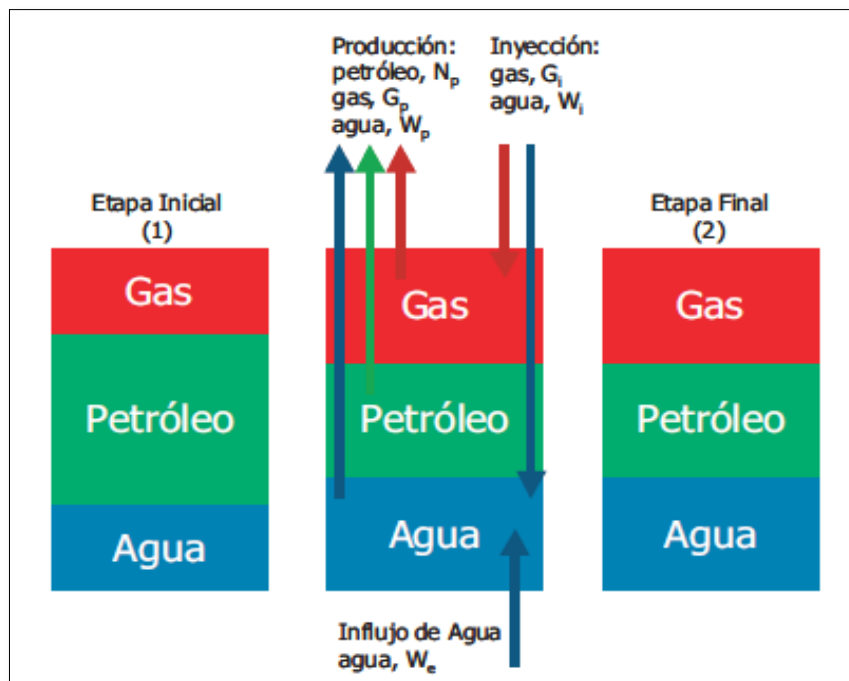


Figura 2.23. Modelo de tanque^[22].

2.4.7 Balance volumétrico ^[23]

$$\text{Vaciamiento} = \text{Volumen de fluidos producidos} \quad (2.52)$$

$$\begin{aligned} \text{Vaciamiento} = & \{ \text{Expansión del hidrocarburo presente} \} + \\ & \{ \text{Expansión del agua connata} + \text{reducción del volumen poroso} \} + \\ & \{ \text{Influjo de agua del acuífero} \} + \{ \text{Inyección de gas/agua} \} \end{aligned} \quad (2.53)$$

2.4.8 Aspectos relevantes de la EBM ^{[22], [23]}

- Es cero dimensional, sólo se evalúa en un punto del yacimiento.
- Muestra independencia del tiempo, aunque en algunos modelos de influjo de agua se muestra dependencia explícita del tiempo.
- Aunque la presión aparece sólo explícitamente en el término de la expansión de la roca y el agua connata, se encuentra implícita en los parámetros PVT (β_o , R_s , R_v , β_g y β_c), los cuales son dependientes de la presión. También es de hacer notar que los cálculos de influjo de agua son dependientes de la presión.
- No tiene forma diferencial, la EBM fue derivada comparando los volúmenes actuales a la presión P , con los volúmenes iniciales a la presión P_i .

2.5 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES PARA GAS SECO

2.6.5 Definición

La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos. Craft expone que la EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control definido por los límites iniciales de las zonas de hidrocarburos de interés, que establece que la suma algebraica de los cambios

volumétricos de las zonas de gas y agua comprendidos en el volumen de la roca, a condiciones de yacimientos, debe ser cero. Al considerar que existe un equilibrio instantáneo entre las fases durante todo el proceso de agotamiento, es posible derivar una expresión de Balance de Materiales Generalizada, que relaciona cantidades de gas y agua producidos, la cantidad de agua que ha invadido el yacimiento, y finalmente la cantidad de gas inicial en el yacimiento.

2.6.6 Clasificación de yacimientos de gas ^[6]

a) Yacimientos de gas seco: Son aquellos que contienen principalmente metano ($C_1 > 90\%$) con pequeñas cantidades de pentano C_5 y componentes más pesados ($C_{5+} < 1\%$) ^[6].

b) Yacimientos de gas húmedo: Son aquellos que se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “húmedo” proviene de que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando $RGC > 15000$ PCN/BN ^[6].

c) Yacimientos de gas condensado: Son aquellos que tienen todavía en su mezcla de hidrocarburo predominante metano $C_1 > 60\%$ y $C_{7+} < 12\%$. A presiones mayores o iguales que la presión de rocío ($P_i \geq P_{roc}$) se encuentra en fase gaseosa. El líquido se encuentra vaporizado en el gas y presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperatura de presiones normales de yacimiento, entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica de la mezcla. La $RGC > 3200$ PCN/BN y $^{\circ}\text{API} = 40-60$. El color del condensado es amarillo claro.

2.6.7 Datos necesarios para aplicar la EBM en yacimientos de gas ^[24]

Al realizar estos cálculos, los siguientes datos de producción, yacimiento y medidas de laboratorio son necesarios:

- Presión inicial del yacimiento o presión promedio del mismo en intervalos de tiempo sucesivos luego de iniciar la producción.
- Volumen de gas producido acumulado en cada intervalo de presión, medido en pies cúbicos estándares.
- Factor volumétrico del gas, obtenido como función de la presión a partir de pruebas de laboratorio realizadas a muestras de fondo sometidas a métodos de separación diferencial y flash.
- Volumen de agua producida acumulada en cada intervalo de presión, medido en barriles normales.

2.6.4 Consideraciones generales en la aplicación de la EBM en yacimientos de gas ^[24]:

Para aplicar exitosamente la EBM varios elementos deben ser considerados, algunos de ellos:

2.6.4.1 Propiedades del yacimiento: Para realizar estimados confiables de las reservas en sitio, se requiere el conocimiento previo de las características de la roca y los fluidos. Entre los parámetros más importantes a considerar, se encuentran:

a) Presencia de acuíferos: Puede derivar en una estimación errónea del volumen inicial de gas en sitio cuando no se considera el influjo de agua. Por otro lado, el factor de recobro de yacimientos de gas con empuje por agua, puede ser significativo menor al de yacimientos que se encuentren produciendo por expansión del gas; el efecto de la invasión de agua en el factor de recobro, está asociado a los siguientes factores:

- Volumen de gas atrapado por la invasión de agua.
- Presión de abandono del yacimiento.
- Volumen de gas desplazado por el influjo de agua.

b) Permeabilidad: Las medidas de presión de yacimientos con baja permeabilidad requieren de períodos de tiempo mayores de restauración o de la aplicación de métodos de análisis de pruebas de presión transiente, para determinar la presión

promedio del yacimiento. Estas pruebas representan un mecanismo para evaluar el comportamiento del yacimiento al realizar medidas de tasas de flujo y presiones bajo una serie de condiciones de flujo, para luego aplicar los datos a un modelo matemático. En la mayoría de las pruebas de pozo, sólo una cantidad limitada de líquido se produce. Durante el período de flujo, la presión en la formación se registra en función del tiempo. Luego el pozo se cierra, o se detiene la producción, y la presión en la formación se mide hasta que se alcance el equilibrio. El análisis de estos cambios de presión puede proporcionar información del tamaño y la forma del yacimiento, así como su capacidad de flujo.

c) Múltiples pozos: El cálculo de Balance de Materiales sólo debe ser aplicado a todo el yacimiento, esto es, considerando todos los pozos que se encuentran en producción.

d) Presencia de múltiples capas: Los yacimientos con múltiples capas con distinta permeabilidad requieren una cuidadosa determinación de la presión promedio del yacimiento, ya que la distribución de presión puede variar en cada capa.

e) Yacimientos fracturados: Largos períodos de restauración de presión o métodos de análisis de presión transiente son requeridos para obtener datos confiables de presión, debido a la presencia de una matriz de gran volumen y baja permeabilidad junto con un sistema de fracturas de poco volumen y gran permeabilidad, elementos característicos de este tipo de yacimientos.

2.6.4.2 Propiedades de los fluidos: En yacimiento de gas seco, se espera que la totalidad de los hidrocarburos producidos sea gas. En base a esto, no se requiere ningún ajuste en los datos de producción previos al cálculo de Balance de Materiales, como es el caso de los yacimientos de gas húmedo y gas condensado, que es necesario realizar la conversión de los líquidos producidos a su equivalente en gas. Se considera además, que la composición del gas no experimenta cambios a lo largo de la vida productiva del yacimiento, por lo que la gravedad específica del gas se mantiene constante y, con esto, parámetros como el factor volumétrico del gas y el factor de compresibilidad del gas sólo variarán en función de la presión.

2.6.4.3 Calidad de los datos de presión: La presión es el dato más importante en el cálculo de Balance de Materiales y es el más susceptible a error. Al emplearlo en esta técnica de cuantificación de reservas, es importante considerar los siguientes aspectos:

a) Tipos de medidas de presión: La presión del yacimiento puede obtenerse a través de válvulas instaladas en fondo o en superficie y puede ser de un solo punto o ser un transiente continuo. Las medidas de presión deben estar referidas al punto medio de las perforaciones para el caso de un solo pozo, o un Datum común para todo el yacimiento si existen múltiples pozos. Los datos de presión obtenidos en fondo, se consideran más confiables, ya que el proceso de conversión de las lecturas de superficie a fondo puede ser imprecisa si no se consideran adecuadamente los fluidos presentes en cada pozo ^[24].

b) Cantidad de medidas de presión: La mayor cantidad de medidas de presión disponibles, permitirá obtener resultados más confiables ^[24].

c) Ajuste de los puntos de presión: Mientras mayor sea el ajuste de los puntos de presión a una línea recta en cualquiera de los gráficos construidos al resolver la EBM, como por ejemplo el gráfico P/z vs. G_p , que está descrito más adelante, más precisa será la determinación del volumen inicial de gas en sitio. Cuando los puntos presentan un alto grado de dispersión, como en el caso de yacimientos que producen por empuje hidráulico, deben emplearse otros métodos para determinar las reservas. Entre éstos se encuentran el método de Havlena y Odeh que, partiendo de un arreglo algebraico de la EBM, permite obtener el gas original en este tipo de yacimientos, al considerar el influjo de agua que entra a la zona productiva ^[24].

d) Yacimientos con alta permeabilidad: Es posible obtener la presión promedio del yacimiento con pruebas de restauración cortas. En este tipo de yacimientos se alcanza una condición de flujo estabilizado relativamente rápido, en pocas semanas; mientras que en yacimientos de baja permeabilidad el período para lograr la condición estabilizada puede tomar más de un año ^[24].

2.6.4.4 Grado de agotamiento de la presión: Cálculos de Balance de Materiales confiables dependen de la precisión de las medidas de presión, así como del grado de agotamiento de la misma. En etapas tempranas de producción, se requiere que las medidas de presión sean muy precisas; mientras que en etapas posteriores, errores en estas medias son más tolerables, debido a que la tendencia de su comportamiento ya ha sido caracterizada.

Generalmente se requiere un mínimo de cinco a quince por ciento de agotamiento de presión para obtener un valor preciso de gas en sitio, en yacimientos sin mantenimiento de presión por empuje por agua y con alta permeabilidad. En yacimientos de baja permeabilidad donde además puede existir un influjo de agua, se requiere al menos veinticinco por ciento de agotamiento para resultados confiables [24].

2.6.5 Suposiciones ^[6]

Las ecuaciones de balance de materiales tratan al yacimiento como un tanque de volumen constante o variable. Se puede decir que el método de BM es un simulador cero adimensional (0D) y da buenos resultados cuando:

- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua connata.
- La arena gasífera no está comunicada con otras arenas de mayor o menor presión.
- Existe equilibrio de presiones y saturaciones en todo el yacimiento, lo cual implica que no hay grandes gradientes de presiones y saturaciones a través del yacimiento a un tiempo dado.
- Se dispone de datos confiables de tasas de producción, volúmenes acumulados de gas y presiones del yacimiento.
- El gas en solución en el agua connata es despreciable ($R_{sw} = 0$).
- La temperatura del yacimiento se considera constante (yacimiento isotérmico).

2.6.6 Parámetros

En la Tabla 2.3 se enumeran los siguientes términos empleados para el desarrollo de la EBM aplicada a los yacimientos de gas seco.

Tabla 2.3. Términos empleados para el desarrollo de la EBM aplicada a yacimientos de gas seco.

Términos requeridos	G_p	Gas producido acumulado hasta una presión P, (PCN).
	β_g	Factor volumétrico del gas a (P, T_f), (BY/PCN) o (PCY/PCN).
	W_p	Agua producida acumulada hasta una presión P, (BN).
	β_w	Factor volumétrico del agua a (P, T_f), (BY/BN).
	β_{gi}	Factor volumétrico del gas a (P_i , T_f), (BY/PCN) o (PCY/PCN).
	C_w	Compresibilidad del agua, (1/lpc).
	C_f	Compresibilidad de la formación, (1/lpc).
	V_w	Volumen de agua connata, (BY).
	V_p	Volumen poroso, (BY).
	S_{wi}	Saturación inicial de agua, (frac.)
	P_i	Presión inicial del yacimiento, (lpc.)
	P	Presión del yacimiento a un tiempo dado, (lpc.)
Términos obtenidos	G	Gas original en sitio, (PCN).
	W_e	Intrusión de agua, BY.

2.6.7 Derivación de la Ecuación General de Balance de Materiales para gas seco ^{[6], [22], [23], [24]}

La derivación de la ecuación de balance de materiales (EBM) para yacimientos de gas se obtiene a partir del siguiente balance:

$$\text{Volumen de fluidos producidos} = \text{Vaciamiento a CY} \quad (2.54)$$

$$\text{Volumen de fluidos producidos} = G_p * \beta_g + W_p * \beta_w \quad (2.55)$$

El espacio dejado por el vaciamiento generado por la producción de los fluidos es llenado por la:

- Expansión del gas.
- Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.
- Intrusión de agua.

Teniendo en cuenta estos tres mecanismos de producción se puede escribir la ecuación de vaciamiento en la forma siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Vaciamiento} = & \text{Expansión del gas} \\ & + \text{Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso} \\ & + \text{Intrusión de agua} \end{aligned} \quad (2.56)$$

- **Expansión del gas por declinación de presión**

Volumen inicial de gas en el yacimiento: $G * \beta_{gi}$

Volumen de gas en un tiempo t y una presión P: $(G - G_p) * \beta_g$

Cambio en el volumen de gas:

$$G * \beta_{gi} = (G - G_p) * \beta_g \quad (2.57)$$

$$G_p * \beta_g = G * (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.58)$$

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

$$G_p * \beta_g = G * E_g \quad (2.60)$$

Por lo tanto la expansión del gas se define como: $G * E_g$

• **Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso por compactación al ocurrir disminución de la presión de los poros**

Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso: $\Delta V_w + \Delta V_p$

Volumen del agua inicial: V_w

Expansión del agua connata:

$$\Delta V_w = V_w * C_w * (P_i - P) \quad (2.61)$$

Volumen poroso inicial; V_p

Reducción del volumen poroso:

$$\Delta V_p = V_p * C_f * (P_i - P) \quad (2.62)$$

$$V_w * C_w * (P_i - P) + V_p * C_f * (P_i - P) \quad (2.63)$$

El volumen del agua inicial y el volumen poroso inicial del yacimiento se definen con las Ecuaciones (2.64) y (2.65), respectivamente,

$$V_w = V_p * S_{wi} \quad (2.64)$$

$$V_p = \frac{G * \beta_{gi}}{(1 - S_{wi})} \quad (2.65)$$

Sustituyendo las Ecuaciones (2.64) y (2.65) en la Ecuación (2.63), se obtiene:

$$G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * (P_i - P) \quad (2.66)$$

$$E_{fw} = \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * (P_i - P) \quad (2.67)$$

Finalmente la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso se expresa como: $G * \beta_{gi} * E_{fw}$

Igualando los cambios volumétricos del gas y de la roca junto con la expansión del agua connata se tiene:

$$G_p * \beta_g = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} \quad (2.68)$$

- **Intrusión de agua, empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas**

Volumen de agua producida a un tiempo t: $W_p * \beta_w$

Volumen de influjo de agua: W_e

Cambio en el volumen de agua: ΔW

$$\Delta W = W_e - W_p * \beta_w \quad (2.69)$$

Más adelante se explicará detalladamente diferentes métodos para hallar la intrusión de agua (Influjo de agua, W_e)

Igualando los cambios volumétricos del gas y del agua se tiene:

$$G_p * \beta_g = G * E_g + \Delta W \quad (2.70)$$

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + W_e \quad (2.71)$$

Finalmente considerando que el volumen del yacimiento es constante, se igualan los cambios volumétricos del gas, agua y roca:

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + W_e \quad (2.72)$$

Reagrupando y combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la Ecuación General de Balance de Materiales para yacimientos de gas:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{\beta_{gi}}{\beta_g}\right) + \frac{\beta_{gi}}{\beta_g} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * \Delta P + \frac{W_e - W_p * \beta_w}{G * \beta_g} \quad (2.73)$$

2.6.8 Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas seco

Los yacimientos de gas seco volumétricos son yacimientos cerrados que no tienen entrada de agua, o ésta es muy pequeña para afectar al volumen poroso, por ende solo varía con el cambio de presión y las compresibilidades del agua connata y formación [6].

A partir de la Ecuación General de Balance de Materiales para yacimiento de gas se han desarrollado los siguientes métodos:

2.6.8.1. Método de Declinación de Presión (P/z) para yacimiento volumétricos

Resulta en sustituir en la Ecuación (2.57), correspondiente a la EBM para yacimientos de gas seco, el factor volumétrico del gas, β_g , por su equivalente según la ecuación de los gases reales:

$$\beta_g = \frac{P_{CN} * Z * T}{T_{CN} * P} \quad (2.74)$$

Donde:

P_{CN} = Presión a condiciones normales, 14,7 lpca.

z = Factor de compresibilidad del gas.

T = Temperatura, °R.

T_{CN} = Temperatura a condiciones normales, 520°R.

P = Presión, lpca.

Al reagrupar la Ecuación (2.57) se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{\beta_{gi}}{\beta_g} \right) \quad (2.75)$$

Sustituyendo la Ecuación (2.74) en la Ecuación (2.75):

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{\frac{P_{SC} * Z_i * T_i}{T_{SC} * P_i}}{\frac{P_{SC} * Z * T}{T_{SC} * P}} \right) \quad (2.76)$$

Considerando que la producción es un proceso isotérmico la Ecuación (2.76) se reduce a:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{z_i * P}{z * P_i}\right) \quad (2.77)$$

Reordenando la ecuación anterior, resulta:

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} * \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (2.78)$$

Esta ecuación muestra que en este tipo de yacimientos existe una relación lineal entre P/z y G_p como se observa en la Figura 2.24.

De la Ecuación 2.78 se tiene:

$$G_p = 0 \rightarrow \frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i}$$

$$\frac{P}{z} = 0 \rightarrow G_p = G$$

Los puntos de la Figura 2.24 muestran el comportamiento observado en el campo. Luego de ajustar los puntos gráficamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $P/z = 0$ permite calcular el *GOES*.

- **Procedimiento de Cálculo:**

- Calcular los factores de compresibilidad del gas (z) a los diferentes valores de presión que se disponga del yacimiento.
- Graficar los pares de puntos $(P/z, G_p)$ en un sistema de coordenadas rectangulares.
- Interpoliar una línea recta a través de los puntos. Esta recta también se puede obtener por la técnica de mínimos cuadrados.

- Extrapolar la recta hasta $P/z = 0$. El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas original en sitio (GOES).
- Calcular las reservas (G_{pab}) a una presión de abandono P_{ab} , entrando con el valor de P_{ab}/z_{ab} y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de G_{pab} .
- Si desea conocer el gas producido acumulado, G_p a una presión dada P , se entra con el valor de P/z y se lee el valor correspondiente de G_p [6].

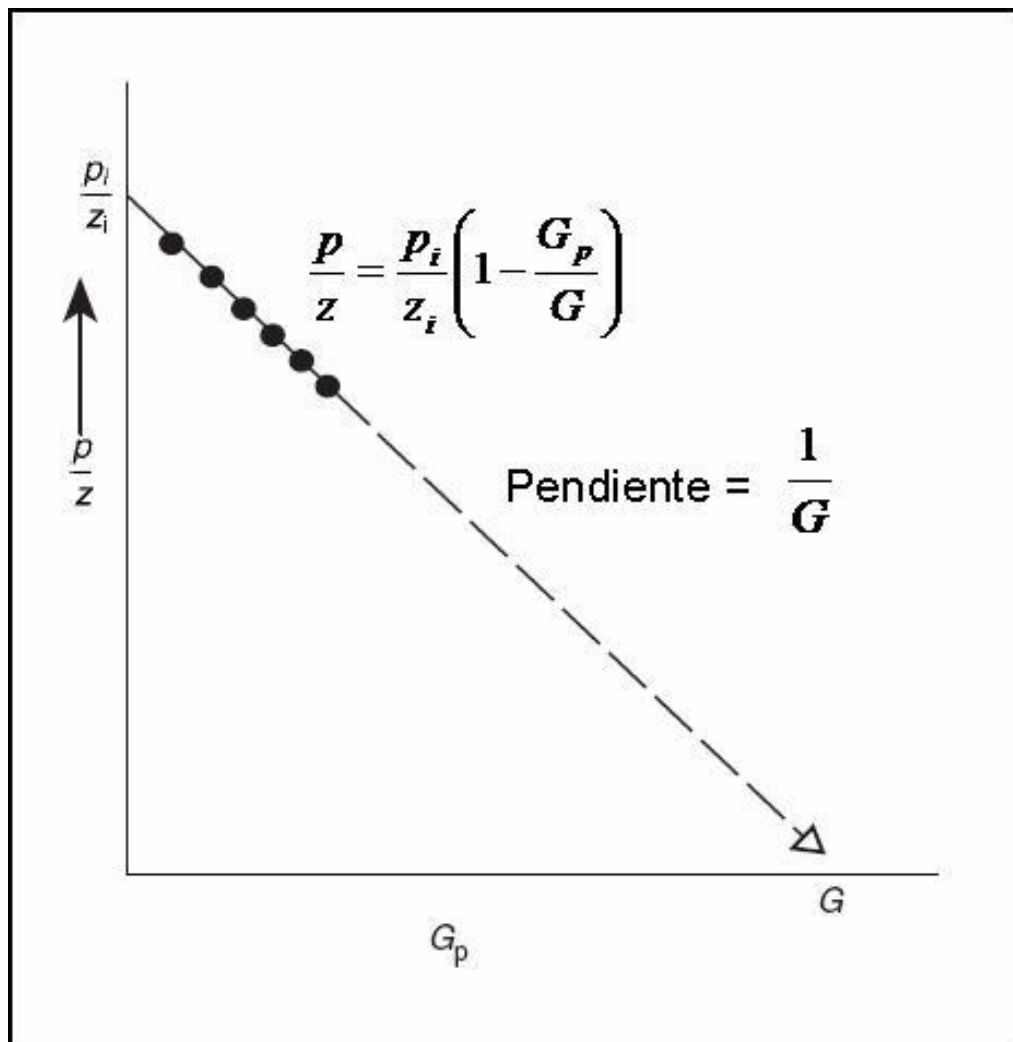


Figura 2.24. Variación de P/z con G_p para un yacimiento volumétrico de gas [24].

- **Limitaciones del método de declinación de presión:**

El método de declinación de presión es afectado por varios factores que impiden la linealidad de los puntos ($P/z, G_p$). Algunos de los factores se discuten a continuación:

- Yacimientos con empuje hidráulico: La presencia de un acuífero disminuye la caída de presión de un yacimiento produciendo errores graves en el cálculo del GOES. La extrapolación de los primeros puntos de declinación genera una gráfica P/z vs. G_p con una concavidad hacia arriba (Ver Figura 2.25)

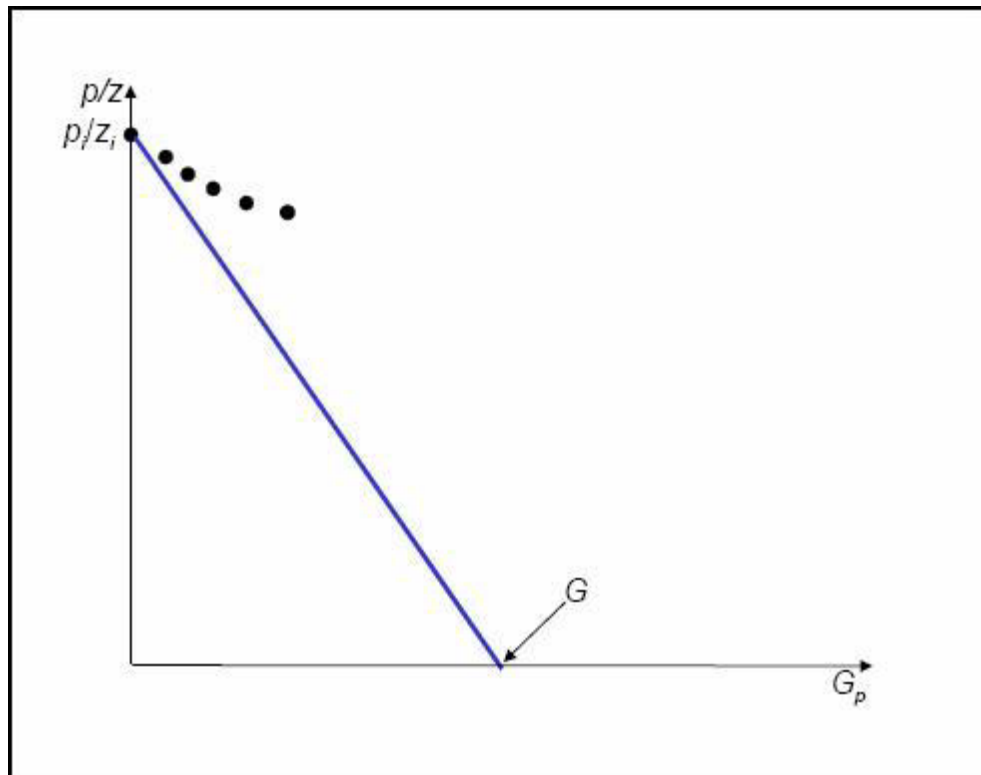


Figura 2.25. P/z vs. G_p para un yacimiento de gas con empuje hidráulico ^[24].

- Yacimientos con presión anormal: Este tipo de yacimiento genera una gráfica de P/z vs. G_p con dos rectas con pendientes diferentes, (Ver Figura 2.26) cuando el yacimiento alcanza una presión normal, la pendiente permanece constante pero más inclinada que la pendiente inicial. En este caso si el comportamiento inicial es

extrapolado hasta las condiciones de abandono, el *GOES* calculado puede ser dos veces el verdadero.

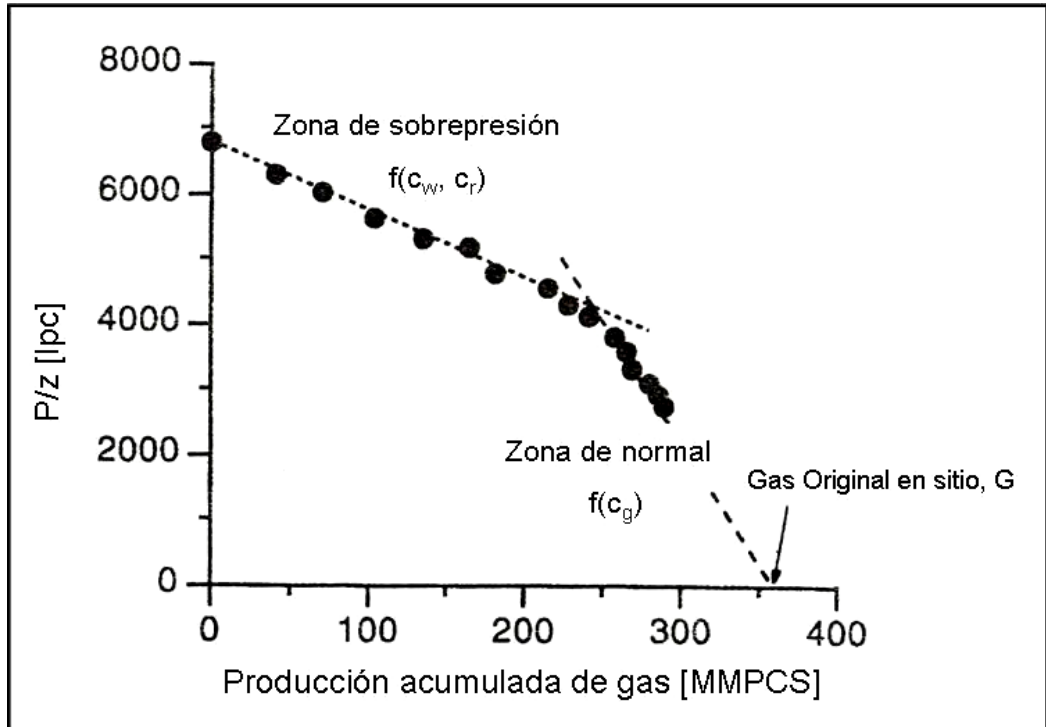


Figura 2.26. Para un yacimiento de gas con presión anormal ^[24].

- Yacimientos con condensación retrógrada: La condensación retrógrada de hidrocarburos en el yacimiento produce una disminución de la pendiente de la curva P/z vs. G_p con el incremento de G_p . En la Figura 2.27 se puede observar que la curva P/z vs. G_p presenta una concavidad hacia abajo. Esto se debe al cambio de la composición del gas producido y a la caída adicional de presión cuando ocurre condensación en el yacimiento ^[6].

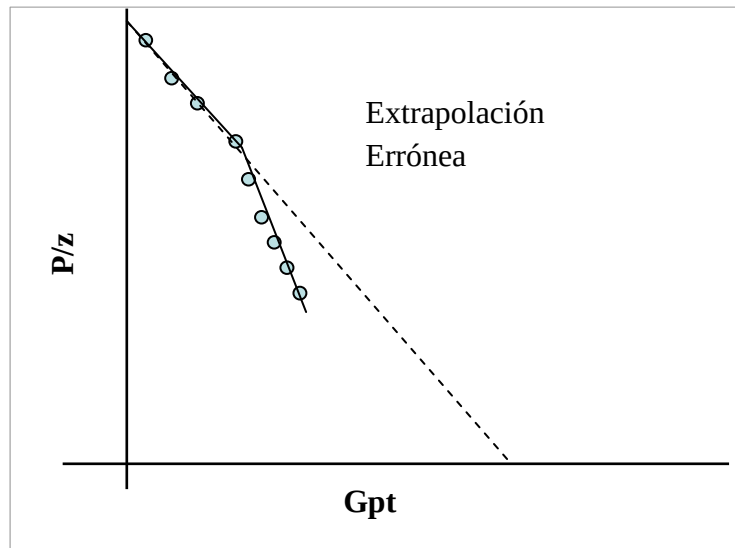


Figura 2.27. Para un yacimiento de gas con condensación retrógrada ^[14].

2.6.8.2. Método de Declinación de Presión (P/z) para yacimiento no volumétricos

Para yacimientos de gas con empuje hidráulico la gráfica P/z vs. G_p presenta una curvatura cóncava hacia arriba, esto se debe a que además de la energía que tiene el yacimiento como resultado de la compresibilidad del gas, adicionalmente tiene una entrada de energía a través del agua proveniente de un acuífero asociado. De manera que para este caso el método de declinación de presión no puede usarse para determinar el *GOES*.

2.6.8.3. Método de Acuífero Pote ^[6]

Es un método que puede ser aplicado a yacimientos de alta permeabilidad, fallados, donde las zonas de petróleo y/o gas están en buena comunicación con pequeños acuíferos. Este caso ocurre porque una ligera caída de presión ΔP instantáneamente

se transmite por todo el acuífero generando un flujo continuo de intrusión de agua, W_e , por expansión del agua del acuífero.

$$W_e = (C_w + C_f) * W_i * \Delta P \quad (2.79)$$

Donde:

W_i = volumen de agua original en el acuífero, BY.

$\Delta P = (P_i - P)$, lpca.

Pletcher presenta un modelo de acuífero pote fundamentado en la Ecuación 2.79, válido para acuíferos pequeños de alta permeabilidad donde se presenta flujo continuo de intrusión de agua hacia el yacimiento y el cual permite determinar simultáneamente G y W de un yacimiento de gas con empuje hidráulico débil^[6].

Sustituyendo la Ecuación 2.79 en la Ecuación 2.73, se logra la Ecuación 2.80.

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{\beta_{gi}}{\beta_g}\right) + \frac{\beta_{gi}}{\beta_g} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * \Delta P + \frac{(C_w + C_f) * W_i * \Delta P - W_p * \beta_w}{G * \beta_g} \quad (2.80)$$

Multiplcando ambos lados de la Ecuación 2.80 por β_g y por G, se obtiene la Ecuación 2.81:

$$G_p * \beta_g = G * (\beta_g - \beta_{gi}) + G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * \Delta P + (C_w + C_f) * W_i * \Delta P - W_p * \beta_w \quad (2.81)$$

La Ecuación 2.81 se puede escribir de la forma siguiente:

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * (\beta_g - \beta_{gi}) + G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * \Delta P + (C_w + C_f) * W_i * \Delta P \quad (2.82)$$

Donde:

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

$$F = G_p * \beta_g + W_p * \beta_w \quad (2.83)$$

Sustituyendo la Ecuación 2.59 y la Ecuación 2.83 en la Ecuación 2.82, se obtiene la Ecuación 2.84.

$$F = G * E_g + G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * \Delta P + (C_w + C_f) * W_i * \Delta P \quad (2.84)$$

Sacando factor común ΔP y dividiendo ambos lados de la Ecuación por E_g , se logra la Ecuación 2.85:

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{\Delta P}{E_g} \left[G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * + (C_w + C_f) * W_i \right] \quad (2.85)$$

La Ecuación 2.85 es una línea recta al graficar:

$$\frac{F}{E_g} \text{ vs. } \frac{\Delta P}{E_g}$$

Donde,

La intercepción con el eje “y”: $b = G$.

$$\text{Pendiente: } G * \beta_{gi} * \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * + (C_w + C_f) * W_i = m \quad (2.86)$$

De la pendiente se puede obtener el valor de W_i ,

$$W_i = \frac{m - \frac{(S_{wi} * C_w + C_f) * G * \beta_{gi}}{1 - S_{wi}}}{C_w + C_f} \quad (2.87)$$

2.6.8.4. Método de Havlena y Odeh

En 1963, Havlena y Odeh presentaron un método que actualmente es muy conocido en la industria petrolera, el cual consiste en expresar la EBM en forma lineal graficando un grupo de variables en función de otro de acuerdo con el tipo de mecanismo de empuje bajo el cual se encuentra produciendo el yacimiento con la Ecuación 2.88.

$$\frac{F}{E_g} = \frac{W_e}{E_g} + G \quad (2.88)$$

A partir de la Ecuación 2.72 se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + W_e \quad (2.72)$$

$$F = G * E_t + W_e \quad (2.89)$$

$$E_t = E_g + \beta_{gi} * E_{fw} \quad (2.90)$$

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

$$E_{fw} = \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * (P_i - P) \quad (2.67)$$

$$F = G_p * \beta_g + W_p * \beta_w \quad (2.83)$$

La ecuación de Balance de Materiales puede resolverse al graficar $F - W_e$ vs. E_t o F/E_t vs. W_e/E_t , dos técnicas que se muestran en la Figura 2.28.

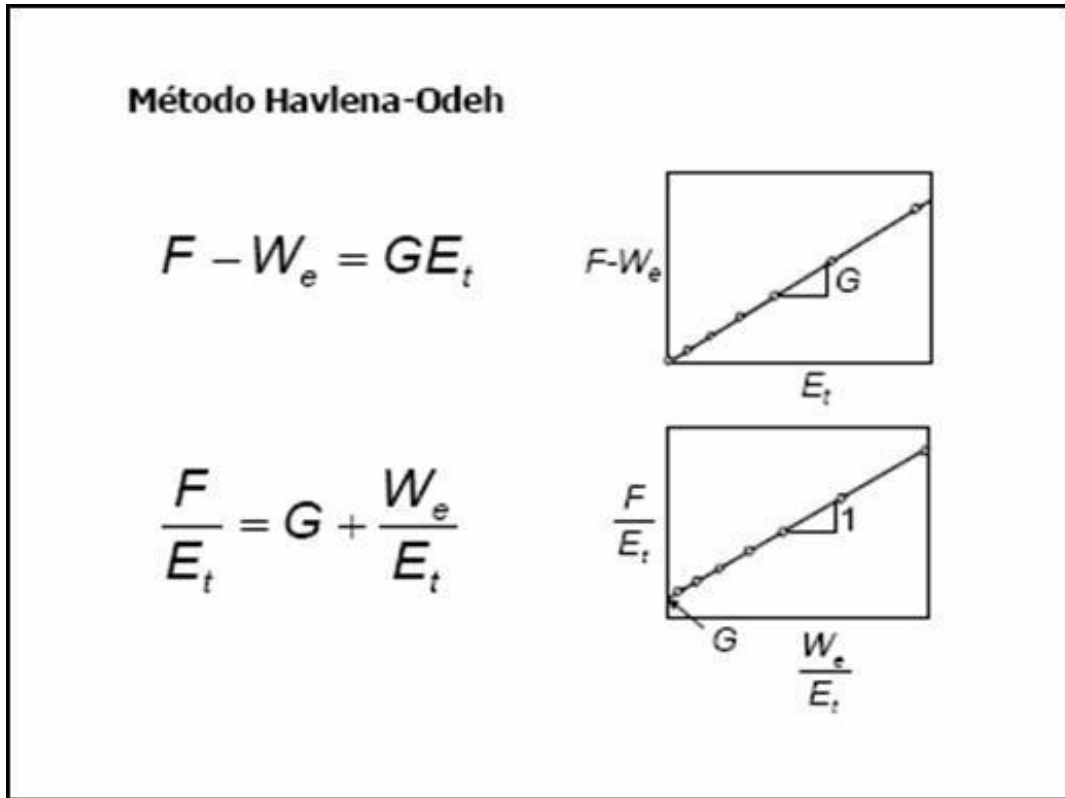


Figura 2.28. Método de Havlena y Odeh para yacimientos de gas ^[24].

2.6.9 Yacimientos de Gas con Presiones Anormales ^{[6], [24], [27], [28], [29], [30], [31]}

Comúnmente los yacimientos de gas anormalmente presurizados (con presiones anormales) están constituidos por secuencias de arena/arcilla conteniendo principalmente gas y con extensión areal limitada ^[6]. Según Poston, S. W. and Berg, R. se considera que un yacimiento es sobrepresurizado cuando presenta presiones de fluido superiores a las esperadas de acuerdo a condiciones hidrostáticas normales. De acuerdo a Wallace yacimientos con presiones anormales son aquellos que se encuentran entre los límites de la presión hidrostática, con un gradiente máximo de 0,465 lpc/pie, y la presión litostática, que incluye la presión de poro y el esfuerzo al que está sometida la matriz de la roca ^[6].

Al realizar el estudio de yacimientos con presiones anormales se considera que el término más importante es la compresibilidad efectiva, C_e , definida con la Ecuación 2.91.

$$C_e = \frac{(C_f + C_w * S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad (2.91)$$

Producto de la pérdida de presión durante el proceso de agotamiento del yacimiento se tiene como consecuencia final la reducción del espacio disponible para los hidrocarburos, por ende para calcular el término de compresibilidad efectiva, C_e , se toma como consideración la expansión del volumen ocupado por agua y la disminución del volumen poroso. En yacimientos sobrepresurizados el valor de la compresibilidad efectiva de la formación, así como de la compresibilidad del gas tienen aproximadamente la misma magnitud por lo que ambos deben ser incluidos en los cálculos de la EBM para describir el comportamiento del yacimiento.

La sobrepresión de los yacimientos tiene dos posibles fuentes de energía como:

- El influjo de agua proveniente de lutitas adyacentes, ejerciendo una fuerza adicional en el mantenimiento de la presión.
- La liberación del gas del agua connata y agua del acuífero, actuando como soporte suplementario de la presión del yacimiento.

La influencia de estos mecanismos de empuje es de mayor interés especialmente en las etapas tempranas de producción, debido a que la compresibilidad del gas se encuentra en su menor valor. Estas fuentes de energías, teóricamente, deberían ser identificadas y cuantificadas para predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Sin embargo, en la práctica, se consideran incluidas dentro del rango de incertidumbre del término de la compresibilidad efectiva de la formación de la EBM.

Para yacimientos de gas con presiones anormales, la curva convencional de declinación de presión, P/z vs. G_p , debe ser ajustada con el fin de obtener un estimado correcto del *GOES*, considerando las compresibilidades del agua connata (C_w) y de la formación (C_f). Usualmente al construir el gráfico no corregido P/z vs. G_p en yacimientos sobrepresurizados se obtiene una curva característica cóncava o de doble tendencia, la cual, la primera tendencia de menor pendiente suave negativa al comienzo ($P > P_{relajación}$), es producto de una fuente de energía distinta a la compresibilidad del gas que actúa en la presión del yacimiento, y corresponde a la zona de sobrepresión. La segunda tendencia de mayor pendiente más inclinada a menores presiones ($P < P_{relajación}$), se relaciona con la etapa durante la producción en la que el mecanismo de empuje principal es la expansión del gas, conocida como la zona de presión normal. Cuando el yacimiento alcanza una presión normal, la pendiente permanece constante pero más inclinada que la pendiente inicial. En este caso si el comportamiento inicial es extrapolado hasta las condiciones de abandono, el *GOES* calculado puede ser dos veces el verdadero ^[6].

La compresibilidad de la formación en un yacimiento geopresurizado (con presión anormal) es mucho mayor que la de un yacimiento con presión normal. Muchos yacimientos con compactación tienen compresibilidades de formación del orden $100 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ [6].

En la Figura 2.29 se observa que el yacimiento N S2 B del campo North Ossun, Louisiana presenta una reducción del volumen poroso durante el agotamiento de presión. Inicialmente la compresibilidad de la formación es alta, $28 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y a medida que disminuye la presión del yacimiento la presión neta de sobrecarga causa una compactación inelástica de la roca la cual la hace fallar. La disminución de presión de los poros continua y por ende sigue ocurriendo la compactación, la C_f disminuye y alcanza valores normales en el rango de $6 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ a 6500 lpca [6].

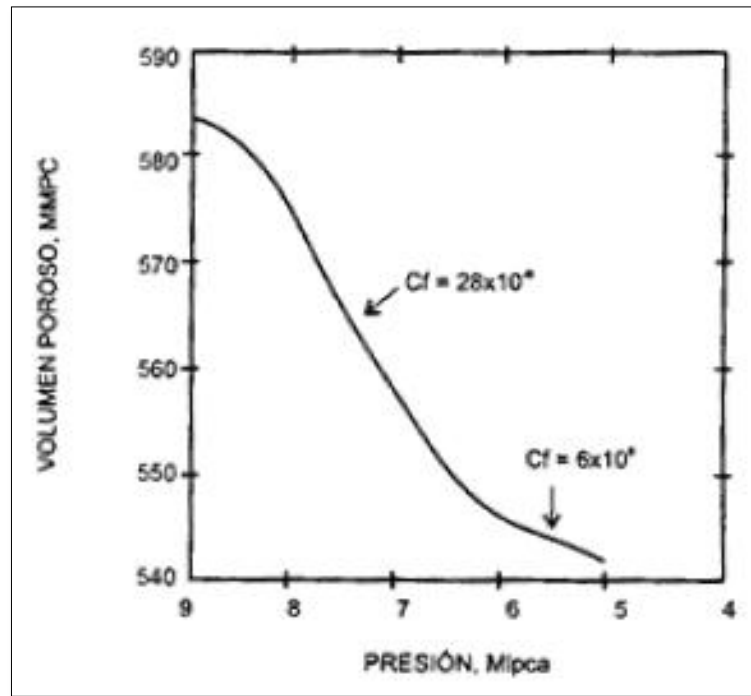


Figura 2.29 . Reducción del volumen poroso por compactación del yacimiento N S2 B, Campo North Ossun, La [6].

A la presión a la cual se alcanza compresibilidades normales de la formación se le llama presión de relajación. Por debajo de la presión de relajación la alta compresibilidad del gas ($\sim 75 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$) y la baja compresibilidad de la roca ($\sim 6 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$) causan que el comportamiento del yacimiento se asemeje al de uno volumétrico sin compactación lo cual resulta en una variación lineal de P/Z vs. G_p , como se puede observar en la Figura 2.30.

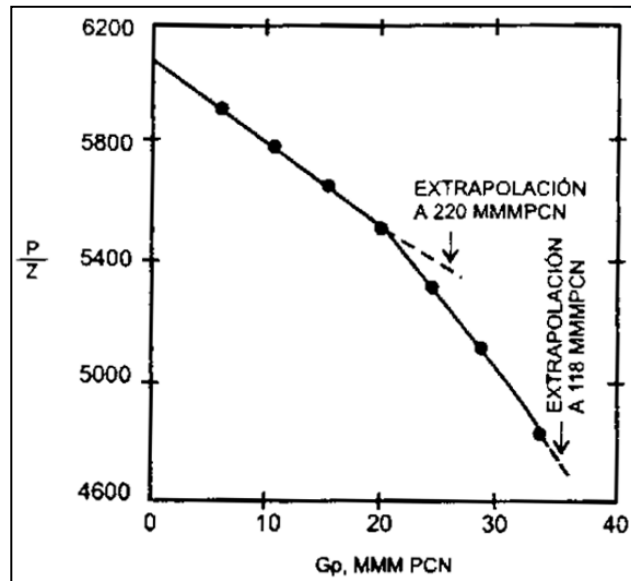


Figura 2.30. P/Z vs. G_p para el yacimiento N S2 B, Campo North Ossun, La ^[6].

Diversos métodos han sido propuestos para resolver la EBM en yacimientos de gas sobrepresurizados. Éstos, de acuerdo con Elsharkawy, pueden clasificarse en tres grupos. El primer grupo comprende los procedimientos que utilizan el conocimiento previo de la compresibilidad efectiva de la formación para calcular el volumen de gas original en sitio; en este grupo se incluyen los métodos propuestos por Hammerlindl, Ramagost, B. y Farshad, F. y Begland, T. y Whitehead, W. el segundo grupo emplea gráficos de mínimo cuadrados para determinar las reservas iniciales y la compresibilidad total de la formación. El método propuesto por Roach, R. forma parte de este conjunto. El tercer grupo, en el que se encuentra la técnica propuesta por Fetkovitch, M., Reese, D. y Whitson, C. , realiza un ajuste, a través de un proceso

iterativo, a la compresibilidad de la formación calculada mediante Balance de Materiales con las compresibilidades calculadas de acuerdo a las compresibilidades de la roca y los fluidos y las propiedades de posibles acuíferos.

Hammerlindl en 1971 realizó el estudio de yacimientos de gas con presión anormal, indicando que la declinación de presión se mantiene desde la condición inicial del yacimiento como consecuencia de la compactación de la formación, expansión de la roca y del agua connata que actúan para reducir el volumen poroso ocupado por gas. El rendimiento de vida de los yacimientos es sometido por el sistema de compresibilidades efectivas, que pueden ser mucho mayores que la capacidad y que de la compresibilidad del gas. La compresibilidad efectiva, C_{ef} , viene dada por la Ecuación 2.92.

$$C_{ef} = \frac{(C_g * S_g + C_w * S_w + C_f)}{S_g} \quad (2.92)$$

La vida prolongada del yacimiento comienza con una presión normal, con una compactación en la formación y un comportamiento de agotamiento normal, donde la compresibilidad del gas es aproximadamente igual a la compresibilidad efectiva. Hammerlindl's propuso dos métodos para corregir el *GAES* (Gas aparente en sitio) estimado de la extrapolación de datos en la gráfica P/z derivado de las condiciones iniciales del yacimiento. Su primer método, nombrado como Método A, es una corrección del procedimiento P/z , donde el *GOES* viene dado por la Ecuación 2.93.

$$GOES = \frac{GAES}{(C_{ef}/C_g)_{promedio}} \quad (2.93)$$

Donde,

$$\left(\frac{C_{ef}}{C_g}\right)_{promedio} = \frac{[(C_{ef}/C_g)_i - (C_{ef}/C_g)_h]}{2} \quad (2.94)$$

h = a una presión entre el gradiente de presión normal.

$$C_{ef} = \frac{(C_g * S_g + C_w * S_w + C_f)}{S_g} \quad (2.95)$$

$$C_g = (1/P) - (1/z) * (\Delta z / \Delta P) \quad (2.96)$$

C_g = compresibilidad del gas, 1/lpc.

GAES se obtiene de la extrapolación lineal del gráfico de P/z desde las condiciones iniciales.

El segundo método de Hammerlindl, nombrado Método B, incorpora C_f como término de expansión en la EBM y el *GOES* es calculado con la Ecuación 2.97.

$$GOES = \frac{GAES}{G_{pr}} \quad (2.97)$$

Donde G_{pr} es un factor de corrección derivado de la división de la EBM utilizada para yacimientos con presiones normales por la EBM para yacimientos con presiones anormales, es decir, con la Ecuación 2.98.

$$G_{pr} = \frac{(\beta_{gt} - \beta_{gh})}{[(\beta_{gt} - \beta_{gh}) + (\beta_{gh} * \Delta P * (C_f + S_{si} * C_w)) / (1 - S_{wi})]} \quad (2.98)$$

El procedimiento propuesto por Ramagost, B. y Farshad, F. en 1981 permite calcular el *GOES* mediante un método gráfico, que resulta de una modificación de la técnica

para resolver la EBM P/z vs. G_p . La ecuación desarrollada parte de la suposición que el gas inicial en sitio es igual al volumen de gas producido a condiciones de yacimiento dividido entre la expansión del gas, la formación y el agua connata, lo que matemáticamente puede representarse mediante la Ecuación 2.99.

$$G = \frac{G_p * \beta_g}{\beta_g - \beta_{gi} + \beta_{gi} * \left(\frac{(C_f + C_w * S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \right) * \Delta P} \quad (2.99)$$

Expresando el factor volumétrico del gas β_g en función del factor de compresibilidad del gas z , se tiene la Ecuación 2.100.

$$\frac{P}{z} * \left[1 - \frac{(C_w * S_{wi} + C_f) * (P_i - P)}{1 - S_{wi}} \right] = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i * G_p}{z_i * G} \quad (2.100)$$

Al factor que multiplica a P/z se le llama corrección por presión anormal, C_{pa} . Este factor de ajuste es necesario, ya que ignorar la compresibilidad efectiva de la formación en la gráfica convencional de P/z , en yacimientos sobrepresurizados puede derivar en errores significativos de sobreestimación de gas original en sitio, dicho factor se expresa de la forma siguiente:

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w * S_{wi} + C_f) * (P_i - P)}{1 - S_{wi}} \quad (2.101)$$

De manera que la Ecuación 2.101 queda reducida de la siguiente forma:

$$\frac{P}{z} * C_{pa} = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i * G_p}{z_i * G_{COES}} \quad (2.102)$$

Esta ecuación genera la gráfica $(P/z) * C_{pa}$ vs. G_p con tendencia lineal cuya extrapolación a $P/z = 0$ permite hallar el $GOES$ de un yacimiento con presiones

anormales. El procedimiento del cálculo es similar al método de declinación de presión con la diferencia que en vez de graficar P/z vs. G_p se grafica $(P/z) * C_{pa}$ vs. G_p .

Una de las principales limitaciones que presenta el método propuesto por Ramagost, B. y Farshad, F., es la consideración de la compresibilidad efectiva de la formación como constante a lo largo de la vida productiva del yacimiento, sin tomar en cuenta su dependencia de la presión. Debido a esto, Guehria, F. en 1996, propuso una modificación a esta técnica en la que se asume una compresibilidad del agua de formación constante y una compresibilidad de poro que varía continuamente en función de la presión. De esta forma, es posible obtener el volumen inicial de gas en sitio al graficar $\frac{P}{z} * \left[1 - \left(\frac{e^{\int_{P_i}^P C_f * dp} + C_w * S_{wi} * \Delta P}{1 - S_{wi}} \right) \right]$ vs. G_p , al tener disponible datos de pruebas de laboratorio de la compresibilidad de poro. (Ver Figura 2.31).

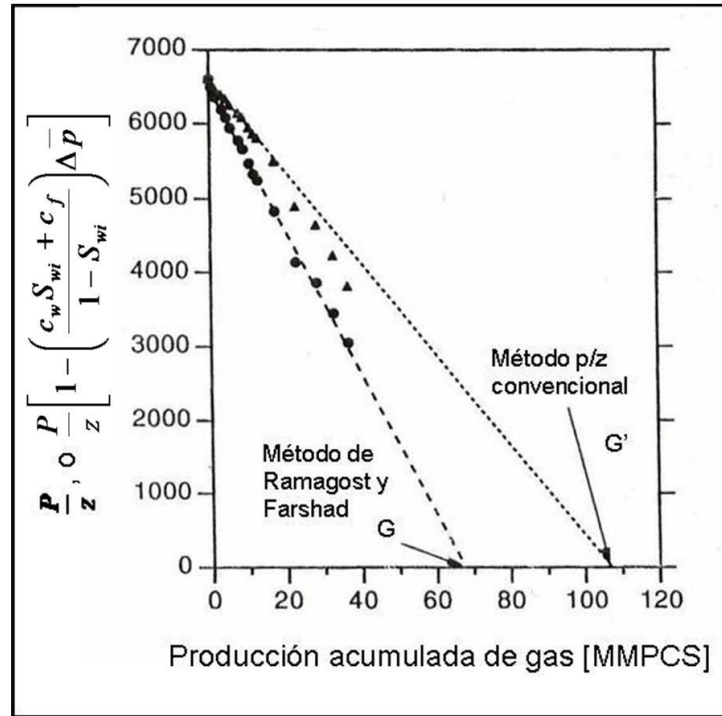


Figura 2.31. Sobrestimación del GOES en yacimientos sobrepresurizados ^[24].

Otras de las técnicas propuestas en la que no se asume un valor constante de compresibilidad efectiva de formación, fue la presentada por Rahman, N., Anderson, D. y Mattar, L. en 2006, en la que se introduce el factor C_{ep} , definido con la Ecuación 2.103:

$$C_{ep} = S_{oi} * \left(e^{\int_{P_i}^{P_o} C_o * dp} - 1 \right) + S_{wi} * \left(e^{\int_{P_i}^{P_o} C_w * dp} - 1 \right) + \left(1 - e^{-\int_{P_i}^{P_o} C_f * dp} \right) \quad (2.103)$$

El método es riguroso en el sentido en que se considera la compresibilidad de la formación y de los fluidos como una función cualquiera dependiente de la presión. Sin embargo sólo es aplicable cuando existan medidas o correlaciones obtenidas de experiencias en el laboratorio.

En 1981, Roach, R., propuso una técnica de Balance de Materiales que permite determinar simultáneamente el volumen de gas inicial en sitio así como la compresibilidad efectiva. La principal ventaja de este procedimiento es que no requiere como dato de entrada la compresibilidad de la roca, término asociado a gran incertidumbre.

El método consiste en graficar $\frac{1}{\Delta P} * \left(\frac{P_i * Z}{P * Z_i} - 1 \right)$ vs. $\left(\frac{G_p}{\Delta P} * \frac{P_i * Z}{P * Z_i} \right)$, obteniendo el valor de $\left(- \left(\frac{C_f + C_w * S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \right)$ del intercepto con el eje de las ordenadas y $GOES$ del inverso de la pendiente. (Ver Figura 2.32)

La interpretación del método de Roach, de acuerdo a Poston, S. y Chen H., requiere de una aproximación lineal de una curva que se comporta de forma no lineal. La primera tendencia es cóncava hacia arriba, mientras que la segunda parte de la gráfica se comporta de forma lineal. Si se realiza un ajuste de línea recta a la primera tendencia se obtiene un intercepto con el eje de las ordenadas mayor que cero, lo que

se traduce en una compresibilidad efectiva de la formación negativa de acuerdo con lo propuesto por Roach. Sin embargo, si se extrapola la recta de la gráfica, correspondiente a la segunda tendencia, el punto de corte es negativo, lo que permite calcular la compresibilidad de la formación al conocer la compresibilidad y la saturación inicial del agua de formación.

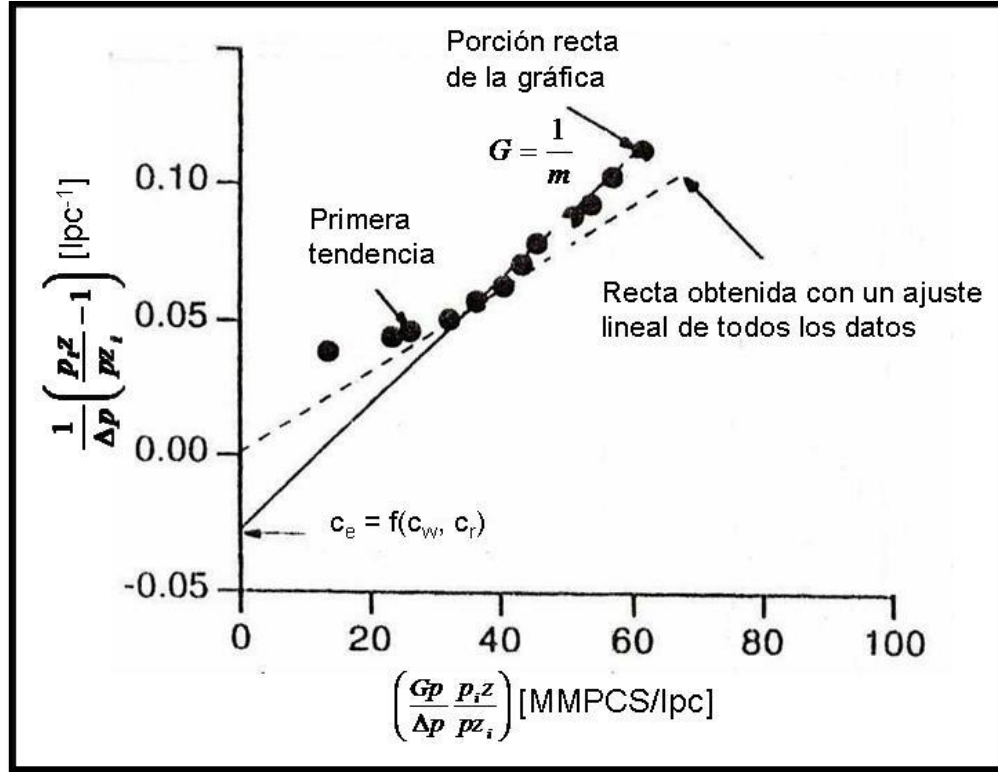


Figura 2.32. Método de Roach ^[24].

Poston y Chen ampliaron la utilidad de la gráfica P/Z definiendo la presencia de influjo de agua. Estimando que el espacio de tiempo en cada mecanismo de empuje influye en el rendimiento del yacimiento de la siguiente forma:

$$\frac{1}{P_i - P} * \left(\frac{P_i * Z}{P * Z_i} - 1 \right) = - \left[\frac{198,4 * (W_e - W_p) * \beta_w * P_i}{(P_i - P) * G * Z_i * T} + \frac{S_{wi} * C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] + \frac{G_p}{G * (P_i - P)} * \left(\frac{P_i * Z}{P * Z_i} \right) \quad (2.104)$$

Aplicando la ecuación de la recta en la Ecuación 2.104 resulta graficar los siguientes términos:

$$x = \frac{G_p}{G*(P_i-P)} * \left(\frac{P_i*Z}{P*Z_i} \right) \quad (2.105)$$

en pcn/lpc

$$y = \frac{1}{P_i-P} * \left(\frac{P_i*Z}{P*Z_i} - 1 \right) \quad (2.106)$$

en lpca⁻¹.

La Ecuación 2.107 muestra que la intersección es una función de los valores de la compresibilidad de formación y del influjo de agua.

$$b = - \left[\frac{198,4*(W_e-W_p)*\beta_w*P_i}{(P_i-P)*G*Z_i*T} + \frac{S_{wi}*C_w+C_f}{1-S_{wi}} \right] \quad (2.107)$$

en lpca⁻¹.

La Ecuación 2.107 es expresada en una forma abreviada mediante la aplicación de las definiciones del influjo neto de agua y compresibilidad efectiva de formación con la Ecuación 2.108.

$$b = -(C_e + W_{en}) \quad (2.108)$$

en lpca⁻¹.

La pendiente, m, del gráfico de la recta refleja el *GOES*.

$$m = 1/G \quad (2.109)$$

en pcn^{-1} .

Poston y Chen seleccionan las variables de resultado como los términos de carácter desconocidos del yacimiento, mientras que las variables de entrada se determinan fácilmente a partir del rendimiento y los registros de propiedad del líquido. La estimación del GOES es la inversa de la pendiente de la recta y teóricamente se puede evaluar independientemente de los efectos de la compresibilidad de la formación efectiva y/o del influjo de agua en el historial de rendimiento.

Fetkovich en 1998 desarrolló una ecuación de balance de materiales para el caso de yacimiento de gas anormalmente presurizado, expresado con la Ecuación 2.110:

$$\frac{P}{z} * [1 - \bar{C}_e(P) * (P_i - P)] = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i}{z_i} * \frac{1}{G} \left[G_p - G_{inj} + W_p * R_{sw} + \frac{5,615}{\beta_g} * (W_p * \beta_w - W_{inj} * \beta_w - W_e) \right] \quad (2.110)$$

Fetkovich definió la función de "compresibilidad efectiva" $\bar{C}_e(p)$, con la Ecuación 2.111:

$$\bar{C}_e(P) = \frac{1}{(1-S_{wi})} * [S_{wi} * \bar{C}_w + \bar{C}_f + M * (\bar{C}_w + \bar{C}_f)] \quad (2.111)$$

La relación "contribución de arena no petrolífera y acuífero" (M) se define por:

$$M = \frac{V_{pNNP} + V_{pAQ}}{V_{pR}} \quad (2.112)$$

En general, para el caso de un yacimiento de gas anormalmente presurizado, M se considera despreciable. Se recomienda que las formulaciones que incluyen el parámetro M debe ser desarrollado y aplicado sólo para el caso cuando la energía de una "arena no petrolífera" o la contribución del acuífero existe.

Por lo general, se asume que el término de compresibilidad del agua acumulada (C_w) es constante, pero se considera que existe una pérdida general real en relación con el mantenimiento de presión que depende del término de compresibilidad del agua acumulada. Por el contrario, se considera que generalmente la compresibilidad de formación acumulada (C_f) es dependiente de la presión, y se trata de estimar (C_f) mediante la Ecuación 2.111.

Considerando el caso de que $G_{iny}=W_{iny}=W_p=0$, se obtiene la forma común de la relación de equilibrio para el balance de materiales del gas (seco) con efecto de "presión anormal". Este resultado se expresa como:

$$\frac{P}{Z} * [1 - \bar{C}_e(P) * (P_i - P)] = \frac{P_i}{Z_i} * \left[1 - \frac{G_p}{G}\right] \quad (2.113)$$

Fetkovich propuso la Ecuación 2.110 abreviándola de la forma a la Ecuación 2.113, basándose en el concepto de la función de la “compresibilidad efectiva acumulativa” $\bar{C}_e(p)$, proporcionando una mejor representación del efecto de “presión anormal” observado del comportamiento del yacimiento de gas (causado primordialmente por la compresibilidad de los poros y el agua). La Ecuación 2.113 es aceptada como modelo de referencia para el comportamiento del yacimiento de gas anormalmente presurizado y para desarrollar una apropiada aproximación para el comportamiento P/Z vs. G_p .

Gan y Blasco en el 2001 utilizaron la Ecuación 2.113 para desarrollar una secuencia de análisis basados en una hoja de cálculo para estimar el gas en sitio, G , así como la función de compresibilidad del volumen poroso, C_f . La premisa de Gan y Blasco enfoca las dos tendencias lineales que se observan a menudo en la gráfica de P/Z para el caso de un yacimiento de gas anormalmente presurizado, la primera tendencia es la tendencia de presión "anormal", y la segunda es la de tendencia de presión "normal" (o de agotamiento).

La primera tendencia (es decir, la tendencia de la presión "anormal") está dada por:

$$\frac{P/z}{P_i/z_i} = \left[1 - \frac{G_p}{G_{app}} \right] \quad (2.114)$$

La segunda tendencia (es decir, la tendencia de la presión "normal" (o agotamiento)) se da como:

$$P/z = \frac{(P/z)_A}{(1-G_{pA}/G)} * \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (2.115)$$

Un gráfico esquemático P/z vs. G_p para el caso de un yacimiento de gas anormalmente presurizados se muestra en la Figura. 2.33.

Gan y Blasco aplicaron esta metodología a varios casos de simulación de rendimiento del yacimiento, y como muchos casos de campo que se pueden encontrar en la literatura o de fuentes de la industria. La metodología propuesta ha demostrado ser sólida y precisa para prácticamente todos los casos. La limitación de este enfoque (y de todos los análisis existentes de yacimientos de gas anormalmente presurizados) es que la única indicación del comportamiento de "presión anormal" es la disminución observada en la gráfica de rendimiento P/z vs. G_p con una tendencia lineal aparente. En otras palabras, no existe una metodología en la práctica que se puede utilizar para verificar la influencia de la presión anormal antes la indicación del rendimiento P/z vs. G_p .

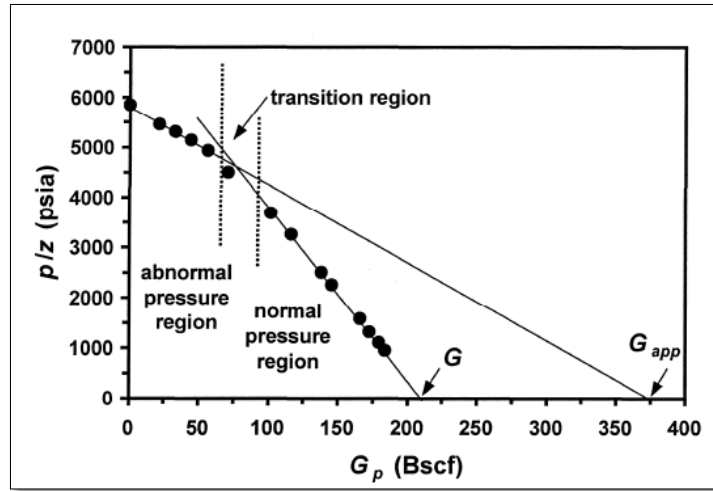


Figura 2.33 - Esquema del comportamiento P/z vs. G_p de un yacimiento de gas anormalmente presurizado –se puede observar que la influencia de las secuencias de la producción normal y anormal de presión (Adaptado por Gan y Blasco (2001))^[24].

En el 2008 F. E. Gonzales, D. Ilk, y T.A. Blasingame, validan el Modelo de producción cuadrática acumulada del balance de materiales para yacimientos de gas anormalmente presurizados, considerando la formulación de balance de materiales de Fetkovich y estableciendo una expresión compacta para el balance de materiales de Fetkovich en términos P/z vs. G_p .

El concepto, el desarrollo y la aplicación de una relación aproximada para el balance de materiales para yacimientos de gas anormalmente presurizados se propone como una fórmula denominada " producción cuadrática acumulada " que viene dada por la Ecuación 2.116.

$$\frac{P}{z} \approx \frac{P_i}{z_i} \left[1 - \left[\frac{1}{G} - \omega \right] \right] * G_p - \frac{\omega}{G} * G_p^2 \quad (2.116)$$

Donde ω es definido como una función de G_p .

La función ω se relaciona con la "compresión acumulada efectiva" $[\overline{C_e}(p)]$, y representa la influencia de las presiones anormales. Al suponer que $\omega = \text{constante}$ (sin suponer que $\overline{C_e}(p)$ es constante), se obtiene la siguiente forma "Cuadrática", es decir de la Ecuación 2.117.

$$\frac{P}{z} \approx \frac{P_i}{z_i} - \alpha * G_p - \beta * G_p^2 \quad (2.117)$$

Donde:

$$\alpha = \left[\frac{1}{G} - \omega \right] \quad \text{y} \quad \beta = \frac{\omega}{G}$$

La Ecuación 2.117 se define basándose en la relación de "producción cuadrática acumulada" (ω es constante, por lo tanto, α y β son constantes). Esa relación es una aproximación precisa de la ecuación de balance de materiales para el caso de un yacimiento de gas seco con efectos de presión anormal.

La Ecuación 2.117 es adecuada no sólo para su uso como un modelo típico, sino también para su uso como mecanismo del análisis de registro de datos (es decir, la Ecuación 2.117 se utiliza para desarrollar un conjunto de análisis de gráficas, representación de funciones, curva tipo, etc.). También se utiliza para el caso cuando la función ω vs. G_p tiende a ser lineal (en lugar de ser constante ω) y se expresa como fórmula donde P/z es cúbica en términos de G_p .

El modelo de producción cuadrática acumulada del balance de materiales para yacimientos de gas anormalmente presurizados se valida considerando la fórmula de balance de materiales de Fetkovich y estableciendo una expresión compacta para el balance de materiales de Fetkovich en términos P/z vs. G_p .

La nueva relación simplificada establecida de balance de materiales da las estimaciones correctas de gas en sitio para cada caso considerado, demostrando ser

adaptado a los datos históricos de rendimiento utilizando las etapas de agotamiento con un porcentaje pequeño de 5-10 (es decir, $G_p/G < 0.10$). El punto de partida es la ecuación de balance de materiales de Fetkovich donde $G_{iny}=W_{iny}=W_p=0$, y sólo se tiene en cuenta los efectos de la función de compresibilidad efectiva acumulada $\bar{C}_e(p)$, esta forma se da expresada mediante la Ecuación 2.113.

$$\frac{P}{z} * [1 - \bar{C}_e(P) * (P_i - P)] = \frac{P_i}{z_i} * \left[1 - \frac{G_p}{G}\right] \quad (2.113)$$

Definiendo la función ω en términos de la función de $\bar{C}_e(p)$, se tiene la Ecuación 2.118.

$$\omega * G_p = \bar{C}_e(P) * (P_i - P) \quad (2.118)$$

Al despejar la función ω , se tiene la Ecuación 2.119.

$$\omega = \frac{1}{G_p} * \bar{C}_e(P) * (P_i - P) \quad (2.119)$$

La función ω se define como un mecanismo para evaluar el comportamiento anormal de la presión del sistema de yacimiento con los términos de P/z , G y G_p como se indica en la Ecuación. 2.113, quedan la siguiente Ecuación 2.120.

$$\omega = \frac{1}{G_p} - \frac{P_i/z_i}{P/z} * \left[\frac{1}{G_p} - \frac{1}{G}\right] \quad (2.120)$$

Utilizando la fórmula de la función ω dada por la Ecuación. 2.120 y al suponer el valor del gas en sitio (G), así como el de las demás variables, se puede usar la Ecuación. 2.120 para establecer si el comportamiento anormal de la presión existe en el sistema (es decir, si $\omega \neq 0$), y así proporcionar un mecanismo para estimar el valor de ω y evaluar la influencia de los efectos.

2.6.10 Influjo de agua en la Ecuación de Balance de Materiales de Gas ^{[6], [9], [23], [24], [26], [27], [34]}

El influjo de agua es el agua que entra a la zona de hidrocarburo de un yacimiento, proveniente de formaciones que rodean el yacimiento, denominadas acuíferos ^[9]. Ahmed, T. y Mickinney, P ^[32] definen a los acuíferos como rocas completamente saturadas de agua asociadas a la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos, manifestando una fuente importante de energía que provee un mecanismo de empuje para la producción de fluidos cuando los yacimientos son sometidos a producción.

Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita. También pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede considerarse insignificante. El propio acuífero puede estar totalmente limitado por una roca impermeable, de manera que el yacimiento y acuífero forman juntos una unidad volumétrica cerrada. Por otra parte, el yacimiento puede aflorar en uno o más lugares donde puede reabastecerse de aguas superficiales. Por último, pueden existir acuíferos prácticos horizontales con el yacimiento adyacente, o, inclusive, en el caso del borde de cuencas estructurales, puede encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento ^[9].

Bradley ^[33], menciona que una porción significativa del volumen de los hidrocarburos producidos es sustituida por el influjo de agua. El influjo total y su tasa serán regidas por las características del acuífero junto con el comportamiento de la presión en el tiempo y por la posición original del contacto del yacimiento con el acuífero.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a: la expansión de agua, la expansión de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero, la

compresibilidad de la roca del acuífero y del flujo artesiano, aflore o no, y bien si el afloramiento es reabastecido por aguas superficiales o no ^[9].

Cole en 1961, propuso un método gráfico para verificar si existe un influjo activo de agua en el yacimiento.

2.6.10.1. Gráfico de Cole (Cole Plot) ^{[6], [24]}

A través del gráfico Cole se puede distinguir de una forma cualitativa la actividad del acuífero asociado a un yacimiento de gas. Este método consiste en graficar F/E_t vs. G_p permitiendo distinguir:

- Si el yacimiento es volumétrico ($W_e=0$), se obtiene una línea recta horizontal, el intercepto sobre el eje vertical es igual a GOES.
- Si tiene un acuífero débil asociado, se obtiene una curva con pendiente negativa. Este gráfico ha mostrado gran aplicación práctica en la detección temprana de acuífero que no han mostrado actividad a través de los pozos de producción, ni se han observado contactos en registros eléctricos de los pozos que atraviesan el yacimiento.
- Cuando el acuífero es moderado la curva muestra inicialmente una pendiente positiva y al final una pendiente negativa.
- Si el acuífero es fuerte (infinito) la curva muestra una pendiente positiva todo el tiempo. Al final se puede observar un comportamiento lineal.

El gráfico de Cole permite considerar los siguientes casos:

- Sin tomar en cuenta las compresibilidades del agua y formación, es decir, para presiones normales y a partir de la Ecuación 2.70 se logra la Ecuación 2.121:

$$G_p * \beta_g = G * (\beta_g - \beta_{gi}) + W_e - W_p * \beta_w \quad (2.121)$$

Donde:

$$F = G_p * \beta_g \quad (2.122)$$

$$\Delta W = W_e - W_p * \beta_w \quad (2.69)$$

Sustituyendo la Ecuación 2.59 en la Ecuación 2.121 se obtiene la Ecuación 2.123:

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

$$F = G * E_g + \Delta W \quad (2.123)$$

Dividiendo ambos lados de la Ecuación 2.132 por E_g , se logra la Ecuación 2.124:

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{\Delta W}{E_g} \quad (2.124)$$

En la Figura 2.34 se ilustra el gráfico de Cole para yacimientos de gas con presiones normales que se obtiene al graficar:

$$\frac{F}{E_g} \text{ vs. } G_p$$

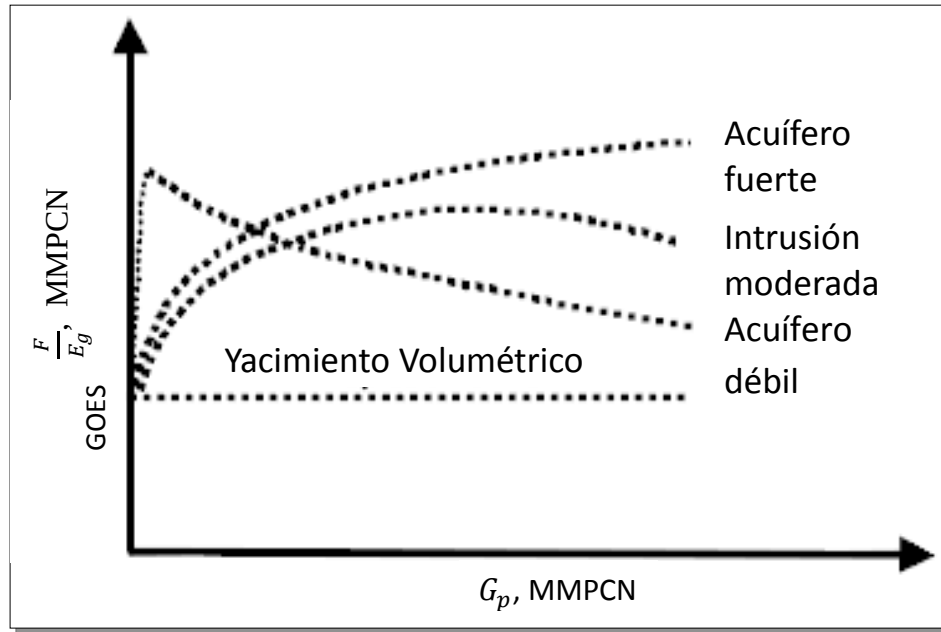


Figura 2.34. Gráfico de Cole para yacimientos de gas con presiones normales ^[24].

- Tomando en cuenta las compresibilidades del agua y formación, es decir, para presiones anormales y a partir de la Ecuación 2.71 se obtiene la Ecuación 2.125:

$$G_p * \beta_g = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + W_e - W_p * \beta_w \quad (2.125)$$

Al sustituir la Ecuación 2.122 y la Ecuación 2.69 en la Ecuación 2.125, combinando, se logra la Ecuación 2.126:

$$F = G * (E_g + \beta_{gi} * E_{fw}) + \Delta W \quad (2.126)$$

Luego al sustituir la Ecuación 2.90 en la Ecuación 2.126, se obtiene la Ecuación 2.127:

$$E_t = E_g + \beta_{gi} * E_{fw} \quad (2.90)$$

$$F = G * E_t + \Delta W \quad (2.127)$$

Dividiendo ambos lados de la Ecuación 2.127 por E_t , se obtiene:

$$\frac{F}{E_t} = G + \frac{\Delta W}{E_t} \quad (2.128)$$

En la Figura 2.35 se ilustra el gráfico de Cole para yacimientos con presiones anormales que se obtiene al graficar:

$$\frac{F}{E_t} \text{ vs. } G_p$$

Diversos autores han propuesto modelos que permiten predecir el comportamiento y el valor del influjo de agua W_e en el yacimiento de hidrocarburo por medio de balance de materiales a períodos sucesivos de tiempo, asumiendo que se dispone de datos fidedignos de PVT y de producción y presión. Los valores de W_e , así obtenidos

se relacionan con la presión en el límite y tiempo, es decir, $W_e = f(p, t)$ ^[9]. La selección de modelos de influjo de agua depende de los valores asociados a gran incertidumbre que incluyen parámetros como la forma y tamaño del acuífero y propiedades como la porosidad y permeabilidad de éstos, que son generalmente desconocidos y son deducidos como datos obtenidos del yacimiento.

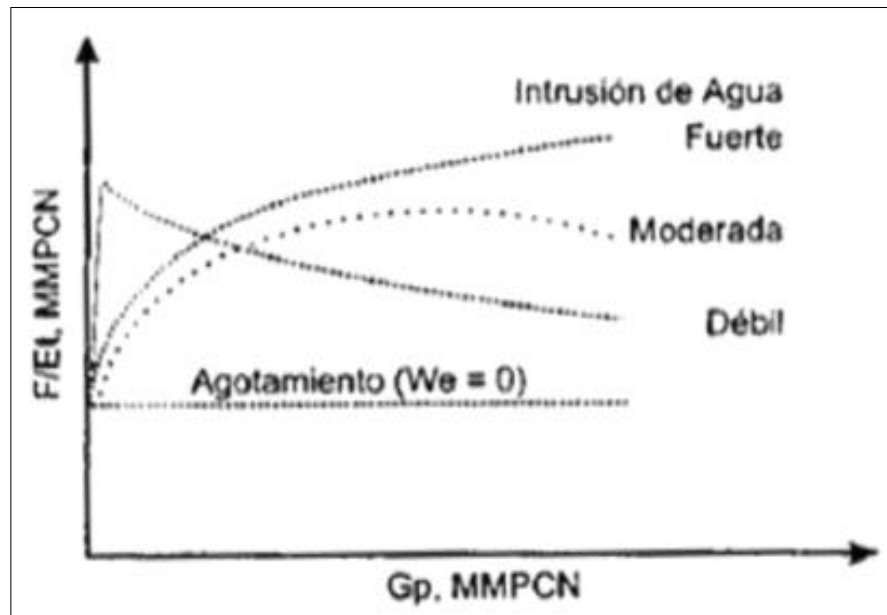


Figura 2.35. Gráfico de Cole para yacimientos de gas con presiones anormales ^[6].

La selección de un modelo específico de acuífero es una tarea difícil de realizar en un estudio de yacimientos, por ende se ha propuesto las Funciones de Influencia de Acuíferos (FIA) para superar las limitaciones que permita caracterizar una determinada historia de producción y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Estas funciones son dependientes del tiempo y describen la caída de presión en el borde interno de un acuífero (interfase entre el acuífero y el yacimiento), presentan una tasa unitaria y son únicas para cada acuífero. Las FIA pueden calcularse a partir de historias de presión y producción ^[35]. Los modelos matemáticos de influjo de agua comúnmente utilizados en la industria petrolera son:

2.6.10.2. Modelo de Acuífero Pote o Acuífero Pequeño [6], [9], [23], [24], [26], [27], [34]

Según Ahmed [32] el modelo de Acuífero Pote es el modelo más simple que puede ser utilizado para estimar el influjo de agua a un yacimiento de hidrocarburo y se basa en la definición de compresibilidad. La caída de presión del yacimiento debido a la producción de fluidos produce que el agua del acuífero se expanda y fluya hacia el yacimiento. Este método es válido para acuíferos pequeños de alta permeabilidad donde se presenta flujo continuo de intrusión de agua hacia el yacimiento.

La compresibilidad está definida como se expresa en la Ecuación 2.129:

$$C = \frac{1}{V} * \frac{\partial V}{\partial P} = \frac{1}{V} * \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (2.129)$$

Si la Ecuación 2.129 se expresa en términos de volumen, se logra obtener la siguiente relación matemática con la Ecuación 2.130.

$$\Delta V = C * V * \Delta P \quad (2.130)$$

Al aplicar el concepto de compresibilidad al acuífero, se obtiene la Ecuación 2.131 como:

$$W_e = C_t * W_i * (P_i - P) = (C_w + C_f) * W_i * (P_i - P) \quad (2.131)$$

Donde:

W_e = Inlujo de agua acumulado, bbl.

C_t = Compresibilidad total del acuífero, lpc^{-1} .

C_w = Compresibilidad del agua del acuífero, lpc^{-1} .

C_f = Compresibilidad de la roca del acuífero, lpc^{-1} .

W_i = Volumen inicial de agua en el acuífero, bbl.

P_i = Presión inicial del yacimiento, lpc.

P = Presión actual en el contacto gas-agua, lpc.

Considerando que el acuífero es radial se puede calcular el volumen inicial de agua con la Ecuación 2.132.

$$W_i = \frac{\pi * (r_a^2 - r_y^2) * h * \phi}{5,615} \quad (2.132)$$

Donde:

r_a = Radio del acuífero, pies.

r_y = Radio del yacimiento, pies.

h = Espesor del acuífero, pies.

ϕ = Porosidad del acuífero, fracción.

A pesar que la Ecuación 2.132 es ideal para expresar que el agua del acuífero fluye al yacimiento radialmente desde todas las direcciones, comúnmente el influjo de agua no invade la zona de hidrocarburos por todos los lados del yacimiento. Por ende, en la Ecuación 2.133 se le agrega un factor f , denominado ángulo fraccional de invasión, para descubrir apropiadamente el mecanismo de flujo, logrando obtener la Ecuación 2.128 para calcular el influjo de agua:

$$W_e = C_t * f * W_i * (P_i - P) \quad (2.133)$$

El término f se define con la Ecuación 2.134:

$$f = \frac{\theta}{360^\circ} \quad (2.134)$$

Donde:

θ = Ángulo de invasión, °.

El modelo de Acuífero Pote según Dake ^[23] sólo puede aplicarse a acuíferos muy pequeños, cuyas dimensiones sean del mismo orden de magnitud del yacimiento. En el caso de acuíferos grandes, se requiere utilizar modelos matemáticos que incluyan la independencia con el tiempo de la respuesta del acuífero a la caída de presión en el yacimiento ^[24].

Según Pletcher ^[26], es posible determinar el volumen de gas original en sitio a partir de un gráfico cuando el influjo de agua que entra al yacimiento proviene de un acuífero pequeño. Al sustituir la Ecuación 2.133 por el término W_e en la Ecuación 2.72 se obtiene la Ecuación 2.135.

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + W_e \quad (2.72)$$

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + C_t * f * W_i * (P_i - P) \quad (2.135)$$

Al sustituir la Ecuación 2.83 en la Ecuación 2.135 se obtiene la Ecuación 2.136.

$$F = G_p * \beta_g + W_p * \beta_w \quad (2.83)$$

$$F = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + C_t * f * W_i * (P_i - P) \quad (2.136)$$

Al combinar las Ecuaciones 2.136 y 2.67 y dividiendo en ambos lados de la Ecuación 2.136 por E_g se obtiene la Ecuación 2.137.

$$E_{fw} = \frac{(s_{wi} * c_w + c_f)}{(1 - s_{wi})} * (P_i - P) \quad (2.67)$$

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{(P_i - P)}{E_g} * \left[G * \beta_{gi} * \left(\frac{c_w * s_{wi} + c_f}{1 - s_{wi}} \right) + C_t * f * W_i \right] \quad (2.137)$$

Al graficar $\frac{F}{E_g}$ vs. $\frac{(P_i - P)}{E_g}$, se obtiene una tendencia lineal con una pendiente igual a $\left[G * \beta_{gi} * \left(\frac{C_w * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) + C_t * f * W_i \right]$ y un intercepto igual al *GOES*. El cálculo del volumen inicial de agua en el acuífero se logra a través de la Ecuación 2.138 de la siguiente forma:

$$W_i = \frac{A - G * \beta_{gi} * \left(\frac{C_w * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right)}{C_t * f} \quad (2.138)$$

Donde:

A = Pendiente de la recta obtenida.

2.6.10.3. Modelo de Shilthuis de estado estable ^{[6], [9], [23], [24], [26], [27], [34]}

Un modelo de acuífero que fluye bajo un régimen de flujo estable es el que formuló Shilthuis en 1936, tal comportamiento de flujo esta descrito por la Ley de Darcy. De manera que la tasa del influjo de agua se puede determinar mediante la Ecuación 2.139 como:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \left[\frac{0,00708 * k * h}{\mu_w * \ln(r_a / r_y)} \right] * (P_i - P) \quad (2.139)$$

La Ecuación 2.139 puede ser expresada de igual manera como en la Ecuación 2.140.

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = C * (P_i - P) \quad (2.140)$$

Donde:

e_w = Tasa del influjo de agua, bbl/d.

k = Permeabilidad del acuífero, md.

h = Espesor del acuífero, pies.

r_a = Radio del acuífero, pies.

r_y = Radio del yacimiento, pies.

t = Tiempo, días.

C = Constante de influjo de agua, bbl/ día/ lpc.

La constante de influjo de agua es invariable a lo largo de la vida productiva del yacimiento, puede ser calculado de la historia de producción en intervalos de tiempo seleccionados, conociendo la tasa del influjo de agua ^[25]. Si se considera el concepto de acuífero activo, en el que el influjo de agua sustituye la totalidad de los hidrocarburos producidos ^[32]. De manera que la tasa de influjo se puede calcular con la Ecuación 2.141 de la siguiente forma:

$$e_w = q_g * \beta_g + q_w * \beta_w \quad (2.141)$$

Donde:

q_g = Tasa de gas, PCN/d.

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, bbl/PCN.

q_w = Tasa de agua, BN/d.

β_w = Factor volumétrico del formación del agua, bbl/BN.

Mediante el método de Schilthuis se puede el calcular el influjo de agua en el yacimiento con la Ecuación 2.142 de la siguiente forma:

$$W_e = C * \int_0^t (P_i - P) * dt \quad (2.142)$$

O también con la Ecuación 2.139 de la siguiente forma:

$$W_e = C \sum_0^t (\Delta P) * \Delta t \quad (2.146)$$

2.6.10.4. Modelo de Hurst ^{[24], [25], [32]}:

Uno de los problemas asociados al modelo de Schilthuis según Ahmed ^[25] es que no se considera el incremento del radio de drenaje del acuífero con el tiempo. En 1943 Hurst introdujo un parámetro denominado radio aparente del acuífero que crece con el tiempo, por lo que el radio adimensional r_a/r_y puede ser sustituido como una función dependiente del tiempo, expresada en la Ecuación 2.144.

$$r_a/r_y = at \quad (2.144)$$

Al sustituir la Ecuación 2.144 en la Ecuación 2.139 se obtiene la Ecuación 2.145 de la siguiente manera:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \left[\frac{0.00708 * k * h}{\mu_w * \ln(at)} \right] * (P_i - P) \quad (2.145)$$

De una forma más reducida la Ecuación 2.145 se puede expresar en función de la constante de influjo de agua como:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{C * (P_i - P)}{\ln(at)} \quad (2.146)$$

A través de la Ecuación 2.147 se puede calcular el influjo de agua, como:

$$W_e = C * \sum_0^t \left[\frac{\Delta P}{\ln(at)} \right] * \Delta t \quad (2.147)$$

2.6.10.5. Modelo de van Everdingen y Hurst ^{[6], [24], [34]; [35],[36]}

van Everdingen y Hurst en 1949 desarrollaron un método para calcular el influjo de agua que entra a un yacimiento de hidrocarburo. El método comprende dos tipos de acuíferos, radial y lineal, que presentan un flujo transitorio. van Everdingen y Hurst resolvieron la ecuación de difusividad al aplicar la transformada de Laplace al sistema yacimiento-acuífero, considerando como condición de borde una presión constante en el límite de este sistema. De manera que el modelo es teóricamente correcto, ya que representa una solución exacta de la ecuación hidráulica de difusividad ^[36].

Según Rojas ^[6], la intrusión de agua provocada por una sola caída de presión ΔP durante un tiempo viene dada por la Ecuación 2.148:

$$W_e = C * \Delta P * q_{td} \quad (2.148)$$

Donde:

W_e = Influjo de agua acumulado, bbl.

C = Constante del acuífero, bbl/lpc.

ΔP = Caída de presión a un tiempo t, lpc.

q_{td} = Influjo adimensional a un tiempo t.

La constante del acuífero, es definida de acuerdo a la geometría del yacimiento, de manera que para yacimientos circulares completamente rodeados por un acuífero se relaciona con la Ecuación 2.149 como:

$$C = 1,119 * \phi * C_e * r_y^2 * h \quad (2.149)$$

Para yacimientos radiales no circulares se relaciona con la Ecuación 2.150 como:

$$C = 1,119 * \phi * c_e * r_y^2 * h * f \quad (2.150)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción.

$C_e = (C_w + C_f)$ = Compresibilidad efectiva del acuífero, lpc^{-1} .

h = Espesor del acuífero, pies.

r_y = Radio del yacimiento, pies.

f = Fracción del acuífero, radianes.

Para calcular el influjo adimensional q_{td} , en función del tiempo adimensional y el radio adimensional, van Everdingen y Hurst presentaron tablas que están definidas con las siguientes Ecuaciones 2.151 y 2.152:

$$t_d = 6,323 * 10^{-3} * \frac{k*t}{\phi*\mu_w*c_e*r_y^2} \quad (2.151)$$

$$r_D = \frac{r_a}{r_y} \quad (2.152)$$

Donde:

t_d = Tiempo adimensional.

r_D = Radio adimensional.

μ_w = Viscosidad del agua a condiciones de yacimiento cp.

k = Permeabilidad del acuífero, md.

r_a = Radio del acuífero, pies.

r_y = Radio del yacimiento, pies.

t = Tiempo, días.

Según Rojas ^[6], en 1982 Bird y Cols realizaron un ajuste matemático a las tablas de van Everdingen y Hurts aplicable para radios adimensionales menores a 100. El ajuste tiene la siguiente forma:

$$q_{td} = Y_1 * \left(\frac{1}{1+Y_2}\right)^{1,6179} + \sigma_3 * \left(\frac{Y_2}{1+Y_2}\right)^{1,21257} \quad (2.153)$$

$$Y_1 = 1,07054 * t_d^{0,5} + 0,500712 * t_d^{0,90484} \quad (2.154)$$

$$Y_2 = \left(\frac{t_d}{\sigma_1}\right)^{\sigma_2} \quad (2.155)$$

$$\sigma_1 = 0,53226 * (r_D - 1)^{2,33849} \quad (2.156)$$

$$\sigma_2 = 2,72055 + 0,00401826 * r_D \quad (2.157)$$

$$\sigma_3 = (r_D - 1) * 0,5 \quad (2.158)$$

Para calcular la intrusión de agua correspondiente a una declinación continua en el contacto agua-gas, es necesario dividir la declinación continua en una serie escalonada de caídas de presión, por lo que la caída de presión a un tiempo (t) se obtiene de:

$$\Delta P_j = \bar{P}_j - \bar{P}_{j+1} = \frac{\bar{P}_{j-1} - \bar{P}_{j+1}}{2} \text{ con } \left. \begin{array}{l} \Delta P_0 = (P_i - P_1)/2 \\ \Delta P_1 = (P_i - P_2)/2 \end{array} \right\} \quad (2.159)$$

Donde ΔP_0 está definido como la caída de presión entre la presión inicial del yacimiento y el primer registro de presión disponible. De modo que para calcular el volumen de agua acumulada que entra al yacimiento, W_e , durante un tiempo t , se aplica el principio de superposición en la forma siguiente:

$$W_e = C * \sum_{j=0}^{n-1} \Delta P_j * q_{(td_n - td_j)} \quad (2.160)$$

La Ecuación 2.160 es válida para acuíferos radiales. Para un acuífero infinito lineal se utiliza la Ecuación 2.161.

$$W_e = 3,26 * 10^{-3} * h * W_i * \sqrt{\frac{C_e * k * \phi}{\pi * \mu_w}} * \sum_{j=0}^{n-1} \Delta P_j * \sqrt{t_n - t_j} \quad (2.161)$$

Donde:

h =Espesor del acuífero, pies.

W_i = Ancho del acuífero (modelado rectangularmente), pies.

t_n = Tiempo total de producción del intervalo n , horas.

t_j = Tiempo correspondiente al intervalo j , horas.

2.6.10.6. **Modelo de Fetkovich** [24], [32], [34], [35], [37]

En 1971 Fetkovich desarrolló un método que describe el comportamiento de la intrusión de agua para acuíferos finitos con geometrías lineales y radiales [32]. Inicialmente en el procedimiento se considera el concepto de índice de productividad para describir apropiadamente el flujo de agua de un acuífero finito a un yacimiento de hidrocarburos. De manera que la tasa del influjo de agua es directamente proporcional a la caída de presión, entre la presión promedio del acuífero y la presión del límite entre el yacimiento y el acuífero.

Los efectos de períodos de flujo transiente no se consideran en el método de Fetkovich y sólo es aplicable en yacimientos en los que la relación de los radios del acuífero y el yacimiento (conocida como radio adimensional) es mayor que doce, $r_D > 12$. De igual manera, el método presenta una imperfección en su concepción matemática, ya que su representación del principio de superposición no es estrictamente correcta, por lo que se conoce como un modelo aproximado [37].

La aproximación comienza con dos ecuaciones. La primera es la ecuación del índice de productividad (IP) del acuífero:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = J * (\bar{P}_a - P_r) \quad (2.162)$$

Donde:

e_w = Tasa del influjo de agua, bbl/d.

J = Índice de productividad del acuífero, bbl/d/lpc.

$\bar{P}_a$ = Presión promedio del acuífero, lpc.

P_r = Presión en el límite interno del acuífero, lpc.

La segunda ecuación es un Balance de Materiales aplicado a un acuífero de compresibilidad constante:

$$W_e = C_t * W_i * (P_i - \bar{P}_a) * f \quad (2.163)$$

Donde:

W_e = Influjo de agua acumulado, bbl.

C_t = Compresibilidad total del acuífero, bbl.

W_i = Volumen inicial de agua en el acuífero, bbl.

P_i = Presión inicial del yacimiento, lpc.

$$f = \theta/360$$

Cuando $\bar{P}_a = 0$, se genera un influjo máximo de agua posible, de manera que en este caso se sugiere que la Ecuación 2.163 se exprese de la siguiente forma:

$$W_{ei} = C_t * W_i * P_i * f \quad (2.164)$$

Donde:

W_{ei} = Influjo de agua máximo, bbl.

Al combinar las Ecuaciones 2.163 y 2.164 se obtiene la presión promedio en el acuífero cuando una cantidad de influjo de agua, W_e , ha invadido el yacimiento. De manera que se obtiene la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_a = P_i * \left(1 - \frac{W_e}{C_t * W_i * f}\right) = P_i * \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}}\right) \quad (2.165)$$

El influjo de agua se puede calcular mediante la Ecuación 2.166.

$$W_e = \frac{W_{ei}}{P_i} * (P_i - P_r) * \exp\left(\frac{-J * P_i * t}{W_{ei}}\right) \quad (2.166)$$

Donde:

W_e = Influjo de agua acumulado, bbl.

P_r = Presión del yacimiento, lpc.

t = Tiempo, días.

Fetkovich, indicó que si la historia de presión del límite interno entre el yacimiento y el acuífero se divide en un número finito de intervalos, el incremento en el influjo de agua en el n -ésimo intervalo está dado por:

$$(\Delta W_e)_n = \frac{W_{ei}}{P_i} * ((\bar{P}_a)_{n-1} - (\bar{P}_r)_n) * \left[1 - \exp\left(\frac{-J * P_i * \Delta t}{W_{ei}}\right) \right] \quad (2.167)$$

Donde $(\bar{P}_a)_{n-1}$ es la presión promedio en el acuífero al final del paso previo de tiempo. Este término se calcula a partir de la Ecuación 2.168.

$$(\bar{P}_a)_{n-1} = P_i * \left(1 - \frac{(W_e)_{n-1}}{W_{ei}} \right) \quad (2.168)$$

La presión promedio en el límite del yacimiento $(\bar{P}_r)_n$ se determina con la Ecuación 2.169.

$$(\bar{P}_r)_n = \frac{(P_r)_n + (P_r)_{n-1}}{2} \quad (2.169)$$

El índice de productividad J es función de la geometría del acuífero, y viene dado por las siguientes expresiones:

Tabla 2.4. Índice de productividad en función de la geometría del acuífero.

Tipo de límite externo del acuífero	J para flujo radial (bbl/d/lpc)	J para flujo lineal (bbl/d/lpc)	Ecuación
Flujo Pseudoestable	$J = \frac{0,00708 * k * h * f}{\mu_w * [\ln(r_D) - 0,75]}$	$J = \frac{0,00381 * k * w * h}{\mu_w * L}$	(2.170)
Flujo Estable	$J = \frac{0,00708 * k * h * f}{\mu_w * [\ln(r_D)]}$	$J = \frac{0,001127 * k * w * h}{\mu_w * L}$	(2.171)

2.6.11 Balance de Materiales de Gas Fluyente ^{[24], [27], [38], [39], [40]}

Para calcular el Gas Original en Sitio mediante el método de Declinación de Presión P/z se debe conocer los datos de presión promedio del yacimiento en diferentes momentos de la vida productiva del mismo. Dichas presiones son obtenidas a través de una prueba de restauración de presión “Build Up Tests”.

Una prueba de restauración de presión, requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo hasta que se haya alcanzado una tasa constante ^[38]. El incremento de la presión del fondo es medido como función del tiempo. La presión de restauración es la que se registra en un pozo productor que se cierra temporalmente ^[39], la cual, se puede tomar como una presión promedio del yacimiento en ese momento.

La prueba de restauración de presión ha sido un método muy utilizado en la industria petrolera por las siguientes razones:

- No requiere una supervisión muy detallada.
- Se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión ^[38].

La Figura 2.36 muestra un gráfico de una prueba de restauración de la presión ideal. Una prueba de restauración de presión es corrida así:

1. Determinar la ubicación de los empaques, tamaño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo a una tasa de producción constante, q .
3. Cerrar el pozo y registrar el valor P_{wf} , justo antes del cierre.
4. Leer la presión de cierre, P_{ws} , a varios períodos de tiempo.

La principal desventaja que presenta la técnica para la obtención de la presión del yacimiento, es la pérdida de producción durante el tiempo en que se lleva a cabo la prueba ^[27].

Un nuevo método propuesto en 1998 por Mattar, L y McNeil, R. ^[40], consiste en graficar los valores de P/z en función de la producción acumulada (Método de Declinación de Presión), sustituyendo las presiones promedio de yacimiento obtenidas a partir de pruebas de restauración de presión “Build Up Tests” por presiones de fondo fluyente, de fondo o de cabezal, por lo tanto no se requiere el cierre del pozo que implica detener el proceso de producción del mismo.

Para garantizar que la presión de todos los puntos del yacimiento decline a una tasa constante el método se fundamenta en la suposición que los pozos han producido por un período de tiempo suficientemente largo para alcanzar la condición de estado pseudo-estable. La Figura 2.37 muestra el perfil de presiones de un yacimiento en tres momentos diferentes t_1 , t_2 y t_3 durante el período de estado pseudo-estable. Se

observa que la presión declina del tiempo t_1 al tiempo t_2 y luego del tiempo t_2 al tiempo t_3 , las curvas de presión de cada uno de los tiempos t_1 , t_2 y t_3 son líneas paralelas que evidencian que la tasa de declinación es igual en todo el yacimiento.

La producción medida del pozo fluyendo a través de las curvas paralelas de cada uno de los tiempos t_1 , t_2 y t_3 evidencian que un gráfico del Método de Declinación de Presión empleando la presión del fondo fluyente versus producción acumulada debe presentar un comportamiento paralelo que cuando se emplea la presión promedio del yacimiento.

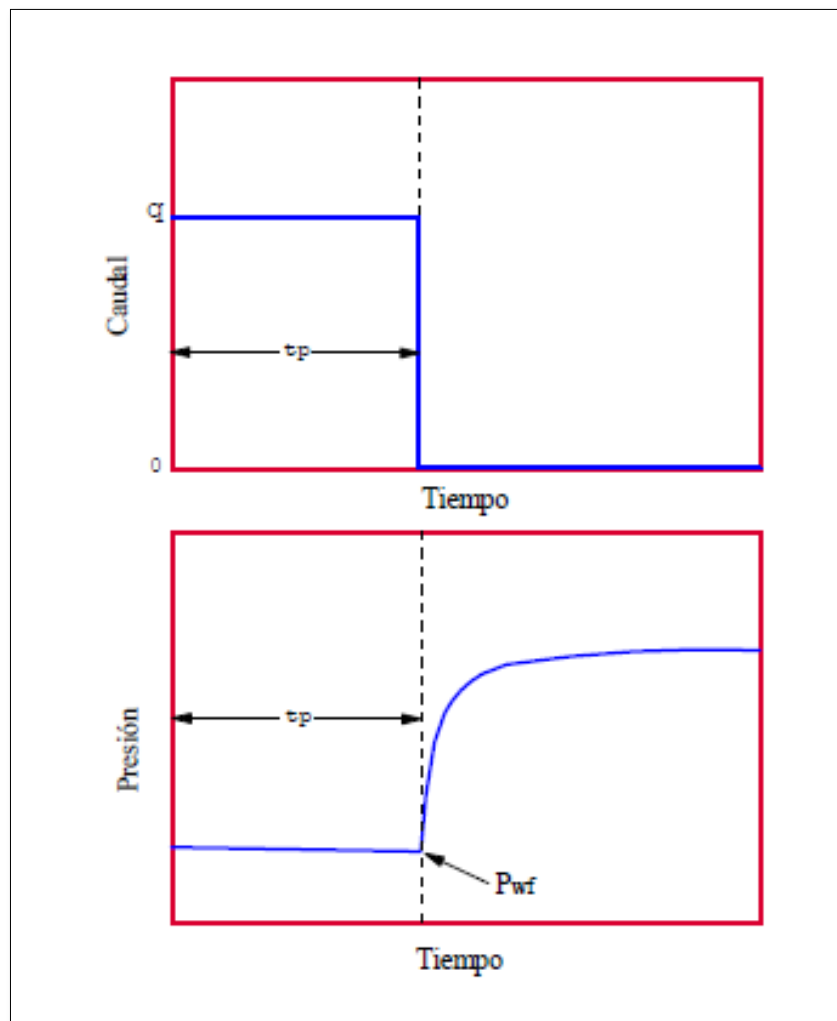


Figura 2.36. Representación de la Restauración de Presión ^[40].

El método se denomina Balance de Materiales de Gas Fluyente (*Flowing Gas Material Balance*) del pozo basado en la condición presente en estado pseudo-estacionario para estimar el Gas Original en Sitio.

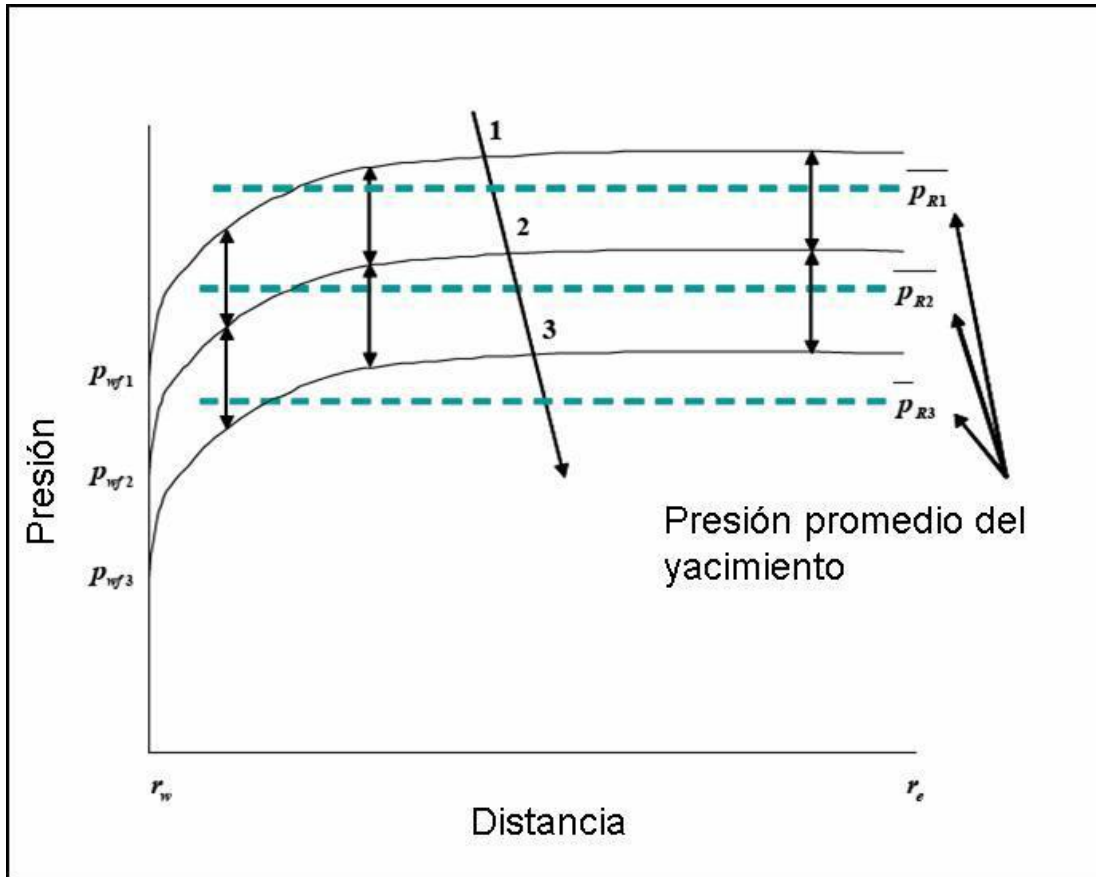


Figura 2.37. Perfil de Presión de un yacimiento durante el estado pseudo-estable ^[24].

Mattar et al ^[40] proponen tres variantes del método de Balance de Materiales de Gas Fluyente:

1. Al utilizar la presión de fondo fluyente se construye la gráfica de P_{wf}/z en función de la producción acumulada, donde P_{wf} es la presión en el pozo. Paralela a ésta se traza una recta por la presión inicial del yacimiento hasta el intercepto con el eje de las abscisas obteniendo el Gas Original en Sitio. En la Figura 2.38 se ilustra el procedimiento.

2. Utilizando la presión en el revestidor, se sigue el procedimiento anterior construyendo la recta paralela a partir de la presión inicial del cabezal.
3. Si se utiliza la presión de cabezal, al ignorar el cambio en la compresibilidad del gas, representando en la ecuación por el factor z , cuando no existe influjo alguno de líquido en el pozo, es posible obtener un valor aproximado del Gas Original en Sitio. Se grafica la presión de cabezal en función de la producción acumulada, y a partir de la presión inicial de cabezal estática (no a partir de la presión inicial del yacimiento) se traza una recta paralela para obtener el Gas Original en Sitio del intercepto con el eje de las abscisas.

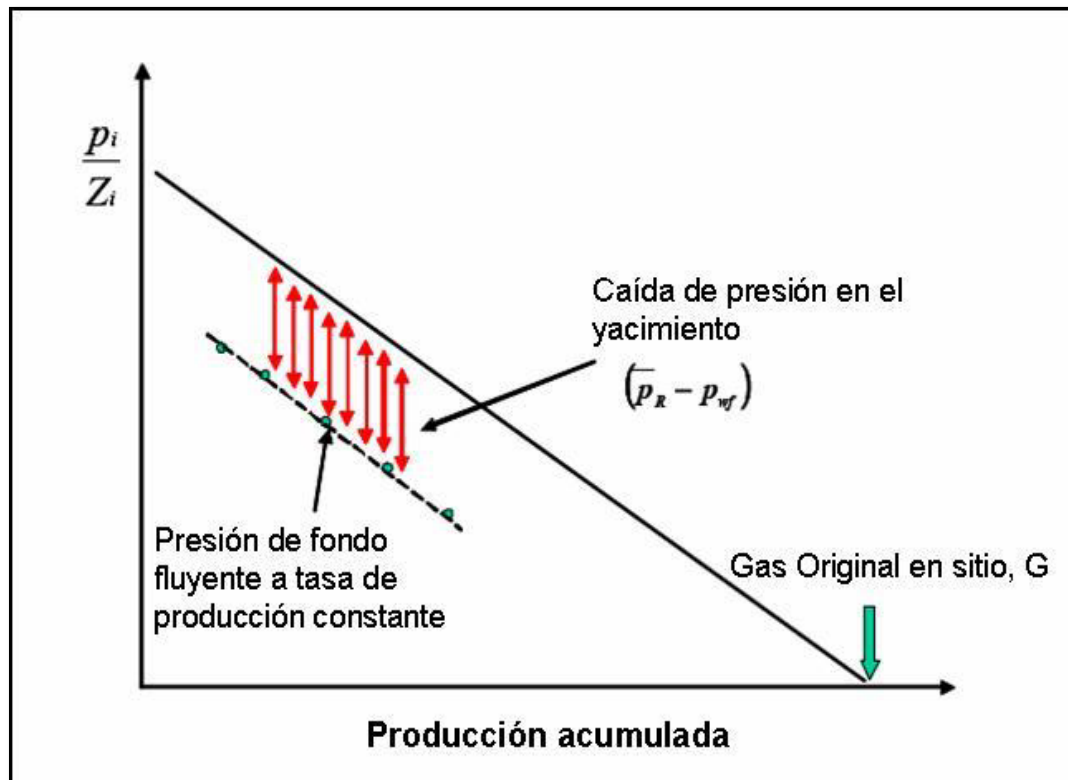


Figura 2.38. Balance de Materiales de Gas Fluyente utilizando la presión de fondo fluyente ^[24].

El método está limitado a pozos de gas que produzcan a tasa aproximadamente constante y su aplicación ha mostrado resultados satisfactorios especialmente en yacimientos con permeabilidades medias y altas. Choudhury, Z. y Gomes, E.

emplearon exitosamente esta técnica de estimación de reservas en el campo Bakharad, ubicado en Bangladesh, obteniendo resultados comparables con los arrojados por procesos de simulación y Balance de Materiales convencional ^[24].

En el 2005 Mattar, L. y Anderson, D. ^[40] recomendaron extender la técnica de gas fluyente para ser aplicada de la misma forma a tasas de producción constante y variables, para ser usada en yacimientos tanto de gas como de petróleo. Permitiendo convertir la presión fluyente medida en cualquier momento de la producción a la presión promedio del yacimiento en ese momento.

2.6 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO ^{[6], [34]}

Un sistema de gas condensado presenta un fenómeno llamado Condensación Retrógrada Isotérmica en el yacimiento que ocurre al caer la presión por debajo de la presión de rocío, generando el cambio de fase y la composición del gas durante la explotación del yacimiento. En la Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas seco se supone que no hay cambio de fase ni de composición del gas en el yacimiento a medida que disminuye la presión.

La Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas seco, según Rojas ^[6], es un método de predicción que puede ser utilizado en los yacimientos de:

- Gas húmedo.
- Gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento ($P \geq P_{roc}$).
- Gas condensado con poca o despreciable condensación retrógrada en el yacimiento (volumen máximo de condensado retrógrado $\leq 5\%$).

Considerando que se deben hacer los siguientes cambios:

- Usar el Factor de Compresibilidad del gas húmedo o gas condensado en vez del z del gas seco.

- Modificar la producción de gas, G_{pt} para incluir la producción de líquido equivalente de gas. Esto se debe hacer debido a que el líquido producido en superficie (o la mayor parte de él) se encuentra en el yacimiento en fase gaseosa. En este caso el G_p debe incluir la producción de gas de los separadores ($G_{p\ sep}$) y la producción de líquido (condensado más agua) convertida en gas ($G_{p\ equiv.\ líq.}$).

$$G_{pt} = G_{p\ sep} + G_{p\ equiv.\ líq.} \quad (2.172)$$

$$G_{p\ equiv.\ líq.} = 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c} * q_c + \frac{\gamma_w}{M_w} * q_w \right) \quad (2.173)$$

Donde:

G_{pt} = Producción de fluido (gas separado + condensado + vapor de agua) equivalente en gas, PCN.

$G_{p\ sep}$ = Gas separado acumulado, PCN.

γ_c y γ_w = Gravedades específicas del condensado y agua de tanque.

M_c y M_w = Pesos moleculares del condensado y agua de tanque, lbm/lbmol.

q_c y q_w = Tasas de producción de condensado y agua de tanque, BN/d.

El agua de la Ecuación 2.173 corresponde al vapor de agua contenido en el gas y no al agua proveniente del acuífero. El vapor de agua contenido en gases naturales a presiones y temperaturas normales de yacimientos está usualmente en el rango de una fracción a tres barriles por cada millón de pies cúbicos normales de gas. La Figura 2.36, muestra el volumen equivalente de gas equivalente a 1 BN de condensado, donde el comportamiento de la gráfica es generado por las siguientes ecuaciones:

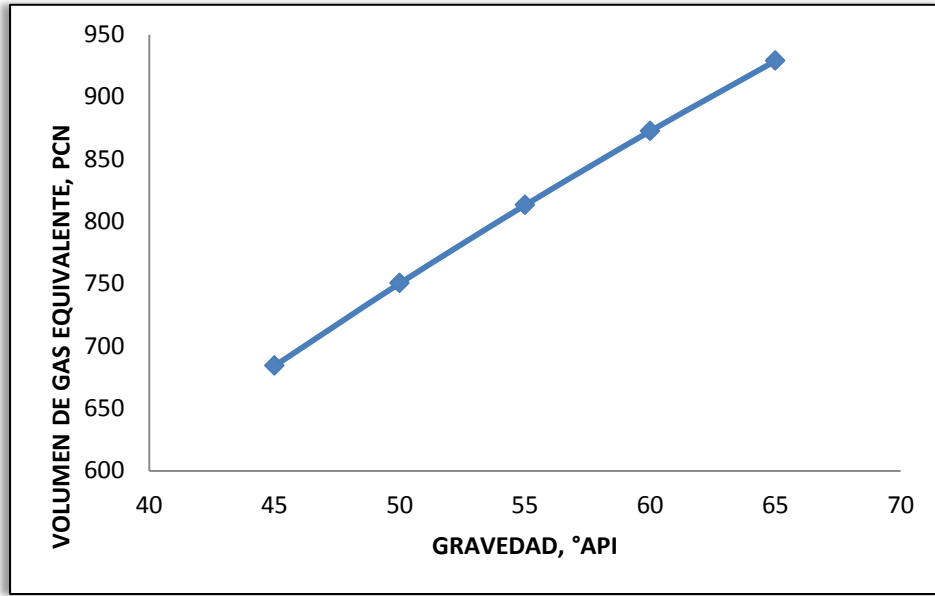


Figura 2-39. Volumen de gas equivalente a 1BN de condensado ^[6].
(Modificado por Mijares, Andryus).

$$GE = 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c} \quad (2.174)$$

$$M_c = \frac{6084}{^{\circ}API - 5,9} \quad (2.175)$$

Los yacimientos de gas condensado como se explicó en la sección 2.2.5 se clasifican de acuerdo a su comportamiento físico como yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento y de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento. Para considerar dicha clasificación se requiere conocer si la presión del yacimiento se encuentra por encima o por debajo del punto de rocío para así obtener el factor de compresibilidad del gas condensado para cada caso, de la siguiente manera:

- **Factor de Compresibilidad del Gas Condensado a $P \geq P_{roc}$** ^[6]: Cuando la presión del yacimiento se encuentra a una presión igual o mayor a la del punto de rocío, el gas se encuentra en una sola fase y el factor de compresibilidad del gas condensado (z_{gc}) se puede determinar por el método de Standing y Katz, siempre y

cuando se cumplan con las limitaciones del método. La presión y la temperatura pseudocrítica se obtienen a partir de la composición del gas condensado en el punto de rocío o a partir de la gravedad específica del gas condensado (aire=1), con la Ecuación 2.176, si no se conoce la composición de la mezcla.

$$\gamma_{gc} = \frac{M_{gc}}{28,96} = \frac{RGC*\gamma_g + 4536*\gamma_c}{RGC + 132800*\gamma_c/M_c} \quad (2.176)$$

Donde:

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado (aire=1).

γ_g = Gravedad específica del gas del separador (aire=1).

γ_c = Gravedad específica del condensado (agua=1).

RGC = Relación gas-condensado, PCN/BN.

M_{gc} = Peso molecular del gas condensado, lbm/lbmol.

M_c = Peso molecular del condensado, lbm/lbmol.

Subíndices: g=Gas, c= Condensado, gc= Gas condensado.

- **Factor de Compresibilidad Bifásico $P_{roc} > P^{[6]}$:** A presiones por debajo de la presión de rocío de un gas condensado se forman dos fases: gas y líquido (condensado retrógrado) y se requiere conocer un factor de compresibilidad que tenga en cuenta la presencia de las dos fases en los cálculos de balance de materiales, así como el factor de compresibilidad Bifásico (z_{2f}) que es un pseudo factor de compresibilidad de una mezcla gas-líquido considerando que el líquido se comporta como un gas. Existen varios métodos para determinar z_{2f} los cuales fueron detallados en la sección 2.3.6.2.3 y en el Apéndice A.8.

A partir del factor de compresibilidad del Gas Condensado y del Bifásico se puede determinar el factor volumétrico para ambos casos, respectivamente, explicado en el Apéndice A.8.

2.6.1 Ecuación General de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado, según Gonzalo Rojas ^[6]:

Según Rojas ^[6], la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado se puede deducir a partir de la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos Gas Seco expresada con la Ecuación 2.72. Al sustituir los siguientes parámetros G_p por G_{pt} , β_g por β_{gc} o por β_{2f} (según el caso), E_g por E_{gc} o por E_{2f} (según el caso) y G por $GCOES$ en la Ecuación 2.72, se obtiene la Ecuación 2.176 y la Ecuación 2.179, dado el caso cuando $P \geq P_{roc}$ y cuando $P_{roc} > P$, respectivamente.

$$G_p * \beta_g + W_p * \beta_w = G * E_g + G * \beta_{gi} * E_{fw} + W_e \quad (2.72)$$

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

Cuando $P \geq P_{roc}$ se tiene:

$$G_{pt} * \beta_{gc} + W_p * \beta_w = GCOES * E_{gc} + GCOES * \beta_{gci} * E_{fw} + W_e \quad (2.177)$$

$$F = G_{pt} * \beta_{gc} + W_p * \beta_w \quad (2.178)$$

$$E_{gc} = (\beta_{gc} - \beta_{gci}) \quad (2.179)$$

Cuando $P_{roc} > P$ se tiene:

$$G_{pt} * \beta_{2f} + W_p * \beta_w = GCOES * E_{2f} + GCOES * \beta_{2fi} * E_{fw} + W_e \quad (2.180)$$

$$F = G_{pt} * \beta_{2f} + W_p * \beta_w \quad (2.181)$$

$$E_{2f} = (\beta_{2f} - \beta_{2fi}) \quad (2.182)$$

Donde:

G_{pt} = Producción de fluido (gas sep. + cond. + vapor de agua) equivalente en gas, PCN.

β_{gci} = Factor volumétrico del gas condensado a $P_i \geq P_{roc}$, BY/PCN o PCY/PCN.

β_{gc} = Factor volumétrico del gas condensado a $P \geq P_{roc}$, BY/PCN o PCY/PCN.

β_{2fi} = Factor volumétrico bifásico inicial a $P_{roc} > P_i$, BY/PCN o PCY/PCN.

β_{2f} = Factor volumétrico bifásico $P_{roc} > P$, BY/PCN o PCY/PCN.

E_{gc} = Expansión del gas condensado a $P \geq P_{roc}$, BY/PCN o PCY/PCN.

E_{2f} = Expansión bifásico a $P_{roc} > P_i$, BY/PCN o PCY/PCN.

$GCOES$ = Gas condensado original en sitio.

Los demás parámetros ya fueron definidos anteriormente.

2.6.2 Ecuación General de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado, según Brian F. Towler ^[34]:

Según Towler ^[34], la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado es similar a la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Seco, excepto por algunos términos extras que aparecen en la definición de variables. La similitud de ambas ecuaciones se percibe cuando la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío, ya que, no existe líquido del gas condensado, (es decir, $N_p = 0$), pero cuando la presión del yacimiento se

encuentra por debajo de la presión de rocío hay que considerar que existe condensación retrógrada y por ende la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado se expresa de la siguiente manera:

$$F = GCOES * E_g + \Delta W + GCOES * \beta_{gi} * E_{fw} \quad (2.183)$$

Donde:

$$E_g = \beta_{tg} - \beta_{gi} \quad (2.184)$$

$$E_{fw} = \frac{(S_{wi} * C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} * (P_i - P) \quad (2.67)$$

$$\Delta W = W_e - \beta_w * (W_p - W_I) \quad (2.185)$$

$$\beta_{tg} = \left[\frac{\beta_g * (1 - R_s * R_{vi}) + (R_{vi} - R_v) * \beta_o}{1 - R_v * R_s} \right] \quad (2.186)$$

$$\beta_{to} = \left[\frac{\beta_o * (1 - R_v * R_{si}) + (R_{si} - R_s) * \beta_g}{1 - R_v * R_s} \right] \quad (2.187)$$

$$F = N_p * \left(\frac{\beta_o - R_s * \beta_g}{1 - R_v * R_s} \right) + (G_p - G_I) * \left(\frac{\beta_g - R_v * \beta_o}{1 - R_v * R_s} \right) \quad (2.188)$$

Es común que en un yacimiento de gas condensado se empleé la inyección de fluidos como gas y/o agua (ciclo), el término de inyección de gas se encuentra incluido en la Ecuación 2.188, el de inyección de agua no se usa comúnmente, sin embargo, se ha intentado con cierto éxito y puede ser utilizado con mayor frecuencia en el futuro. Por lo tanto, el término de inyección de agua se ha incluido en la Ecuación 2.185.

En estas ecuaciones se emplean cuatro propiedades PVT (β_g , β_o , R_s y R_v) necesarias para aplicar la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas

Condensado cuando la presión se encuentra por debajo de la presión de rocío, posteriormente se detalla la determinación de estas propiedades a partir de las pruebas de laboratorio.

Estas ecuaciones muestran que mientras la presión disminuye y se mantiene por encima del punto de rocío, R_v se puede escribir de la forma siguiente:

$$R_v = R_{vi} = N_p/G_p \quad (2.189)$$

De manera que la Ecuación 2.186 se reduce a $\beta_{tg} = \beta_g$ y por lo tanto la Ecuación 2.184 se convierte en:

$$E_g = (\beta_g - \beta_{gi}) \quad (2.59)$$

Quedando la Ecuación 2.188 reducida de la siguiente forma $F = \beta_g * (G_p - G_I)$. Es decir, cuando un yacimiento de gas condensado tiene una presión que está por encima del punto de rocío y sin gas reinyectado, puede ser analizada con los métodos de Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Seco. Incluso si un poco de gas se reinyecta, sólo hay que sustituir el término de G_p en los métodos del gas seco por $G_p - G_I$. Sin embargo, si al estar la presión del yacimiento por encima del punto de rocío y todo el gas producido es reinyectado, entonces efectivamente $G_p - G_I = 0$ y la Ecuación 2.188 se reduce a $F = 0$. Esto implica que la Ecuación de Balance de Materiales es trivial cuando la presión del yacimiento se mantiene por encima del punto de rocío y si todo el gas producido se reinyecta.

Por encima del punto de rocío, β_o y R_s no están definidos porque no hay fase líquida, tal como β_g y R_v no son definidos cuando la presión de un yacimiento de petróleo se encuentra por encima del punto de burbujeo, porque no existe fase de gas. Sin

embargo, se puede demostrar teóricamente que por encima del punto de rocío se tiene que:

$$R_s = \frac{1}{R_{vi}} \quad (2.190)$$

$$\beta_o = \frac{\beta_g}{R_{vi}} = \beta_g * R_s \quad (2.191)$$

Donde:

GCOES= Gas Condensado Original En Sitio, PCN.

V_c =Fracción volumétrica de condensado retrogrado.

z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas condensado.

P = Presión actual del yacimiento, lpc.

P_i = Presión inicial del yacimiento, lpc.

C_w = Compresibilidad del agua, lpc⁻¹.

S_{wi} = Saturación inicial de agua, frac.

C_f = Compresibilidad de la formación, lpc⁻¹.

F = Vaciamiento, [PCY] o [BY].

E_g = Expansión del gas condensado, BY/PCN o PCY/PCN.

β_{gi} = Factor volumétrico del gas condensado a (P_i, T_f) , BY/PCN o PCY/PCN.

E_{fw} = Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso, adimensional.

β_{tg} = Factor volumétrico del gas condensado total, BY/PCN o PCY/PCN.

β_g = Factor volumétrico del gas condensado, BY/PCN o PCY/PCN.

β_o = Factor volumétrico de formación del líquido, BY/BN.

β_{to} =Factor volumétrico de formación del líquido total, BY/BN.

R_s = Relación de gas/líquido disuelto PCN/BN.

R_{vi} = Relación de líquido/gas disuelto a (P_i, T_f) , BN/PCN.

R_v = Relación de líquido/gas disuelto, BN/PCN.

N_p = Condensado producido acumulado hasta una presión P, BN.

G_p = Gas producido acumulado hasta una presión P, (PCN).

G_I = Gas producido acumulado inyectado hasta una presión P, (PCN).

ΔW = Gradiente de agua producida acumulada hasta una presión P, BY.

W_e = Intrusión de agua, BY.

β_w = Factor volumétrico del agua a (P, T_f), (BY/BN).

W_p = Agua producida acumulada hasta una presión P, BN.

W_I = Agua inyectada acumulada hasta una presión P, BN.

2.6.3 Determinación del GCOES, GOES y COES ^[6]:

De un yacimiento de gas condensado se debe realizar el cálculo de las siguientes reservas:

- GCOES: Gas Condensado Original en Sitio, en PCN. Se puede calcular mediante los métodos de Ecuación de Balance de Materiales para Yacimiento de Gas Condensado o por el método volumétrico explicado en el Apéndice D.
- GOES: Gas Original en Sitio, PCN, se puede calcular a partir de la fracción molar de gas condensado f_g , que es producida en superficie como gas, mediante la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * f_g \quad (2.192)$$

- COES: Condensado Original en Sitio, BN, se obtiene al dividir el GOES por la RGC (relación gas-condensado, PCN/BN).

$$COES = GOES/RGC \quad (2.193)$$

Para aplicar las ecuaciones anteriores se pueden obtener los parámetros necesarios por medio de recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque en base a la relación gas-condensado o en base a la composición de los fluidos.

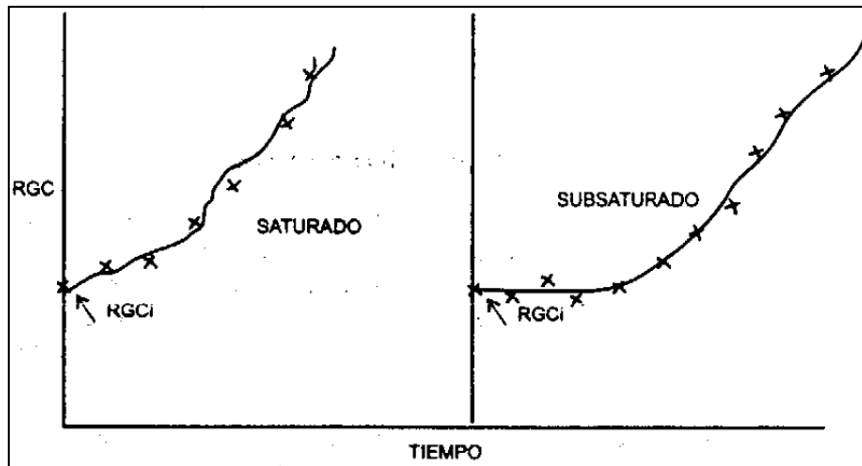


Figura 2.40. RGC_i de Yacimientos de Gas Condensado Saturados y Subsaturados ^[6].

La RGC de las ecuaciones anteriores corresponde a la relación gas condensado inicial estabilizada del yacimiento dado por los primeros pozos perforados como se muestra en la Figura 2.37 para yacimientos de gas condensado saturados y subsaturados.

2.6.3.1 Recombinación en Base a la Relación Gas-Condensado ^[6]:

Para calcular el peso molecular (M_{gc}) y la gravedad específica (γ_{gc}) del gas condensado original en sitio se recombinan las producciones de gas y condensado en superficie utilizando las siguientes expresiones:

$$M_{gc} = \frac{0,07636 \cdot RGC \cdot \gamma_g + 350 \cdot \gamma_c}{0,002636 \cdot RGC + 350 \cdot \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (2.194)$$

$$\gamma_{gc} = \frac{M_{gc}}{28,96} = \frac{RGC*\gamma_g + 4584*\gamma_c}{RGC + 132800*\frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (2.195)$$

Donde:

γ_g = Gravedad específica del gas separado en superficie (aire = 1).

γ_c = Gravedad específica del condensado de tanque (aire = 1).

M_c = Peso molecular del condensado de tanque, se puede determinar por medio de la siguiente ecuación:

$$M_c = \frac{44,29*\gamma_c}{1,03-\gamma_c} = \frac{6084}{^{\circ}\text{API}-5,9} \quad (2.196)$$

RGC = Relación gas (separado) condensado de (tanque), PCN/BN.

Para un sistema de separación en varias etapas, la relación gas-condensado y la gravedad específica del gas separado vienen dadas por:

$$RGC = \frac{\sum_{i=1}^n q_{gi}}{q_c} \quad (2.197)$$

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} * q_{gi}}{\sum_{i=1}^n q_{gi}} \quad (2.198)$$

Donde:

RGC = Relación gas condensado, PCN/BN.

q_{ci} = Tasa de flujo de gas de cada etapa de separación, PCN/d.

γ_{gi} = Gravedad específica del gas de cada etapa de separación (aire=1).

q_c = Tasa de flujo de condensado de tanque, BN/d.

n= Número de etapas de separación (se incluye el tanque).

f_g y β_{gci} se pueden determinar de las siguientes expresiones.

$$fg = \frac{n_g}{n_{gc}} \quad (2.199)$$

Las tasas molares del gas y del gas condensado se obtienen de las siguientes tasas molares:

$$n_g = \frac{m_g}{M_g} = \frac{q_g}{379,4} \quad (2.200)$$

$$n_{gc} = \frac{q_g * M_g}{379,4} + 350 * \frac{\gamma_g * q_c}{M_c} \quad (2.201)$$

$$M_g = \sum_{i=1}^n M_i * Y_i \quad (2.202)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.200 y 2.201 en la Ecuación 2.199 se obtiene la Ecuación 2.203.

$$fg = \frac{q_g/379,4}{(q_g * M_g)/379,4 + 350 * (\gamma_g * q_c)/M_c} \quad (2.203)$$

O también:

$$fg = \frac{RGC}{RGC + 132800 * (\gamma_c) / M_c} \quad (2.204)$$

$$\overline{\beta_{gci}} = 0,02829 * \frac{\overline{Z_{gci}} * T_f}{\overline{P_i}} \quad (2.205)$$

Donde,

$\overline{Z_{gci}}$ = Factor de compresibilidad promedio inicial del gas condensado a P_i y T_f , Se puede determinar por el método de Standing y Katz.

T_f = Temperatura de formación, °R.

$\overline{P_i}$ = Presión promedio inicial, lpca.

2.6.3.2 Recombinación en Base a la Composición de Fluidos del Separador de Alta Presión ^[6]

La composición del gas condensado original del yacimiento se puede determinar recombinando las muestras de gas y líquido del separador de alta presión. Para efectuar esta recombinação se necesita conocer la composición de las muestras de gas y líquido, la densidad del líquido del separador y el encogimiento (factor de merma) que sufre este líquido al pasar al tanque.

Balance molar total:

$$n_{gc} = n_g + n_l \quad (2.206)$$

Balance molar por componente:

$$Z_i * n_{gc} = Y_i * n_g + X_i * n_l \quad (2.207)$$

Donde,

n_{gc} = Moles de gas condensado, lbmol/Bl.sep.

n_g = Moles de gas del separador, lbmol/Bl.sep.

n_l = Moles de líquido del separador, lbmol/Bl.sep.

Z_i = Fracción molar del componente i en el gas condensado del separador.

Y_i = Fracción molar del componente i en el gas del separador.

X_i = Fracción molar del componente i en el líquido del separador.

Resolviendo las ecuaciones 2.206 y 2.207 se obtiene:

$$Z_i = \frac{Y_i * n_g + X_i * n_l}{n_g + n_l} \quad (2.208)$$

$$n_l = \frac{350}{M_l} * \rho_l \quad (2.209)$$

$$n_g = \frac{RGL}{379,4} \quad (2.210)$$

$$RGL = \frac{q_{gl}}{q_l} \quad (2.211)$$

$$q_l = q_c * \beta_l \quad (2.212)$$

Donde:

M_l = Peso molecular del líquido del separador, lbm/lbmol.

ρ_l = Densidad del líquido del separador, grm/cm³ sep.

RGL = Relación gas líquido del separador, PCN/Bl sep.

q_{gl} = Tasa de flujo de gas del separador, PCN/d.

q_l = Tasa de flujo de líquido del separador, Bl sep./d.

q_c = Tasa de flujo de condensado del tanque, BN/d.

β_l = Factor volumétrico del líquido del separador, Blsep/BN.

Sustituyendo las ecuaciones desde la 2.209 a la 2.210 en la Ecuación 2.208 se obtiene la ecuación final para el cálculo de z_i .

Conocida la composición del gas condensado (z_i se puede determinar z_{gci} mediante el método gráfico de Standing y Katz explicado en la sección 2.4.2.1) y el β_{gci} . El gas condensado original en sitio, GCOES se calcula por medio de los métodos de la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado. El $GOES$ se obtiene aplicando la Ecuación 2.192 y el $COES$ usando la siguiente ecuación:

$$COES = \frac{GCOES}{379,4} * (1 - f_g) * \frac{M_l}{\rho_l * \beta_l} \quad (2.213)$$

Donde:

$COES$ = Condensado Original En Sitio, BN.

2.6.4 Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P \geq P_{roc}$ [6], [34]:

Cuando la presión del yacimiento de gas condensado únicamente se encuentra por encima del punto de rocío se puede utilizar los mismos métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas seco, bien sea volumétricos, sobrepresurizados y no volumétricos, siempre y cuando se cumplan con las limitaciones de los métodos. Considerando que el gas se encuentra en una sola fase, el factor de compresibilidad que se debe utilizar es del gas condensado (z_{gc}).

2.6.5 Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P_{roc} > P$, volumétricos:

Los siguientes métodos son utilizados para calcular las reservas de yacimientos de gas condensado cuando alcanza una presión menor a la presión de rocío sin intrusión de agua.

2.6.5.1 Método de Declinación de Presión ^[6]:

Consiste en determinar las reservas de yacimientos de gas condensado volumétricos con presiones normales o anormales y condensación retrógrada en el yacimiento, considerando que el agua producida se encuentra en su estado inicial en el yacimiento en fase vapor saturando el gas condensado.

Este método se deduce partiendo del siguiente balance molar:

$$N_p = N_i - N_r \quad (2.214)$$

Donde:

N_p = Moles de fluido (gas separado + condensado + vapor de agua) producido, lbmol.

N_i = Moles de gas condensado original en sitio, lbmol.

N_r = Moles de fluido (gas condensado + condensado retrógrado) remanentes en el yacimiento a una presión P, lbmol.

$$N_p = \frac{G_{pt}}{379,4} \quad (2.215)$$

$$N_i = \frac{G}{379,4} \quad (2.216)$$

$$N_r = V_{ph} * C_{pa} \left[\frac{(1-V_c)*P}{z_{gc}*R*T_f} + \frac{V_c*\rho_c}{M_c} \right] \quad (2.217)$$

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w*S_{wi}+C_f)*\Delta P}{1-S_{wi}} \quad (2.218)$$

Donde:

$GCOES$ = Gas Condensado Original En Sitio, PCN.

V_{ph} = Volumen poroso ocupado por hidrocarburos, PCY.

C_{pa} = Factor que tiene en cuenta la reducción del V_{ph} por efecto de compactación de la roca y expansión del agua connata.

V_c = Fracción volumétrica de condensado retrogrado.

ρ_c y M_c = Densidad y peso molecular del condensado retrógrado en lbm/PCY y lbm/lbmol.

z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas condensado.

$R=10,73$ (constante universal de los gases).

T_f = Temperatura de la formación (o del yacimiento), °R.

P = Presión actual del yacimiento, lpc.

C_w = Compresibilidad del agua, lpc⁻¹.

S_{wi} = Saturación inicial de agua, frac.

C_f = Compresibilidad de la formación, lpc⁻¹.

Sustituyendo las ecuaciones 2.215 a 2.218 en la Ecuación 2.214 se obtiene la Ecuación 2.219.

$$\frac{G_{pt}}{GCOES} - 1 = \frac{379,4 * V_{ph} * C_{pa}}{GCOES} * \left[\frac{(1-V_c) * P}{z_{gc} * R * T_f} + \frac{V_c * \rho_c}{M_c} \right] \quad (2.219)$$

Al aplicar la ecuación general de los gases reales a la presión original del yacimiento (P_i) se tiene:

$$\frac{V_{ph}}{GCOES} = \frac{z_{gci} * R * T_f}{379,4 * P_i} \quad (2.220)$$

Luego si se sustituye la Ecuación 2.220 en la Ecuación 2.219 se obtiene la siguiente ecuación:

$$(1 - V_c) * \frac{P * C_{pa}}{z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_{pa} * R * T_f}{M_c} = \underbrace{\frac{P_i}{z_{gi}} * \left(1 - \frac{G_{pt}}{GCOES}\right)}_{F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right)} \quad (2.221)$$

Finalmente quedando:

$$F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = \frac{P_i}{z_{gi}} * \left(1 - \frac{G_{pt}}{GCOES}\right) \quad (2.222)$$

$$F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = (1 - V_c) * \frac{P * C_{pa}}{z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_{pa} * R * T_f}{M_c} \quad (2.223)$$

2.6.5.1.1 Casos particulares:

- Cuando no hay condensación retrógrada ($P \geq P_{roc}$) o ésta es muy pequeña (despreciable), se tiene:

$$V_c = 0 \rightarrow F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = \frac{P * C_{pa}}{z_{gc}}$$

- Cuando la presión del yacimiento es normal y la compactación de la formación es despreciable, se tiene:

$$C_{pa} = 1 \rightarrow F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = (1 - V_c) * \frac{P * C_{pa}}{z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_{pa} * R * T_f}{M_c}$$

- Si se cumplen simultáneamente las condiciones anteriores, se tiene:

$$V_c = 0, \rightarrow C_{pa} = 1 \text{ y } F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = \frac{P}{z_{gc}}$$

Conforme a la Ecuación 2.222 al graficar $F(P/z_{gc})$ vs G_{pt} se obtiene una línea recta, donde los puntos extremos son:

$$G_{pt} = 0 \rightarrow F(P/z_{gc}) = P_i/z_{gci}$$

$$F(P/z_{gc}) = 0 \rightarrow G_{pt} = GCOES \text{ (Gas Condensado Original En Sitio en PCN)}$$

El factor de compresibilidad bifásico (z_{2f}) se puede usar en las ecuaciones anteriores sustituyendo por:

$$F(P/z_{gc}) = P * C_{pa}/z_{2f} \quad (2.224)$$

2.6.5.1.2 Procedimiento del cálculo:

- Hallar z_{gc} , V_c , ρ_c y M_c a los diferentes valores de presión que se disponga del yacimiento a partir del PVT (prueba CVD) representativo del mismo. Se considera despreciable la condensación retrógrada, $V_c=0$ en yacimientos de gas condensado pobres, y por ende solo es necesario calcular la variación de z_{gc} con presión manteniendo constante la composición del gas condensado. También se puede usar z_{2f} de acuerdo a la Ecuación 2.224.
- Determinar los valores de la función $F(P/z_{gc})$ o $P * C_{pa}/z_{2f}$ a las diferentes presiones y graficar los pares de puntos ($F(P/z_{gc})$, G_{pt}) o ($P * C_{pa}/z_{2f}$, G_{pt}) en un sistema de coordenadas rectangulares.
- Interpoliar gráficamente una línea recta a través de los puntos. Esta recta también se pueda obtener por la técnica de mínimos cuadrados.

- Extrapolar la recta hasta $F(P/z_{gc})=0$ ó $P * C_{pa}/z_{2f}=0$. El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado original en sitio en PCN (GCOES).
- Calcular las reservas de gas condensado en PCN (G_{ptb}) a una presión de abandono P_{ab} , entrando con el valor de $F(P_{ab}/z_{gc_{ab}})$ ó $P_{ab} * C_{pa}/z_{2f_{ab}}$ y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de $G_{pt_{ab}}$.

2.6.5.1.3 Reservas de Gas y Condensado a una Presión de Abandono dada:

Se fija una presión de abandono dada (P_{ab}) y se calcula $F(P_{ab}/z_{gc_{ab}})$ ó $P_{ab} * C_{pa}/z_{2f_{ab}}$, con este valor se entra en el gráfico P/z_{2f} vs G_{pt} ($C_{pa}=1$) (Figura 2.35) y se lee el valor de $G_{pt_{ab}}$.

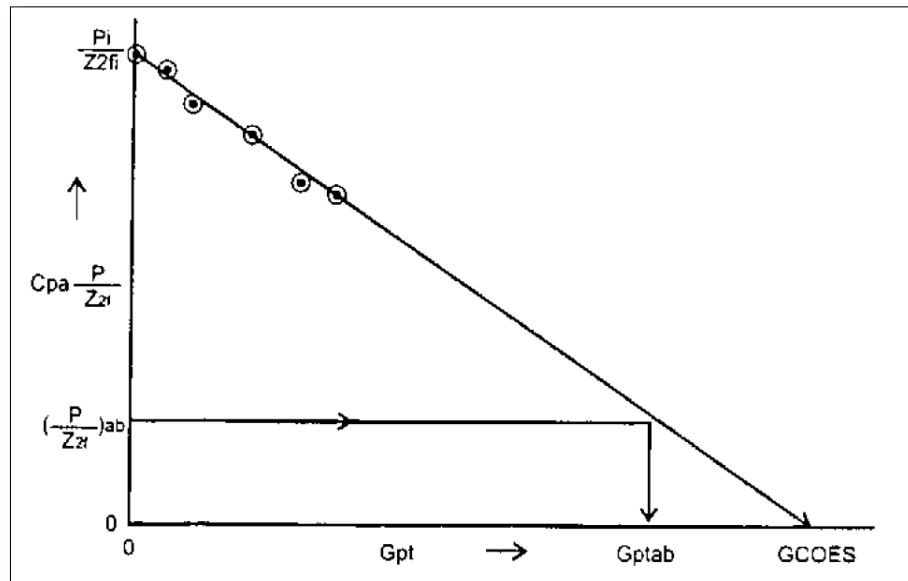


Figura 2.41. Determinación de $G_{pt_{ab}}$ ^[6].

Por lo tanto, a la presión de abandono se tiene:

$$G_{ptab} = G_{pab} + 132800 * \left(\frac{N_{cab} * \gamma_c}{M_c} + \frac{W_{pab} * \gamma_w}{18} \right) \quad (2.225)$$

Donde,

G_{pab} = Reservas de gas de separador a P_{ab} , PCN.

N_{cab} = Reservas de condensado a P_{ab} , BN.

W_{pab} = Producción de agua acumulada a P_{ab} , BN.

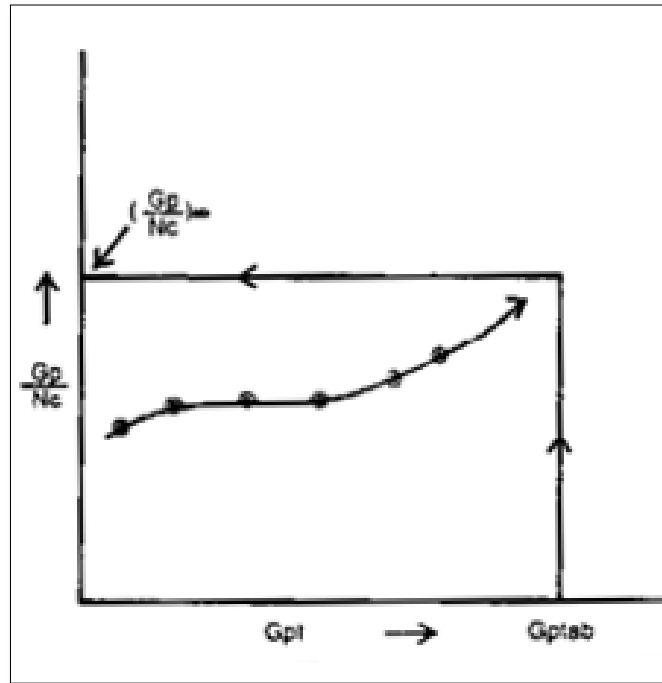


Figura 2.42. Ilustra la forma de obtener $\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab}$ a partir de G_{ptab} ^[6].

Al dividir ambos lados de la Ecuación 2.225 por N_{cab} y despejando N_{cab} se obtiene la Ecuación 2.226 que permite calcular las reservas de condensado si se conoce $\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab}$ y $\left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab}$.

$$N_{cab} = \frac{G_{pt_{ab}}}{\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab} + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} * \left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab}\right)} \quad (2.226)$$

$\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab}$ y $\left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab}$ se obtienen al graficar $\frac{G_p}{N_c}$ y $\frac{W_p}{N_c}$ vs G_{pt} a partir de datos de campo como se aprecia en las Figuras. 2.39 y 2.40 y extrapolando hasta la $G_{pt_{ab}}$ obtenida en la Figura 2.41.

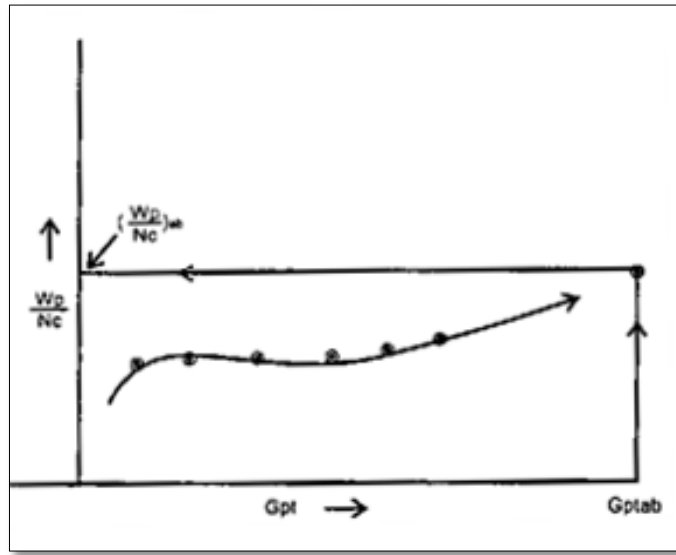


Figura 2.43. Ilustra la forma de obtener $\left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab}$ a partir de $G_{pt_{ab}}$ [6].

Las reservas de gas se calculan a partir de N_{cab} y $\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab}$ de la ecuación siguiente:

$$G_{p_{ab}} = \left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab} * N_{cab} \quad (2.227)$$

2.6.5.2 Predicción en Base a Datos de Laboratorio (Prueba CVD) [6]:

Es un método de predicción que se basa en resultados de pruebas de PVT de gas condensado de separación diferencial isovolumétrica (CVD) donde la fase líquida

(condensado retrógrado) permanece inmóvil en el fondo de la celda y la fase gaseosa se expande durante el agotamiento de presión. Este proceso es similar al que ocurre durante el agotamiento natural de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico de gas condensado, del cual se produce únicamente la fase gaseosa y el líquido retrógrado queda retenido en los canales porosos más pequeños de la formación ^[6].

Por ende, si el yacimiento es volumétrico, este método simula aproximadamente su comportamiento real, de manera que permite calcular específicamente:

- Volúmenes originales de gas (*GOES*) y condensado (*COES*) de yacimientos de gas condensado volumétricos con presiones normales, considerando despreciables la compresibilidad de la formación y el agua connata.
- Reservas de gas y condensado a diferentes presiones durante el agotamiento natural.
- Historias de predicción y composición del gas (separado) y del condensado (tanque), así como también, de la relación gas-condensado (RGC).
- Volumen de condensado retrógrado a diferentes presiones.
- Porcentajes de recobro de gas y condensado a una presión de abandono dada.

2.6.5.2.1 Suposiciones: Para aplicar un método de predicción es muy importante que con anticipación se compruebe las suposiciones que se hicieron durante su desarrollo, ya que significativamente tienden alejarse del comportamiento real y de las características del yacimiento a ser estudiado. En este método se presentan las siguientes suposiciones:

- El yacimiento es uniforme y todos sus poros están interconectados entre sí.
- No hay acumulación de condensado en la formación cercana a los pozos, ni en el fondo de los mismos que dificulte el flujo de gas condensado.
- El volumen poroso ocupado por el gas condensado permanece constante. No existe intrusión de agua, ni reducción del volumen poroso por compactación.
- El gas condensado no está asociado a una zona de petróleo.

- La separación gas-líquido que ocurre en el yacimiento es del tipo diferencial.

2.6.5.2.2 Cálculos: Para aplicar los datos PVT de laboratorio a la predicción del comportamiento de un yacimiento volumétrico de gas condensado se sigue el siguiente procedimiento:

- Calcular el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos con la Ecuación 2.228.

$$V_{ph} = 43560 * \frac{\phi}{100} * (1 - \frac{S_{wi}}{100}) \quad (2.228)$$

Donde,

V_{ph} = Volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos, (pie³/acre-pie).

ϕ = Porosidad, (%).

S_{wi} = Saturación del agua connata, (%).

- Utilizar el factor de conversión entre V_{ph} y el volumen de la celda con la Ecuación 2.229.

$$F = \frac{V_{ph}}{947,5} \quad (2.229)$$

Donde,

F = Factor de conversión entre V_{ph} y el volumen de la celda, (pie³/ ((acre-pie)*cm³)).

V_{ph} = Volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos, (pie³/acre-pie).

- Luego de obtener el factor de conversión se determina el volumen de gas condensado producido (PCN/acre-pie) en cada intervalo de presión.

$$\Delta G_p = \frac{379,4 * (\Delta V) * P * F}{1000 * Z_{gc} * R * T_f} \quad (2.230)$$

Donde,

ΔG_p = Volumen de gas condensado producido, MPCN/acre-pie.

Z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas condensado.

P = Presión, lpca.

T_f = Temperatura de la formación, °R

R = 10,73. (Constante universal de los gases).

ΔV = Volumen de gas condensado producido de la celda, cm³.

F = Factor de conversión entre V_{ph} y el volumen de la celda, (pie³/ ((acre-pie)*cm³)).

- Determinar el contenido líquido del gas producido $GPMC_3^+$ a partir de la Ecuación 2.231, en cada intervalo de presión.

$$GPMC_3^+ = \frac{1000}{379,4} \sum_{i=3}^n \frac{M_i * Z_i}{\rho_{li}} \quad (2.231)$$

Donde,

$GPMC_3^+$ = Contenido líquido del gas producido, gal/MPCN.

M_i = Peso molecular del componente i, lbm/lbmol.

Z_i = Fracción molar del componente i en el gas condensado producido.

ρ_{li} = Densidad líquida del componente, lbm/gal.

En un sistema convencional de separación gas–condensado a temperatura ambiente se puede recuperar como líquido aproximadamente el 50% del $GPMC_3^+$. Aunque en una forma más precisa, el condensado separado en superficie se puede obtener haciendo cálculos de fases de vaporización instantánea en los separadores ^[6]:

- De acuerdo a la suposición anterior el condensado producido ΔN_c para cada intervalo de presión, corresponde a un incremento de producción de gas condensado ΔG_p y viene dado por:

$$\Delta N_c = 0,5 * \Delta G_p * \frac{GPMc_3^+}{42} \quad (2.232)$$

Donde,

ΔN_c = Condensado producido, BN/acre-pie.

ΔG_p = Producción del gas condensado, MPCN/acre-pie.

$GPMc_3^+$ = Contenido líquido del gas producido, gal/MPCN.

- Luego se obtiene el condensado producido acumulado sumando los ΔN_c de cada intervalo de presión hasta una presión dada.
- El gas producido separado (seco o residual) se calcula en base a las fracciones molares de C_1 (Y_1) y de C_2 (Y_2) y un 50% de los demás componentes (C_3^+) para cada intervalo de presión en la forma siguiente:

$$\Delta G_{ps} = (Y_1 + Y_2 + 0,5 \sum_{i=3}^n Y_i) * \Delta G_p \quad (2.233)$$

Donde,

ΔG_{ps} = Gas producido separado (seco o residual), MPCN/acre-pie.

Y_1, Y_2 y Y_i = Fracciones molares.

ΔG_p = Producción del gas condensado, MPCN/acre-pie.

- Luego se obtiene el gas seco producido acumulado G_{ps} hasta una presión de agotamiento dada.
- La relación gas-condensado (RGC) se obtiene dividiendo ΔG_{ps} por ΔN_c .
- Los recobros de gas seco y condensado a una presión de abandono dada se obtienen de las ecuaciones 2.234 y 2.235.

$$\%R_{gs} = \frac{G_{ps}}{GOES} * 100 \quad (2.234)$$

$$\%R_c = \frac{N_c}{COES} * 100 \quad (2.235)$$

Donde,

$\%R_{gs}$ = Porcentaje del recobro de gas seco a una presión de abandono (P_{ab} , lpca).

G_{ps} = Gas producido separado (seco o residual), MPCN/acre-pie.

$GOES$ = Gas original en sitio, MPCN/acre-pie.

$\%R_c$ = Porcentaje del recobro de gas condensado a una presión de abandono (P_{ab} , lpca).

N_c = Condensado producido, BN/acre-pie.

$COES$ = Condensado Original En Sitio, BN/acre-pie.

- Para calcular el GOES y el COES se utilizan las siguientes fórmulas:

$$GOES = \frac{379,4 * V_{ph} * P_i}{1000 * Z_{gci} * R * T_f} * ((Y_1 + Y_2 + 0,5 \sum_{i=3}^n Y_i) inic) \quad (2.236)$$

$$COES = \frac{379,4 * V_{ph} * P_i}{1000 * Z_{gci} * R * T_f} * \left(\frac{0,5 * (GPM_3 +) inic}{42} \right) \quad (2.237)$$

2.6.5.3 Correlaciones de Eaton y Jacoby ^[6]:

A partir de datos de campo, se puede predecir las reservas de gas y condensado de yacimientos volumétricos, si se utilizan las correlaciones empíricas correspondientes, que tomen en cuenta la condensación retrógrada. Estas correlaciones también se pueden usar para hacer estimaciones rápidas y aproximadas de reservas de gas y condensado de yacimientos grandes, previas a estudios más profundos en base a pruebas de laboratorio y de simulación composicional.

La predicción del comportamiento de producción primaria de yacimientos de gas condensado usualmente requiere de complicados estudios de laboratorio y de cálculos

de fases por medio de ecuaciones de estado. Eaton y Jacoby usaron datos de análisis PVT y pruebas de pozos de 27 sistemas de gas condensado (25) y crudos volátiles (2) para mejorar las correlaciones. El comportamiento PVT de cada mezcla fue determinado en el laboratorio y luego por balance de materiales, determinaron el comportamiento de producción por depleción. Con los datos obtenidos previamente elaboraron las correlaciones usando el método estadístico de regresión múltiple ^[6].

Bases de las Correlaciones ^[6]: Las presentes correlaciones se basan en los siguientes criterios:

- Los datos usados en el desarrollo de las correlaciones fueron obtenidos de cálculos de depleción, en base a estudios PVT y a datos de pruebas de producción de los pozos.
- Toda la información requerida en el uso de las correlaciones es fácilmente obtenida en las pruebas de producción durante la completación de los pozos.
- Se consideró un volumen unitario de yacimiento 1BPH (barril de espacio poroso ocupado por hidrocarburos).
- La RGC (PCN/BN) proviene de todo el gas producido en los separadores por 1BN de condensado de tanque. Esto minimiza el efecto de las condiciones de separación que puede variar de un sistema a otro.
- Las presiones usadas en la correlación son las presiones actuales de los yacimientos que pueden ser o no las presiones de rocío o de burbujeo de las mezclas.

2.6.5.4 Rangos de las variables usadas ^[6]: Entre las variables usadas se consideran los siguientes rangos:

- Presión del yacimiento: $P \rightarrow 4000 - 12000$ lpc.
- Temperatura del yacimiento: $T_f \rightarrow 160 - 290$ °F.
- Relación gas-condensado: $RGC \rightarrow 2500 - 60000$ PCN/BN.

- Gravedad del líquido de tanque: °API → 45 – 60°.

Las variables correlacionadas fueron las mismas que usaron Jacoby, Koeller y Berry^[6].

2.6.5.5 Correlaciones ^[6]:

- Gas de Separador Original en Sitio (GOES):

$$\begin{aligned} \ln(GOES) = 4,5484 + 0,0831 * \ln(RGC) + \\ 0,4265 * \ln P - 0,3185 * \ln(T_f) \end{aligned} \quad (2.238)$$

Esta correlación predice los valores experimentales con una desviación estándar de los errores de 3,57%.

- Producción Acumulada de Gas de Separador (G_p):

$$G_p = 0,926 * GOES \quad (2.239)$$

Esta es la producción obtenida de gas por agotamiento de presión desde la presión actual del yacimiento hasta una presión de abandono de 500lpc.

- Condensado Original en Sitio (COES):

$$\begin{aligned} \ln(COES) = 2,60977 - 0,90398 * \ln(RGC) \\ + 0,48940 * \ln(P) - 0,30084 * \ln(T_f) \\ + 0,29243 * \ln(°API) \end{aligned} \quad (2.240)$$

Esta ecuación reproduce la data experimental con una desviación estándar de los errores de 2,64%.

- Producción Acumulada de Condensado (N_c):

$$\begin{aligned} \ln(N_c) = & -20,243 - 0,65314 * \ln(RGC) \\ & + 0,48940 * \ln(P) - 0,30084 * \ln(T_f) \\ & + 0,29243 * \ln(^{\circ}API) \quad (2.241) \end{aligned}$$

Desviación standard de los porcentajes de error, 14,1%.

Donde las unidades de las ecuaciones 2.238 a 2.241 son:

G_p = Reservas de gas de separador @ $P_{ab}=500$ lpca, PCN/BPH.

N_c = Reservas de condensado @ $P_{ab}=500$ lpca, PCN/BPH.

RGC = Relación gas-condensado, PCN/BN.

P = Presión del yacimiento, lpca.

T_f = Temperatura de la formación (yacimiento), °F.

$^{\circ}API$ = Gravedad API del líquido de tanque.

Las correlaciones de Eaton y Jacoby presentan las mejoras en relación a las correlaciones de Jacoby, Koeller y Berry:

- Menores porcentajes de errores de ajuste.
- N_c no requiere corrección cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío o burbujeo.
- No usan datos de mezclas sintéticas en la elaboración de las correlaciones.
- Usan un mayor número de datos experimentales.

2.6.6 Métodos de balance de materiales aplicados a yacimientos de gas condensado a $P_{roc} > P$, no volumétricos ^[6]

Cuando un yacimiento de gas condensado presenta un empuje hidráulico en el cual el volumen poroso ocupado por el gas varía continuamente con la intrusión del agua se

considera no volumétrico y se utilizan los siguientes métodos para realizar el cálculo de sus reservas:

2.6.6.1 Método de Declinación de Presión:

Continuando un procedimiento similar al empleado en la deducción de la Ecuación 2.222 se obtiene la siguiente ecuación:

$$F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = \frac{P_i}{z_{gci}} * \left(1 - \frac{G_{ptt}}{GCOES}\right) \quad (2.242)$$

Donde,

$$G_{ptt} = G_{pt} - \frac{132800 * (W_e - W_p * \beta_w)}{M_w} \quad (2.243)$$

En este caso $G_{pt} = G_p + 132800 * \frac{N_c * \gamma_c}{M_c}$

W_p tiene en cuenta tanto el agua de condensación como la del acuífero. Así como en el caso de los yacimientos volumétricos, $F(P/z_{gc})$ se puede aproximar a $P * C_{pa}/z_{2f}$.

El método de declinación de presión consiste en graficar $F(P/z_{gc})$ o $P * C_{pa}/z_{2f}$ vs G_{ptt} . Este gráfico muestra un comportamiento lineal como el de la Figura 2.41 cuando el W_e incluido en la ecuación es el correcto.

La determinación de W_e se puede hacer por varios métodos mencionados en la sección 2.6.12.

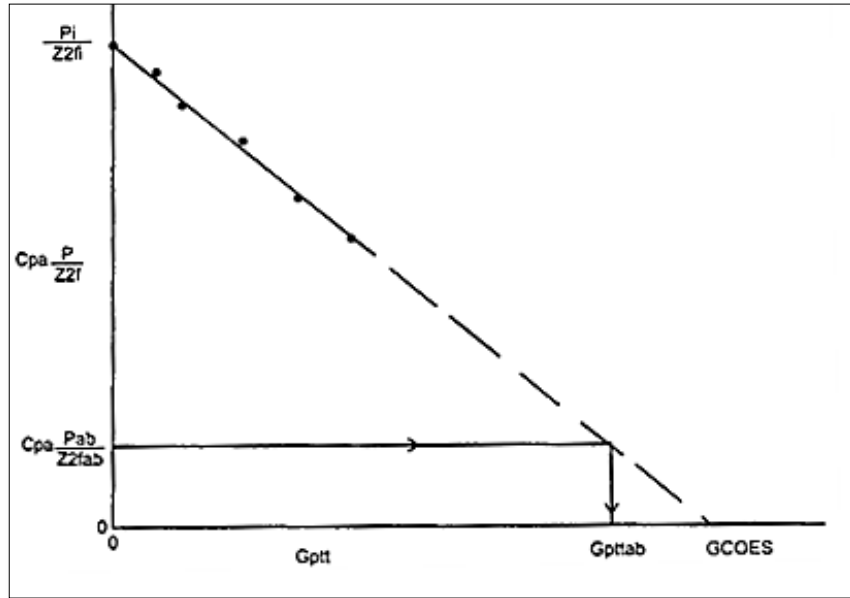


Figura 2.44. Determinación de GCOES y G_{pttab} por el método de declinación de presión. Yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico ^[6].

2.6.6.2 Método de Havlena y Odeh ^[6]:

Con la Ecuación 2.177 se puede escribir la Ecuación 2.244 de la forma siguiente para un yacimiento de gas condensado con empuje hidráulico.

$$G_{pt} * \beta_{2f} + W_p * \beta_w = GCOES * (\beta_{2f} - \beta_{2fi}) + GCOES * \beta_{2fi} * \left(\frac{C_w * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * (P_i - P) + W_e \quad (2.244)$$

Los parámetros fueron previamente definidos.

La Ecuación 2.244 puede escribirse de la siguiente forma:

$$F = GCOES * (E_{2f} + \beta_{2fi} * E_{fw}) + W_e \quad (2.245)$$

$$F = G_{pt} * \beta_{2f} + W_p * \beta_w \quad (2.181)$$

$$E_{2f} = (\beta_{2f} - \beta_{2fi}) \quad (2.182)$$

En este caso, el gráfico de Havlena y Odeh consiste en graficar:

$$\frac{F}{E_{gc} + \beta_{2fi} * E_{fw}} \text{ vs } \frac{W_e}{E_{gc} + \beta_{2fi} * E_{fw}}.$$

El *GCOES* se obtiene a partir del intercepto, cuando $\frac{W_e}{(E_{gc} + \beta_{2fi} * E_{fw})} = 0$.

2.6.7 Ecuación de Balance de Materiales para la retención de CO₂ en yacimientos de gas condensado retrógrados

Según Akanni S. Lawal, SPE, and Scott M. Frailey^[41], la acumulación de CO₂ en un yacimiento de gas condensado retrógrado puede aumentar la presión del yacimiento generando una mayor recuperación de líquido condensado.

A partir de la Ecuación de Balance de Materiales para yacimiento de gas seco se deriva el método de Declinación de Presión para gas seco Ecuación 2.78 y para gas condensado Ecuación 2.219, a su vez el método es adaptado como una Ecuación de Balance de Materiales para la retención de CO₂ en yacimientos de gas condensado retrógrados, para así lograr predecir el volumen de CO₂ que se encuentra retenido en tal yacimiento y para monitorear la retención de CO₂ durante la inyección.

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} * \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (2.78)$$

$$F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = \frac{P_i}{z_{gci}} * \left(1 - \frac{G_{pt}}{G_{COES}}\right) \quad (2.222)$$

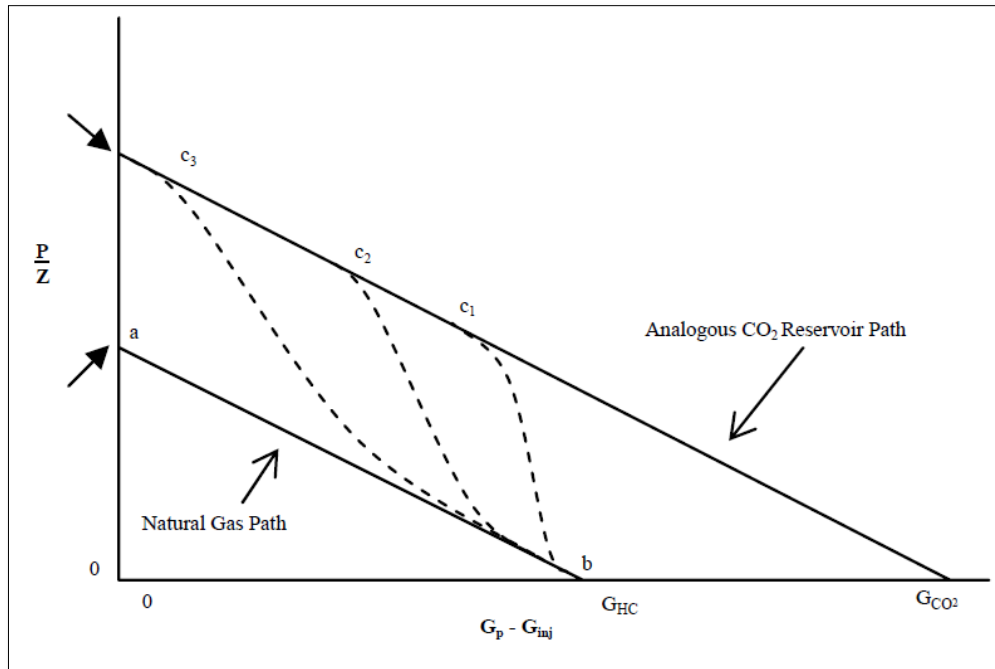


Figura 2.45. Gráfica de declinación de presión P/z vs. $G_p - G_{inj}$ de un yacimiento de gas de hidrocarburo durante la producción y de un yacimiento análogo durante la retención de CO₂. Las líneas punteadas representan las posibles transiciones del agotamiento P/z al P/z_{CO_2} basado en la difusión/dispersión y la producción sostenida durante la inyección de CO₂ [41].

En la Figura 2.45 se puede observar que utilizando el método de Declinación de Presión (P/z) cuando se grafica P/z vs. $G_p - G_{iny}$ se han establecido dos tendencias:

- La primera tendencia representa la producción histórica del yacimiento de gas de hidrocarburos.
- La segunda tendencia es similar a la primera para el yacimiento como si fuera un yacimiento de CO₂.

La línea inferior del gráfico de la Figura 2.45 representa la producción de un sistema de yacimiento de gas volumétrico. El término P/z es reescrito en la Ecuación 2.246 con el subíndice de hidrocarburo (hc) representando genéricamente a cualquier tipo de gas.

$$\frac{P}{z_{hc}} = - \left(\frac{P_i}{z_{hci}} * \frac{1}{G} \right) * G_p - \frac{P_i}{z_{hci}} \quad (2.246)$$

La línea superior representa el yacimiento de gas sustituido por CO₂ y es matemáticamente representado por:

$$\frac{P}{z_{CO_2}} = - \left(\frac{P_i}{z_{CO_2i}} * \frac{1}{G} \right) * G_p - \frac{P_i}{z_{CO_2i}} \quad (2.247)$$

Donde:

$G = GOES$, PCN. (Para gas seco) o $G = GCOES$, PCN. (Para gas condensado). Según sea el caso.

z_{CO_2} = factor de compresibilidad del CO₂.

Las dos líneas de tendencias, la de gas natural y la de CO₂, son paralelas entre sí. Para un yacimiento CO₂, las intercepciones en el “eje x” y en el “eje y” son valores más altos en comparación al de un gas de hidrocarburo, debido al bajo valor relativo del factor de compresibilidad del CO₂, z_{CO_2} , a consecuencia del cambio en la composición del gas. En otras palabras, para un volumen de yacimiento determinado, es mayor un volumen de CO₂ en superficie en comparación con el volumen de un gas de hidrocarburo en superficie.

Una modificación en el “eje x” de la gráfica P/z requiere incluir la inyección del gas, representando el gas acumulado producido menos el CO₂ inyectado acumulado ($G_p - G_{iny}$). Si un gas con el mismo factor de compresibilidad (z) se inyecta, el yacimiento responderá de manera idéntica como lo hizo durante la producción del gas de hidrocarburo, a lo largo de la línea inferior del gráfico de la Figura 2.45, es decir, a la tendencia de la línea del gas natural.

Sin embargo, a la misma temperatura y presión, el factor de compresibilidad del CO₂, z_{CO_2} , es significativamente más bajo que el factor de compresibilidad de los gases del hidrocarburo puro. Durante la producción de un yacimiento de gas, los datos se inician a las condiciones iniciales y sigue la línea del gas natural, avanzando de izquierda a derecha el gas se produce y la presión se agota.

En condiciones de retención de CO₂ de un yacimiento de gas agotado, las condiciones iniciales de la retención son las condiciones de abandono empobrecido o cerca de un yacimiento de gas representado por el punto b en la Figura 2.45. Con la inyección continua de CO₂ y la presurización del yacimiento, la tendencia se aproxima a la línea de CO₂.

En la Figura 2.45 se observan tres rutas (C_1 , C_2 y C_3) trazadas como líneas punteadas que conectan a las dos líneas representando las posibles transiciones del agotamiento P/z al P/z_{CO_2} basado en la difusión/dispersión y la producción sostenida durante la inyección de CO₂.

Con el método de Declinación de Presión para yacimientos de gas, se puede apreciar que durante la producción de gas hay dos enfoques principales: La estimación del volumen de CO₂ que puede ser retenido y el monitoreo del yacimiento durante la retención con o sin producción de gas continuo.

La estimación de reservas de CO₂, en un caso hipotético de 100% de sustitución de gas de hidrocarburos con CO₂ en un yacimiento específico, el rendimiento de CO₂ es análogo a la línea paralela que representa al yacimiento de gases de hidrocarburos en el gráfico P/z . La segunda línea paralela representa al yacimiento de CO₂, la intercepción con respecto al “eje x” se puede interpretar como el volumen de retención de CO₂ final, G_{CO_2} , que puede ser retenido si la presión de retención máxima es a la misma presión inicial del yacimiento P_i .

Si la presión de retención máxima es menor o mayor que la presión inicial del yacimiento P_i entonces el volumen de retención de CO₂ final es el intercepto en el “eje x” menos el valor a la presión de retención máxima en el “eje x”. A una presión máxima de retención mayor que P_i , la tendencia pasa por el intercepto del “eje y” y proyecta los valores negativos en el “eje x” ($G_p - G_{iny}$)

El monitoreo del yacimiento durante la inyección de CO₂ consiste en mezclar CO₂ y gases de hidrocarburos. Además, se producirán gradientes de composición entre los inyectoras de CO₂ y el resto del yacimiento. En el caso de la producción sostenida de gas hidrocarburo, ésta puede continuar hasta que el CO₂ se manifieste en la producción de gas.

Para aplicar el Método de Declinación de Presión P/z , en el gráfico hay dos o tres mezclas de gases que deben ser evaluados por su factor de compresibilidad (z): el gas de inyección, la mezcla de gas en el yacimiento y la mezcla de gas producido. El CO₂

que se inyecta puede contener impurezas modestas que se deben considerar en la búsqueda de su factor de compresibilidad (z).

La mezcla de gases presente en el yacimiento es la composición de los gases de hidrocarburos a condiciones de presión inicial y los cambios de producción hasta una concentración de CO₂ muy alta, cerca de la presión de retención máxima, que pueden ser tratados en forma de CO₂ puro en cuanto a la evaluación del factor de compresibilidad (z).

Si la producción se mantiene durante la inyección de CO₂, un factor de compresibilidad (z) se requiere para la mezcla del gas producido. Al igual que el gas de yacimiento, la producción de gas comenzará como gas de hidrocarburo sólo y eventualmente cuando incluye una cierta cantidad de CO₂. Si el gas inyectado presenta un factor de compresibilidad (z) idénticas a la del gas en sitio, la Ecuación 2.248 puede ser usada directamente con una adaptación en el término de producción de gas (G_p) de la siguiente manera:

$$\frac{P}{z} = - \left(\frac{P_i}{z_i} * \frac{1}{G} \right) * (G_p - G_{iny}) + \frac{P_i}{z_i} \quad (2.248)$$

Sin embargo, el factor de compresibilidad (z) para CO₂ es muy diferente comparado al del gas natural para toda presión y temperatura. Los subíndices $\left(\frac{hc}{CO_2} \right)_{yac.}$ y $\left(\frac{hc}{CO_2} \right)_{prod.}$ se refieren a la composición del gas en el yacimiento y del gas producido, respectivamente. De manera que la ecuación de $\frac{P}{z}$ se reescribe con la Ecuación 2.249 de la siguiente manera:

$$\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}} = - \left(\frac{P_i}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}} * \frac{1}{G_{CO_2}} \right) * \left(G_p * \frac{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{prod.}}}{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}}} - G_{iny} * \frac{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{iny.}}}{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}}} \right) + \frac{P_i}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}} \quad (2.249)$$

El intercepto del “eje y” es: $\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}}$

y el del “eje x” es: $\left(G_p * \frac{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{prod.}}}{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}}} - G_{iny} * \frac{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{iny.}}}{\frac{P}{z^{(hc/CO_2)}_{yac.}}} \right)$

La Ecuación 2.249 podría simplificarse más, pero la tendencia de CO₂ no sería paralela a la tendencia del gas de hidrocarburos.

Para un caso de producción restringida, el término G_p es una constante. El factor de compresibilidad $z^{(hc/CO_2)}_{prod.}$ es en realidad $z^{(hc)}_{prod.}$ pero sólo se evalúa a la presión promedio del yacimiento. El factor de compresibilidad $z^{(CO_2)}_{prod.}$ cambia con la presión promedio del yacimiento. El factor de compresibilidad $z^{(hc/CO_2)}_{yac.}$ cambia debido a la composición media del gas de yacimiento y la presión del yacimiento.

Para el caso de una producción constante, el término de G_p aumenta reflejando el incremento en la producción del yacimiento. El término $z^{(hc/CO_2)}_{prod.}$ al comienzo es igual a $z^{(hc)}_{prod.}$, pero va a cambiar debido a la mayor concentración de CO₂ y debido a cambios en la presión del yacimiento. El factor de compresibilidad $z^{(CO_2)}_{prod.}$ y el

factor de compresibilidad $z_{(hc/CO_2)_{yac.}}$ cambia de igual manera como en el caso de una producción restringida.

2.6.8 Método de Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas condensado retrógrado propuesta por Gus Alvarado, J. L. Le Blanc y F. Farshad ^{[42], [43]}.

Los autores Gus Alvarado, J. L. Le Blanc y F. Farshad ^[42], proponen una Ecuación de Balance de Materiales por medio de la cual se puede calcular el Gas Original en Sitio y el Condensado Original en Sitio. Dicha ecuación es el resultado de una investigación teórica y validada por medio de una data experimental. De manera que se requiere de un procedimiento PVT modificado para determinar el Factor Volumétrico del Condensado (β_c), esta variable no se obtiene comúnmente en las pruebas de los laboratorios PVT.

Debido al fenómeno llamado Condensación Retrógrada Isotérmica que ocurre en un yacimiento gas condensado cuando disminuye la presión por debajo del punto de rocío, los autores han formulado a partir de las Ecuaciones de Balance de Materiales convencionales una Ecuación de Balance de Materiales para Gas Condensado Retrógrado expresada con la Ecuación 2.250 de la forma siguiente:

$$\begin{array}{ccc} \text{(I)} & \text{(II)} & \text{(III)} \\ \text{Gas Original Libre} = & \left(\begin{array}{c} \text{Gas Remanente} \\ \text{Libre} \end{array} \right) + & \left(\begin{array}{c} \text{Condensado Remanente} \\ \text{en fase líquida} \end{array} \right) \end{array} \quad (2.250)$$

$$\left(\begin{array}{c} \text{Gas Seco} \\ + \\ \text{Condensado} \\ \text{en fase de vapor} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Gas Seco Remanente} \\ \text{Condensado} \\ \text{en la fase de vapor} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Condensado} \\ \text{en fase líquida} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right)$$

Donde el Ítem (I) de la Ecuación 2.250 en [PCN] es igual a:

$$\text{Gas Original Libre} = \left(\begin{array}{c} \text{Gas Seco} \\ \text{Inicial} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Gas Equivalente del} \\ \text{Condensado} \\ \text{Inicial} \end{array} \right) \quad (2.251)$$

$$G_{w(PCN)} = G_d + (G_d * RLG_d * GE_{C_d}) \quad (2.252)$$

Reagrupando para transformarlo a pies cúbicos de yacimiento, [PCY], se multiplica la Ecuación 2.252 por el factor volumétrico de formación del gas a la presión de rocío y se obtiene:

$$G_{w(PCY)} = G_d * (1 + RLG_d * GE_{C_d}) * \beta_{gw_d} \quad (2.253)$$

El Ítem (II) de la Ecuación 2.250, Gas Remanente Libre en [PCN] es igual a:

$$\text{Gas Remanente Libre} = \left(\begin{array}{c} \text{Gas Seco} \\ \text{Remanente} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Condensado Remanente} \\ \text{en Fase de Vapor} \end{array} \right) \quad (2.254)$$

$$G_{w(PCN)remente} = (G_d - G_{p_j}) + N_{C(BN)VP} * GE_{C_j} \quad (2.255)$$

Donde:

$$N_{C(BN)VP} = (G_d - G_{p_j}) * RLG_j \quad (2.256)$$

Sustituyendo, reagrupando y convirtiéndolo a [PCY] se multiplica la Ecuación 2.255 por el factor volumétrico de formación instantáneo del gas, β_{gw_j} , y se obtiene:

$$G_{w(PCY)remanente} = [G_d * (1 + RLG_j * GE_{C_j}) - G_{p_j} * (1 + RLG_j * GE_{C_j})] * \beta_{gw_j} \quad (2.257)$$

El Condensado Remanente en fase líquida en el yacimiento en [BN] es igual al ítem III de la Ecuación 2.250:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Condensado} \\ \text{Líquido} \\ \text{Remanente} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Condensado} \\ \text{Inicial} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Condensado} \\ \text{Producido} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Condensado} \\ \text{Remanente} \\ \text{en Fase} \\ \text{de Vapor} \end{array} \right) \quad (2.258)$$

$$N_{C[BN]fase\ líquida} = G_d * RLG_d - N_{pC_j} - (G_d - G_{p_j}) * RLG_j \quad (2.259)$$

En este punto se introduce el concepto del factor volumétrico de formación del condensado β_c , el cual convierte la Ecuación 2.255 a barriles de condensado a condiciones de yacimiento y luego a pies cúbicos de yacimiento multiplicando por 5.615 ft³/bbl como muestra la siguiente ecuación:

$$N_{C[PCY]_{fase\ líquida}} = \left[G_d * RLG_d - N_{pcj} - (G_d - G_{pj}) * RLG_j \right] * \beta_{c_j} * (5,615) \quad (2.260)$$

El Factor de Volumétrico de Formación del Condensado (β_c) se define como el cambio en volumen que el condensado líquido experimenta entre condiciones de yacimiento y superficie, cuyas unidades son $\left[\frac{BY}{BN} \right]$.

Al combinar las ecuaciones 2.253, 2.254 y 2.257 la Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado Retrógrado comienza a establecerse de la siguiente manera:

$$G_d * \left(1 + RLG_j * GE_{c_j} \right) * \beta_{gw_d} = \left[G_d * \left(1 + RLG_j * GE_{c_j} \right) - G_{pj} * \left(1 + RLG_j * GE_{c_j} \right) \right] * \beta_{gw_j} + \left[G_d * RLG_d - N_{pcj} - (G_d - G_{pj}) * RLG_j \right] * \beta_{c_j} * (5,615) \quad (2.261)$$

Sustituyendo $Npc_j = Gp_j \cdot RLG_j$ en la Ecuación 2.261 y reagrupando, se puede obtener la forma simple de la EBM para Gas Condensado Retrógrado como:

$$\begin{aligned}
 G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} \right] = \\
 G_d * \left[(1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{c_d}) * \beta_{gw_d} \right] + \\
 G_d * \left[(RLG_d - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615) \right] \quad (2.262)
 \end{aligned}$$

Resultando una ecuación lineal de la forma $Y = m * X$ donde:

$$Y = G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} \right]$$

$$m = G_d$$

$$\begin{aligned}
 X = \left[(1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{c_d}) * \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) \right. \\
 \left. * \beta_{c_j} * (5,615) \right]
 \end{aligned}$$

Si se asume despreciable la producción de agua, el contenido de vapor de agua, la compresibilidad del agua y de la formación, existe una condición estrictamente volumétrica en la cual el resultado gráfico producirá a una línea recta que pasa a través del origen con una pendiente igual al Gas Inicial Seco en Sitio (G_d) a la presión de rocío en PCN .

Naturalmente si se producen volúmenes significativos de agua fresca, se deben ajustar los valores de G_{p_j} con el uso del gas equivalente de vapor de agua, GE_w . Asumiendo condiciones volumétricas, compresibilidad del agua y de la formación igual a cero. La Ecuación 2.261 puede ser reagrupada en una forma práctica de línea recta con una pendiente igual al Condensado Original en Sitio (COES) en barriles normales, y el intercepto de la pendiente igual al Gas Seco Original en Sitio (PCN) ambos a la presión de rocío, sustituyendo $N_c = G_d * RLG_d$ y $N_{pc_j} = G_{p_j} * RLG_{p_j}$ en la Ecuación 2.261 y reagrupando, la forma final de la EBM es de una línea recta, resultando de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & \frac{G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} \right]}{(1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{c_d}) * \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615)} \\
 & = \\
 & \frac{N_c * \beta_{c_j} * (5,615)}{(1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{c_d}) * \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615)} \\
 & \quad + G_d \quad \quad \quad (2.263)
 \end{aligned}$$

Donde

$$A = G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} \right]$$

$$B = (1 + RLG_j * GE_{c_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{c_d}) * \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) * \beta_{c_j} * (5,615)$$

$$C = \beta_{c_j} * (5,615)$$

Sustituyendo y reagrupando resulta:

$$\frac{A}{B} = \frac{N_c * C}{B} + G_d \quad (2.264)$$

Donde generando una ecuación lineal de la forma, $Y = m * X + b$ queda que:

$$m = N_c$$

$$b = G_d$$

Para el desarrollo de las ecuaciones fueron empleados los siguientes términos:

β_c = Factor volumétrico de formación de condensado, BY/BN.

β_{gw} = Factor volumétrico de formación del gas, PCY/PCN.

β_w = Factor volumétrico de formación de agua, BY/BN.

GE_c = Gas equivalente de condensado producido, PCN/BN.

G = Gas seco, PCN.

G_p = Gas seco acumulado producido, PCN.

G_w = Gas húmedo inicial en sitio, PCN.

G_{wp} = Gas húmedo producido, PCN.

RLG = Relación líquido-gas, $BN_{cond}/PCN_{gas\ seco}$.

RLG_p = Relación líquido-gas producido, $BN_{cond}/PCN_{gas\ seco}$.

N_c = Condensado original en sitio (a presión de rocío), BN.

W_e = Intrusión de agua, BY.

W_p = Agua producida acumulada, BN.

En la Tabla 2.5 se definen cada uno de los subíndices presentes en los términos empleados al desarrollar las ecuaciones utilizadas.

Tabla 2.5. Subíndices

<i>d</i>	Punto de Rocío
<i>i</i>	Inicial
<i>j</i>	Instantáneo
<i>PCY</i>	Pies Cúbicos de Yacimiento
<i>PCN</i>	Pies Cúbicos Normales
BN	Barriles Normales
<i>rem</i>	Remanente
<i>vp</i>	Fase de Vapor

2.6.8.1 Modificación de la Ecuación de Balance de Materiales para empuje hidráulico ^{[42], [43]}

La adición del término del influjo de agua, W_e , y el término de producción de agua asociada, W_p , son incorporados en la EBM en la forma conceptual siguiente:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Producción} \\ \text{de gas} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Expansión} \\ \text{de gas} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Influjo} \\ \text{de agua} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Producción} \\ \text{de agua} \end{array} \right)$$

De manera que se expresa con la siguiente Ecuación 2.265 como:

$$G_{p_j} * \beta_{gw_j} = G_i * (\beta_{gw_j} - \beta_{gw_i}) + W_{e_j} - \beta_{w_j} * W_{p_j} \quad (2.265)$$

Por lo tanto, al incorporar el término del influjo de agua en la Ecuación de Balance de Materiales es equivalente con los términos presentados a la derecha de la Ecuación 2.266, como se puede observar:

$$\begin{aligned} G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_j} \right] \\ = G_d * \left[(1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_d} - (1 + RLG_d * GE_{C_d}) * \beta_{gw_d} \right] + \\ G_d * \left[(RLG_d - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) \right] + W_e - \beta_{w_j} * W_{p_j} \quad (2.266) \end{aligned}$$

En la Ecuación 2.261 y 2.264 los términos de W_e y $\beta_w * W_p$ deberían aparecer a la derecha de la ecuación. Incorporando el empuje hidráulico, en la forma práctica de una línea recta, resulta:

$$\frac{A}{B} = \frac{N_c * C + W_e - \beta_w * W_p}{B} + G_d \quad (2.267)$$

Al reagrupar la Ecuación 2.267, para el cálculo de G_d se obtiene:

$$G_d = \frac{A + \beta_w * W_p}{B} - \frac{N_c * C}{B} - \frac{W_e}{B} \quad (2.268)$$

Quizás la ecuación más aplicable para solucionar el G_d sería la Ecuación 2.266, reorganizado en la forma práctica de una línea recta, queda:

$$\frac{A+W_{pj}*\beta_{wj}}{B+C*RLG_d} = G_d + \frac{W_e}{B+C*RLG_d} \quad (2.269)$$

En la Ecuación 2.269 el término N_c no aparece. Por lo tanto, en aplicaciones prácticas para el cálculo del término G_d en esa ecuación y graficando contra el incremento del tiempo ignorando el término W_e , el cálculo para empuje por agua puede ser realizada análoga al de yacimientos de crudo subsaturado ^[43].

2.6.8.2 **Modificación de la Ecuación de Balance de Materiales para expansión del agua connata y de la roca** ^{[42], [43]}

Los autores indican que debido a la compresibilidad de la roca y el agua, el yacimiento no es volumétrico en el sentido clásico, es decir, que el volumen poroso no permanece constante. El término volumétrico es sin embargo, generalmente aceptado para describir yacimientos donde no hay influjo de agua, pero cuyos volúmenes cambian ligeramente con la presión debido a la compresibilidad de la roca y el agua.

Por lo tanto, la EBM para yacimientos de gas modificada, incluyendo la compresibilidad del agua connata y de la roca, es:

$$G_p * \beta_g = G * (\beta_g - \beta_{gi}) + G * \left[\frac{C_w * S_w + C_f}{(1 - S_w)} \right] * \beta_{gi} * \Delta P_1 + W_e - \beta_w * W_p \quad (2.270)$$

Donde:

$$\Delta P_1 = P_{orig} - \bar{P}_r = P_d - \bar{P}_r \quad (2.271)$$

Por la similitud con la Ecuación 2.270, la Ecuación de Balance de Materiales puede ser modificada para incorporar la compresibilidad del agua connata y de la roca en la Ecuación 2.266 como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_j} \right] \\ = G_d * \left[(1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{C_d}) * \beta_{gw_d} \right] + \\ G_d * \left[(RLG_d - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) + \left(\frac{C_w * S_w + C_f}{(1 - S_w)} \right) * \beta_{gw_d} * \Delta P_1 \right] + W_{e_j} - \beta_{w_j} * \\ W_{p_j} \quad (2.272) \end{aligned}$$

Resolviendo para el término G_d , el Gas Seco Original en el punto de rocío es:

$$\begin{aligned} G_d = G_{p_j} * \left[(RLG_{p_j} - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) + (1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_j} \right] - W_{e_j} + \\ \beta_{w_j} * W_{p_j} + (1 + RLG_j * GE_{C_j}) * \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d * GE_{C_d}) * \beta_{gw_d} + \\ (RLG_d - RLG_j) * \beta_{C_j} * (5,615) + \left(\frac{C_w * S_w + C_f}{(1 - S_w)} \right) * \beta_{gw_d} * \Delta P_1 \quad (2.273) \end{aligned}$$

Expresando la Ecuación de Balance de Materiales en la forma simple de una línea recta resulta:

$$\frac{Gp_j[(RLGp_j - RLG_j)\beta_{cj} \cdot 5.615 + (1 + RLG_j \cdot GEC_j) \cdot \beta_{gw_j}] + \beta_{w_j} \cdot Wp_j}{(1 + RLG_j \cdot GEC_j) \cdot \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d \cdot GEC_d) \cdot \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) \cdot \beta_{cj} \cdot 5.615 + \left(\frac{Cw \cdot Sw + Cf}{(1 - Sw)}\right) \cdot Bgw_d \cdot \Delta P_1} =$$

$$We_j \cdot \frac{1}{(1 + RLG_j \cdot GEC_j) \cdot \beta_{gw_j} - (1 + RLG_d \cdot GEC_d) \cdot \beta_{gw_d} + (RLG_d - RLG_j) \cdot \beta_{cj} \cdot 5.615 + \left(\frac{Cw \cdot Sw + Cf}{(1 - Sw)}\right) \cdot Bgw_d \cdot \Delta P_1}$$

$$+ G_d \quad (2.274)$$

Resultando una ecuación lineal de la forma $Y = m \cdot X$ donde:

$$m = W_e$$

$$b = G_d$$

2.6.9 Determinación de propiedades PVT del gas condensado mediante el algoritmo de Walsh y Towler ^{[34], [44]}.

Walsh y Towler han demostrado el cálculo de cuatros propiedades PVT del gas condensado con la data experimental de la prueba CVD, considerando cada presión de agotamiento y las propiedades de PVT estándar para la presión de producción dada, utilizando los siguientes parámetros:

$N_{p,j}$ = Condensado acumulado producido en cada presión de agotamiento.

$G_{p,j}$ = Gas acumulado producido en cada presión de agotamiento.

$V_{o,j}$ = Fracción del volumen de condensado en la celda en cada presión de agotamiento.

$z_{g,j}$ = Factor de compresibilidad de la fase gaseosa en cada presión de agotamiento.

$z_{2f,j}$ = Factor de compresibilidad bifásico en cada presión de agotamiento.

β_{gi} = Factor volumétrico de formación del gas inicial.

De manera, que basándose en la conservación de la masa con el balance de materiales en la celda PVT, mediante el experimento de la prueba CVD, se tienen las siguientes ecuaciones:

$$V_{to,j} = V_{o,j} * V_{tg,1} \quad (2.275)$$

$$\frac{n_{t,j}}{n_{t,1}} = \frac{n_{t,j-1}}{n_{t,1}} - \frac{\Delta n_{g,j-1}}{n_{t,1}} \quad (2.276)$$

$$V_{to,j} + V_{tg,j} = \frac{V_{tg,1} * z_{2f,j} * n_{t,j} * P_1}{z_{2f,1} * n_{t,1} * P_j} \quad (2.277)$$

$$V_{tg,j} = (V_{to,j} + V_{tg,j}) - V_{to,j} \quad (2.278)$$

$$\Delta V_{tg,j} = (V_{to,j} + V_{tg,j}) - V_{to,1} \quad (2.279)$$

$$\frac{n_{g,j}}{n_{t,1}} = \frac{V_{tg,j} * z_{1,j} * P_j}{z_j * V_{tg,1} * P_1} \quad (2.280)$$

$$\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{t,1}} = \frac{\Delta V_{tg,j}}{V_{tg,j}} \quad (2.281)$$

$$\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{t,1}} = \left(\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{g,j}} \right) * \left(\frac{n_{g,j}}{n_{t,1}} \right) \quad (2.282)$$

$$\Delta G_{p,j} = G_{p,j} - G_{p,j-1} \quad (2.283)$$

$$\Delta N_{p,j} = N_{p,j} - N_{p,j-1} \quad (2.284)$$

$$G_j = G_{j-1} - \Delta G_{p,j-1} \quad (2.285)$$

$$N_j = N_{j-1} - \Delta N_{p,j-1} \quad (2.286)$$

$$G_{fg,j} = \frac{V_{tg,j} * \Delta G_{p,j}}{\Delta V_{tg,j}} \quad (2.287)$$

$$N_{fg,j} = \frac{V_{tg,j} * \Delta N_{p,j}}{\Delta V_{tg,j}} \quad (2.288)$$

$$G_{fo,j} = G_j - G_{fg,j} \quad (2.289)$$

$$N_{fo,j} = N_j - N_{fg,j} \quad (2.290)$$

$$\beta_{o,j} = \frac{V_{tg,j}}{N_{fo,j}} \quad (2.291)$$

$$\beta_{g,j} = \frac{V_{tg,j}}{N_{fg,j}} \quad (2.292)$$

$$R_{s,j} = \frac{G_{fo,j}}{N_{fo,j}} \quad (2.293)$$

$$R_{v,j} = \frac{N_{fg,j}}{G_{fg,j}} \quad (2.294)$$

Donde:

$V_{to,j}$ = Volumen de condensado total en la celda PVT en cada presión de agotamiento, BY.

$V_{o,j}$ = Volumen de condensado en la celda PVT en cada presión de agotamiento, BY.

$V_{tg,1}$ = Volumen de la fase de gas en la celda PVT a condición inicial, BY.

$V_{tg,j}$ = Volumen de la fase de gas en la celda PVT en cada presión de agotamiento, BY.

$\Delta V_{tg,j}$ = Volumen de la fase de gas total removida en la celda PVT en cada presión de agotamiento, BY.

$n_{t,j}$ = Moles totales en la celda PVT en cada presión de agotamiento, lbmol.

$n_{t,1}$ = Moles totales en la celda PVT a condición inicial, lbmol.

$\Delta n_{g,j-1}$ = Moles de gas removidos de la celda PVT, lbmol.

$z_{2f,j}$ = Factor de compresibilidad bifásica en cada presión de agotamiento.

$z_{2f,1}$ = Factor de compresibilidad bifásica a condición inicial.

$\Delta G_{p,j}$ = Incremento del gas producido a condiciones actuales, PCN.

$G_{fg,j}$ = Gas en la fase de gas liberado a condiciones actuales, PCN.

$G_{p,j}$ = Gas producido en cada presión de agotamiento, PCN.

G_j = Gas total en la celda o en el yacimiento a condiciones actuales, PCN.

$G_{fo,j}$ = Gas en la fase del líquido liberado a condiciones actuales, PCN.

$\Delta N_{p,j}$ = Incremento del condensado producido a condiciones actuales, BN.

$N_{p,j}$ = Condensado producido en cada presión de agotamiento, BN.

$N_{fg,j}$ = Condensado en la fase del gas liberado a condiciones actuales, BN.

N_j = Condensado total en la celda o en el yacimiento a condiciones actuales, PCN.

$N_{fo,j}$ = Líquido en la fase del líquido liberado a condiciones actuales, BN.

$\beta_{o,j}$ = Factor volumétrico de formación del petróleo a condiciones actuales, BY/BN.

$\beta_{g,j}$ = Factor volumétrico de formación del gas a condiciones actuales, BY/PCN.

$R_{s,j}$ = Relación gas en solución/petróleo a condiciones actuales, PCN/BN.

$R_{v,j}$ = Relación petróleo volátil/gas a condiciones actuales, BN/PCN.

Estas 18 ecuaciones comprenden al algoritmo de Walsh-Towler, la cual, puede predecir resultados no representativos si los datos experimentales son bastantes erróneos. Considerando que la principal limitación del algoritmo es que las propiedades de los resultados PVT se aplican a condiciones del separador usado para el informe PVT. Otra limitación es que se requiere la recuperación de los datos del informe de la prueba CVD, aunque la mayoría pero no todos los laboratorios incluyen estos datos. Sin embargo, si estos datos no están incluidos, se pueden calcular mediante la realización del cálculo flash.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Con el fin de llevar a cabo los objetivos planteados para la elaboración de este Trabajo Especial de Grado, fue indispensable cumplir con una serie de etapas que incluyen revisión bibliográfica y recopilación de información, selección de métodos de balance de materiales, selección de variables y parámetros utilizados en los métodos seleccionados y el diseño de una herramienta informática. De igual modo, los procesos de recopilación de una data real referentes a yacimientos de gas condensado permiten evaluar la eficiencia del programa computacional. A continuación, en este capítulo, se presentan de forma detallada todas las etapas:

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Durante esta etapa se realizó una revisión bibliográfica sobre la información relacionada con el estudio de los yacimientos de gas condensado y el cálculo de Balance de Materiales, publicada en libros y artículos científicos.

El estudio de yacimientos de gas condensado permitió:

- Definir conceptos termodinámicos.
- Definir conceptos básicos, características y propiedades de los yacimientos de gas condensado. Así como su comportamiento, cuando ocurre condensación retrograda isotérmica.
- Entender el análisis PVT del gas condensado.

El estudio general de la técnica de Balance de Materiales, permitió definir los fundamentos teóricos de la Ecuación de Balance de Materiales, las suposiciones iniciales para su desarrollo y sus principales aplicaciones. Posteriormente, la investigación se enfocó en determinar los métodos empleados para resolver la Ecuación de Balance de Materiales en yacimientos de gas seco y en gas condensado, incluyendo además el análisis de los yacimientos con presiones anormales y los modelos de influjo de agua, así como las variables involucradas en cada uno de los métodos.

En función a la diversidad de métodos aplicables en yacimientos de gas seco y condensado, se plantea el problema a resolver, y con esto los objetivos que pretende el presente trabajo. Así como la búsqueda y el manejo de ecuaciones fundamentales de estadísticas que permitieron modelar el comportamiento de un conjunto de datos, orientándose el análisis hacia la regresión lineal que permitiera la construcción de gráficos y la descripción numérica de las curvas obtenidas. Incluyendo, el estudio de desviación estándar y de los intervalos de confianza para parámetros estadísticos, herramientas útiles para obtener el rango de valores posibles y el grado de incertidumbre de una variable sujeta a estudio.

3.2 SELECCIÓN DE MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIALES

Los métodos de Balance de Materiales que fueron seleccionados para desarrollar el algoritmo a ejecutar con el código del programa desarrollado, y que quedaron descritos detalladamente en el Capítulo II, presentan la aplicabilidad práctica de los tipos de yacimientos de gas condensado que existen, teniendo en cuenta que satisfacen a la data real encontrada en la bibliografía y en artículos científicos de la SPE, pensando en la utilidad que tienen actualmente en la industria petrolera. Los métodos seleccionados son:

▪ **Para yacimientos volumétricos de gas condensado con condensación retrógrada:**

- **Havlena y Odeh:** Consiste en graficar F vs. E_t , obteniendo el $GCOES$ del intercepto con el eje de las ordenadas “eje y”. Cuando ($P \geq P_{roc}$) se utilizan las Ecuaciones 2.178 y 2.179 y cuando ($P < P_{roc}$) se utilizan las Ecuaciones 2.181 y 2.182.

- **Declinación de Presión ($F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right)$):** Luego de ajustar los puntos ($F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right), G_{pt}$) gráficamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = 0$ permite calcular el $GCOES$. Se utiliza la Ecuación 2.223.

- **Declinación de Presión (P/z_{2f}):** Luego de ajustar los puntos ($F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right), G_{pt}$) gráficamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = 0$ permite calcular el $GCOES$. Se utiliza la Ecuación 2.224.

- **Towler:** Consiste en graficar F vs. E_t , obteniendo el $GCOES$ del intercepto con el eje de las ordenadas “eje y”. Se utilizan la Ecuación 2.67, 2.183 hasta la Ecuación 2.188.

- **Gus Alvarado (Expansión del gas):** Se grafica Y vs. X . Se obtiene la recta $Y = m * X + b$. Se utiliza la Ecuación 2.264.

▪ **Para yacimientos no volumétricos de gas condensado con condensación retrógrada:**

- **Método Havlena y Odeh I:** Consiste en graficar $F - W_e$ vs. E_t . Se obtiene la recta $F - W_e = GCOES * E_t$. El $GCOES$ es la pendiente. Se utilizan las Ecuaciones 2.181 y 2.182.

- **Método Havlena y Odeh II:** Consiste en graficar $\frac{F}{E_t}$ vs. $\frac{W_e}{E_t}$. Se obtiene la recta $\frac{F}{E_t} = GCOES * \frac{W_e}{E_t}$. De manera que el *GCOES* es la pendiente. Se utilizan las Ecuaciones 2.181 y 2.182.
- **Declinación de Presión $\left(F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right)\right)$:** Luego de ajustar los puntos $\left(F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right), G_{ptt}\right)$ gráficamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = 0$ permite calcular el *GCOES*. Se utilizan las Ecuaciones 2.223 y 2.243.
- **Declinación de Presión (P/z_{2f}) :** Para presiones anormales. Luego de ajustar los puntos $\left(F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right), G_{ptt}\right)$ gráficamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $F\left(\frac{P}{z_{gc}}\right) = 0$ permite calcular el *GCOES*. Se utilizan las Ecuaciones 2.224 y 2.243.
- **Towler:** Consiste en graficar F vs. E_t , obteniendo el *GCOES* del intercepto con el eje de las ordenadas “eje y”. Se utilizan las Ecuaciones desde la 2.183 hasta la 2.188.
- **Gus Alvarado (Empuje hidráulico):** Consiste en graficar Y vs. X . Se obtiene la recta $Y = m * X + b$. Se utiliza la Ecuación 2.269.
- **Gus Alvarado (Expansión del agua connata y de la roca):** Consiste en graficar y vs. x . Se obtiene la recta $y = m * x + b$. Se utiliza la Ecuación 2.274.

Adicional a los métodos seleccionados, se presentan varios métodos para calcular el influjo de agua, W_e . Estos son:

- **Modelo de Acuífero Pote o Acuífero Pequeño:** Es utilizado para estimar el influjo de agua a un yacimiento de hidrocarburo y se basa en la definición de

compresibilidad. Este método es válido para acuíferos pequeños de alta permeabilidad donde se presenta flujo continuo de intrusión de agua hacia el yacimiento. Se utilizan las Ecuaciones 2.132, 2.133 y 2.134.

- **Modelo de Shilthuis de estado estable:** Mediante este método se puede calcular el influjo de agua en el yacimiento utilizando la Ecuación 2.146.

3.3 SELECCIÓN DE VARIABLES Y PARÁMETROS UTILIZADOS EN LOS MÉTODOS SELECCIONADOS:

Para la aplicación de los métodos seleccionados se requirió definir las variables y los parámetros que se deben emplear con sus unidades respectivas, teniendo en cuenta la disponibilidad y la confiabilidad de datos de historia de presión-producción de los diferentes casos de yacimientos de gas. Los términos que principalmente son utilizados para los yacimientos de gas son:

- Producción de gas acumulada (G_p), en función de la presión.
- Propiedades del gas en función de las condiciones de presión y temperatura de yacimiento (Propiedades PVT).
- Presión inicial (P_i).

De los datos mencionados anteriormente, se considera que los más confiables son los que corresponden a la producción de gas acumulada, debido a que son cuantificados con gran precisión, ya que representan la base económica de la industria petrolera.

Las propiedades de PVT, suelen presentar incertidumbre debido a que se generan posibles errores de medición en las pruebas de laboratorio, así como el uso de correlaciones no representativas del comportamiento del gas y a la resolución de los instrumentos utilizados para cuantificar estos parámetros.

Otro dato relevante que presenta una incertidumbre es la medición de la presión promedio del yacimiento, ya que se realiza principalmente mediante pruebas de restauración de presión que dependen del tiempo de duración de la prueba y de la interpretación del resultado de la misma.

Para yacimientos sobrepresurizados y de empuje por agua, se consideran los términos de compresibilidad efectiva de la formación y del influjo de agua acumulado respectivamente. Para determinar estas variables se realizan diversos cálculos que generan incertidumbre.

El término de la compresibilidad efectiva de la formación, es una medida del efecto del cambio de presión en el espacio poroso disponible para los hidrocarburos, por lo tanto comprende la compresibilidad del agua y la de la formación, cuando no se disponen de datos para calcularla, puede aproximarse a $3 * 10^{-6} lpc^{-1}$. Sin embargo, la compresibilidad de la formación es un parámetro generalmente desconocido y difícil de medir, debido a que es función del tipo de roca, presión de poro y presión confinante a los que esté sometida la formación ^[24].

Posiblemente, el término con mayor incertidumbre es el del influjo de agua acumulado que entra al yacimiento, debido a que se utiliza algún modelo de acuífero para determinarlo, que requiere de un conocimiento previo de las características del acuífero que no siempre están disponibles.

Al aplicar los diversos métodos de Balance de Materiales, se utilizan diversos métodos que requieren de diversas variables y parámetros que varían de acuerdo a lo que requiere cada cálculo necesario para determinar el cálculo de reservas en los yacimientos de gas condensado. Las variables utilizadas se definieron en el Capítulo II.

3.4 DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA

Para el diseño de una herramienta informática se debe seleccionar un software libre con el lenguaje apropiado que ofrezca una estructura de datos o el uso de las hojas de cálculo de Microsoft Excel que permitan seguir el conjunto de instrucciones, siguiendo un orden preestablecido por el mismo procedimiento de cada método estudiado, con el fin de producir los resultados que se desean hallar y así publicar el programa en la página web de la Facultad de Ingeniería beneficiando a todos los usuarios de la comunidad de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

3.4.1 Desarrollo de los diagramas de flujo para el diseño del programa con los métodos seleccionados

En esta sección se diseña el algoritmo de la herramienta computacional realizada empleando las hojas de cálculo de Microsoft Excel. Dicho diseño implica la creación de un conjunto de instrucciones y un conjunto de estructura de datos que se deben manipular para hallar los resultados de las incógnitas requeridas, indicando las limitaciones que presentan cada una de las fórmulas de cada método de Balance de Materiales para yacimientos de gas condensado, que se utilizan para resolver el problema planteado.

El desarrollo de los diagramas de flujos permite representar las instrucciones de cada método seleccionado, para reconocer rápidamente y manipular gráficamente los esquemas de instrucciones como la secuencia de ejecución de estas. Observando el comportamiento de los elementos involucrados en el algoritmo durante una ejecución del mismo, mediante una corrida en frío, con valores de entrada cuyo resultado se conozca de antemano, con el propósito de verificar si el algoritmo funciona, y si no

funciona, entonces como una forma de ubicar los pasos del mismo que contengan errores.

A continuación se especifica cada sección del programa:

3.4.1.1 Entrada del programa

El programa se estructura por hojas de cálculos, iniciando en una hoja principal identificada como “EBM-GAS” donde se selecciona a través de hipervínculos el tipo de yacimiento de gas condensado, volumétrico o no volumétrico, haciendo referencia a su respectiva hoja de entrada de datos y seleccionar el método a evaluar. La Figura 3.1 muestra el diagrama desde la entrada del programa hasta la selección del tipo de yacimiento.

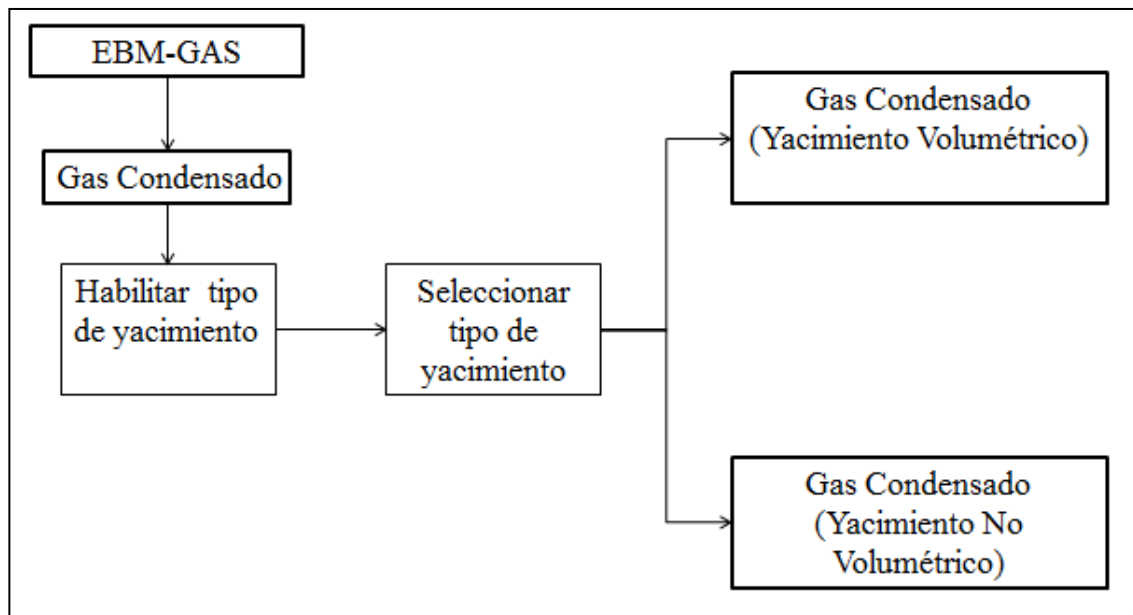


Figura 3.1. Diagrama de entrada del programa para seleccionar el tipo de yacimiento.

3.4.1.2 Entrada de datos

Luego de seleccionar el tipo de yacimiento se invoca desde los hipervínculos [Gas Condensado \(Yacimiento Volumétrico\)](#) y [Gas Condensado \(Yacimiento No Volumétrico\)](#)

Volumétrico), la hojas “**Entrada de Datos Gas C-YV**” y “**Entrada de Datos Gas C-YNV**”, respectivamente. En cada hoja se visualizan tablas para ingresar los datos correspondientes a parámetros de yacimiento, inicial en sitio a la presión de rocío para el método de Gus Alvarado, parámetros PVT, parámetros de producción y datos PVT con la diferencia que en la hoja “**Entrada de Datos Gas C-YNV**” se puede ingresar los datos de acuíferos para lograr el cálculo del influjo del agua acumulado en cada paso de presión. Ambas hojas presentan varios menús de opciones para elegir correlaciones y métodos logrando hallar los datos PVT que permiten calcular variables necesarias para la evaluación del método a seleccionar. En la Figuras 3.2 y 3.3 se muestran un esquema general de las hojas de “**Entrada de Datos Gas C-YV**” y “**Entrada de Datos Gas C-YNV**”, respectivamente.

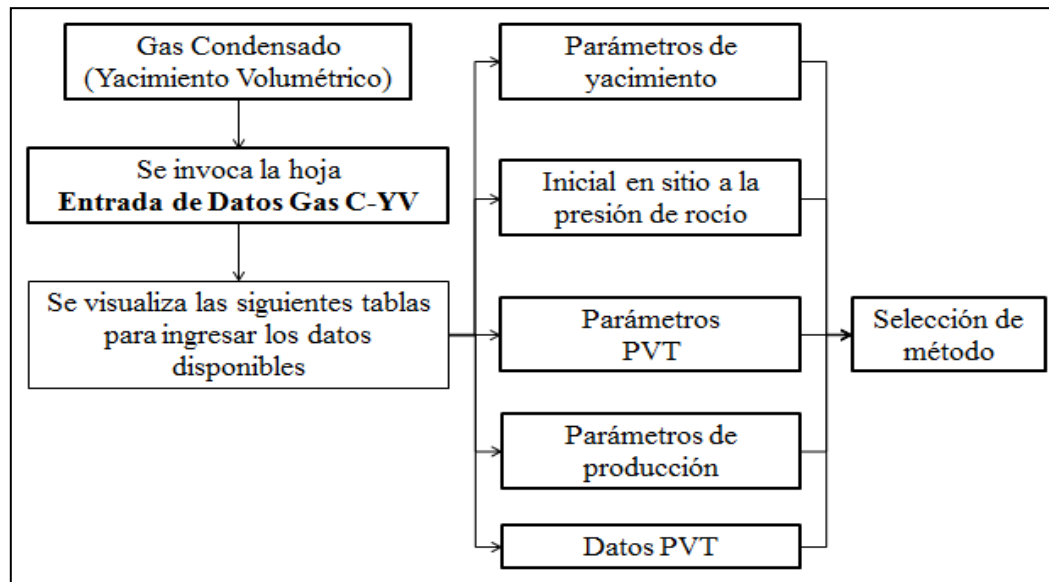


Figura 3.2. Diagrama general de la hoja de Entrada de Datos C-YV.

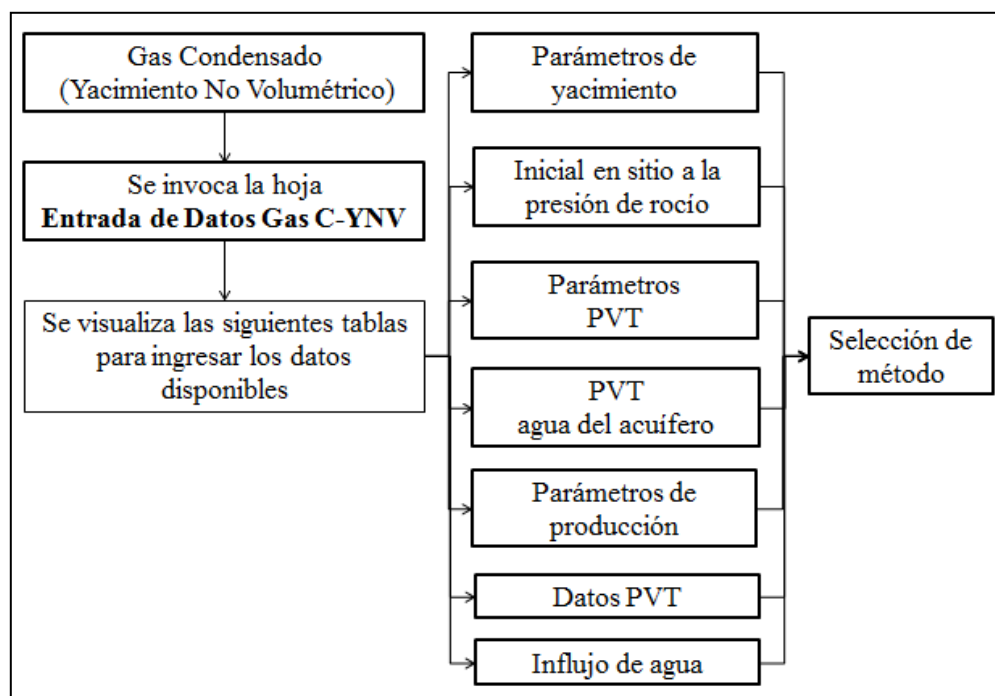


Figura 3.3. Diagrama general de la hoja de Entrada de Datos C-YNV.

3.4.1.2.1 Tabla “Parámetros de yacimiento”:

En la tabla “Parámetros de yacimiento” se solicitan los datos de entrada del yacimiento correspondientes a la presión inicial, la temperatura, la saturación de agua inicial, la compresibilidad de la formación, la compresibilidad del agua y la presión de rocío. Para yacimientos volumétricos y no volumétricos se requieren exactamente los mismos parámetros. En la Figura 3.4 se muestra un esquema de dicha tabla.

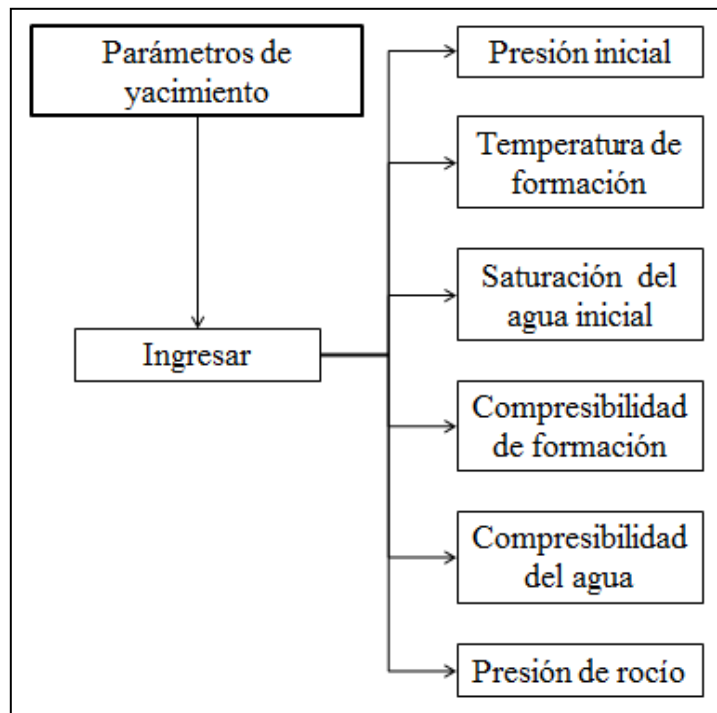


Figura 3.4. Esquema de tabla “Parámetros de yacimiento”.

3.4.1.2.2 Tabla “Inicial en sitio a la presión de rocío”

Unos de los métodos a seleccionar es el método Gus Alvarado, la cual requiere de unos datos iniciales en sitio a la presión de rocío correspondiente a fluidos producidos, remanente en fase de vapor, inicial en sitio a la presión de rocío, gas separado primario, gas separado secundario, gas separado terciario y gas producido, por ende se diseñó esta tabla para ingresar dichos datos y así poder evaluar dicho método al ser seleccionado. Para yacimientos volumétricos y no volumétricos se requieren exactamente los mismos datos. En la Figura 3.5 se muestra un esquema de la tabla mencionada.

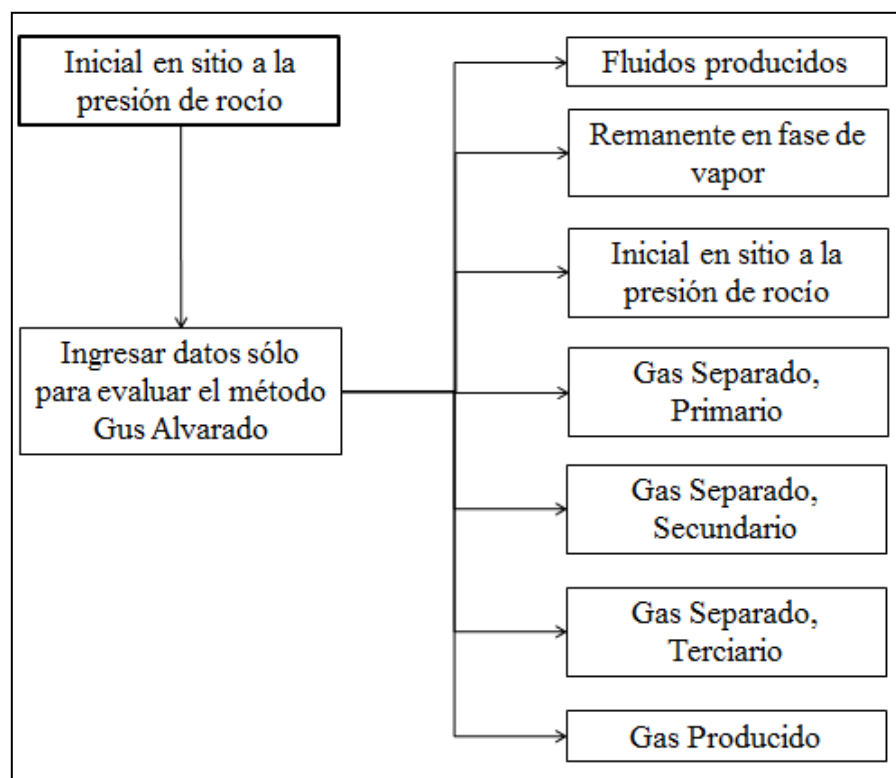


Figura 3.5. Tabla “Inicial en sitio a la presión de rocío”.

3.4.1.2.3 Tabla “Parámetros PVT”

El programa EBM-GAS solicita los datos de entrada referentes al factor de compresibilidad del gas y al factor de compresibilidad bifásico en función de la presión en la tabla “Datos PVT”, descrita más adelante. Aunque, si estos datos no se tienen disponibles, se pueden calcular ingresando en la tabla “Parámetros PVT”: la gravedad específica del gas, la gravedad específica del condensado, la relación gas condensado y °API. Para luego poder seleccionar en el menú de opciones las correlaciones y métodos propuestos por diferentes autores, así hallar las propiedades pseudocríticas, pseudoreducidas, factor de compresibilidad del gas y el factor de compresibilidad bifásico. También se determina la corrección, cuando el gas presenta

impurezas. Finalmente, se obtienen los parámetros requeridos para calcular el factor volumétrico del gas condensado y el factor volumétrico bifásico.

Para yacimientos volumétricos y no volumétricos se requieren exactamente los mismos parámetros. En las Figuras 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 se visualiza el esquema de la tabla “Parámetros PVT”; esquema del menú de opciones de “Correlaciones para propiedades pseudoreducidas”; esquema del menú de opciones de “Impurezas del gas” y el esquema del menú de opciones de “Métodos para calcular el factor de compresibilidad z ”, respectivamente.

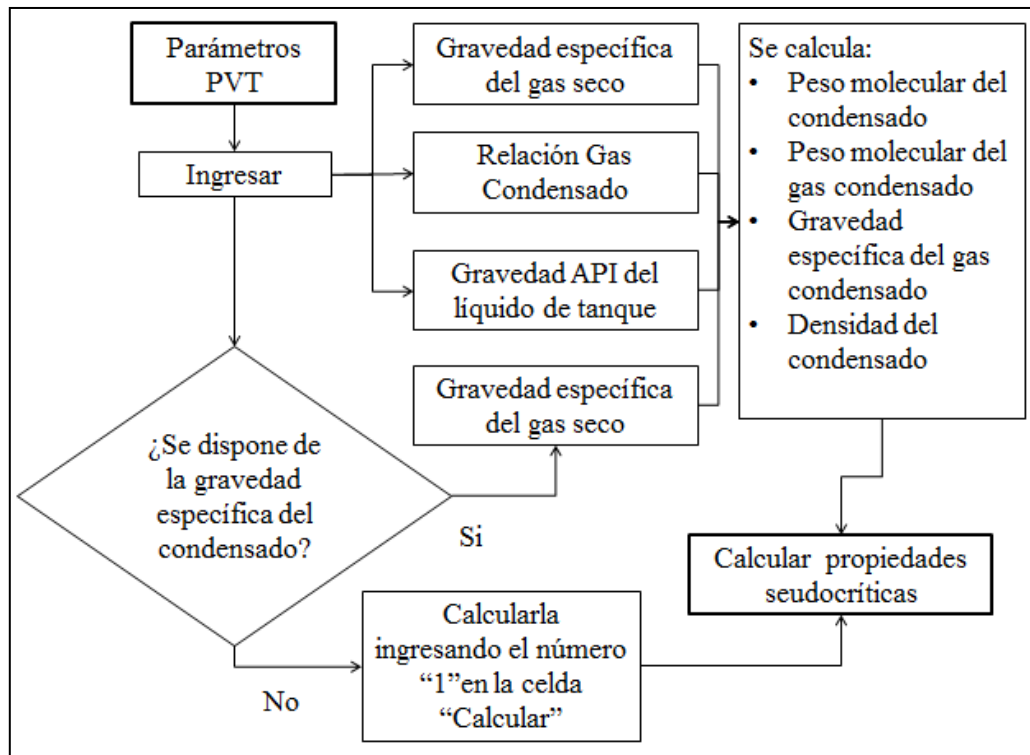


Figura 3.6. Esquema de la tabla “Parámetros PVT”.

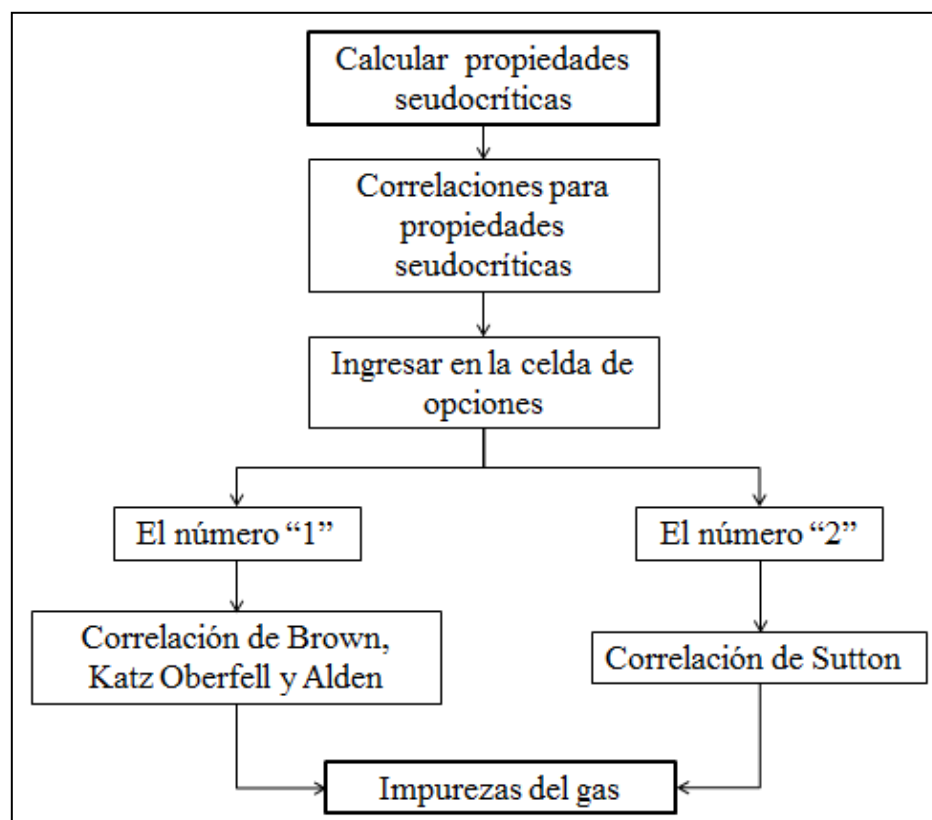


Figura 3.7. Esquema del menú de opciones de “Correlaciones para propiedades pseudoreducidas”.

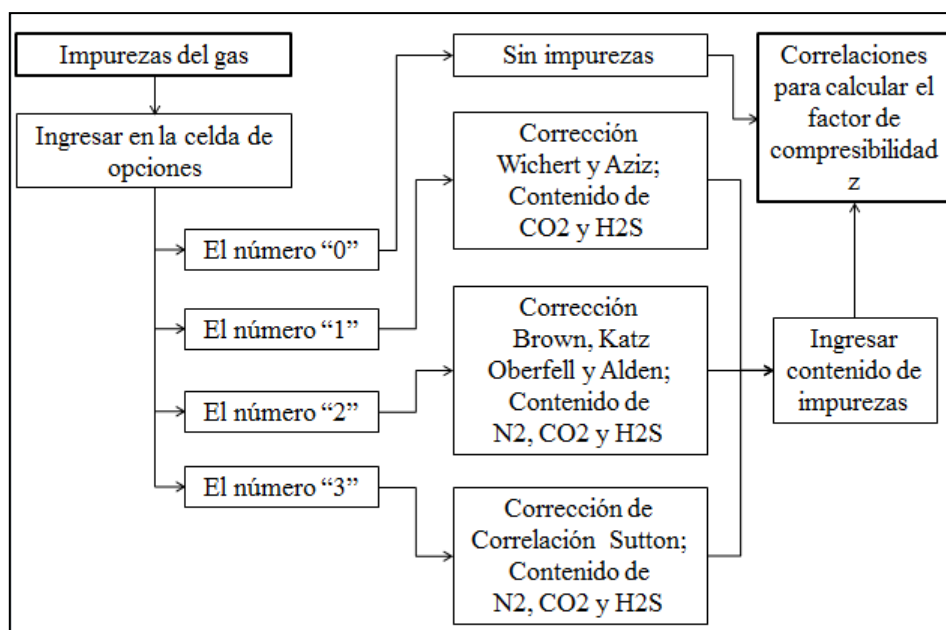


Figura 3.8. Esquema del menú de opciones de “Impurezas del gas”.

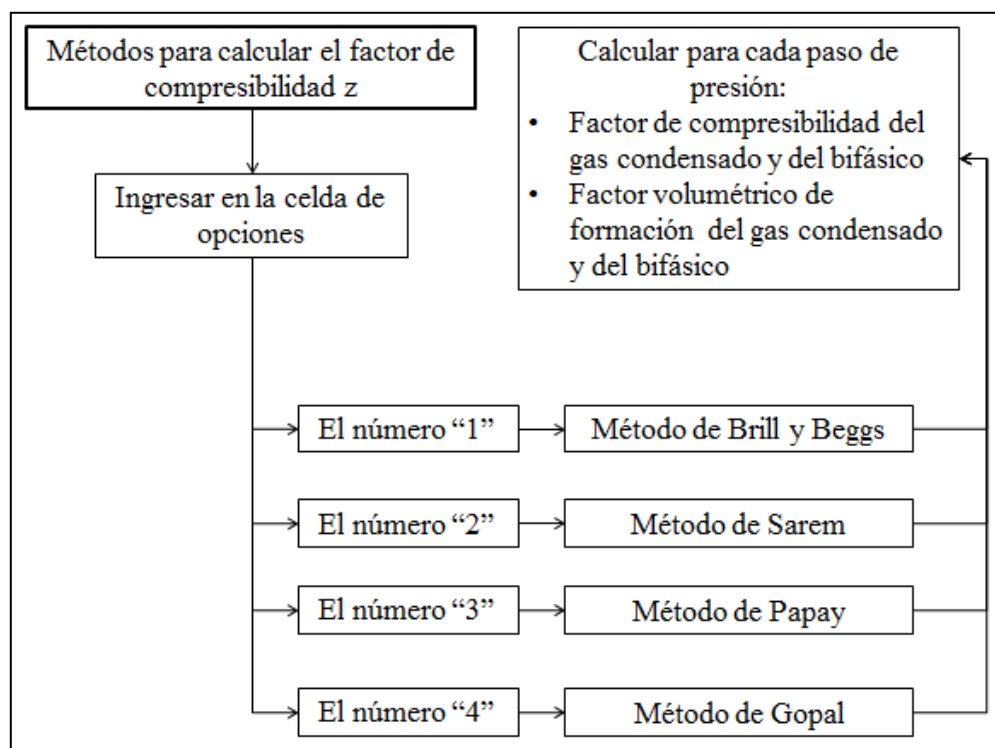


Figura 3.9. Esquema del menú de opciones de “Métodos para calcular el factor de compresibilidad z”.

3.4.1.2.4 Tabla “Parámetros de Producción”

Los datos de entrada que se ingresan en la tabla de “Parámetros de Producción” corresponden a la presión de agotamiento, al gas producido, al condensado y al agua producida. Para seleccionar el método de Gus Alvarado se debe ingresar para cada paso de presión los fluidos producidos, el remanente en fase de vapor y el remanente en fase líquida. Para yacimientos volumétricos y no volumétricos se requieren exactamente los mismos parámetros. En la Figura 3.10 se puede observar el diagrama de flujo para la tabla de “Parámetros de Producción”.

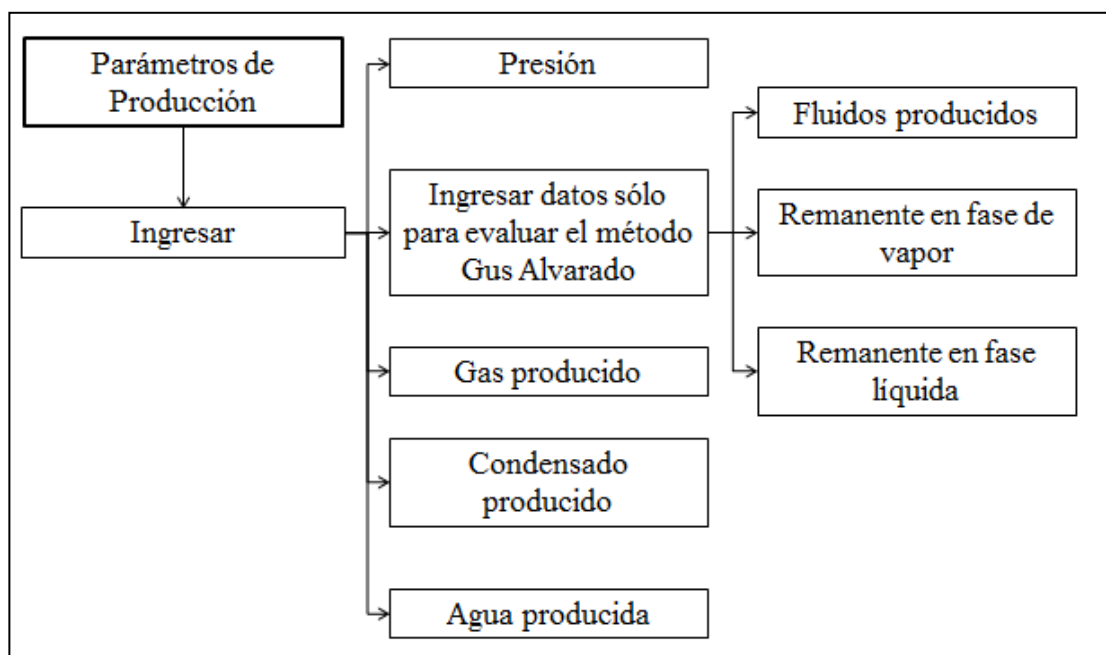


Figura 3.10. Diagrama de flujo para la tabla de “Parámetros de Producción”.

3.4.1.2.5 Tabla “Datos PVT”

En la tabla “Datos PVT” el programa solicita los datos de entrada referentes al factor de compresibilidad del gas y al factor de compresibilidad bifásico en función de la presión. Queda a criterio del usuario de ingresar los datos en dicha tabla y/o calcular los datos de PVT ingresando la gravedad específica. La tabla “Datos PVT” también solicita la fracción volumétrica del condensado retrógrado si se quiere evaluar el método Declinación de presión $F(P/z_{gc})$, el factor volumétrico del condensado si se quiere evaluar el método Gus Alvarado, el factor volumétrico de formación del líquido, Relación de gas/líquido disuelto y la Relación de líquido/gas disuelto para evaluar el método Towler. Para yacimientos volumétricos y no volumétricos se requieren exactamente los mismos parámetros. En la Figura 3.11 se puede observar el diagrama de flujo para la tabla “Datos PVT”.

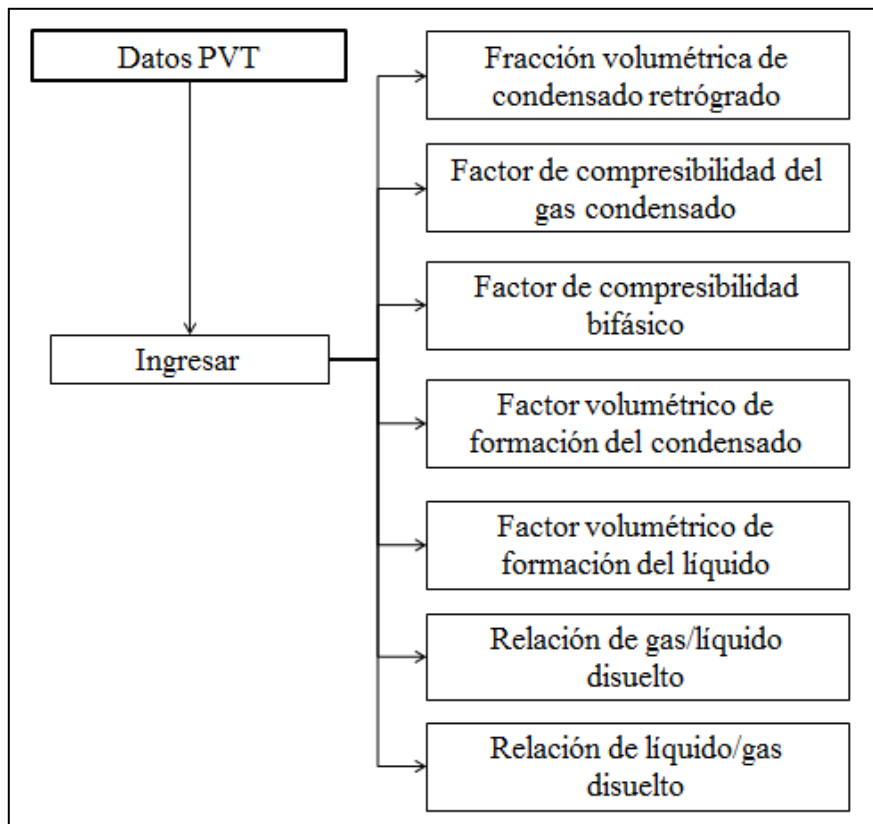


Figura 3.11 Diagrama de flujo de la tabla “Datos PVT”.

3.4.1.2.6 Tabla “PVT Agua del Acuífero”

La tabla “PVT Agua del Acuífero” sólo se ubica en la hoja “**Entrada de Datos Gas C-YNV**”, esto se debe a que los yacimientos no volumétricos presentan influjo del agua proveniente de un acuífero. El programa solicita el ingreso de influjo de agua por cada paso de presión en la tabla “Influjo de agua”, pero si no se posee se puede calcular ingresando en la presente tabla el factor volumétrico del agua, hay datas que sugieren el uso de un único valor, pero otras presentan diferentes valores por cada paso de presión, para optar por alguno de estos dos casos se muestra un menú de opciones.

Luego se requiere de un modelo del acuífero, Pote o Schilthuis, que se selecciona en el menú de opciones de “Modelos de acuíferos”.

En la tabla “Parámetros del acuífero” se ingresan los datos de ángulo de invasión, radio del yacimiento, radio del acuífero, porosidad del acuífero, espesor del acuífero, permeabilidad del acuífero y viscosidad del acuífero. En las Figuras 3.12, 3.13 y 3.14 se visualiza un diagrama de flujo de la tabla “PVT agua del acuífero”; el diagrama de flujo de “Modelos de acuíferos” y el de “Parámetros de acuíferos”, respectivamente.

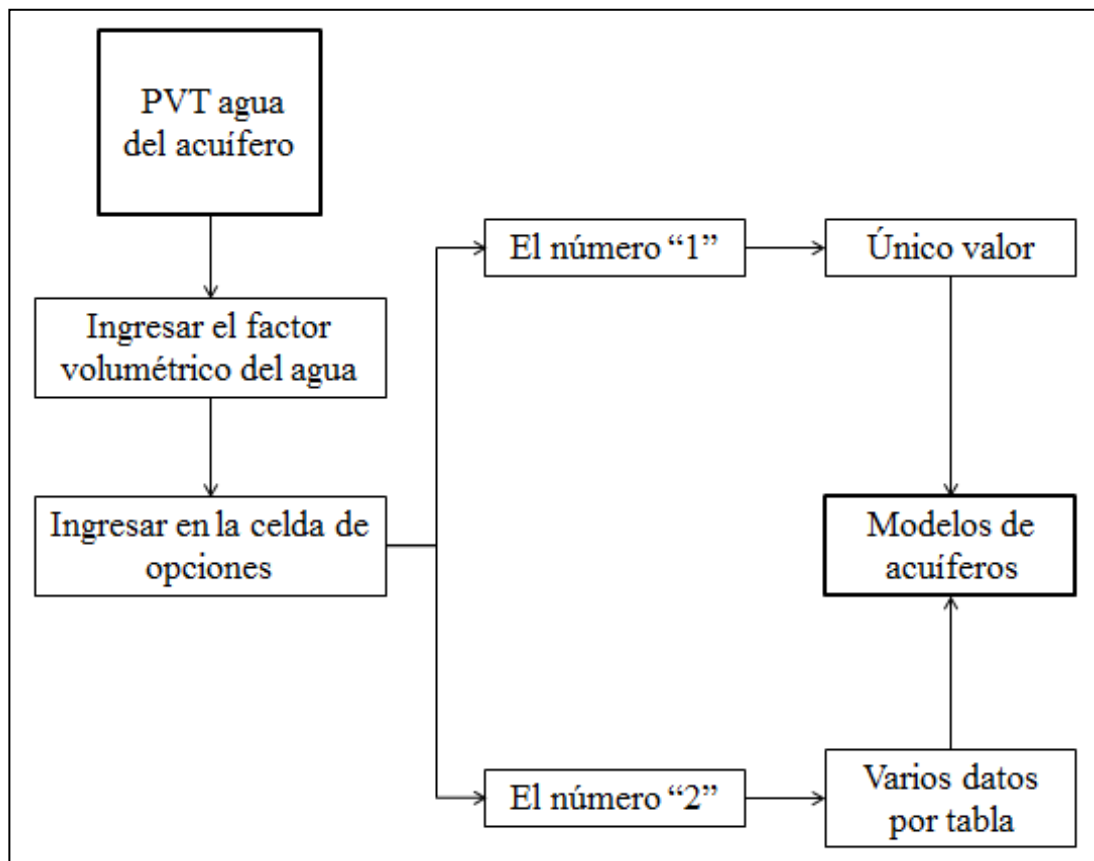


Figura 3.12. Diagrama de flujo tabla “PVT agua del acuífero”

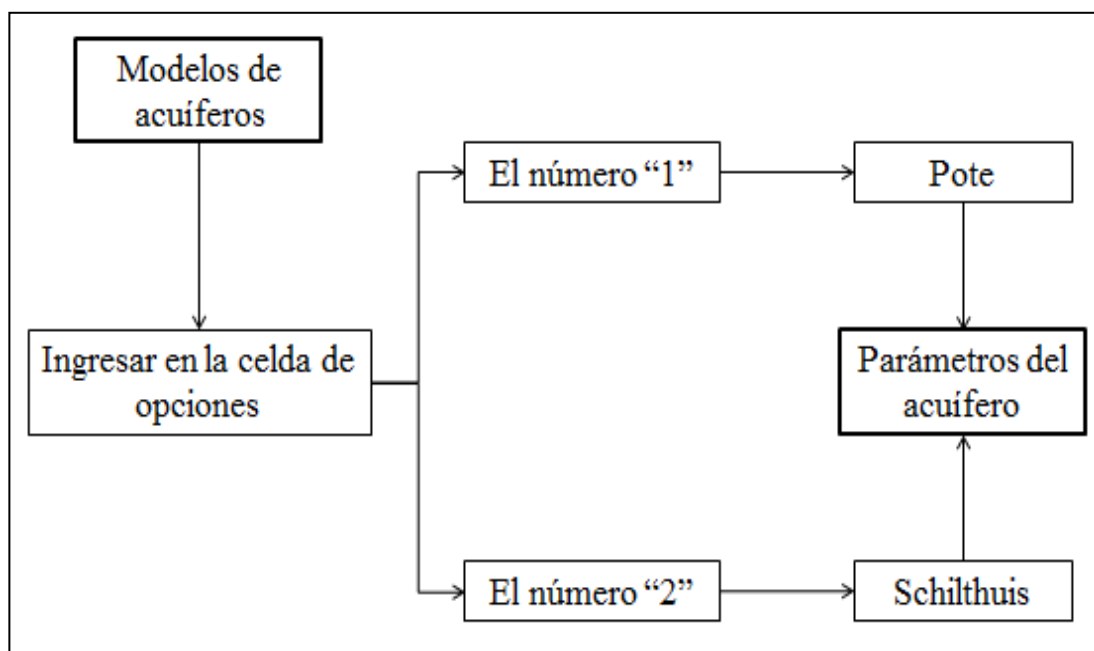


Figura 3.13 Diagrama de flujo menú de opciones “Modelos de acuíferos”

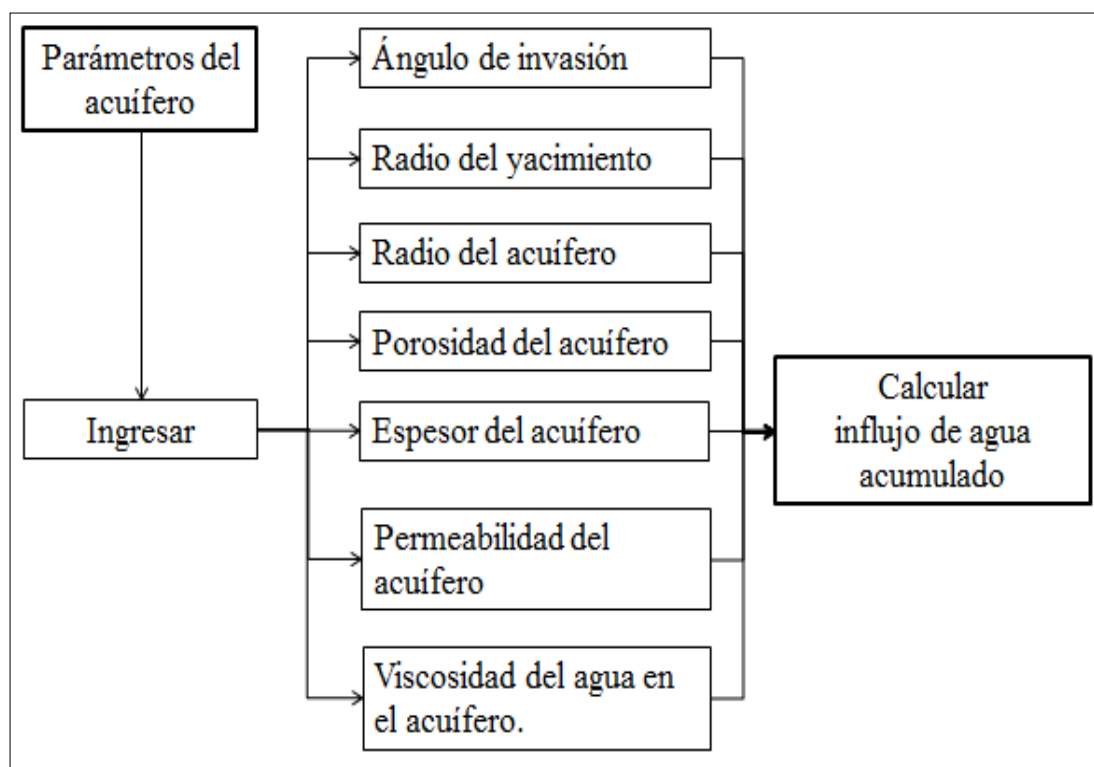


Figura 3.14 Diagrama de flujo tabla “Parámetros de acuífero”

3.4.1.2.7 Tabla “Selección de métodos”

Según el tipo de yacimiento previamente seleccionado, se corresponde a ingresar los datos de entradas en las tablas ya descritas anteriormente, así como seleccionar entre las diferentes opciones de correlaciones y métodos para hallar el cálculo de datos PVT tanto del gas condensado como del agua, así como la escogencia del modelo del acuífero más conveniente para hallar el influjo del agua, con el fin de seleccionar un método que se convenga a evaluar. En la hoja “**Entrada de Datos Gas C-YV**” se puede seleccionar los siguientes métodos Havlena y Odeh, Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, Declinación de Presión (P/z_{2f}) , Gus Alvarado (Expansión del gas) y Towler. En la hoja “**Entrada de Datos Gas C-YNV**” se puede seleccionar los siguientes métodos Havlena y Odeh I, Havlena y Odeh II, Towler, Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, Declinación de Presión (P/z_{2f}) , Gus Alvarado (Expansión del agua connata y de la roca) y Gus Alvarado (Empuje hidráulico). Dicha selección se muestra en las Figuras 3.15 y 3.16, respectivamente.

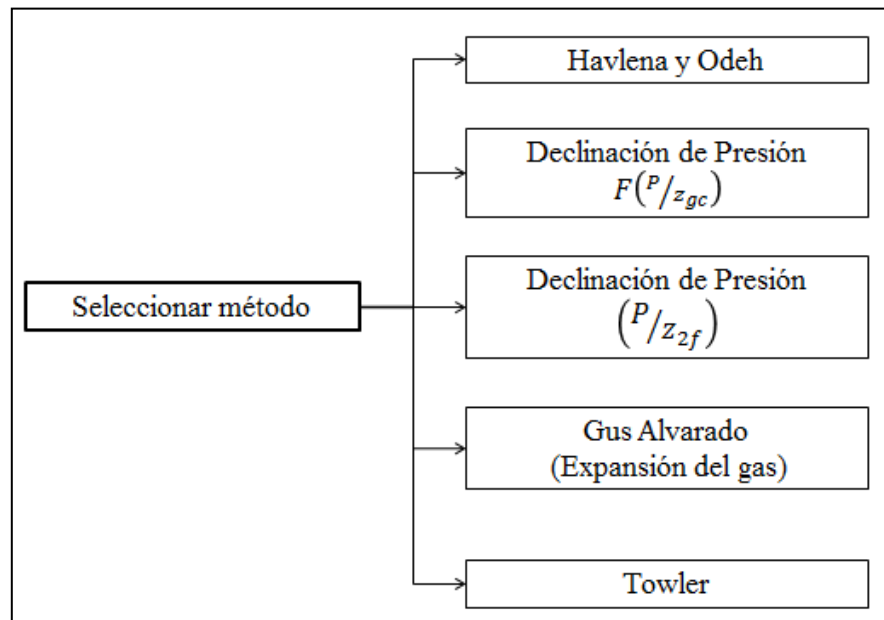


Figura 3.15. Diagrama de flujo “Selección de métodos para yacimientos volumétricos”

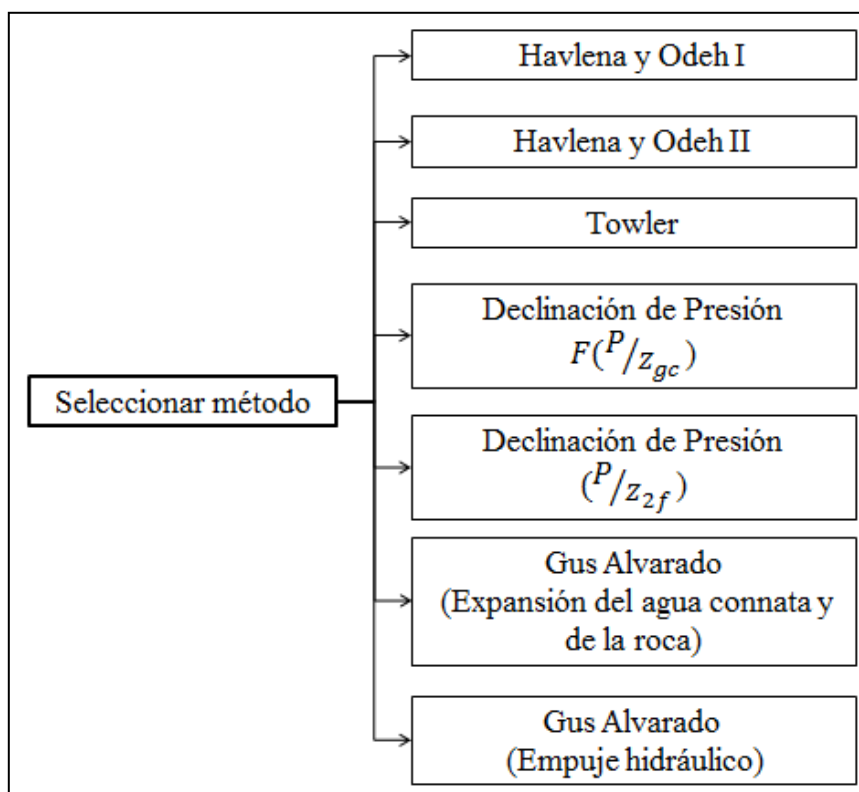


Figura 3.16. Diagrama de flujo “Selección de métodos para yacimientos no volumétricos”

3.4.1.2.8 Solución

Luego de elegir el método a evaluar según el tipo de yacimiento y desde el hipervínculo de cada método, se hace referencia a su respectiva hoja de solución. Es decir, para yacimientos volumétricos los hipervínculos [Havlena y Odeh](#), [Declinación de Presión \$F\(P/z_{gc}\)\$](#) , [Declinación de Presión \$\(P/z_{2f}\)\$](#) , [Gus Alvarado \(Expansión del gas\)](#) y [Towler](#), hacen referencias a las hojas de “**Solución Havlena y Odeh**”, “**Solución Pzgc**”, “**Solución Pz2f**”, “**Solución Gus Alvarado**” y “**Solución Towler**”, respectivamente. En la Figura 3.17 se visualiza el esquema “Enlaces de métodos de yacimientos volumétricos y sus respectivas hojas de solución”.

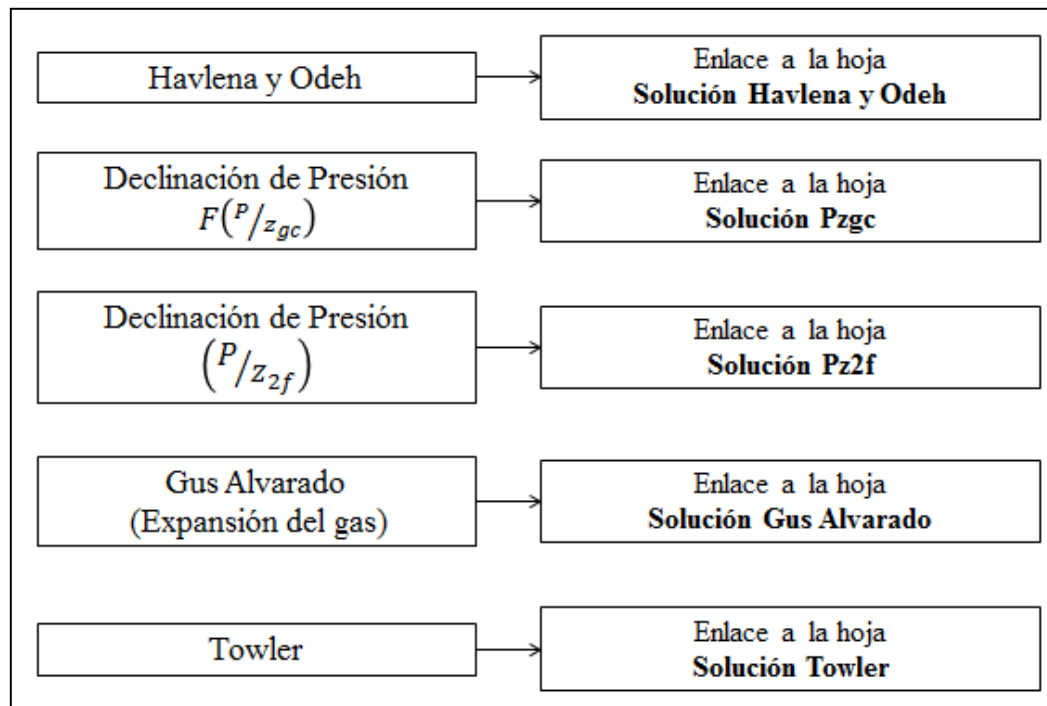


Figura 3.17. “Enlaces de métodos de yacimientos volumétricos a sus respectivas hojas de solución”.

Para yacimientos no volumétricos los hipervínculos [Havlena y Odeh I](#), [Havlena y Odeh II](#), [Declinación de Presión \$F\(P/z_{gc}\)\$](#) , [Declinación de Presión \$\(P/z_{2f}\)\$](#) , [Towler](#), [Gus Alvarado \(Expansión del agua connata y de la roca\)](#) y [Gus Alvarado \(Empuje hidráulico\)](#), hacen referencias a las hojas de “**Solución Havlena y Odeh I**”, “**Solución Havlena y Odeh II**”, “**Solución de Pzgc**”, “**Solución de Pz2f**”, “**Solución Towler-Acuífero**”, “**Solución Gus Alvarado-AR**” y “**Solución Gus Alvarado-EH**”, respectivamente. En la Figura 3.18 se visualiza el esquema “Enlaces de métodos de yacimientos no volumétricos y sus respectivas hojas de solución”.

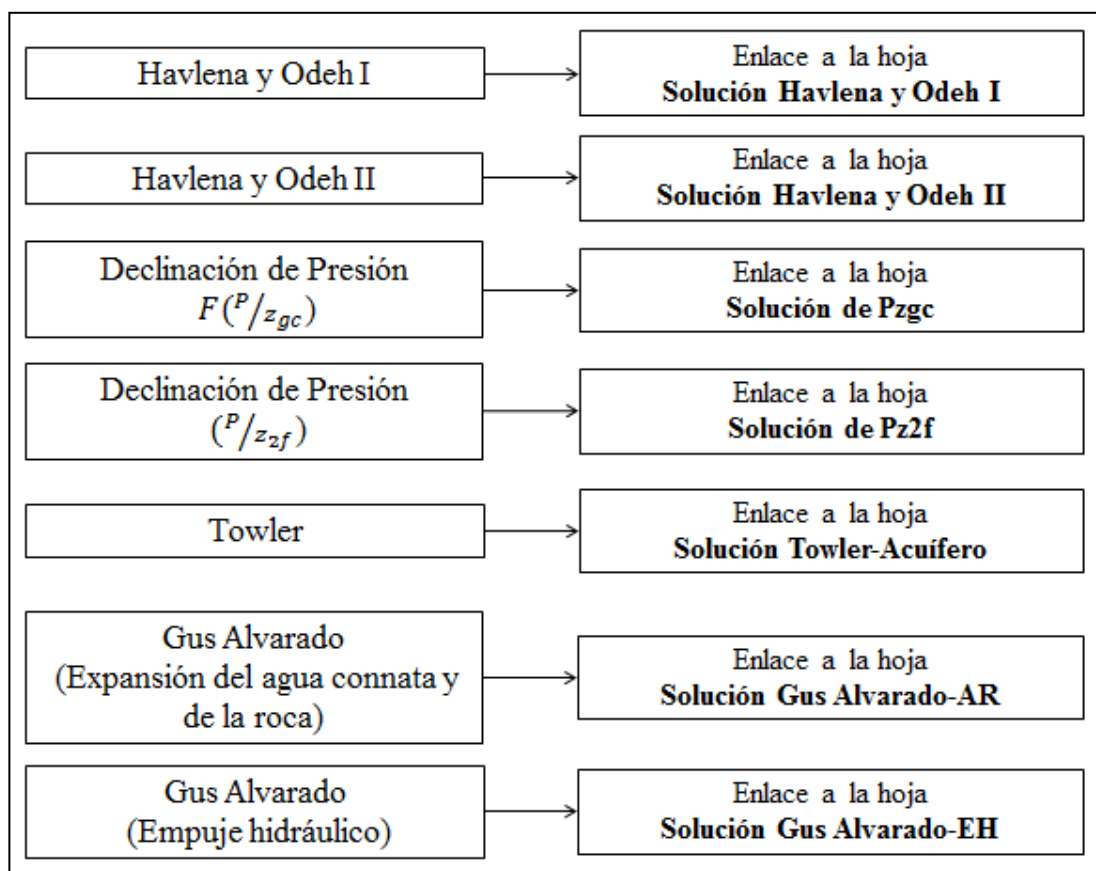


Figura 3.18. “Enlaces de métodos de yacimientos no volumétricos a sus respectivas hojas de solución”

En las hojas de solución de los métodos seleccionados se visualiza una matriz de datos obtenidos con sus respectivos gráficos. Así como mostrar simultáneamente las reservas de gas condensado original en sitio, GCOES, condensado original en sitio, COES, y gas original en sitio, GOES. En las Figuras 3.19 y 3.20 se visualiza el diagrama de solución de los yacimientos volumétricos y no volumétricos, respectivamente.

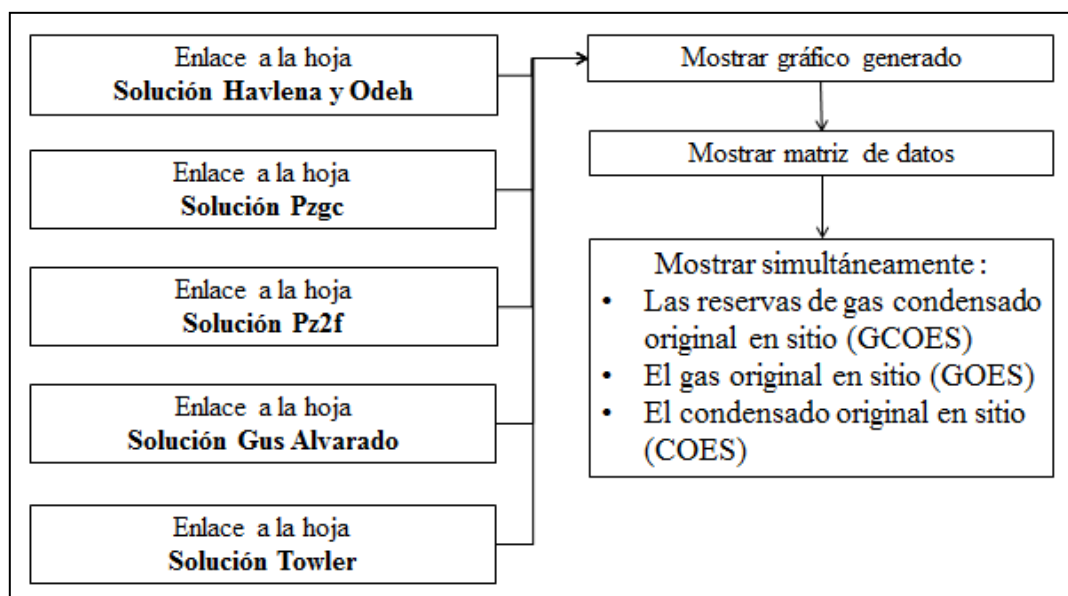


Figura 3.19. “Enlaces de métodos de yacimientos volumétricos a sus respectivas hojas de solución”

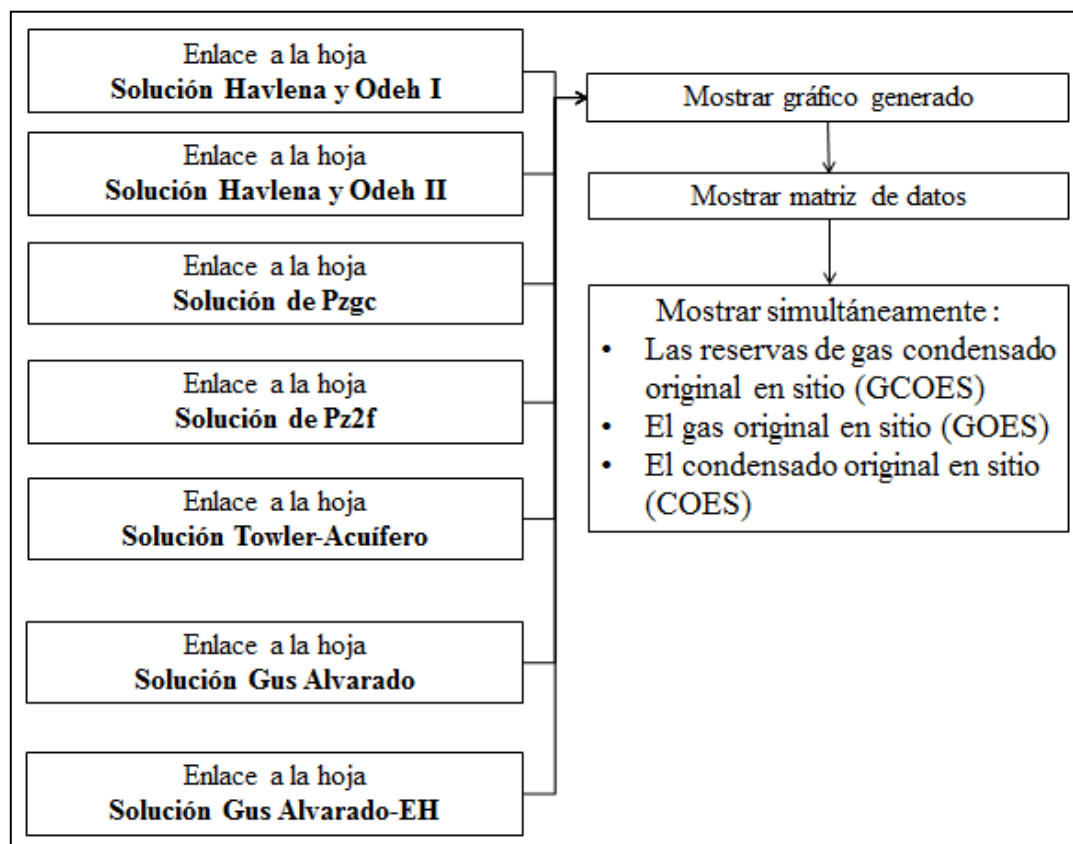


Figura 3.20. “Enlaces de métodos de yacimientos no volumétricos a sus respectivas hojas de solución”

3.4.2 Codificación de los diagramas de flujos desarrollados

Para codificar los diagramas de flujos desarrollados y mostrados en la sección anterior, se tuvo que diseñar una estructura de tablas y pasos en varias hojas de cálculos, una principal identificada como EBM-GAS, donde se selecciona el tipo de yacimiento de gas condensado, dos hojas de entradas de datos identificadas como **“Entrada de Datos Gas C-YV** y **“Entrada de Datos Gas C-YNV”**, 12 hojas de solución, 5 de los métodos de yacimientos volumétricos identificadas como **“Solución Havlena y Odeh”**, **“Solución Pzgc”**, **“Solución Pz2f”**, **“Solución Gus Alvarado”** y **“Solución Towler”** y 7 de los métodos de yacimientos no volumétricos identificadas como **“Solución Havlena y Odeh I”**, **“Solución Havlena y Odeh II”**, **“Solución de Pzgc”**, **“Solución de Pz2f”**, **“Solución Towler-Acuífero”**, **“Solución Gus Alvarado-AR”** y **“Solución Gus Alvarado-EH”**; dos hojas donde se realizaron los cálculos utilizando las respectivas fórmulas y funciones (matemáticas, estadísticas y lógicas) de las correlaciones y método seleccionados, tales hojas son identificadas como **“Gas Condensado –YV”** y **“Gas Condensado –YNV”**, éstas son ocultas y bloqueadas para que el usuario no manipule ni modifique algún cálculo. Claro está, si se requiere incluir más métodos a evaluar en el presente programa, se dispondrá de la contraseña para acceder a las hojas de cálculos y celdas bloqueadas, para así realizar la modificación deseada sin alterar los cálculos existentes. En el Apéndice F se muestra el código de las principales celdas con las fórmulas o funciones programadas.

3.5 RECOPIACIÓN DE LA DATA REAL Y VALIDACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DISEÑADA:

Para estudiar los yacimientos de gas condensado, se requiere hallar una data real de varios casos particulares de estudio de dichos yacimientos, que presenten las condiciones apropiadas para validar la eficiencia del programa computacional

diseñado y así optimizar los cálculos generados de los métodos programados. Dicha data se muestra en el análisis de resultados.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se detalla la estructura y se visualiza el diseño del programa denominado EBM-GAS, describiendo cada uno de los módulos y funciones, evaluando su eficiencia comparando los resultados obtenidos con la data real de varios tipos de yacimientos de condensado, en sus diferentes casos volumétrico, no volumétrico y condensado retrógrado, mediante la ejecución del programa.

4.1 PROGRAMA EBM-GAS

El programa EBM-GAS es una herramienta computacional empleada en Microsoft Excel (aplicación distribuida por Microsoft Office para hojas de cálculo). Microsoft Office no posee una Licencia libre pero se adapta al Sistema Operativo de Windows y millones personas lo utilizan, siendo el software número uno en ventas en Estados Unidos ^[47].

Se decidió usar esta aplicación por lo práctico que resulta definir la apariencia de atributos y celdas, elaborar tablas y formatos que incluyen cálculos matemáticos mediante fórmulas y funciones pre-configuradas, gestionar una gran cantidad de datos, generando gráficas permitiendo al usuario evaluar los diferentes métodos de Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas condensado en sus diferentes casos volumétrico, no volumétrico, presión anormal y condensado retrógrado, estudiadas en el Capítulo II, con el fin de estimar simultáneamente tanto las reservas de gas condensado original en sitio (GCOES), el gas original en sitio (GOES) y el condensado original en sitio (COES), según sea el caso.

Cada método genera los resultados, para luego ingresar los datos de entradas según los parámetros habilitados en los módulos de yacimiento, producción y PVT, generando los datos de PVT cuando no se encuentran disponibles y los gráficos dinámicos con sus regresiones lineales del método seleccionado, obteniendo finalmente las reservas, el cálculo del factor de recobro para una presión de abandono dada.

El programa desarrollado presenta los siguientes módulos descritos a continuación:

4.1.2. Descripción de la Hoja de Cálculo

La hoja de cálculo, denominada EBM-GAS, está conformada a su vez por varias hojas, las cuales están intrínsecamente relacionadas y lógicamente ordenadas para llevar a cabo de una forma eficiente todas las operaciones requeridas.

En la hoja **EBM-GAS** es donde se elige el tipo de yacimiento con que se desea trabajar. En dicha hoja se le pide al usuario “**Seleccionar tipo de yacimiento**”, a través de los hipervínculos el usuario tiene la opción de escoger entre “[Gas Condensado \(Yacimiento Volumétrico\)](#)” o “[Gas Condensado \(Yacimiento No Volumétrico\)](#)” haciendo enlace con la hoja de entrada de datos para cada caso, **Entrada de Datos Gas C-YV** o **Entrada de Datos Gas C-YNV**.

En las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se muestran el diseño de la pantalla de las hojas de cálculo **EBM-GAS**, **Entrada de Datos Gas C-YV** y **Entrada de Datos Gas C-YNV**, respectivamente.

[illegible]

219

Figura 4.2 Diseño de la hoja de “Entrada de Datos Gas C-YV”

[illegible]

Figura 4.3 Diseño de la hoja de “Entrada de Datos Gas C-YNV”

En las hojas **Entrada de Datos Gas C-YV** y **Entrada de Datos Gas C-YNV**, se ingresan los datos disponibles en las casillas de Parámetros de yacimiento, Inicial en sitio a la presión de rocío, Parámetros PVT, Impurezas de gas, Parámetros de producción, Datos PVT, Parámetros de acuíferos, según el tipo de yacimiento seleccionado por el usuario, luego selecciona el método deseado invocando la hoja de solución.

Si en la hoja de EBM-GAS se seleccionó “[Gas Condensado \(Yacimiento Volumétrico\)](#)”, se invoca la hoja de **Entrada de Datos Gas C-YV**, donde se ingresan los datos de **Parámetros de yacimientos** y se puede optar por calcular la Presión de Rocío, Proc [lpca] ingresando el número “1” en la celda de opciones si no se dispone del mismo. En la Tabla 4.1 se muestra la tabla de Parámetros de yacimientos.

Si el usuario desea seleccionar el método Gus Alvarado, debe ingresar como dato de entrada los parámetros que se requieren en la tabla “**Inicial en sitio a la presión de rocío**”. En la Tabla 4.2 se muestra dicha tabla.

Para calcular el Factor de Compresibilidad del gas condensado, z_{gc} , y el Factor de Compresibilidad bifásico, z_{2f} , para cada paso de presión, se requiere ingresar la gravedad específica del gas y del condensado, así como otros datos PVT que se visualizan en la Tabla 4.3. La gravedad específica del condensado se puede calcular ingresando el número “1” en la celda de opciones si no se dispone del mismo

Tabla 4.1. Tabla de datos de entrada “Parámetros de yacimiento”

Parámetros de yacimiento			
Presión inicial, lpc	Pi		
Temperatura de formación, [°F]	Tf		
Saturación del agua inicial, [Porcentaje]	Swi		
Compresibilidad de formación, $\cdot 10^{-6}$ [1/lpc]	Cf		
Compresibilidad del agua, $\cdot 10^{-6}$ [1/lpc]	Cw		
Presión de rocío, lpca	Proc		Calcular =1

Tabla 4.2. Tabla de datos de entrada “Inicial en sitio a la presión de rocío”
para el uso del método Gus Alvarado

Inicial en sitio a la presión de rocío		
Fluidos producidos, [MPCN]	Gwi	
Remanente en fase de vapor, [MBN]	(Nc)fvi	
Gas Separado Primario, [MPCN]	GpI	
Gas Separado Secundario, [MPCN]	GpII	
Gas Separado Terciario, [MPCN]	GpIII	
Gas Producido, [MPCN]	Gi	

Tabla 4.3. Tabla de ingreso de “Parámetros PVT”

Parámetros PVT			
Gravedad específica del gas, [Adimensional]	γ_g		
Gravedad específica del condensado, [Adimensional]	γ_c		Calcular =1
Relación Gas Condensado [PCN/BN]	RGC		
Gravedad API del líquido de tanque	°API		

Al ingresar los parámetros PVT, se elige la correlación conveniente para calcular las propiedades pseudocríticas. En la Tabla 4.4 se puede observar un menú de correlaciones, indicando ingresar el número “1” en la celda de opciones, para elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden o el número “2”, para elegir la Correlación de Sutton. En caso de impureza en el gas, se presenta un menú de correcciones según el tipo de impureza, en la celda de opciones se ingresa el número: “1” si se elige la Corrección de Wichert y Aziz, cuando el gas contiene CO_2 y H_2S .

“2” si se elige la Corrección de Brown, Katz Oberfell y Alden, cuando el gas contiene N_2 , CO_2 y H_2S .

“3” si se elige la Corrección de Sutton, cuando el gas contiene N_2 , CO_2 y H_2S .

“0” si el gas no contiene impureza.

Luego se visualiza un menú de métodos para calcular el factor volumétrico del gas condensado. En la celda de opciones de ingresa el número:

“1” si se elige el Método de Brill y Beggs.

“2” si se elige el Método de Sarem.

“3” si se elige el Método de Papay.

“4” si se elige el Método de Gopal.

Tabla 4.4. Menú de opciones para calcular las propiedades pseudocríticas, corregir las impurezas del gas y hallar el factor de compresibilidad del gas condensado.

Correlaciones para propiedades pseudocríticas	Opciones	
Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden	1	1
Correlación de Sutton	2	
Impurezas del Gas	Opciones	
Sin impurezas	0	0
Correcciones Wichert y Aziz del gas; Con contenido de CO2 y H2S	1	
Correcciones Brown, Katz Oberfell y Alden; Con contenido de N2, CO2 y H2S	2	
Correcciones Correlación Sutton; Con contenido de N2, CO2 y H2S	3	
Porcentaje de contenido de CO2	%CO2	
Porcentaje de contenido de H2S	%H2S	
Porcentaje de contenido de N2	%N2	
Correlaciones para Factor de Compresibilidad z	Opciones	
Método de Brill y Beggs	1	1
Método de Sarem	2	
Método de Papay	3	
Método de Gopal	4	

Para ingresar los parámetros de producción, se incluye una tabla de entrada de datos por cada paso de presión. En la Tabla 4.5 se visualiza dicha tabla. Las variables G_{wp} ,

$(Nc)_{fv}$ y $(Nc)_{fl}$ están habilitadas para sólo ser utilizadas para el método Gus Alvarado.

Tabla 4.5. Tabla de entrada de datos para ingresar los “Parámetros de producción”.

Parámetros de producción						
Para el método Gus Alvarado						
P, lpc	Gwp [MMPCN]	(Nc)fv [MBN]	(Nc)fl [MBN]	Gp, [MMPCN]	Np [MBN]	Wp [MBN]

Para generar los datos de PVT se incluye una tabla de entrada de datos por cada paso de presión. En la Tabla 4.6 se puede observar que las variable β_c es utilizada sólo para el método Gus Alvarado y las variables β_o , Rs y Rv sólo son utilizadas para el método Towler.

Tabla 4.6. Tabla generada para ingresar “Datos PVT”

Datos de PVT							
Sólo para el método F(P/zgc)			Por correlaciones	Sólo para el método Gus Alvarado	Sólo para el método Towler		
Vc [Fracción]	zgc	z2f	zgc	β_c [BY/BN]	β_o [BY/BN]	Rs [PCN/BN]	Rv [BN/PCN]

Luego, se elige el método que se desea evaluar. En la Tabla 4.7 se visualiza el menú de opciones para elegir el método que se desea evaluar.

Tabla 4.7. Menú de selección de métodos de yacimientos de gas condensado volumétricos.

Selección de Método
Havlena y Odeh
Declinación de presión F(P/zgc)
Declinación de presión (P/z2f)
Gus Alvarado
Towler

Finalmente, al elegir un método a través del hipervínculo se invoca la solución del método seleccionado.

Si en la hoja de EBM-GAS se seleccionó “[Gas Condensado \(Yacimiento No Volumétrico\)](#)”, se invoca la hoja de **Entrada de Datos Gas C-YNV**, donde se visualiza las mismas tablas ya mencionadas con la diferencia que se incluye la tabla de “PVT Agua del Acuífero”, donde se podrá calcular el Influjo del agua a partir de los datos de entradas que se solicitan en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. “PVT Agua del Acuífero”

PVT Agua del acuífero			
Factor volumétrico del agua [BY/BN]		β_w	1
		Opciones	
Único valor		1	2
Varios datos por tabla		2	
Modelos de Acuíferos			
Pote		1	3
Schilthuis		2	
Por tabla		3	
Parámetros del Acuífero			
Ángulo de Invasión , °	θ		
Radio del yacimiento, pies	r_y		
Radio del acuífero, pies	r_a		
Porosidad del acuífero, fracción	ϕ		
Espesor del acuífero, pies	h		
Permeabilidad del acuífero, md	k		
Viscosidad del agua en el acuífero, cp	μ_w		

Luego, se elige el método que se desea evaluar. En la Tabla 4.9 se visualiza el menú de opciones para elegir el método que se desea evaluar.

Tabla 4.9. Menú de selección de métodos de yacimientos de gas condensado volumétricos.

Selección de Método
Havlenay Odeh I
Havlenay Odeh II
Declinación de presión $F(P/z_{cg})$
Declinación de presión (P/z_{2f})
Gus Alvarado (Empuje hidráulico)
Gus Alvarado (Expansión del agua connata y de la roca)
Towler

Finalmente, al elegir un método a través del hipervínculo se invoca la solución del método seleccionado. En la Figura 4.4 se muestra la hoja “Solución Havlena y Odeh”. Donde se puede observar el gráfico generado a partir de la matriz de solución de datos, así como las reservas de gas condensado original en sitio, GCOES, condensado original en sitio, COES, y gas original en sitio, GOES.

4.2 RESULTADOS OBTENIDOS

Luego de desarrollar la herramienta computacional y para finalmente llevar a cabo los objetivos establecidos, se procedió a aplicar con información real, proveniente de reportes de PVT de laboratorio para yacimientos de gas condensado, en sus diferentes casos volumétrico, no volumétrico y condensado retrógrado; con el fin de ejecutar el programa EBM-GAS y poder verificar los valores arrojados comparados con los datos de reservas de gas condensado original en sitio (GCOES), el gas original en sitio (GOES) y el condensado original en sitio (COES), según sea el caso. Detallando los datos de entrada empleados, los valores de los parámetros calculados y gráficos contruidos.

4.2.2. Ejemplos de Yacimientos de Gas Condensado

4.2.1.3 Ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado Volumétrico

Ejemplo 1. Las tablas 4.10, 4.11 y 4.12 corresponden a los datos de entrada de las tablas de yacimiento, acuífero, producción y PVT, respectivamente. Estos datos pertenecen a un estudio de un yacimiento modelo de gas condensado. Estos datos son proporcionados por Rojas ^[6].

Tabla 4.10. Datos de entrada de parámetros de yacimientos.

Datos de entrada	
P_i (lpca)	5500
T(°F)	315
S_{wi} (fracción)	0,18
ϕ (fracción)	0,13
Área (acres)	2790
Espesor	18

Tabla 4.11. Datos de entrada de producción.

Datos de entrada			
P (lpc)	G_p (MMPCN)	N_p (MBN)	W_p (MBN)
5500	0	0	0
5150	1690,8	400	7,1
4450	5032,4	1251,7	19,1
3500	8542,4	2436,3	34,7
3050	11929,8	3329,7	49,0
3025	15795,1	4091,8	86,0

Tabla 4.12. Datos de entrada de PVT.

Datos de entrada			
γ_g (aire=1)		0,815	
γ_c (aire=1)		0,82	
P_{rocio} (lpc)		4230	
$^{\circ}API$		41,1	
$RGC \left(\frac{PCN}{BN} \right)$		4546	
P (lpc)	z_{gc}	z_{2f}	V_c (%)
5500	1,091	-	-
5150	1,051	-	-
4450	0,972	-	-
4230	0,940	-	-
3500	0,890	0,879	13,2
3050	0,865	0,851	16,1
3025	0,864	0,850	16,2

Se dispone de los métodos Havlena y Odeh, Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ y Declinación de presión (P/z_{2f}) para realizar los cálculos. Mediante dichos métodos se

obtienen los siguientes resultados tomando en cuenta las diferentes correlaciones a partir de los parámetros PVT y del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico ya disponibles

En la Figura 4.5 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh eligiendo la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.13 se muestra las características de las rectas obtenidas.

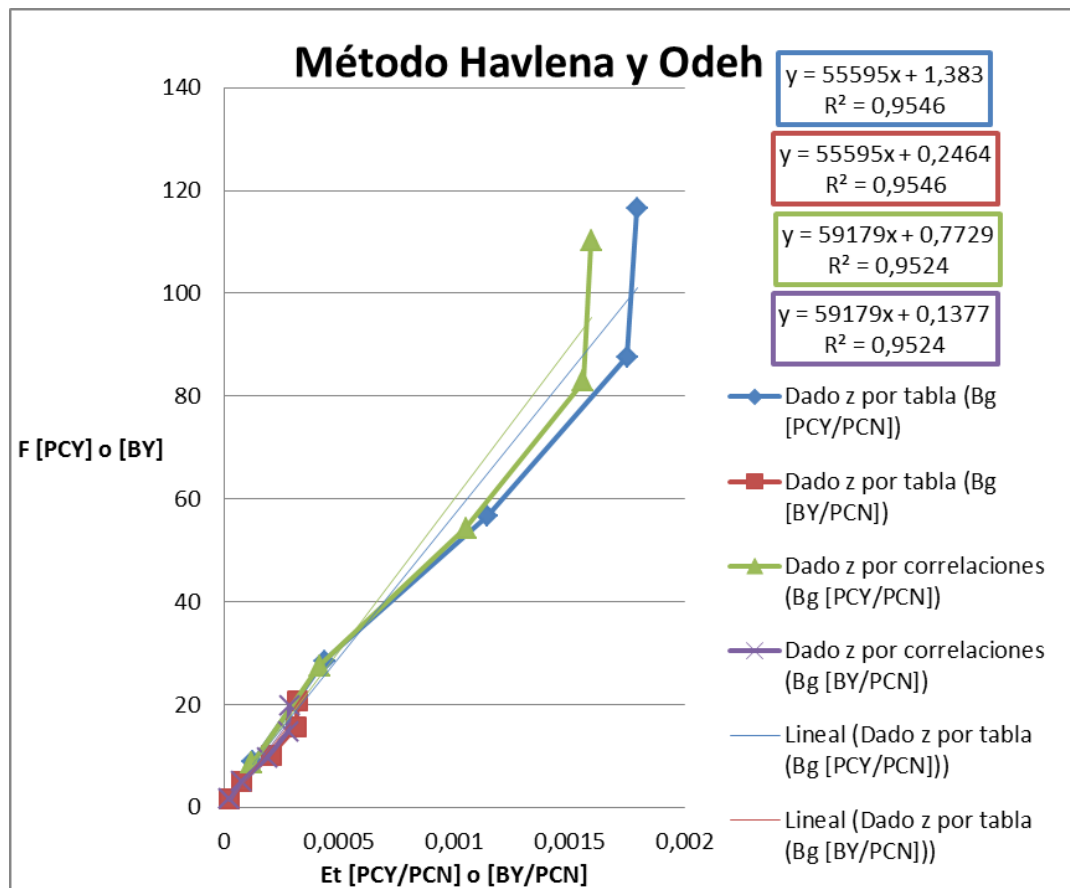


Figura 4.5. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh eligiendo la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs

Tabla 4.13. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 59179E_t + 0,7729$
Coeficiente de la Correlación	0,9524
GCOES	59179 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 59179E_t + 0,1377$
Coeficiente de la Correlación	0,9524
GCOES	59179 [MMPCN]

En la Tabla 4.14 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC

y °API), para hallar para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

Tabla 4.14. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh eligiendo la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
59179	51977	11,43
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
59179	51977	11,43

En la Figura 4.6 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.15 se muestra las características de las rectas obtenidas.

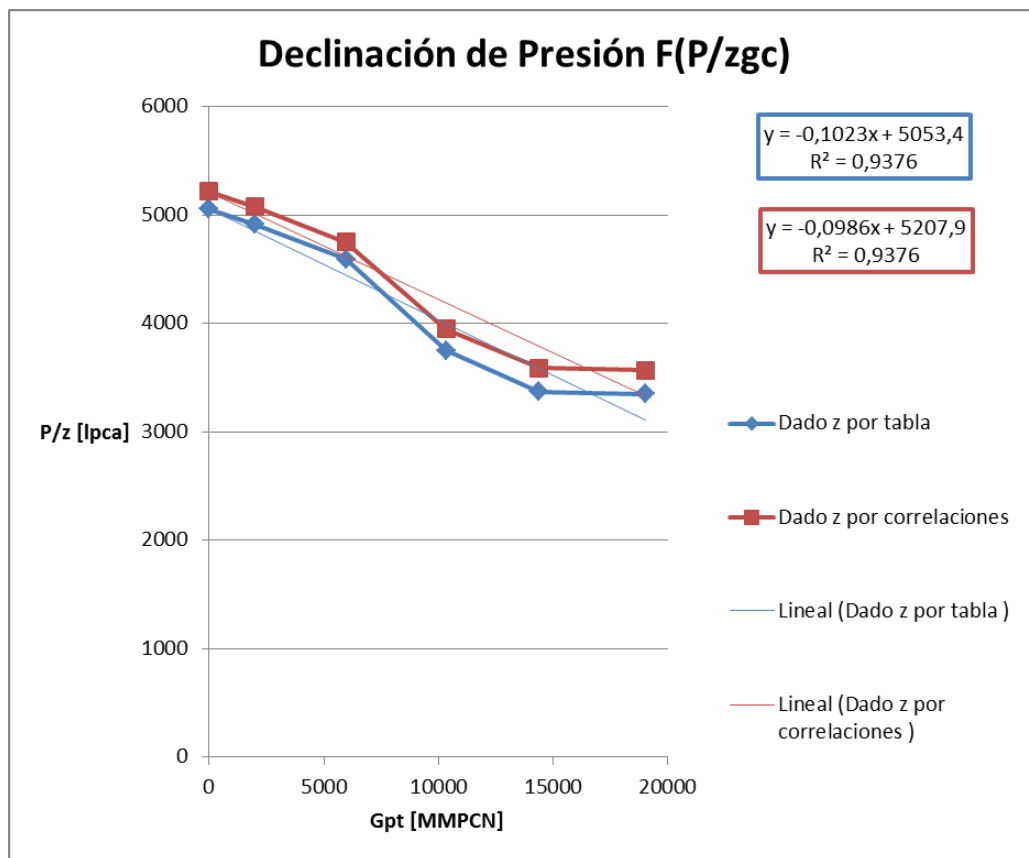


Figura 4.6. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/zgc) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs

En la Tabla 4.16 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

Tabla 4.15. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/zgc).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,0986G_{pt} + 5207,9$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	52818 [MMPCN]

Tabla 4.16. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/zgc) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
52825	46397	10,21

En la Figura 4.7 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.17 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.18 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

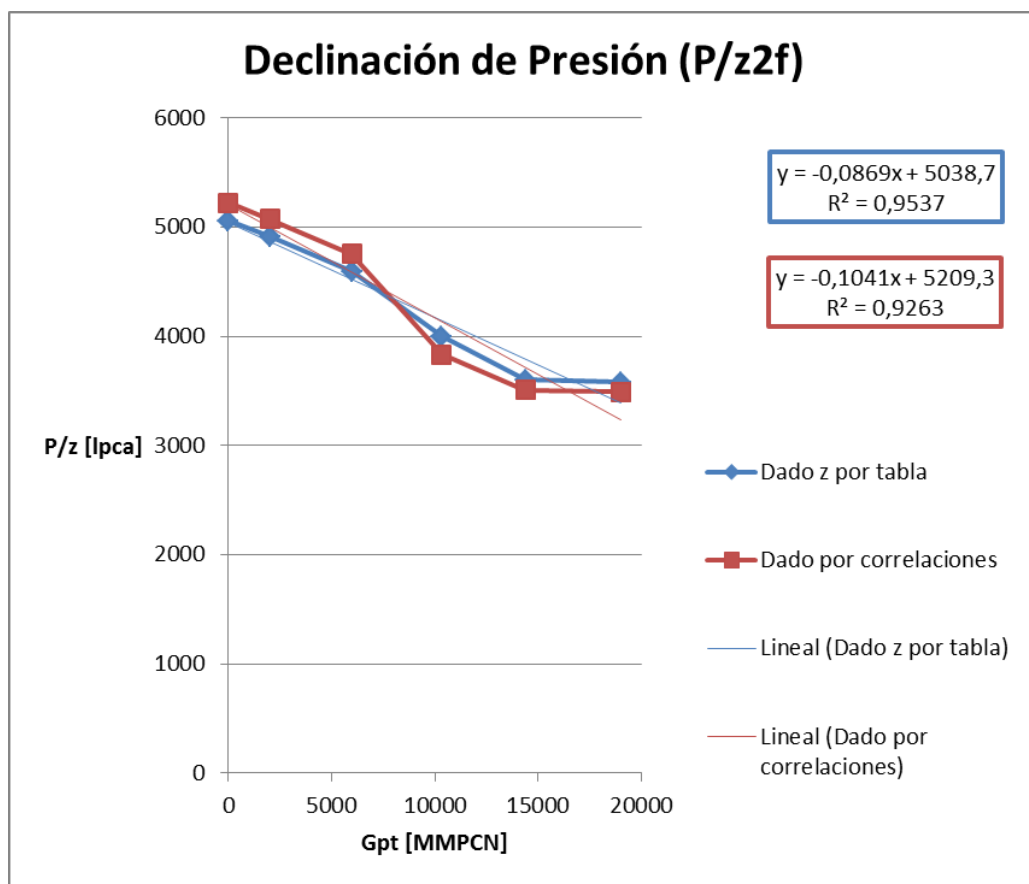


Figura 4.7. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.

Tabla 4.17. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,1041G_{pt} + 5209,3$
Coeficiente de la Correlación	0,9263
GCOES	50041 [MMPCN]

Tabla 4.18. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z2f) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
50020	43933	9,66

En la Figura 4.8 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.19 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.20 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

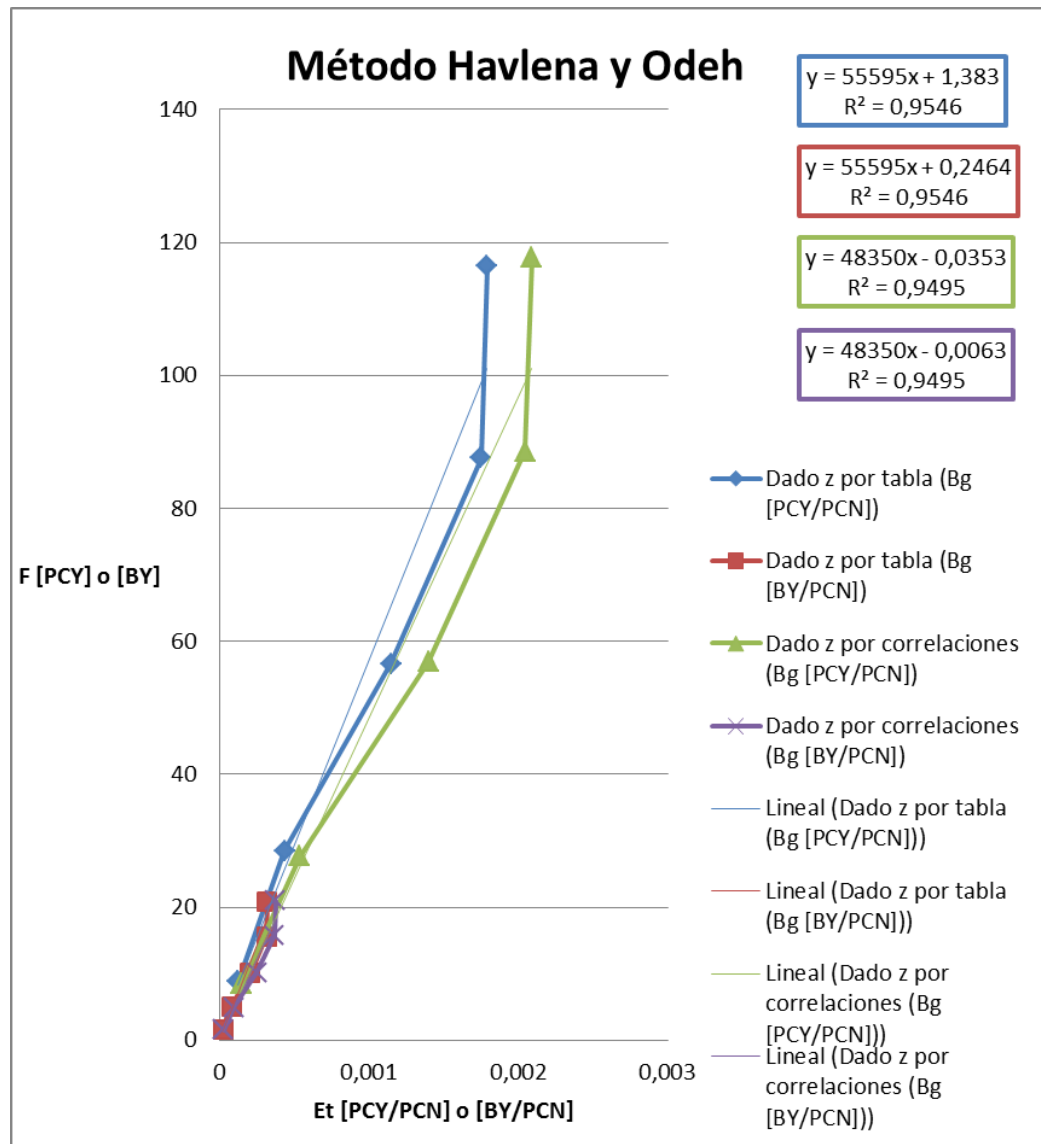


Figura 4.8. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs el Método de Sarem.

Tabla 4.19. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 48350E_t + 0,0353$
Coeficiente de la Correlación	0,9495
GCOES	48350 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 48350E_t + 0,0363$
Coeficiente de la Correlación	0,9495
GCOES	48350 [<i>MMPCN</i>]

Tabla 4.20. Solución obtenida al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs el Método de Sarem, por mínimos cuadrados.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
47646	41847	9,21
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
47646	41847	9,21

En la Figura 4.9 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.21 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.22 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

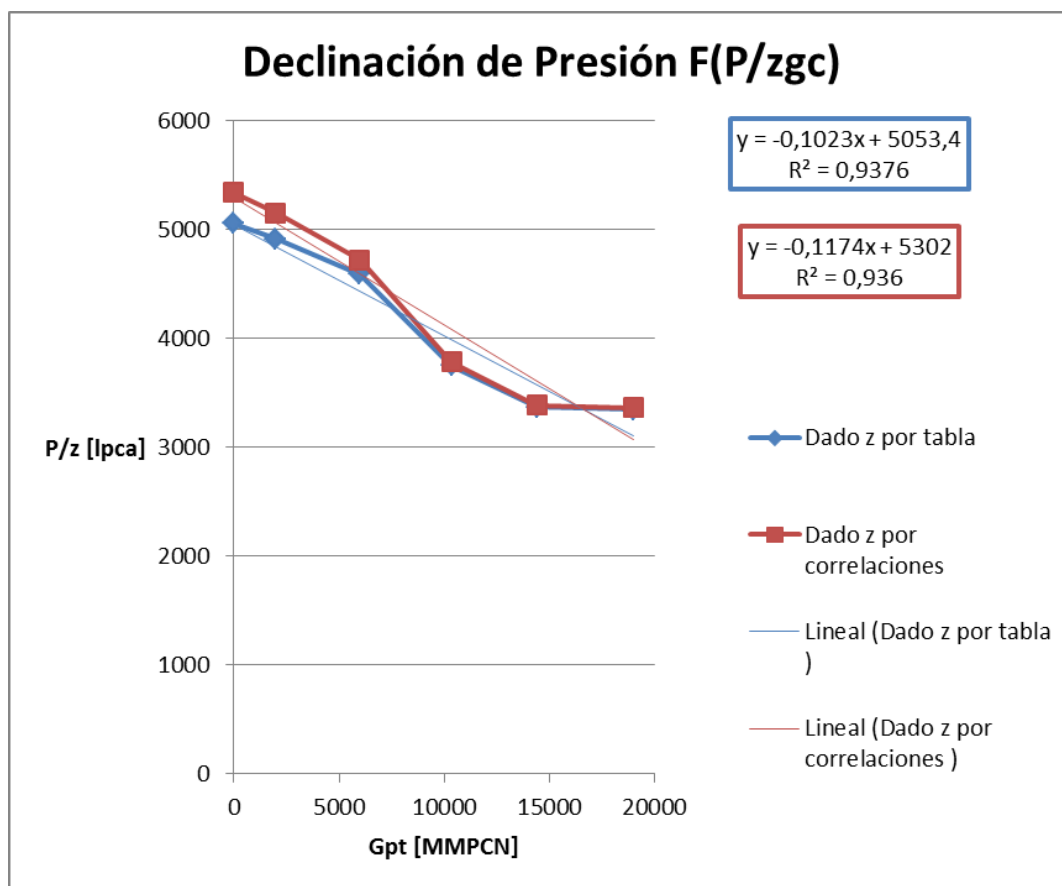


Figura 4.9. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/zgc) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.

Tabla 4.21. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/zgc).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,1174G_{pt} + 5305$
Coeficiente de la Correlación	0,936
GCOES	45187 [MMPCN]

Tabla 4.22. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
67986	59712	13,14

En la Figura 4.10 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.23 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.24 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

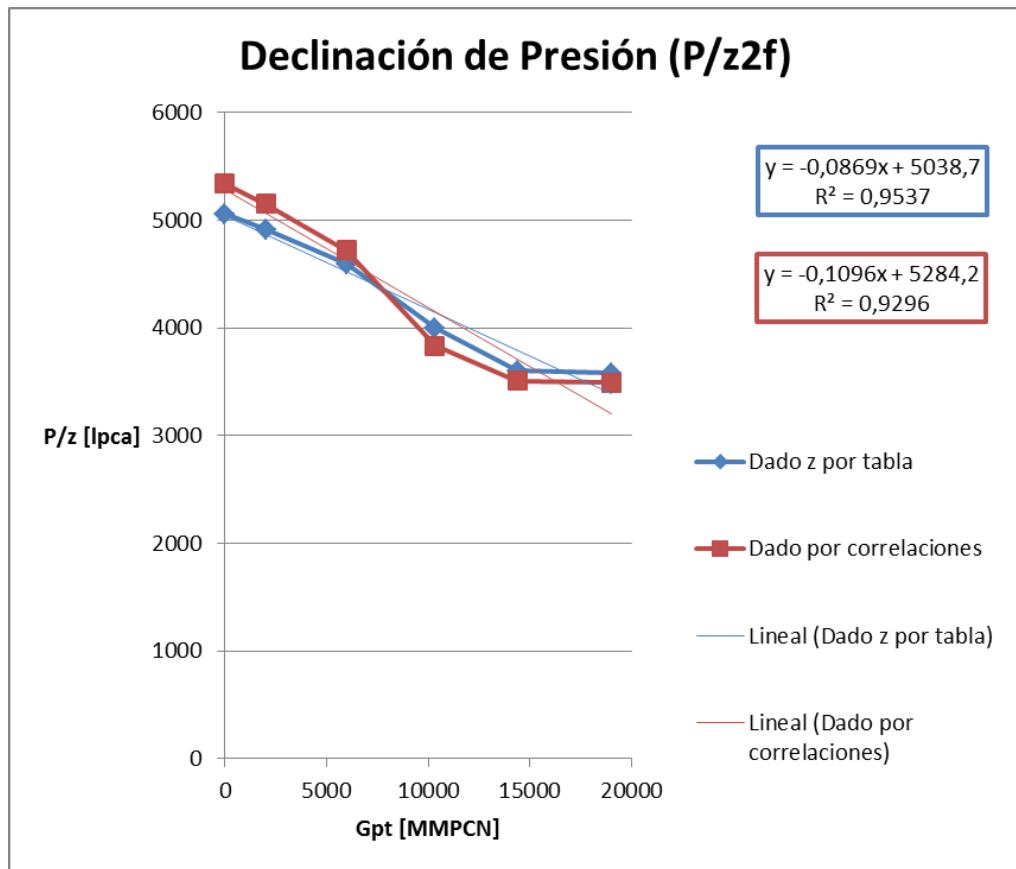


Figura 4.10. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.

Tabla 4.23. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,1096G_{pt} + 5284,2$
Coeficiente de la Correlación	0,9296
GCOES	48214 [MMPCN]

Tabla 4.24. Solución obtenida al evaluar el Método Declinación (P/z2f) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Sarem.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
48216	42348	9,32

En la Figura 4.11 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.25 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.26 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API), para hallar para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

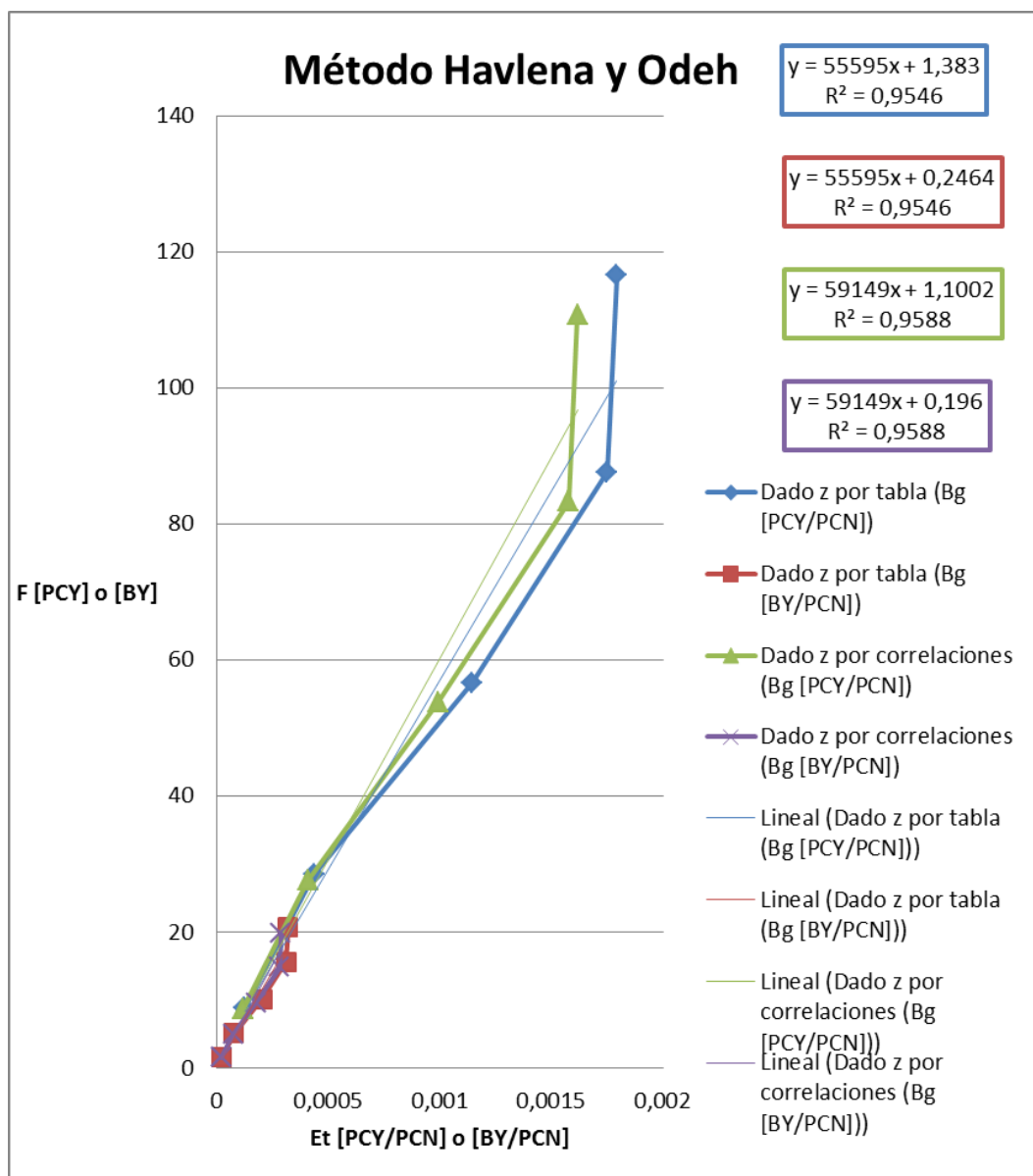


Figura 4.11. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal

Tabla 4.25. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 59149E_t + 1,1002$
Coeficiente de la Correlación	0,9588
GCOES	59149 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 59149E_t + 0,196$
Coeficiente de la Correlación	0,9588
GCOES	59149 [<i>MMPCN</i>]

Tabla 4.26 Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
59149	51951	11,43
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
59149	51951	11,43

En la Figura 4.12 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.27 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.28 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

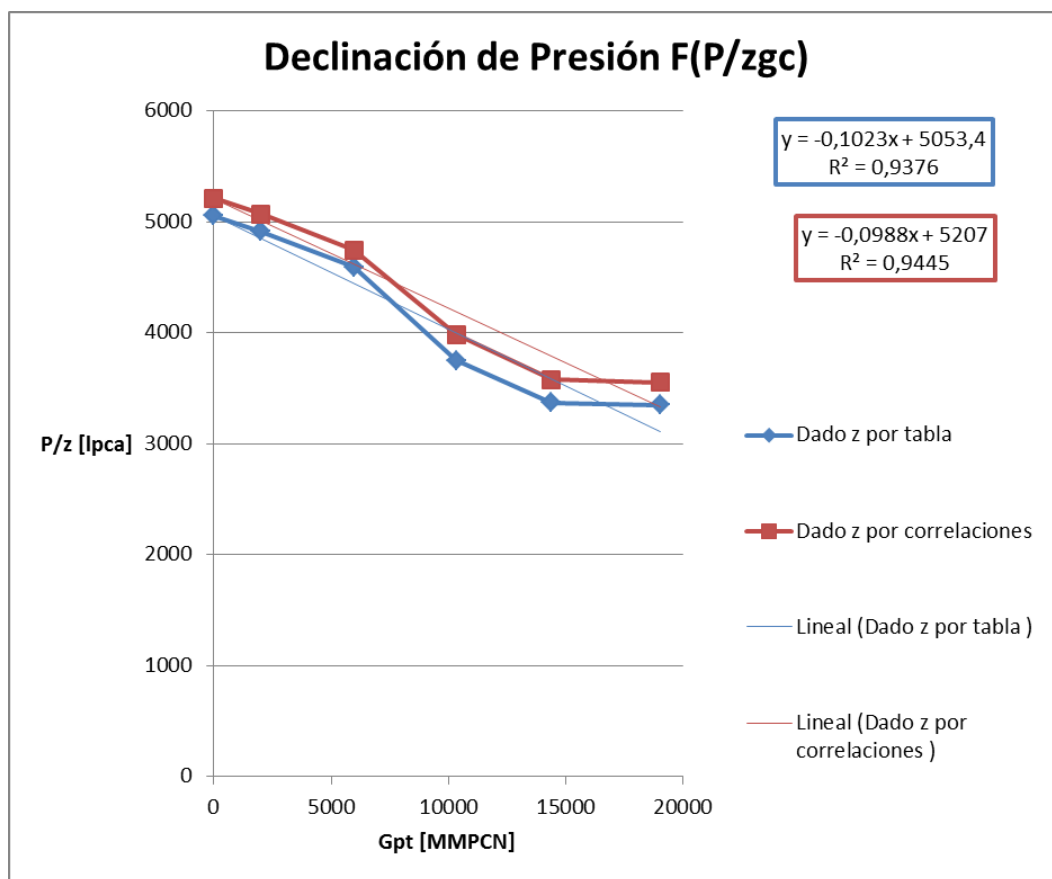


Figura 4.12. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/z_{gc}) la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.

Tabla 4.27. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/z_{gc}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,0988G_{pt} + 5207$
Coeficiente de la Correlación	0,9445
GCOES	52702 [MMPCN]

Tabla 4.28. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
52721	46305	10,19

En la Figura 4.13 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.29 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.30 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

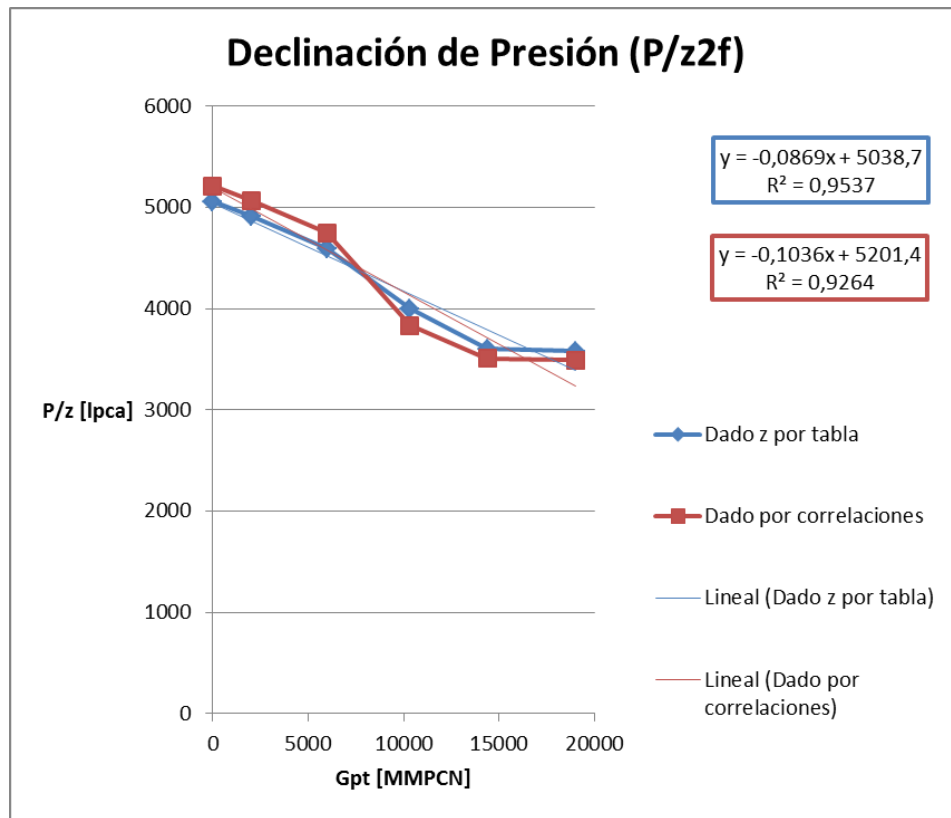


Figura 4.13. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación (P/z2f) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.

Tabla 4.29. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z2f).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,1036G_{pt} + 5201,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9264
GCOES	50207 [MMPCN]

Tabla 4.30. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z2f) al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden Brill y Beggs y el Método de Gopal.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
50194	44086	9,70

En la Figura 4.14 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.31 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.32 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API), para hallar para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

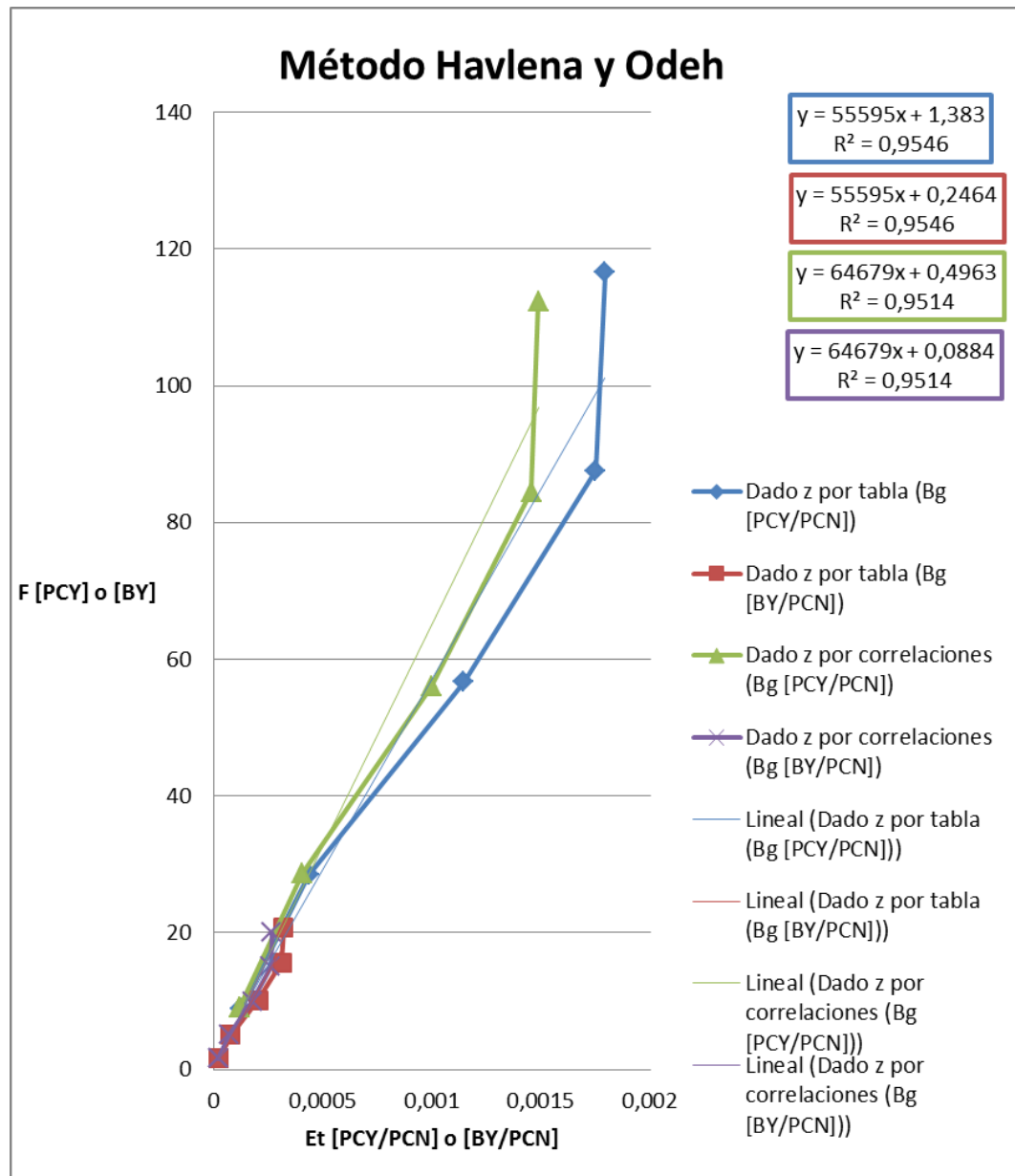


Figura 4.14. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

Tabla 4.31. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 64679E_t + 0,4963$
Coeficiente de la Correlación	0,9514
GCOES	64679 [<i>MMPCN</i>]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 64679E_t + 0,0884$
Coeficiente de la Correlación	0,9514
GCOES	64679 [<i>MMPCN</i>]

Tabla 4.32. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
64679	56808	12,50
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
64679	56808	12,50

En la Figura 4.15 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.33 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.34 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

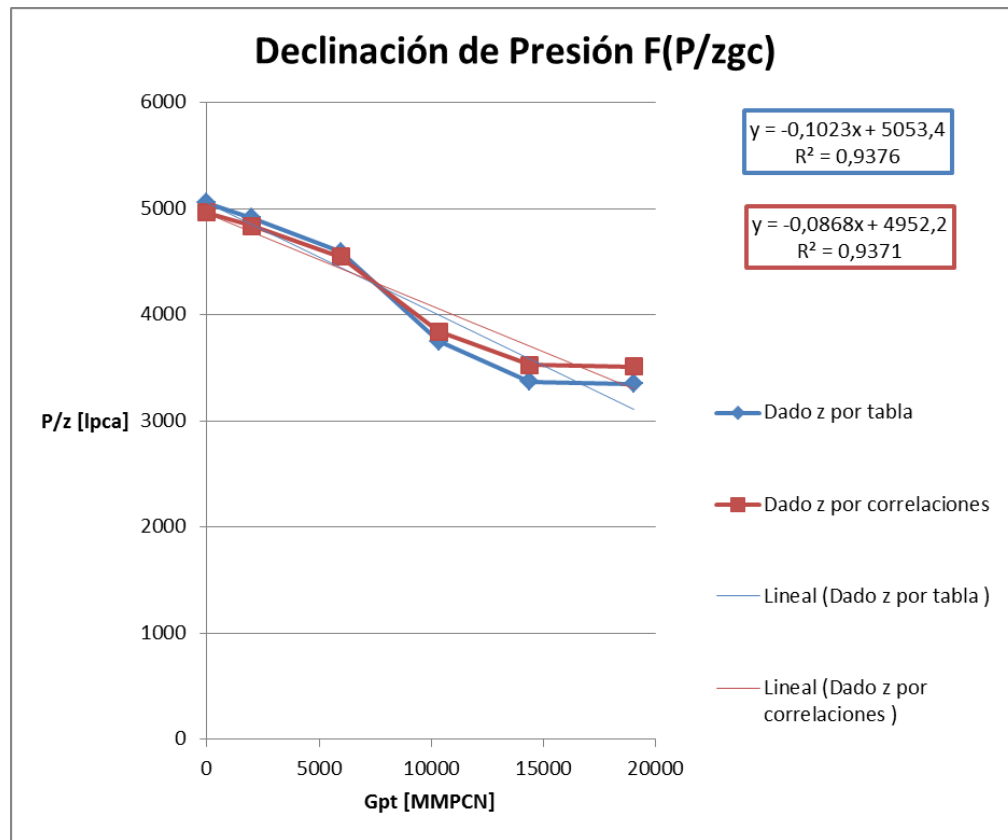


Figura 4.15. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/zgc) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

Tabla 4.33. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/zgc).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,0868G_{pt} + 4952,2$
Coeficiente de la Correlación	0,9371
GCOES	57053 [MMPCN]

Tabla 4.34. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación F(P/zgc) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57040	50098	11,02

En la Figura 4.16 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z2f) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.35 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.36 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

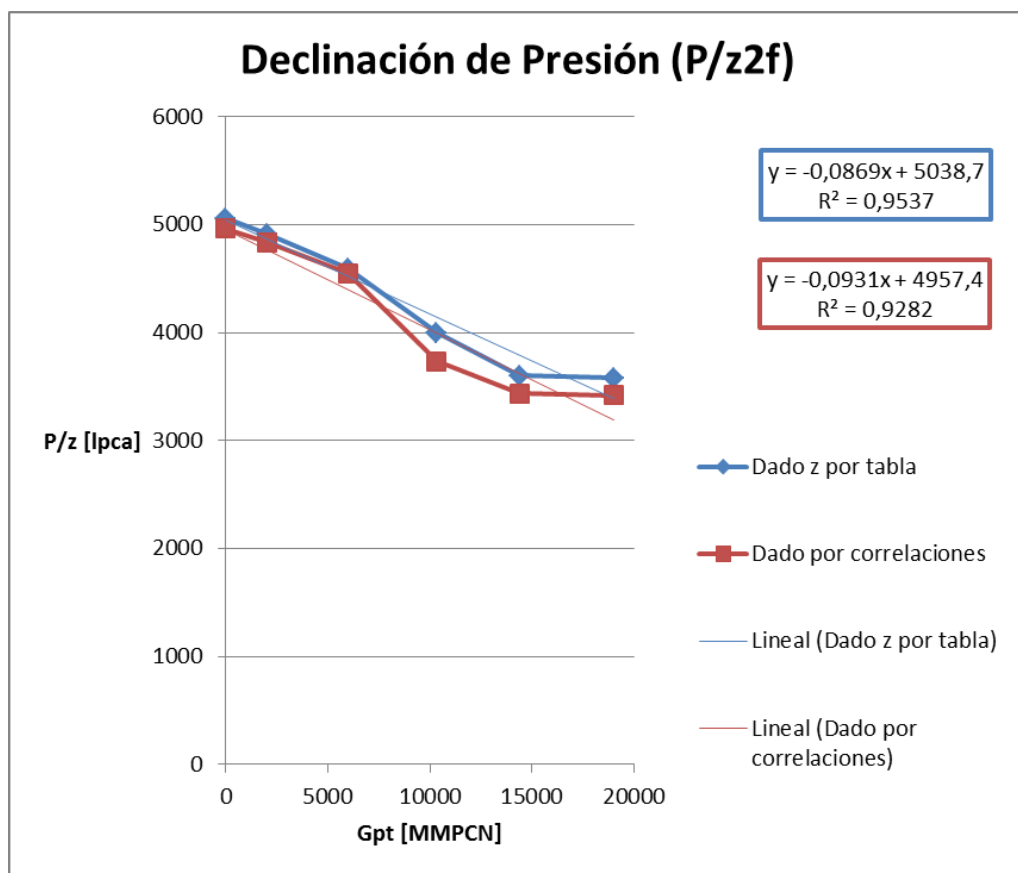


Figura 4.16. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z2f) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

Tabla 4.35. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z2f).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,0931G_{pt} + 4957,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9282
GCOES	53248 [MMPCN]

Tabla 4.36. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación (P/z2f) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
53225	46748	10,28

En la Figura 4.17 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.37 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.38 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

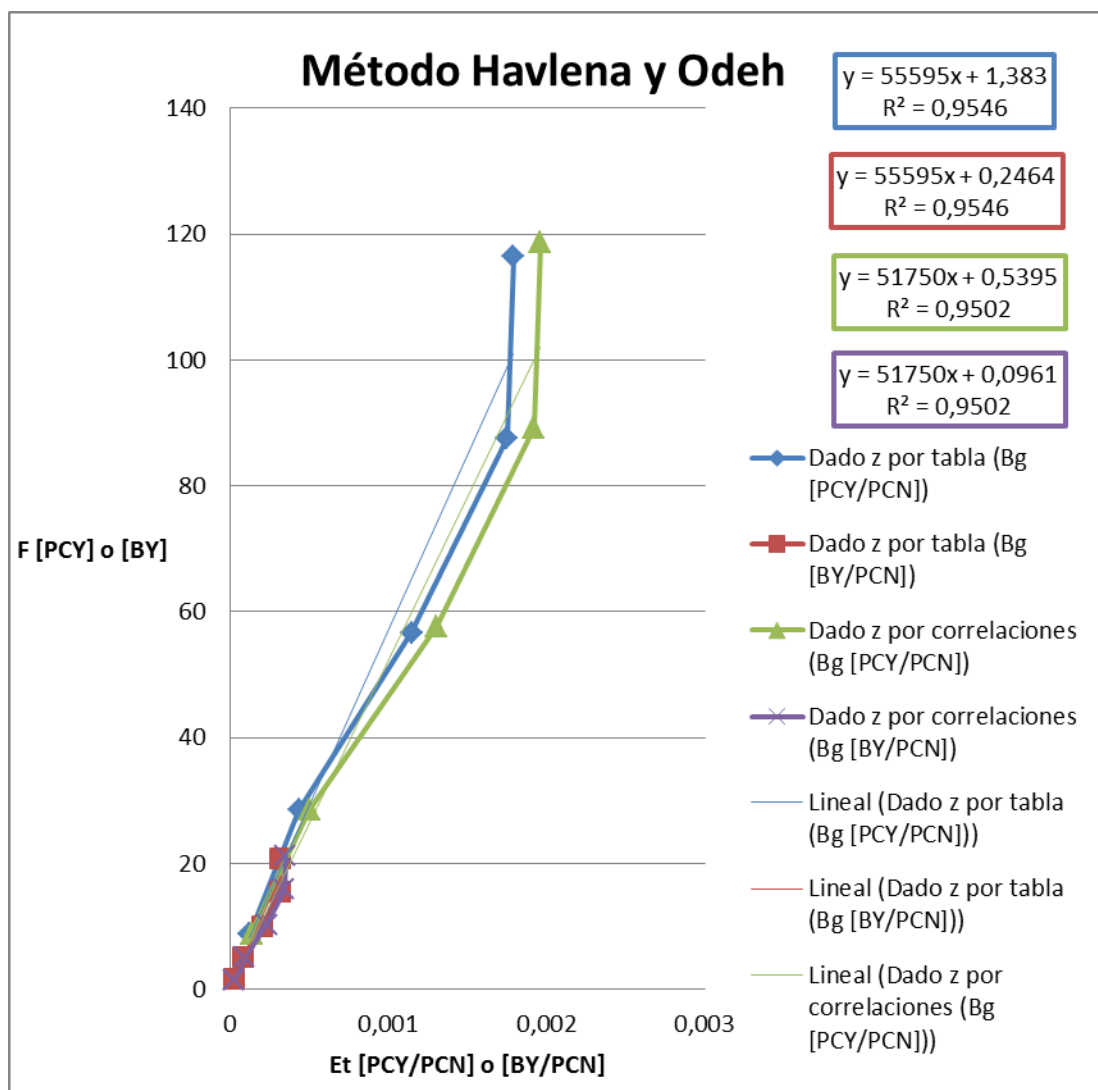


Figura 4.17. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

Tabla 4.37. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 51750E_t + 0,5395$
Coeficiente de la Correlación	0,9502
GCOES	51750 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 51750E_t + 0,0961$
Coeficiente de la Correlación	0,9502
GCOES	51750 [MMPCN]

Tabla 4.38. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
50933	44735	9,84
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
50933	44735	9,84

En la Figura 4.18 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.39 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.40 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

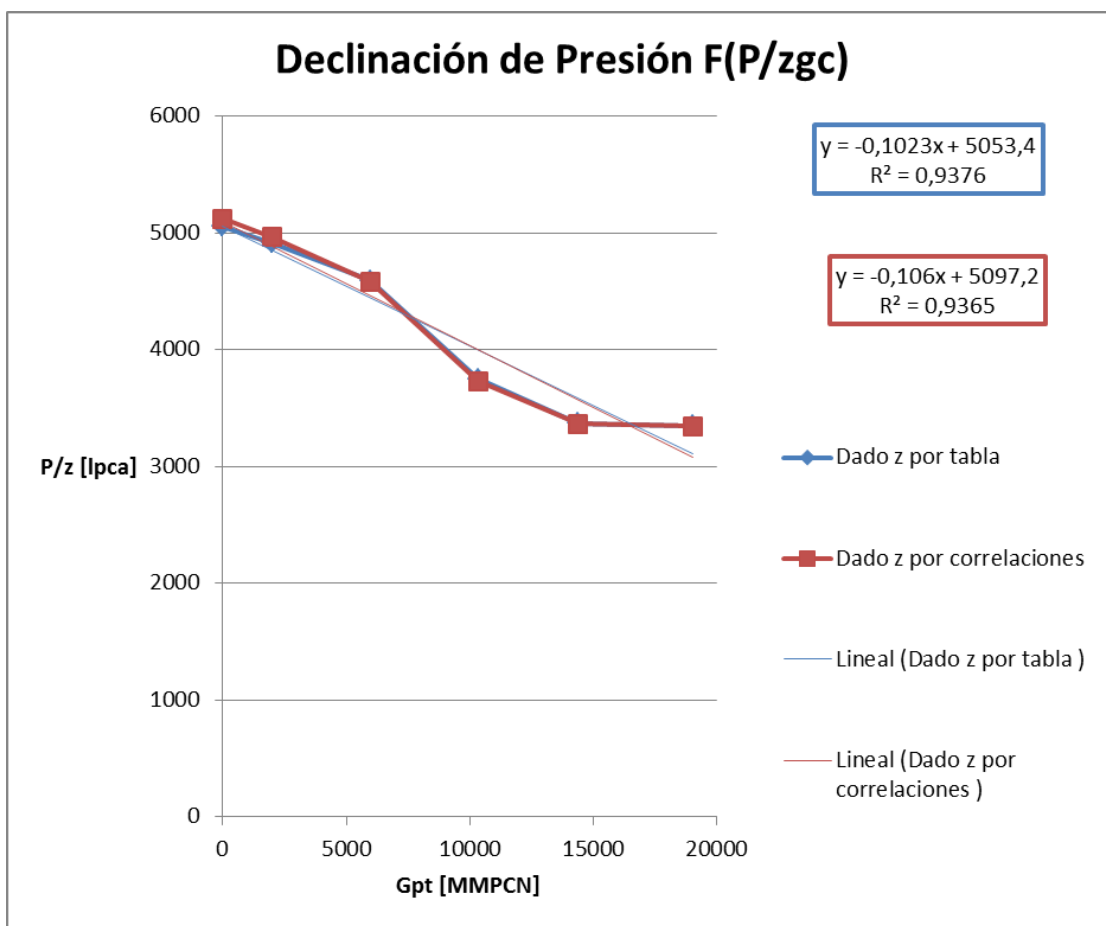


Figura 4.18. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/z_{gc}) al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

Tabla 4.39. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/z_{gc}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398[MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,106G_{pt} + 5097,2$
Coeficiente de la Correlación	0,9365
GCOES	48087 [MMPCN]

Tabla 4.40. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$ al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
73133	64233	14,13

En la Figura 4.19 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}), al elegir Correlación de Sutton y el Método de Sarem. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.41 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.42 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

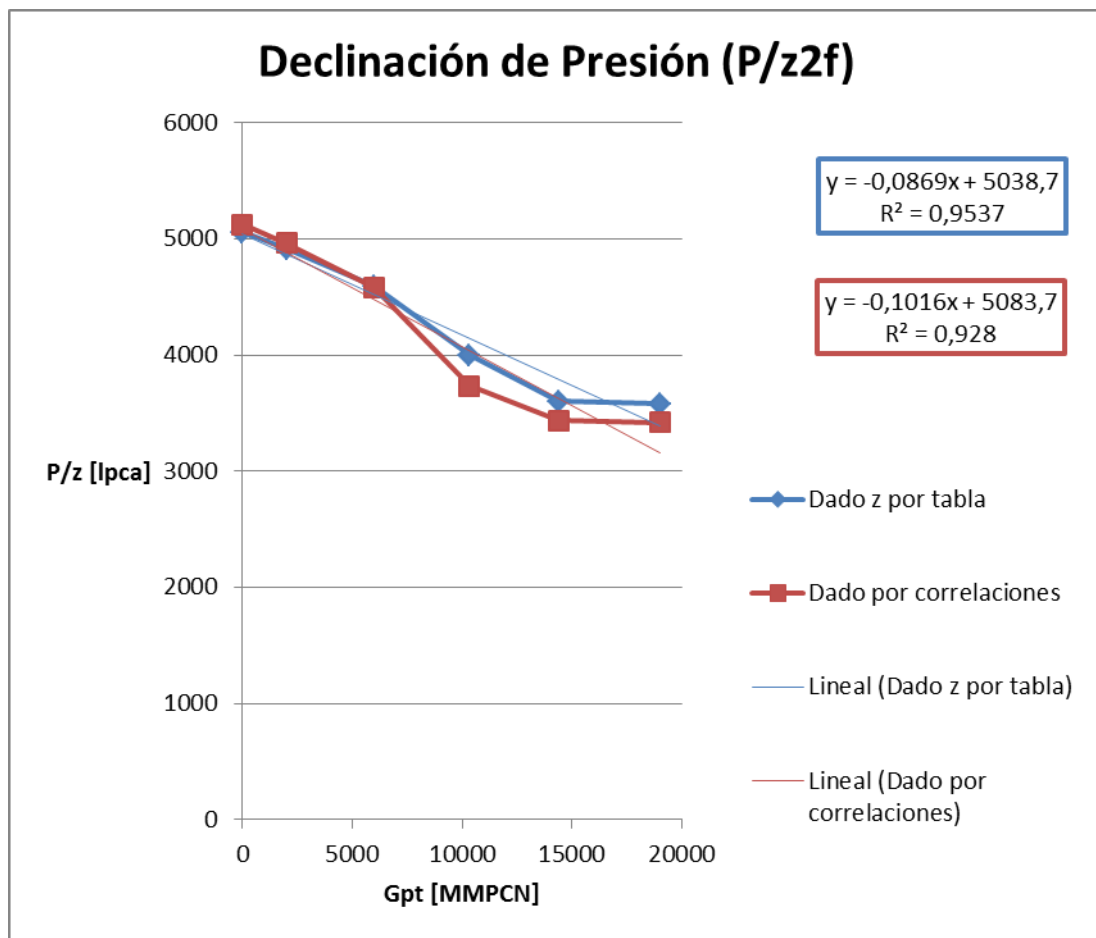


Figura 4.19. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/z_{2f}) al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

Tabla 4.41. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,1016G_{pt} + 5083,7$
Coeficiente de la Correlación	0,928
GCOES	50036 [MMPCN]

Tabla 4.42. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación (P/z2f) al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
50033	43944	9,67

En la Figura 4.20 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.43 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.44 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color verde son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API), para hallar para hallar sus respectivos factores volumétricos en [PCY,PCN]; las casillas de color lila son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

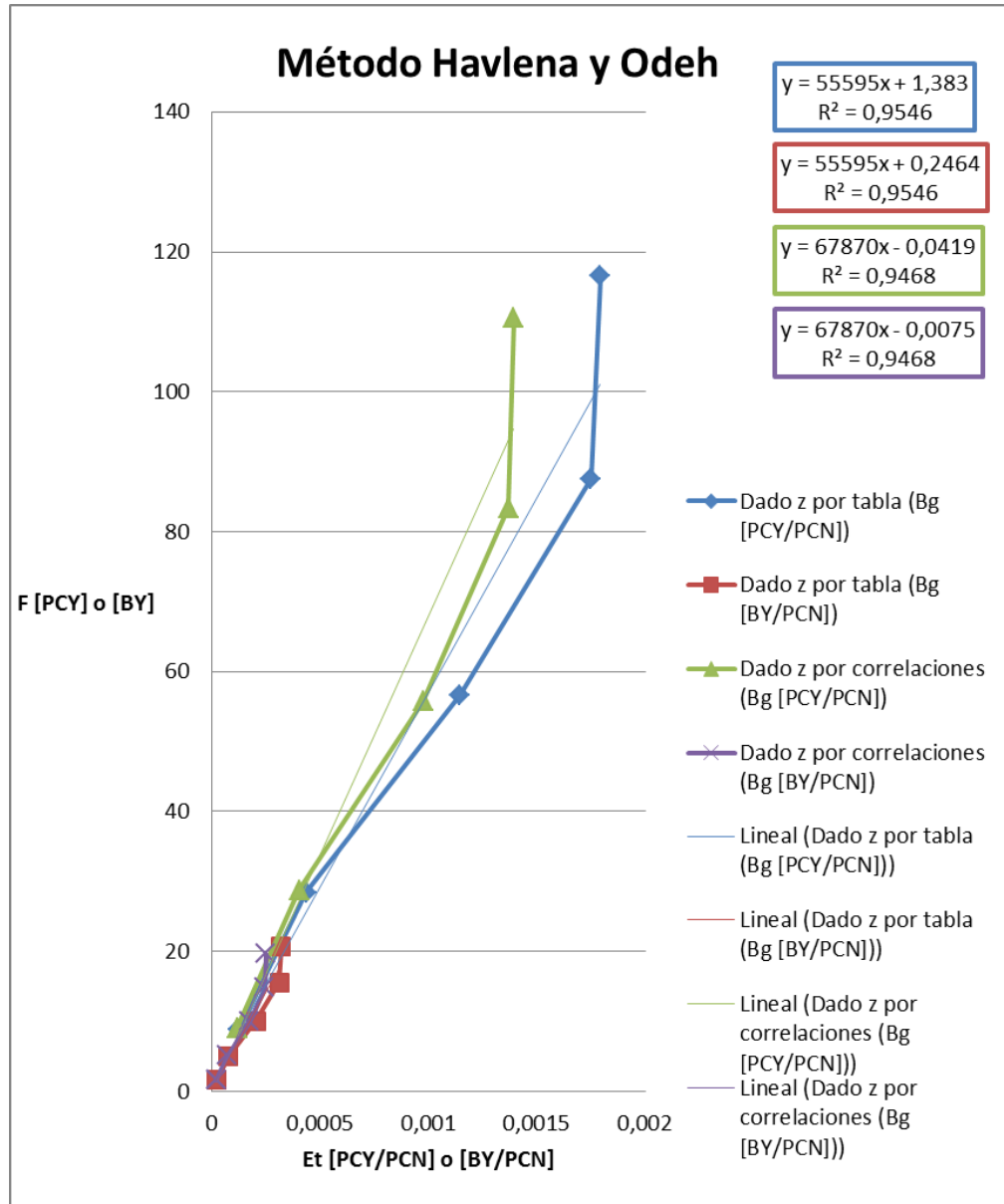


Figura 4.20. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal

Tabla 4.43. Características de las rectas del método Havlena y Odeh.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [PCY/PCN])”	$F = 55595E_t + 1,383$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F = 55595E_t + 0,2464$
Coeficiente de la Correlación	0,9546
GCOES	55595 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [PCY/PCN])”	$F = 67870E_t - 0,0419$
Coeficiente de la Correlación	0,9468
GCOES	67870 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F = 67870E_t - 0,0075$
Coeficiente de la Correlación	0,9502
GCOES	67870 [MMPCN]

Tabla 4.44. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Havlena y Odeh, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
55595	48829	10,74
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
67870	59610	13,11
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
67870	59610	13,11

En la Figura 4.21 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_{gc})$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.45 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.46 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

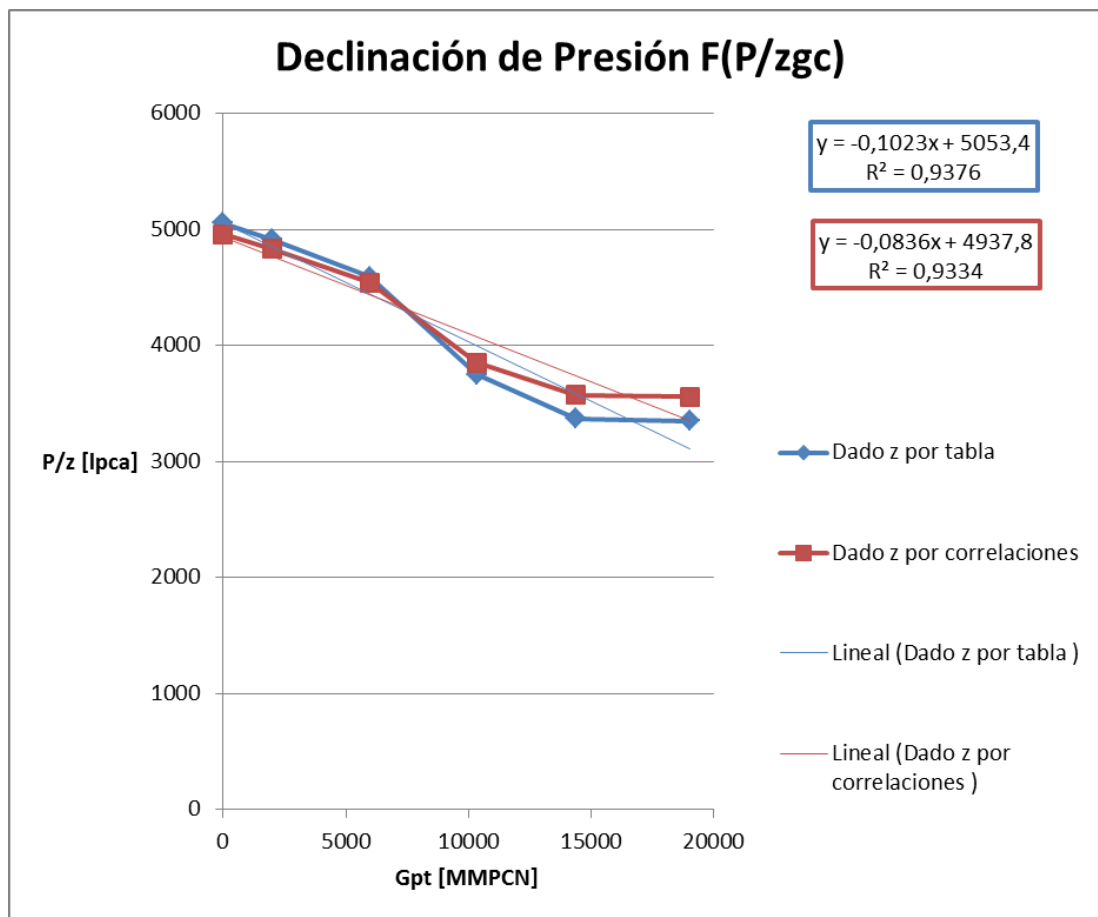


Figura 4.21. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión F(P/zgc), al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal

Tabla 4.45. Características de las rectas del método Declinación de Presión F(P/zgc).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{gc} = -0,1023G_{pt} + 5053,4$
Coeficiente de la Correlación	0,9376
GCOES	49398 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{gc} = -0,0836G_{pt} + 4937,8$
Coeficiente de la Correlación	0,9334
GCOES	59066 [MMPCN]

Tabla 4.46. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_g)$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
49378	43369	9,54
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
59087	51896	11,42

En la Figura 4.22 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_2f), al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.47 se muestra las características de las rectas obtenidas.

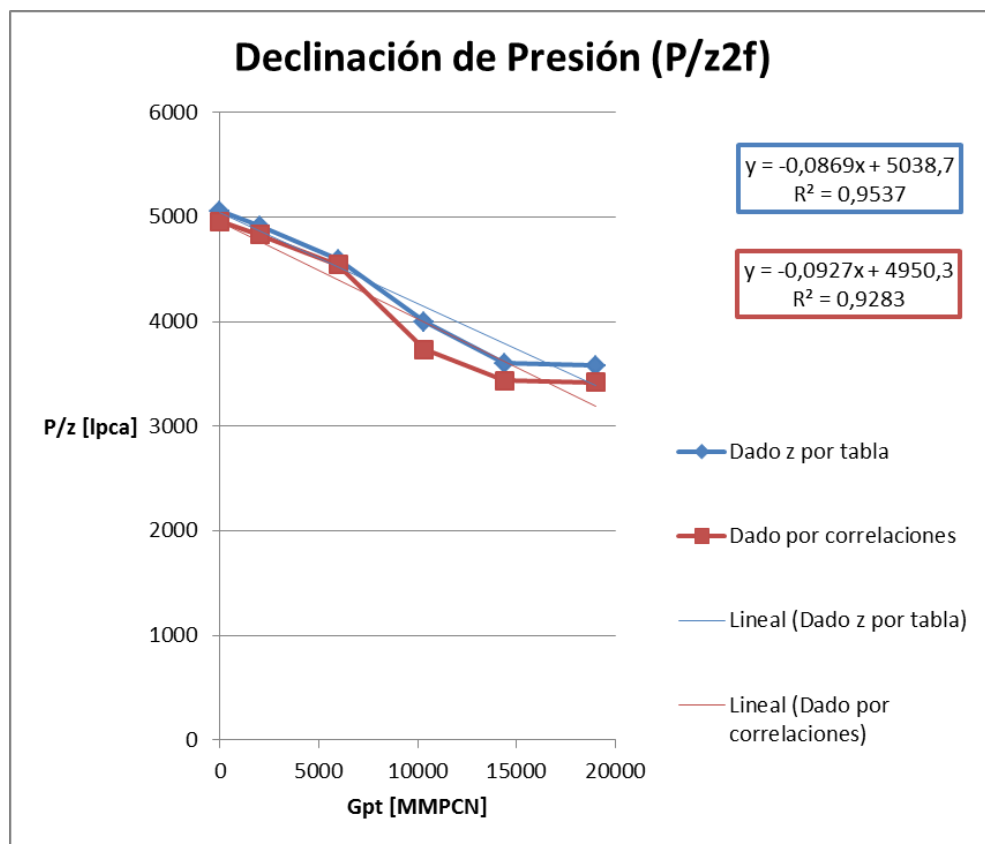


Figura 4.22. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión $F(P/z_2f)$, al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal

En la Tabla 4.48 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

Tabla 4.47. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z_{2f}).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,0869G_{pt} + 5038,7$
Coeficiente de la Correlación	0,9537
GCOES	57983[MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,0927G_{pt} + 4950,3$
Coeficiente de la Correlación	0,9283
GCOES	53401[MMPCN]

Tabla 4.48. Solución obtenida por mínimos cuadrados al evaluar el Método Declinación de Presión (P/z_{2f}), al seleccionar la Correlación de Sutton y el Método de Gopal

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
57951	50899	11,20
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
53414	46913	10,32

Con el fin de evaluar en el programa el cálculo del Factor de Compresibilidad del gas condensado, z_{gc} , y el Factor de Compresibilidad bifásico, z_{2f} , se generó una matriz de datos llamada **“Por correlaciones”** ubicada en la hoja de **“Entrada de Datos Gas C-YV”** y **“Entrada de Datos Gas C-YNV”** en la tabla **“Datos PVT”**. Dicha tabla muestra los siguientes resultados desde las Tablas 4.49 hasta 4.56; según las

correlaciones y métodos seleccionados donde se puede comparar con los datos ingresados por tabla.

Tabla 4.49. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Brill y Beggs.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,057	
1,051	0	1,018	
0,972	0	0,940	
0,89	0,879	0,842	0,870
0,865	0,851	0,805	0,827
0,864	0,85	0,804	0,824

Tabla 4.50. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Sarem.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,033	
1,051	0	1,002	
0,972	0	0,946	
0,89	0,879	0,882	0,870
0,865	0,851	0,860	0,827
0,864	0,85	0,859	0,824

Tabla 4.51. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Papay.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,269	
1,051	0	1,173	
0,972	0	1,013	
0,89	0,879	0,864	0,870
0,865	0,851	0,822	0,827
0,864	0,85	0,820	0,824

Tabla 4.52. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Gopal.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,059	
1,051	0	1,019	
0,972	0	0,940	
0,89	0,879	0,834	0,870
0,865	0,851	0,809	0,827
0,864	0,85	0,808	0,824

Tabla 4.53. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Brill y Beggs.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,111	
1,051	0	1,068	
0,972	0	0,982	
0,89	0,879	0,868	0,895
0,865	0,851	0,821	0,847
0,864	0,85	0,819	0,844

Tabla 4.54. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Sarem.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,077	
1,051	0	1,041	
0,972	0	0,974	
0,89	0,879	0,896	0,895
0,865	0,851	0,867	0,847
0,864	0,85	0,865	0,844

Tabla 4.55. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Papay.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,420	
1,051	0	1,298	
0,972	0	1,092	
0,89	0,879	0,896	0,895
0,865	0,851	0,836	0,847
0,864	0,85	0,834	0,844

Tabla 4.56. Sección de la tabla “Datos PVT” donde se puede comparar los datos ingresados con los calculados por correlaciones, al elegir la Correlación de Sutton y el Método de Gopal.

		Por correlaciones	
zgc	z2f	zgc	z2f
1,091	0	1,113	
1,051	0	1,069	
0,972	0	0,983	
0,89	0,879	0,865	0,895
0,865	0,851	0,810	0,847
0,864	0,85	0,807	0,844

4.2.1.4 Ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado No Volumétrico

Ejemplo 1. Las tablas 4.57, 4.58 y 4.59 corresponden a los datos de entrada de los módulos de yacimiento, módulo de acuífero, producción y PVT, respectivamente. Estos datos pertenecen a un estudio de un yacimiento modelo de gas condensado. Estos datos son proporcionados por Rojas ^[6]

Tabla 4.57. Datos de entrada de parámetros de yacimientos.

Datos de entrada	
P_i (lpca)	4100
T(°F)	288
S_{wi} (fracción)	15
ϕ (fracción)	0,22
Volumen total (acres-pie)	125669,1
Espesor	20

Tabla 4.58. Datos de entrada de producción.

Datos de entrada				
P (lpc)	G_p (MMPCN)	N_p (MMBN)	W_p (MMBN)	W_e (MMBY)
4100	0	0	0	0
4090	814,490	0,013133	0,000519	0,0128
4064	3622,012	0,052333	0,003223	0,0601
4037	5143,072	0,075223	0,005095	0,1330
3980	10048,848	0,141549	0,015471	0,2498
3600	22426,50	0,301175	0,046383	0,8254
3200	39640,523	0,523172	0,089373	1,8893
3000	46485,135	0,611442	0,106467	2,7907
2706	62264,629	0,814939	0,145874	3,5755
2672	68670,735	0,818532	0,148141	4,1753

Tabla 4.59. Datos de entrada de PVT.

Datos de entrada	
$\gamma_g(\text{aire}=1)$	0,765
$\gamma_c(\text{aire}=1)$	0,791
$P_{rocio} (lpc)$	3800
$^{\circ}API$	47,3
$RGC \left(\frac{PCN}{BN} \right)$	22000
P (lpc)	z_{2f}
4100	0,983
4090	0,9827
4064	0,9808
4037	0,9788
3980	0,9746
3600	0,9472
3200	0,9186
3000	0,9046
2706	0,8844
2672	0,8821

Se dispone del método Havlena y Odeh I y Declinación de Presión P/z_{2f} para realizar los cálculos. Mediante dichos métodos se obtienen los siguientes resultados, tomando en cuenta que se tiene disponible el factor de compresibilidad del gas condensado y el bifásico, así como el cálculo de las propiedades PVT, al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Brill y Beggs.

.

En la Figura 4.23 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh I. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas,

representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.60 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.61 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico, para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN]; las casillas de color rojo son generados al calcular factor de compresibilidad del gas condensado y bifásico a partir de los parámetros PVT (gravedad específica del gas condensado y del condensado, RGC y °API), para hallar sus respectivos factores volumétricos en [BY,PCN].

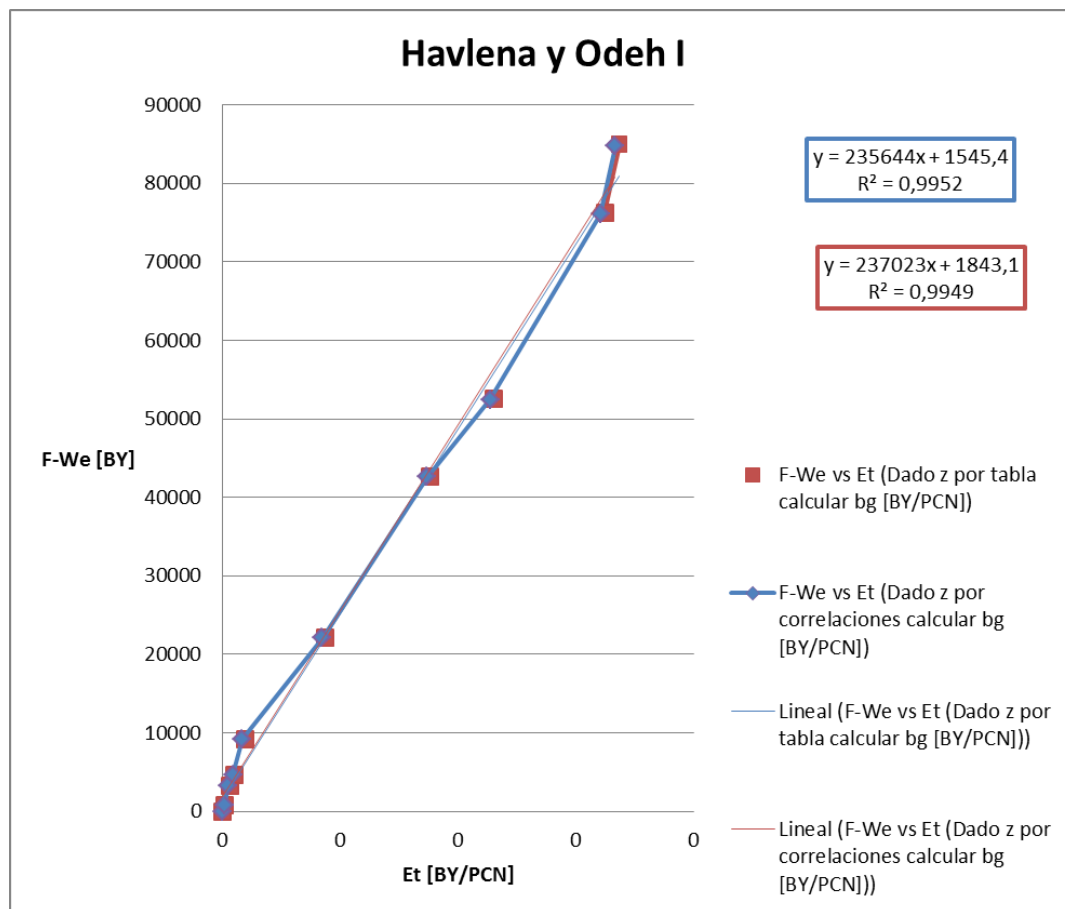


Figura 4.23. Gráfico obtenido al evaluar el Método Havlena y Odeh I.

Tabla 4.60. Características de las rectas del método Havlena y Odeh I.

Ajuste de la curva “Dado z por tabla (bg [BY/PCN])”	$F - W_e = 235644E_t + 1545,4$
Coeficiente de la Correlación	0,995
GCOES	235644 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones (bg [BY/PCN])”	$F - W_e = 237023E_t + 1843,1$
Coeficiente de la Correlación	0,9947
GCOES	237023 [MMPCN]

Tabla 4.61. Solución obtenida por mínimo cuadrado al evaluar el Método Havlena y Odeh I.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
235644	228225	10,37
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
237023	229561	10,43

En la Figura 4.24 se puede observar el gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión ($P/z2f$), al elegir la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden y el Método de Brill y Beggs. A partir de las curvas generadas, se obtienen sus respectivas rectas, representando el mejor ajuste de los datos obtenidos. En la Tabla 4.62 se muestra las características de las rectas obtenidas.

En la Tabla 4.63 se muestra simultáneamente las reservas obtenidas al utilizar el método mínimos cuadrados. Los resultados representados por: las casillas de color azul son generados al disponer del factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico; las casillas de color verde son generados al calcular el factor de compresibilidad del gas condensado y del bifásico a partir de los parámetros PVT

(gravedad específica del gas condensado, gravedad específica del condensado, RGC y °API).

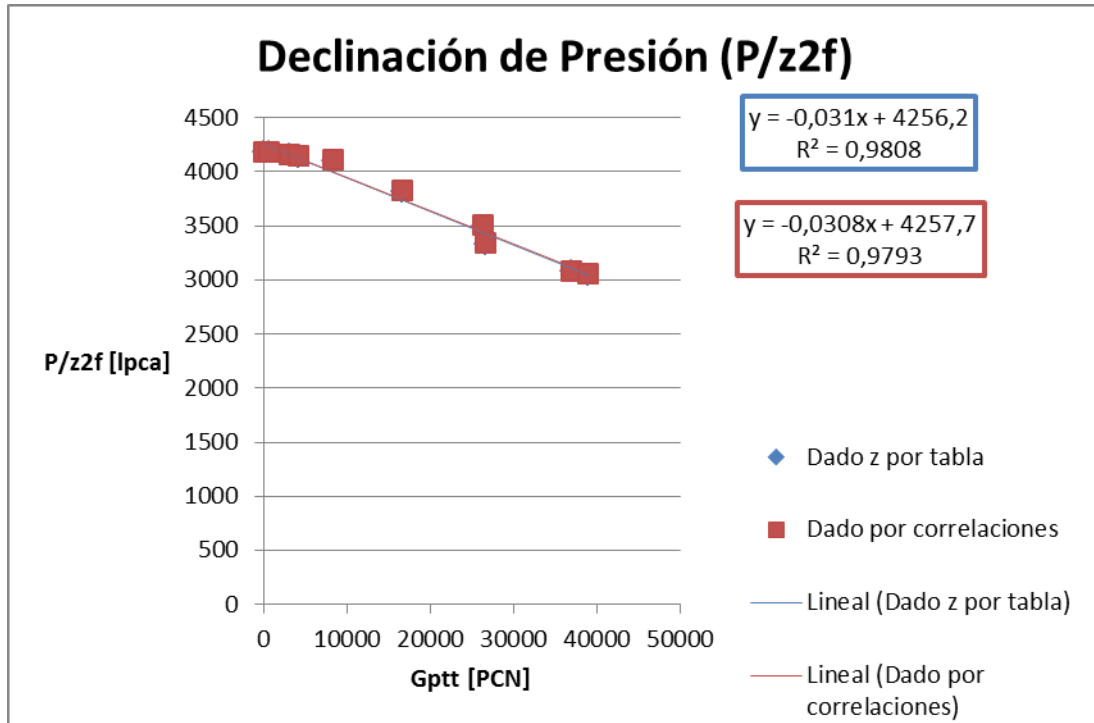


Figura 4.24. Gráfico obtenido al evaluar el Método Declinación de Presión P/z2f.

Tabla 4.62. Características de las rectas del método Declinación de Presión (P/z2f).

Ajuste de la curva “Dado z por tabla”	$P/z_{2f} = -0,031G_{ptt} + 4256,2$
Coeficiente de la Correlación	0,9808
GCOES	137297 [MMPCN]
Ajuste de la curva “Dado z por correlaciones”	$P/z_{2f} = -0,0128G_{ptt} + 4219,5$
Coeficiente de la Correlación	0,9793
GCOES	138237[MMPCN]

Tabla 4.63. Solución obtenida al evaluar el Método Declinación de Presión P/z2f.

GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
137101	132785	6,04
GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
138072	133725	6,08

4.3 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA EBM-GAS

Con el fin de evaluar el funcionamiento del programa, y a partir de los datos de entrada se generaron tablas de resultados de las reservas de gas condensado original en sitio, GCOES, condensado original en sitio, COES, y gas original en sitio, GOES; con las respectivas gráficas generadas por los métodos utilizados. El análisis estadístico fue calculado por métodos de fórmulas estadísticas de Excel, para saber los diferentes conceptos manejados al realizar tal validación se sugiere consultar la bibliografía de Mendenhall^[48], Montgomery^[49] y Canavos^[50]. A continuación se analizan y comparan dichos resultados.

4.3.1 Análisis de ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado Volumétrico

Ejemplo 1. A partir de los datos proporcionados por Rojas ^[6] del yacimiento estudiado, se puede comparar el resultado teórico con los arrojados en el programa. Según el autor, el yacimiento presenta un GCOES de 56 MMPCN. Al realizar un estudio estadístico de 56 resultados obtenidos en el programa por los diferentes métodos y correlaciones seleccionadas, se tiene como Promedio general un GCOES de 55549 MMPCN, con una Desviación típica de 6442 MMPCN, una Cuasidesviación de 6728 MMPCN, el Margen de error es de 1762 MMPCN, obteniendo un Intervalo de confianza de [53786; 57312] MMPCN con un nivel de

significación de 0,05, es decir, con un nivel de 95% de confianza. Comparado con el valor teórico se verifica que existe un error de 0,805%.

Con el fin de evaluar en el programa el cálculo del Factor de Compresibilidad del gas condensado, z_{gc} , y el Factor de Compresibilidad bifásico, z_{2f} , a una presión de 3500 lpc, según el autor el gas presenta un $z_{gc}= 0,89$ y $z_{2f}= 0,879$.

Al elegir la Correlación de Brown, Katz, Oberfell y Alden, se realizó un estudio estadístico de 4 resultados obtenidos con el programa por los diferentes métodos seleccionados, se tiene como Promedio general un $z_{gc}= 0,855$ y $z_{2f}= 0,87$, con una Desviación típica de 0,022; una Cuasidesviación de 0,023; el Margen de error es de 0,022; obteniendo un Intervalo de confianza de [0,83; 0,88] con un nivel de significación de 0,05, es decir, con un nivel de 95% de confianza. Comparado con el valor teórico se verifica que existe un error para z_{gc} de 3,93%.y para z_{2f} de 1,02%. Generando un error al seleccionar: Método de Brill y Beggs 5,395%; Método de Sarem 0,9%; Método de Papay 2,92% y Método de Gopal 6,29%.

Al elegir la Correlación de Sutton, se realizó un estudio estadístico de 4 resultados obtenidos con el programa por los diferentes métodos seleccionados, se tiene como Promedio general un $z_{gc}= 0,881$ y $z_{2f}= 0,895$, con una Desviación típica de 0,017; una Cuasidesviación de 0,018; el Margen de error es de 0,017; obteniendo un Intervalo de confianza de [0,864; 0,899] con un nivel de significación de 0,05, es decir, con un nivel de 95% de confianza. Comparado con el valor teórico se verifica que existe un error para z_{gc} de 1,011%.y para z_{2f} de 1,82%. Generando un error al seleccionar: Método de Brill y Beggs 3,02%; Método de Sarem 0,11%; Método de Papay 0,11% y Método de Gopal 3,35%.

4.3.2 Análisis de ejemplos de Métodos para Yacimientos de Gas Condensado No Volumétrico

Ejemplo 1. A partir de los datos proporcionados por Rojas^[6] del yacimiento estudiado, se pudo calcular el GCOES por el método volumétrico (método de cálculo de reservas descrito en el Apéndice D) para luego compararlo con los arrojados en el programa. Con el método volumétrico, se tiene un GCOES igual a 209 MMMPCN. Al realizar un estudio estadístico de los resultados obtenidos con el programa, por los diferentes métodos y correlaciones seleccionadas, se tiene como Promedio general un GCOES de 210848 MMPCN, con una Desviación típica de 84327 MMPCN, una Cuasidesviación de 88076 MMPCN, el Margen de error es de 49833 MMPCN, obteniendo un Intervalo de confianza de [161016; 260682] MMPCN con un nivel de significación de 0,05; es decir, con un nivel de 95% de confianza. Comparado con el valor obtenido por el método volumétrico se verifica que existe un error de 0,66%.

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos al realizar el presente Trabajo Especial de Grado, se concluye que:

- Se desarrolló la herramienta computacional (EBM-GAS), empleando las hojas de cálculo de Microsoft Excel, logrando evaluar simultáneamente varias metodologías de balance de materiales para yacimientos de gas con condensación retrógrada para diferentes casos.
- Los métodos que comprenden el programa (Havlena y Odeh, Declinación de Presión F(P/z_{gc}), Declinación de Presión (P/z_{2f}), Towler, Gus Alvarado, los modelos de acuíferos (Pote y Schilthuis), permiten abarcar los diferentes tipos de yacimiento de gas con condensación retrógrada.
- Para validar el programa, se comparó los resultados obtenidos por el programa con los valores teóricos, obteniendo una diferencia para: yacimientos volumétricos de 0,8% y yacimientos no volumétricos 0,66%. Por lo tanto, el programa EBM-Gas es una herramienta para la cuantificación de reservas de gas condensado original en sitio eficiente para yacimientos volumétricos.
- Los métodos Towler y Gus Alvarado no fueron aplicables en los ejercicios estudiados, por falta de datos requeridos.
- Al calcular z_{gc} , la Correlación de Sutton junto con el Método de Sarem presentó la menor diferencia de 0,11% en relación a la Correlación de Brown, Katz Oberfell y Alden junto con los otros métodos.

RECOMENDACIONES

1. Desarrollar una herramienta computacional en un compilador con software libre como lo es Qt Project, multiplataforma que permite desarrollar aplicaciones en C++. Permitiendo ejecutar el algoritmo desarrollado, para validar los diversos métodos encontrados de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos de gas seco, húmedo y condensado.
2. Evaluar experimentalmente y desarrollar una correlación que permita estimar los Factores Volumétricos de Formación de Condensado β_c para ser aplicados en la EBM con el fin de predecir el GCOES, GOES y COES con aceptable precisión.
3. Evaluar con otros casos de estudio los métodos de Gus Alvarado y Towler.
4. Incluir correlaciones para el cálculo de variables de PVT con métodos iterativos.
5. Incluir otros modelos de acuíferos para ampliar el proceso de validación de los resultados obtenidos para yacimientos sometidos a empuje hidráulico.
6. Incluir métodos que permitan el estudio de yacimientos con presiones de fondo fluyentes y presiones anormales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cengel, Yunus A. (2006). *Termodinámica* (5ta ed.). México, D. F.: McGraw-Hill Interamericana.
- [2] Van Wylen, G. J. y Sonntag, R. E. (1997). *Fundamentos de Termodinámica*. México, D.F.: Limusa.
- [3] McCain, W.D. Jr. (1989). *The Properties of Petroleum Fluids* (2da ed.). Tulsa, OK: Pennwell Books.
- [4] Halliburton. *Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos*.
- [5] Jarrouj N., Jhonni. (2005). *Desarrollo de un programa computacional para validar datos P-V-T para yacimientos de gases condensados retrógrados y aplicación de ecuaciones de estado para reproducir los datos experimentales*. Tesis para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela. p.p. 113.
- [6] Rojas, Gonzalo. (2003) *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz: G. Rojas. p.p. 389.
- [7] Martínez, Gabriela. (2009). Obtenida el 7 de junio del 2010, de <http://balance-de-materiales.blogspot.com/2009/03/diagrama-presion-temperatura-de-mezclas.html>.
- [8] Méndez D., Víctor H. (2008). *Desarrollo de una herramienta computacional para la validación de estudios P-V-T de crudos negros, volátiles y gases con condensación retrógrada*. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela. p.p. 247.
- [9] Craft, B. C, Hawkins M. F. y Ramiro Pérez Palacio. (s. f.). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Bogotá: Editorial Tecnos.

- [10] Li Fan, Billy W. Harris y otros. (2006). *Revisión de los yacimientos de gas condensado*. Consultado el 10 de junio de 2010. Oilfield Review. [.http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006_sp_spr02_gascondensado.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006_sp_spr02_gascondensado.aspx).
- [11] Lucio Carrillo Barandiarán (s. f.). *Reservorios de gas condensado-análisis del comportamiento*. Consultado el 11 de agosto del 2010. , Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú. <http://lima.spe.org/images/UNILima/articles/56/COND-FIP-LC-230505.pdf> 11/08/2010
- [12] Oscar A. Centeno G. (2007). Consultado el 17 de agosto del 2010. <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2007/11/comportamiento-retrgrado-de-mezclas-de.html>.
- [13] Moses, P. L. (1986, Julio). *Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems* (Documento No. 15835). Texas: SPE.
- [14] Cristian M. Madrid R. (2007). *Establecimiento de una metodología para la aplicación de métodos analíticos en el cálculo de reservas de yacimientos de gas costafuera, con o sin soporte de energía hidráulica*. Tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Petróleo. p.p. 216.
- [15] Samaniego F., Bashbush J.L., León G.A., Mazariegos U.C., Corona B.A., Castillo P.P.F. (2004). *On the validation of PVT compositional laboratory experiments*. SPE n° 91505.
- [16]. Hosein, R. y Jagai, T. (2003, Abril). *Optimizing the Number of Components in Tuning the Peng-Robinson Equation of State for Trinidad's Gas Condensates*. (Documento No. 81113). Texas: SPE.
- [17] Whitson, C. H. y Torp, S. B. (1983, Marzo). *Evaluating Constant-Volume Depletion Data*. (Documento No. 10067). Texas: SPE.

- [18] Kool, H., Azari, M., Soliman, M. Y., Proett, M. A., Irani, C. A. y Dibdahl, B. (2001, Abril). *Testing of Gas Condensate Reservoirs-Sampling, Test Design and Analysis* (Documento No. 68668). Texas: SPE.
- [19] Standing, M. B. (1977) *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, SPE-AIME, Dallas.
- [20] EGEP Consultores. (2004, Mayo). *Verificación de Datos PVT para Gases Condensados. Manual de Operaciones*. Caracas.
- [21] Bashbush, J. L. (1981, Octubre). *A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications* (Documento No. 10127). Texas: SPE.
- [22] Villa, José R. (2003-2006). *Balance de Materiales en Yacimientos de Petróleo con Gas Disuelto*. Versión 3.0. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.
- [23] Dake, L. P. (1998). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. 17th Edition. Elsevier. Chapter 1.
- [24] Castillo V., Patricia A. (2007). *Desarrollo de una herramienta computacional para el cálculo de balance de materiales en yacimientos de gas seco*. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- [25] Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. 2nd Edition Elsevier Group. Chapters 11 y 13.
- [26] Pletcher, Jeff L. (2002, February). *Improvements to Reservoir Material-Balance Methods*. (Documento No. 75354). Marathon Oil Co: SPE.
- [27] Azuaje, Evelyn M. (2004) *Análisis de Gas Original en Sitio en Yacimientos de Gas Sobrepresurizados*. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

- [28] Poston, Steven W. (2002). *Overpressured Gas Reservoirs*. Texas, USA. Society of Petroleum Engineers, Inc.
- [29] Elsharkawy, Adel M. (1996, Mayo). *MB Solution for High Pressure Gas Reservoirs*. (Documento No. 35589). Kuwait University: SPE.
- [30] Baptiste, Brian J. (2003). *P/z Analysis of a Mature Gas Condensate Field, Offshore Trinidad*. (Documento No. 81009). The University of the West Indies.
- [31] Gonzales, F. E. (2008). *A Quadratic Cumulative Production Model for the Material Balance of an Abnormally Pressured Gas Reservoir*. (Documento No 114044). Texas A&M U: SPE.
- [32] Ahmed, T. and McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Elsevier Group. Chapter 2.
- [33] Bradley, H. B. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. Chapter 38.
- [34] Towler, Brian F. (2002). *Fundamental principles of reservoir engineering*. Volume 8. USA: SPE Textbook Series.
- [35] Lee, John. (1996). *Gas Reservoir Engineering*. Volume 5. USA: SPE Textbook Series.
- [36] Marques, J. B., Trevisan, O.V. and Suslick S.B. *Classic Models of Calculation of Influx: A Comparative Study*. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina. SPE 107265, 2007.
- [37] Klins, M. A., Bouchard, A.J. and Cable, C.L. *A Polynomial Approach to the van Everdingen-Hurst Dimensionless Variables for Water Encroachment*. SPE Reservoir Engineering. Volume 3, Number 1. Pages 320-326. SPE 15433. 1988.

- [38] Escobar M., Freddy Humberto. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Neiva, Huila.
- [39] P. Salazar. (2009). *Clases de Análisis de Presión*. Universidad Central de Venezuela.
- [40] Mattar, L. and McNeil, R. (1998). *The “Flowing” Gas Material Balance*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- [41] Akanni, S. Lawal and Scott, M. Frailey. *Material Balance Reservoir Model for CO₂ Sequestration in Depleted Gas Reservoirs*. Center for Applied Petrophysical and Reservoir Studies, Texas Tech University, Lubbock, Texas. SPE 90669. 2004.
- [42] Alvarado, G., Le Blanc, J. L, y Farshad, F. *A New and Improved Material Balance Equation For Retrograde Gas Condensate Reservoirs – Part 1*. Transco Energy Co. and Univ. of Southwestern Louisiana: SPE 24355. 1992.
- [43] Stach, Blanca M. y Zambrano P., Roberto M. (2008) *Desarrollo de una Herramienta Computacional para el Cálculo de Reservas de Hidrocarburos, Mediante el Uso de una Ecuación de Balance de Materiales para Yacimientos de Gas Condensado Retrógrado* Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- [44] Siddiqui, Fahd; Waqas, Ghulan M.; Khan , M. Noman. *Application of General Material Balance on Gas Condensate Reservoirs GIIP Estimation*. Pakistan Petroleum Limited, Karachi –Pakistan. SPE 142847.2010.
- [45] Bánzer S., Carlos. (1996). *Correlaciones Numéricas PVT*. Universidad del Zulia. Institutos de Investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, Maracaibo.
- [46] Mokhatab, S., Poe, W. and Speight, J. (2006). *Handbook of Natural Gas Transmission And Processing*. Gulf Publishing Company. Chapter 1.

[47] Office 2010 vende una copia cada segundo en todo el mundo. Obtenido el 29 de octubre del 2013. <http://www.softzone.es/2011/01/08/office-2010-vende-una-copia-cada-segundo-en-todo-el-mundo/>

[48] Mendenhall, William (1982). *Introducción a la probabilidad y la estadística*. Wadsworth Internacional/Iberoamérica. EE.UU.

[49] Montgomery, D. and Runger, G. (2003) “*Applied Statistics and Probability for Engineers*”. Third Edition. John Wiley and Sons. Chapters 2, 3, 4 and 11.

[50] Canavos, G. (1988). “*Probabilidad y Estadística: Aplicaciones y métodos*”. McGraw-Hill/Interamericana de México. Capítulo 1.

APÉNDICE A

PROPIEDADES DEL GAS

En esta sección se presentan los métodos gráficos y matemáticos más utilizados en la industria petrolera para determinar las propiedades físicas del gas natural y del gas condensado.

Las propiedades más usadas de los componentes puros en los cálculos del comportamiento físico del gas natural y del gas condensado son:

A.1 PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES PUROS^[6]

Ambos gases son una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos ($C_1 - C_2$) y medianos ($C_3 +$) con pequeñas cantidades de componentes no hidrocarburos (CO_2 y N_2)^[6]. La Tabla A.1 muestra las propiedades (de los componentes puros) más usadas en los cálculos del comportamiento físico del gas natural y del gas condensado.

A.2 PESO MOLECULAR APARENTE^[6]

El peso molecular de una mezcla de hidrocarburos en estado líquido o gaseoso se puede determinar por los métodos siguientes:

A.2.1 En base la composición de la mezcla^[6]

Para gas natural se tiene:

$$M_g = \sum_i^n M_i * Y_i \quad (A.1)$$

Para condensado se tiene:

$$M_c = \sum_i^n M_i * X_i \quad (A.2)$$

Para gas condensado se tiene:

$$M_{gc} = \sum_i^n M_i * Z_i \quad (A.3)$$

Donde:

M_g = Peso molecular del gas natural, lbm/lbmol o grm/grmol.

M_c = Peso molecular del condensado (líquido), lbm/lbmol o grm/grmol.

M_{gc} = Peso molecular del gas condensado, lbm/lbmol o grm/grmol.

M_i = Peso molecular del componente i en la mezcla, lbm/lbmol o grm/grmol.

Y_i = Fracción molar del componente i en el gas natural.

X_i = Fracción molar del componente i en el condensado.

Z_i = Fracción molar del componente i en el gas condensado.

n = Número de componentes en cada mezcla.

A.2.2 En base a la gravedad específica ^[6]

A partir del comportamiento de los gases a baja presión, la gravedad específica de una mezcla de hidrocarburos a condiciones normales (14,7 lpca y 60°F), está dada por:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_a} \quad (A.4)$$

Tabla A.1. Propiedades físicas de componentes del gas natural y del gas condensado ^[6].

Composición	Fórmula	Peso Molecular lbmo/lbmol	Temp. Crítica °R	Presión Crítica lpca	Vol. Crítico pie/lbm	Densidad a 60°F	
						Gas lbm/MPCN	Líqu. lbm/gal
Metano	CH_4	16,043	343,37	667,8	0,0991	42,28	2,5
Etano	C_2H_6	30,070	550,09	707,8	0,0788	79,24	2,962
Propano	C_3H_8	44,097	666,01	616,3	0,0737	116,20	4,223
n-Butano	nC_4H_{10}	58,124	765,65	550,7	0,0702	153,16	4,865
i-Butano	iC_4H_{10}	58,124	734,98	529,1	0,0724	153,16	4,686
n-Pentano	nC_5H_{12}	72,151	845,7	488,6	0,0675	190,13	5,251
i-Pentano	iC_5H_{12}	72,151	829,1	490,4	0,0679	190,13	5,199
n-Hexano	nC_6H_{12}	86,178	913,7	436,9	0,0688	227,09	5,526
n-Heptano	nC_7H_{16}	100,205	972,8	396,8	0,0691	264,05	5,728
n-Octano	nC_8H_{18}	114,232	1024,22	360,6	0,0690	301,01	5,883
n-Nonano	nC_9H_{20}	128,259	1070,68	332,0	0,684	337,98	6,008
n-Decano	$nC_{10}H_{22}$	142,286	1112,10	304,0	0,0679	374,94	6,112
Dióxido de Carbono	CO_2	44,010	547,90	1071,0	0,0342	115,97	6,88
Nitrógeno	N_2	28,013	227,60	493,0	0,0514	89,77	6,58
Sulfuro de Hidrógeno	H_2S	34,076	672,70	1300,0	0,0459	73,80	6,73

Donde $M_a = 28,96 \text{ lbm/lbmol}$ es el peso molecular del aire. Si asume un comportamiento de gas ideal, la Ecuación A.4 es válida.

De la Ecuación A.4 se obtiene las siguientes ecuaciones:

Para el gas natural:

$$M_g = 28,96 * \gamma_g \quad (\text{A.5})$$

Para el gas condensado:

$$M_{gc} = 28,96 * \gamma_{gc} \quad (\text{A.6})$$

Donde:

γ_g = Gravedad específica del gas natural (aire=1).

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado (aire=1).

Para el condensado se tienen la Ecuación A.7, que permite un estimado aceptable del peso molecular cuando no se conoce la composición del condensado.

$$M_c = \frac{44,29 * \gamma_c}{1,03 - \gamma_c} = \frac{6084}{^\circ API - 5,9} \quad (\text{A.7})$$

Donde:

γ_c = Gravedad específica del condensado (agua=1).

$^\circ API$ = Gravedad API del condensado.

A.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS Y DEL GAS CONDENSADO ^[3]

La gravedad específica de un gas es el cociente entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas medidas a la misma temperatura ^[3]. Se expresa de la siguiente forma:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (\text{A.8})$$

Para estimar la gravedad específica de la mezcla gas condensado que produce un yacimiento y la cual fluye hasta superficie al sistema de separación gas-líquido como se aprecia en la Figura A.1, se requiere la relación gas-condensado (líquido) de superficie (RGC, PCN/BN).

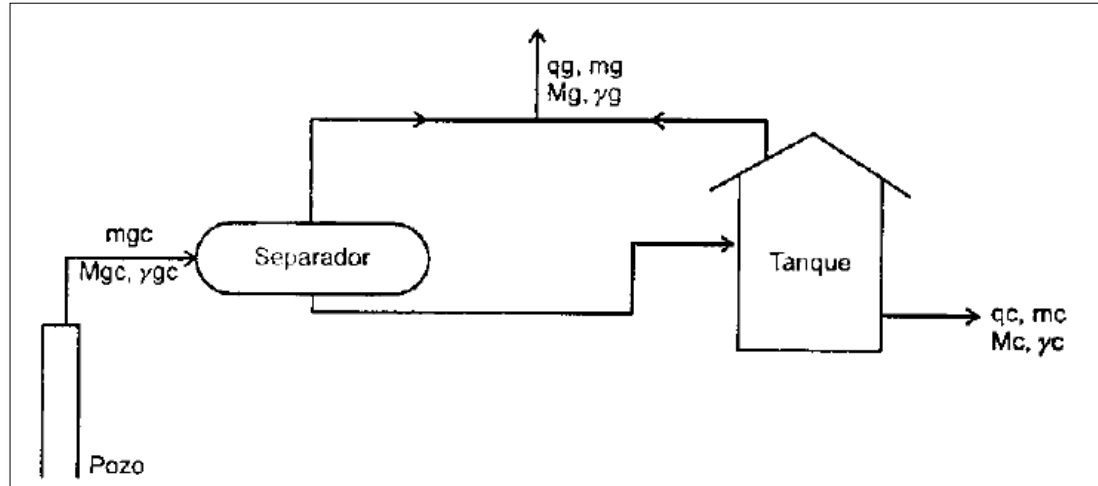


Figura A.1. Separador y tanque de prueba ^[6].

En base a la Figura A.1, se considera el siguiente balance de masa y balance molar:

$$m_{gc} = m_g + m_c \quad (\text{A.9})$$

$$N_{gc} = N_g + N_c \quad (\text{A.10})$$

Las tasas másicas y molares de gas y condensado se pueden determinar a partir de las tasas de flujo:

$$m_g = q_g * \frac{M_g}{379,4} \quad (\text{A.11})$$

$$m_c = 350 * \gamma_c * q_c \quad (\text{A.12})$$

$$N_g = \frac{m_g}{M_g} = \frac{q_g}{379,4} \quad (\text{A.13})$$

$$N_c = \frac{m_c}{M_c} = 350 * \frac{\gamma_c * q_c}{M_c} \quad (\text{A.14})$$

Al reemplazar las ecuaciones A.11 y A.12 en la Ecuación A.9 se obtiene la tasa másica de gas condensado que entra al separador.

$$m_{gc} = q_g * \frac{M_g}{379,4} + 350 * \gamma_c * q_c \quad (\text{A.15})$$

La tasa molar del gas condensado se obtiene de las tasas molares de gas y condensado.

$$N_{gc} = \frac{q_g}{379,4} + 350 * \frac{\gamma_c * q_c}{M_c} \quad (\text{A.16})$$

Al dividir la tasa másica por la tasa molar se obtiene el peso molecular del gas condensado.

$$M_{gc} = \frac{q_g * \frac{M_g}{379,4} + 350 * \gamma_c * q_c}{\frac{q_g}{379,4} + 350 * \frac{\gamma_c * q_c}{M_c}} \quad (\text{A.17})$$

En función de $RGC = q_g/q_c$ y $\gamma_g = M_g/28,96$ la Ecuación A.16 puede escribirse de la siguiente manera:

$$M_{gc} = \frac{0,07636 \cdot RGC \cdot \gamma_g + 350 \cdot \gamma_c}{0,002636 \cdot RGC + \frac{350 \cdot \gamma_c}{M_c}} \quad (A.18)$$

La gravedad específica del gas condensado (aire=1) es el cociente entre su densidad y la densidad del aire ^[3] de igual manera se calcula a partir del peso molecular del gas condensado, M_{gc} , con la Ecuación A.19.

$$\gamma_{gc} = \frac{\rho_{gc}}{\rho_a} = \frac{M_{gc}}{28,96} = \frac{RGC \cdot \gamma_g + 4584 \cdot \gamma_c}{RGC + 132800 \cdot \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (A.19)$$

Al tener datos de las relaciones gas-petróleo (R_i) y de las gravedades específicas (γ_{gi}) de los gases producidos en cada etapa de separación, (ver Figura A.2), se puede calcular con la Ecuación A.20 el valor de γ_{gc} , más preciso que el de la Ecuación A.19.

$$\gamma_{gc} = \frac{\sum_i^{NE} R_i \cdot \gamma_{gci} + 4584 \cdot \gamma_c}{\sum_i^{NE} R_i + 132800 \cdot \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (A.20)$$

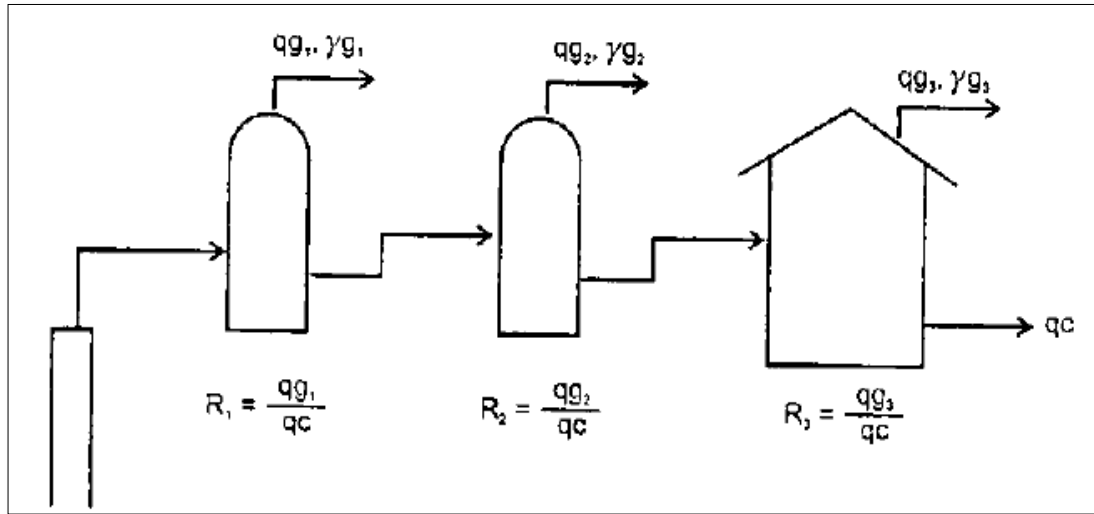


Figura A.2. Sistema de separación gas-condensado en tres etapas ^[6].

Donde:

m_g = Tasa másica del gas natural, lbm/día.

m_{gc} = Tasa másica del gas condensado, lbm/día.

m_c = Tasa másica del condensado, lbm/día.

N_g = Tasa de moles del gas natural, lbm/día.

N_{gc} = Tasa de moles del gas condensado, lbm/día.

N_c = Tasa de moles del condensado, lbm/día.

q_g = Tasa de flujo del gas natural, PCN/día.

q_{gc} = Tasa de flujo del gas condensado, PCN/día.

q_c = Tasa de flujo del condensado, PCN/día.

RGC = Relación Gas-Condensado, PCN/BN.

ρ_{gc} = Densidad del gas condensado, lbm/pie³.

ρ_a = Densidad del aire, lbm/pie³.

NE = No. de etapas de separación.

γ_g = Gravedad específica del gas natural (aire=1).

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado (aire=1).

γ_c = Gravedad específica del condensado (agua=1).

Subíndices: g=Gas, c=Condensado, gc=Gas condensado.

A.4 PROPIEDADES SEUDOCRÍTICAS ^[6]

Las propiedades críticas de un gas condensado se pueden determinar en el laboratorio usando una celda visual PVT. En razón de que esta medición toma bastante tiempo y necesita de un equipo de gran precisión, se utilizan los valores pseudocríticos para correlacionar las propiedades termodinámicas de mezclas gaseosas y líquidas de hidrocarburos. La presión y temperatura pseudocrítica (P_{sc} y T_{sc}) se pueden determinar a partir de la composición o de la gravedad específica de la mezcla ^[6].

A.4.1 En base a la composición:

Para el gas natural:

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Y_i \quad (A.21)$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Y_i \quad (A.22)$$

Para el gas condensado:

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Z_i \quad (A.23)$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Z_i \quad (A.24)$$

Donde:

P_{ci} = Presión crítica del componente i, lpca.

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i, °R.

A.4.2 En base a la gravedad específica ^[6]

Al no conocer la composición del gas natural o del gas condensado, la presión y la temperatura pseudocríticas se pueden estimar a partir del gráfico de la Figura A.3. Standing recomienda los siguientes ajustes:

Para el gas natural ($\gamma_g < 0,75$):

$$P_{sc} = 677 + 15 * \gamma_g - 37,5 * \gamma_g^2 \quad (A.25)$$

$$T_{sc} = 168 + 325 * \gamma_g - 12,5 * \gamma_g^2 \quad (A.26)$$

Para el gas condensado ($\gamma_{gc} \geq 0,75$):

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * \gamma_{gc} - 11,1 * \gamma_{gc}^2 \quad (A.27)$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71,5 * \gamma_{gc}^2 \quad (A.28)$$

A.5 DENSIDAD DEL GAS Y GAS CONDENSADO ^[6]

La densidad de mezclas en fase gaseosa (gas natural, gas del separador, gas condensado a $P \geq P_{roc}$, etc.) se puede determinar aplicando la ley de los gases reales. De esta forma se obtiene ^[6]:

$$\rho_g = \frac{P * M_g}{z_g * R * T} \quad (A.29)$$

Donde:

ρ_g = Densidad de la mezcla gaseosa, lbm/pie³

P = Presión absoluta, lpca.

M_g = Peso molecular del gas, lbm/lbmol.

z_g = Factor de compresibilidad.

$R = 10,73 \text{ ((lpca} \cdot \text{pie}^3)/(\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}))$. Constante universal de los gases.

T = Temperatura absoluta, $^\circ\text{R}$.

Para determinar la densidad del gas condensado (ρ_{gc} , fase gaseosa) se usa la misma Ecuación A.29 reemplazando M_g y z_g por M_{gc} y z_{gc} . Si la mezcla tiene componentes no hidrocarburos éstos se deben en cuenta en el cálculo de z_g y z_{gc} .

A.6 CONTENIDO LÍQUIDO DE UN GAS

El contenido líquido o riqueza de un gas se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales de gas (MPCN). Se expresa generalmente por el símbolo GPM. Se considera que se obtiene como líquido en una planta criogénica desde el C_3 (propane) en adelante sin incluir los componentes no hidrocarburos (CO_2 , N_2). En el cálculo del GPM se asume que los componentes propano y más pesados son totalmente recuperados como líquidos, lo cual no ocurre en la práctica. A continuación se presentan las ecuaciones para el cálculo del GPM ^[6]:

$$GPM = \sum_{i=3}^n GPM_i * Y_i \quad (A.30)$$

$$GPM_i = \frac{1000}{379,4} * \frac{M_i}{\rho_{li}} \quad (A.31)$$

Reemplazando la Ecuación A.31 en A.30 se obtiene:

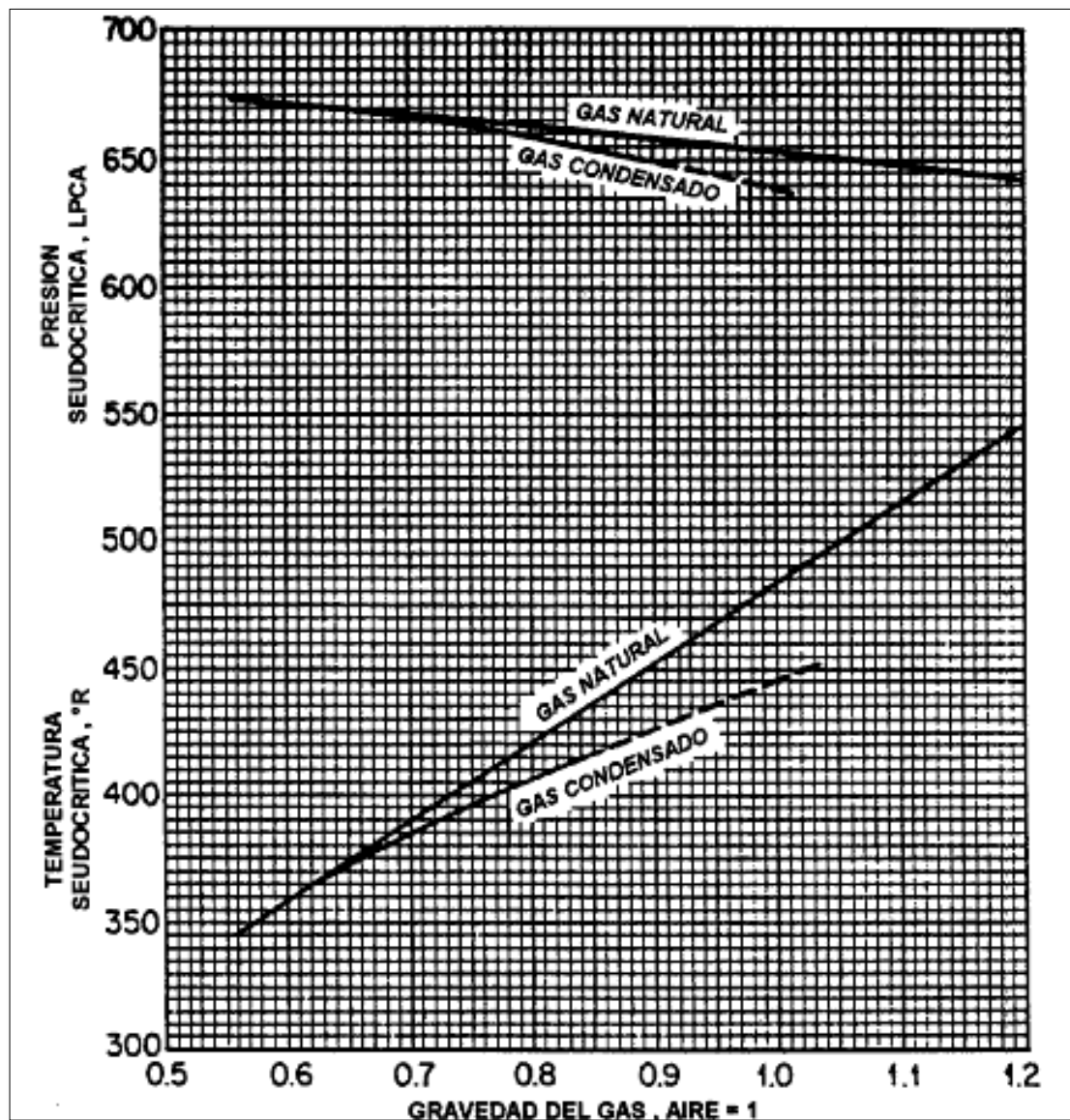


Figura A.3. Presión y temperatura seudocríticas en función de la gravedad específica ^[6].

$$GPM = 2,636 * \sum_{i=3}^n \frac{M_i * Y_i}{\rho_{li}} \quad (A.32)$$

Donde:

M_i = Peso molecular del componente i (lbm/lbmol).

ρ_{li} = Densidad del componente i en fase (lbm/gal).

Y_i = Fracción molar del componente i.

GPM = Contenido líquido de un gas, gals/MPCN.

A.7 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA

El conocimiento de la presión de rocío retrógrada es importante en el estudio de yacimientos de gas condensado porque a presiones por debajo de esta presión ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. Cuando no se dispone de pruebas PVT para el yacimiento en estudio, la presión de rocío se puede estimar por correlaciones:

A.7.1. Correlaciones de Nemeth y Kennedy

Nemeth y Kennedy desarrollaron una correlación que permite determinar la presión rocío retrógrada de un gas condensado en función de la composición de la mezcla y de la temperatura del yacimiento. La composición es expresada en fracciones molales desde el C_1 hasta el $C_7 +$ incluyendo componentes no hidrocarburos como CO_2 , H_2S , y N_2 . La correlación también requiere las características del $C_7 +$: peso molecular (M_{C_7+}) y gravedad específica (γ_{C_7+} , $agua = 1$).

$$\begin{aligned} \ln P_{roc} = & A_1 * (Z_{C_2} + Z_{CO_2} + Z_{H_2S} + Z_{C_6} + 2 * (Z_{C_3} + Z_{C_4}) + Z_{C_5} + 0,4 * Z_{C_1} + \\ & 0,2 * Z_{N_2}) + A_2 * \gamma_{C_7+} + A_3 * \left(\frac{Z_{C_1}}{(Z_{C_7+} + 0,002)} \right) + A_4 * T + A_5 * (Z_{C_7+} * M_{C_7+}) + A_6 * \\ & (Z_{C_7+} * M_{C_7+})^2 + A_7 * (Z_{C_7+} * M_{C_7+})^3 + A_8 * \left(\frac{M_{C_7+}}{(\gamma_{C_7+} + 0,0001)} \right) + A_9 * \\ & \left(\frac{M_{C_7+}}{(\gamma_{C_7+} + 0,0001)} \right)^2 + A_{10} * \left(\frac{M_{C_7+}}{(\gamma_{C_7+} + 0,0001)} \right)^3 + A_{11} \end{aligned} \quad (A.33)$$

Donde:

P_{roc} = Presión de rocío retrógrada, lpca.

T = Temperatura, °R.

M_{C_7+} = Peso molecular del C_7 + (agua=1).

$$\begin{aligned} A_1 &= -2,0623054 & A_7 &= 7,4299951 * 10^{-5} \\ A_2 &= 6,6259728 & A_8 &= -1,1381195 * 10^{-1} \\ A_3 &= -4,4670559 * 10^{-3} & A_9 &= 6,2476497 * 10^{-4} \\ A_4 &= 1,0448346 * 10^{-4} & A_{10} &= -1,0716866 * 10^{-6} \\ A_5 &= 3,2673714 * 10^{-2} & A_{11} &= 1,0746622 * 10^1 \\ A_6 &= -3,6453277 * 10^{-3} \end{aligned}$$

A.7.2. Correlación de Marruffo, Maita, Him y Rojas ^[6]

La correlación de Nemeth y Kennedy tiene la desventaja de requerir la composición del gas condensado, la cual se puede obtener de la recombinación del gas y líquido del separador de alta o de la toma de subsuelo de una muestra representativa de la mezcla original de hidrocarburos del yacimiento. Para solventar este problema Marruffo, Maita, Him y Rojas desarrollaron dos correlaciones que permiten calcular $\%C_7+$ y RGC en base a información de pruebas de producción: Relación gas-condensado, gravedad específica del gas de separador, gravedad API del condensado de tanque y temperatura del yacimiento. Los parámetros correlacionados presentaron los siguientes rangos de valores:

Presión: 3000-5000 lpc.

Relación de gas-condensado: 2000-200000 PCN/BN.

Gravedad específica del gas: 0,655-0,904

Gravedad API del condensado: 39-61.

Correlaciones:

$$\%C_7+ = 10260 * (RGC * \gamma_g)^{-0,8499} \quad (A.34)$$

$$P_{roc} = k_1 * \left[\frac{RGC^{k_2}}{(\%C_7+)^{k_3}} * k_8 * API^A \right] \quad (A.35)$$

$$A = k_4 * T^{k_5} - k_6 * (\%C_7 +)^{k_7} \quad (A.36)$$

Donde:

$\%C_7+$ = Porcentaje de C_7+ de la mezcla (gas condensado).

RGC = Relación gas condensado, PCN/BN.

γ_g = Gravedad específica del gas separador (aire=1).

API = Gravedad API del condensado de tanque.

T = Temperatura del yacimiento, °F.

P_{roc} = Presión de rocío, lpca.

Valores de constantes:

$$k_1 = 346,7764689 \quad k_5 = 0,281255219$$

$$k_2 = 0,0974139 \quad k_6 = 0,00068358$$

$$k_3 = -0,294782419 \quad k_7 = 1,906328237$$

$$k_4 = -0,047833243 \quad k_8 = 8,417626216$$

A.8 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD BIFÁSICO ^[6]

Existen varios métodos para determinar z_{2f} los cuales se detallan a continuación:

A.8.1. Pruebas de laboratorio

El factor de compresibilidad bifásico se puede determinar de pruebas de laboratorio a partir de la Ecuación A.36. Partiendo de las condiciones iniciales ($P_i=P_{roc}$, N_i , $GCOES$), se alcanza la presión P retirando una cierta cantidad de gas (N_p, G_{pt}) manteniendo el volumen y la temperatura constante.

$$z_{2f} = \frac{z_{gci} * P}{P_i * \left(1 - \frac{G_{pt}}{GCOES}\right)} \quad (A.37)$$

A la presión P_i el gas condensado se encuentra en una sola fase y a P en dos fases (gas y condensado retrógrado).

A.8.2. Ecuaciones de estado

Si se tiene dos fases a una presión dada, $P(< P_{roc})$, el factor de compresibilidad bifásico puede calcularse de la forma siguiente:

$$z_{2f} = z_g * V + z_l * L \quad (A.38)$$

Donde:

z_g = Factor de compresibilidad de la fase a P y T.

z_l = Factor de compresibilidad de la fase líquida a P y T.

V = Fracción molar de la fase líquida en la mezcla.

L = Fracción molar de la fase líquida en la mezcla.

z_g, z_l, V y L se obtienen por medio de ecuaciones de estado.

A.9 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

El factor volumétrico del gas es un factor que permite el volumen en (BY o PCY) ocupado en el yacimiento por un pie cúbico normal (PCN, medido a 14, 7 lpca y 60°F) de gas.

Está dada por:

$$\beta_g = \frac{14,7 * z_g * T}{520 * P} = 0,02829 * \frac{z_g * T}{P} \quad (A.39)$$

También como:

$$\beta_g = 0,00504 * \frac{z_g * T}{P} \quad (A.40)$$

Donde:

β_g = Factor volumétrico del gas, PCY/PCN o BY/PCN.

z_g = Factor de compresibilidad a P y T.

T = Temperatura absoluta, lpca.

P = Presión absoluta, lpca.

Para gases condensados, cuando la $P \geq P_{roc}$, se usa z_{gc} , y cuando $P_{roc} > P$, se usa z_{2f} , en vez de z_g , respectivamente, en las Ecuaciones A.38 o A.39.

APÉNDICE B

CORRELACIONES PVT

En esta sección se detallan las correlaciones PVT, la cual, son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo. Estos datos son:

- **Propiedades de los fluidos:**
 - Gravedad específica del petróleo, γ_o .
 - Gravedad específica del gas, γ_g .
 - Gravedad específica del gas condensado, γ_{gc} .
 - Gravedad específica del condensado, γ_c .
 - Razón gas producido-petróleo en solución, R_s .
 - Razón petróleo producido-gas volátil, R_v .

- **Propiedades del yacimiento:**
 - Presión, P .
 - Temperatura, T .

Antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto, la correlación utilizada será adecuada y se obtendrán resultados confiables ^[45].

B.1 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PSEUDOCRÍTICAS DEL GAS ^[24]

Los principales métodos empíricos propuestos para la obtención del factor de compresibilidad del gas o factor z , basan sus cálculos en los valores de las propiedades, según expone Ahmeh ^[25], se definen mediante las siguientes relaciones:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{B.1})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{B.2})$$

Donde:

P = Presión absoluta del gas, lpca.

T = Temperatura absoluta del gas, °R.

P_{sc} = Presión pseudocrítica del gas, lpca.

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica del gas, °R.

A partir de las ecuaciones B.1 y B.2 se puede determinar el valor de las propiedades pseudocríticas del gas. Por lo tanto, existe la necesidad de establecer el valor de estos parámetros para la determinación del factor de compresibilidad del gas.

En función de su gravedad específica, se han propuesto diversas correlaciones que permiten la obtención de las propiedades pseudocríticas del gas. Las más importantes son:

B.1.1. Correlación de Sutton ^{[24], [45]}

Sutton en 1985, obtuvo un ajuste cuadrático para el cálculo de las propiedades pseudocríticas empleando un procedimiento de análisis de regresión de datos:

$$P_{scHC} = 756,8 - 131 * \gamma_{HC} - 3,6 * \gamma_{HC}^2 \quad (B.3)$$

$$T_{scHC} = 169,2 + 349,5 * \gamma_{HC} - 74 * \gamma_{HC}^2 \quad (B.3)$$

Donde:

γ_g = Gravedad específica del gas, (aire=1).

Estas ecuaciones fueron obtenidas a partir de 264 muestras diferentes de gas en el siguiente rango de gravedades específicas: $0,571 < \gamma_{HC} < 1,679$. Finalmente, la presión y la temperatura pseudocríticas de la mezcla total de gas, P_{scM} y T_{scM} , se determinan mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{scM} = (1 - Y_{N_2} - Y_{CO_2} - Y_{H_2S}) * P_{scHC} + 493 * Y_{N_2} + 1071 * Y_{CO_2} + 1306 * Y_{H_2S} \dots \dots (B.4)$$

$$T_{scM} = (1 - Y_{N_2} - Y_{CO_2} - Y_{H_2S}) * T_{scHC} + 227 * Y_{N_2} + 548 * Y_{CO_2} + 672 * Y_{H_2S} \dots \dots (B.4)$$

En estas ecuaciones, la presión y la temperatura pseudocríticas de la porción de gas hidrocarburo P_{scHC} y T_{scHC} , pueden ser representadas por las ecuaciones anteriores dependiendo del tipo de gas hidrocarburo considerado ^[45].

B.1.2 Correlación de Brown, Katz, Oberfell y Alden ^{[24], [45]}

Esta correlación se representa en la Figura A.3, donde la presión y la temperatura pseudocríticas P_{sc} y T_{sc} , están en función de la gravedad específica del gas, γ_g (aire=1), y puede ser utilizada para gas natural en general o para condensado.

Las curvas de la Figura A.3, representan mezclas gaseosas con cantidades despreciables de N_2 , CO_2 y H_2S . Si la mezcla gaseosa contiene cantidades apreciables de componentes no hidrocarburos (mayor de 5% por volumen), la gravedad específica de la mezcla debe ser corregida por estos componentes. Así, si γ_{gM} es la gravedad específica de la mezcla total de gas, la gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo, γ_{gHC} , está dada por:

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0,967 * Y_{N_2} - 1,52 * Y_{CO_2} - 1,18 * Y_{H_2S}}{1 - Y_{N_2} - Y_{CO_2} - Y_{H_2S}} \quad (B.5)$$

Donde:

γ_{gHC} = Gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo, (aire=1).

γ_{gM} = Gravedad específica de la mezcla total de gas, (aire=1).

Y_{N_2} = Contenido de N_2 , fracción molar.

Y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

Y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar.

En la Ecuación B.5, $\gamma_{gHC} \geq 0,55$ (gravedad específica del metano).

Un ajuste de las curvas de la Figura A.3, está dado mediante las ecuaciones A.25, A.26, A.27 y A.28.

B.1.3 Correcciones de Wichert y Aziz ^[45]

Cuando el gas natural contiene significantes fracciones de dióxido de carbono (CO_2) y/o sulfuro de hidrógeno (H_2S), se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz, al método de Standing y Katz. Esta corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = 120 * \left[(Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{0,9} - (Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{1,6} \right] + 15 * (Y_{H_2S}^{0,5} + Y_{H_2S}^4) \quad (B.6)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=0}^n Y_i * T_{ci} - \varepsilon \quad (B.7)$$

$$P'_{scM} = \frac{(\sum_{i=1}^n Y_i * P_{ci}) * T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n Y_i * T_{ci} + Y_{H_2S} * (1 - Y_{H_2S}) * \varepsilon} \quad (B.8)$$

Donde:

ε = Factor de ajuste, °R.

P_{ci} = Presión crítica del componente i, lpca.

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i, °R.

Y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

Y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar.

Y_i = Componente i en la mezcla, fracción molar.

P'_{scM} = Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por CO_2 y/o H_2S , °R.

T'_{scM} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por CO_2 y/o H_2S , °R.

Wichert y Aziz determinaron que sus ecuaciones presentaron un error absoluto de 0,97% con un error máximo de 6,59% sobre el siguiente rango de datos: $154 < P(lpca) < 7026$ y $40 < T(^{\circ}F) < 300$ y para concentraciones de $CO_2 < 54,46\%$ (%molar) y $H_2S < 73,85\%$ (%molar) ^[52]. El factor de ajuste, ε , también puede ser obtenido de la Figura B.1.

Luego, teniendo P'_{scM} y T'_{scM} corregidas por CO_2 y/o H_2S , se calcula P_{sr} y T_{sr} con las cuales se obtiene z de la Figura 2.22

B.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS ^{[24], [45]}

Después de calcular las propiedades pseudocríticas del gas, es posible determinar el valor del factor z, mediante los siguientes métodos:

B.2.1 Método de Sarem ^{[24], [45]}

Sarem, en 1961, desarrolló un procedimiento para determinar el valor del factor de compresibilidad del gas, que se basa en las curvas de Standing y Katz. La ecuación básica del método, que requiere 36 coeficientes, es ^[24]:

$$z = \sum_{i=5}^n \sum_{j=5}^n A_{ij} * P_j(x) * P_j(y) \quad (\text{B.9})$$

Donde:

$$x = \frac{2 * P_{sr} - 15}{14,8} \quad (\text{B.10})$$

$$y = \frac{2 * T_{sr} - 4}{1,9} \quad (\text{B.11})$$

Las variables P_i y P_j corresponden a los Polinomios de Legendre, de grado 0 a 5. Estos polinomios vienen dado por las relaciones:

$$P_0(\alpha) = 0,7071068 \quad (\text{B.12})$$

$$P_1(\alpha) = 1,224745 * \alpha \quad (\text{B.12})$$

$$P_2(\alpha) = 0,7905695 * (3 * \alpha^2 - 1) \quad (\text{B.13})$$

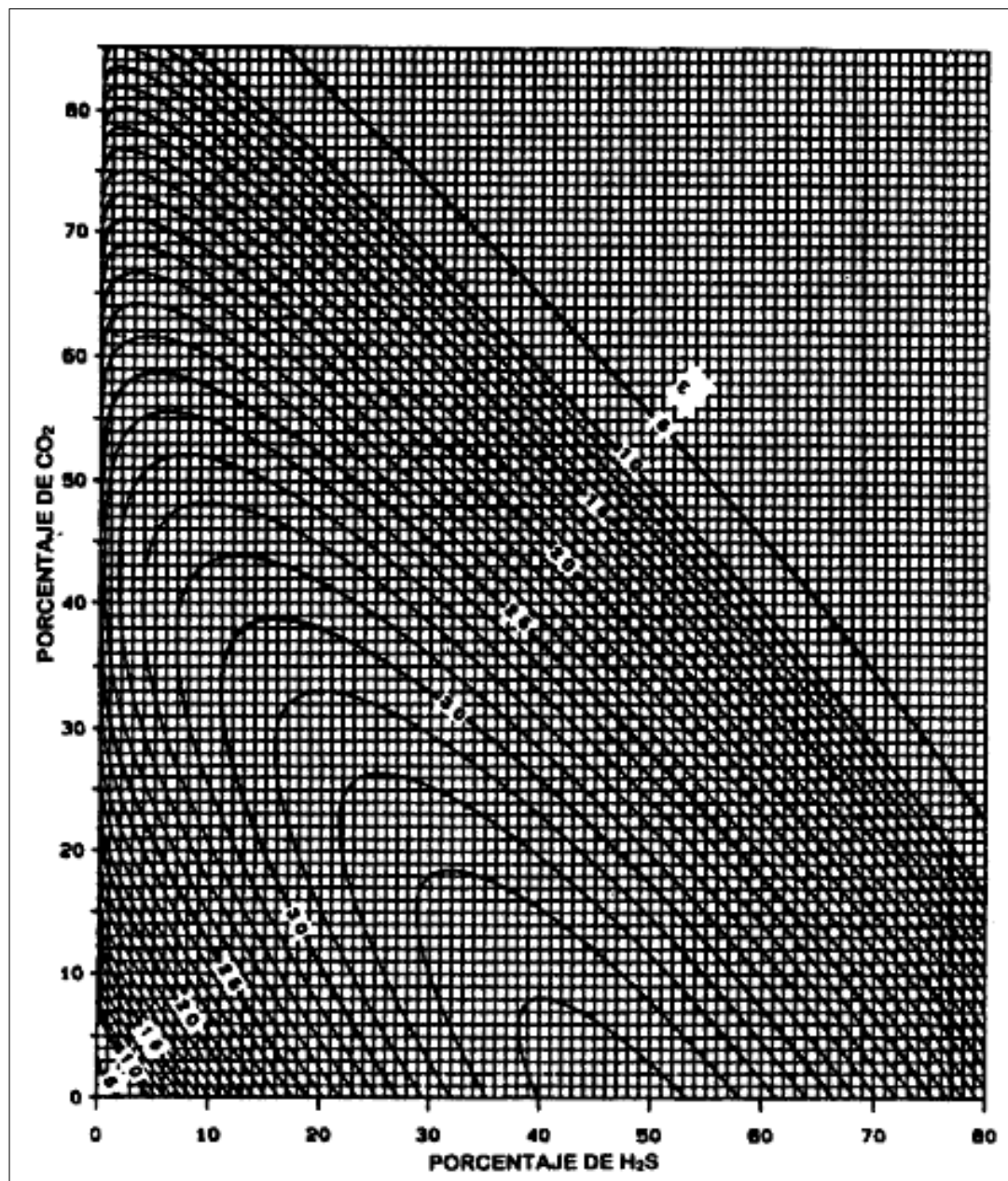


Figura B.1. Factor de ajuste por componentes no-hidrocarburos para la presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales ^[45].

$$P_3(\alpha) = 0,9354145 * (5 * \alpha^2 - 3 * \alpha) \quad (B.14)$$

$$P_4(\alpha) = 0,265165 * (35 * \alpha^4 - 30 * \alpha^2 + 3) \quad (\text{B.15})$$

$$P_5(\alpha) = 0,293151 * (63 * \alpha^5 - 70 * \alpha^3 + 15 * \alpha) \quad (\text{B.16})$$

Los valores de los coeficientes A_{ij} se presentan en la tabla B.1.

Tabla B.1. Valores de los coeficientes A_{ij} ^[24].

I	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$
0	2.1433504	0.083176184	-0.021467042	-0.0008714	0.0042846	-0.0016595
1	0.33123524	-0.13403614	0.066880961	-0.027174261	0.008851229	-0.00215209
2	0.10572871	-0.050393654	0.0050924798	0.0105513	-0.007318193	0.0026960
3	-0.0521840	0.044312146	-0.0193294565	0.0058972516	0.001536667	-0.0028327
4	0.01970398	-0.026383354	0.0192622143	-0.0115354	0.0042910089	-0.00081303
5	0.00530959	0.008917833	-0.010894921	0.0095594	-0.006011417	0.003117517

Para los intervalos $0,1 \leq P_{sr} \leq 14,9$ y $1,5 \leq T_{sr} \leq 2,95$, el error del método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue menor de 0,4%. El método de Sarem puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo P_{scM} y T_{scM} por el método de Wichert y Aziz ^[24].

B.2.2 Método de Hall y Yarborough (Método iterativo Newton-Raphson) ^{[24], [45]}

Debido a que la Ecuación 2.45 es no lineal, se requiere una solución de ensayo y error para resolverla. Un método de ensayo y error frecuentemente utilizado, es el método

de Newton-Raphson, el cual utiliza el siguiente procedimiento iterativo (aplicado a este caso):

- Suponer un valor inicial de Y_1 y calcular $F(Y_1)$, donde $F(Y)$ es el término de la derecha de la Ecuación 2.45.
- Si $F(Y_1) \cong 0$ ó se encuentra dentro de una tolerancia específica ($\pm 10^{-4}$), se puede considerar que Y_1 es la solución. En caso contrario, calcular un nuevo valor de Y utilizando la siguiente aproximación (Series de Taylor):

$$Y_2 = Y_1 - \frac{F(Y_1)}{\frac{dF(Y_1)}{dY}}$$

Donde la expresión para $dF(Y)/dY$ se obtiene derivando la Ecuación 2.45 con respecto a Y a T_{sr} constante, esto es:

$$\frac{dF}{dY} = \frac{1+4*Y+4*Y^2-4*Y^3+Y^4}{(1-Y)^4} - 2 * B * Y + C * D * Y^{(D-1)} \quad (B.17)$$

Donde:

$$B = 14,76 * t - 9,76 * t^2 + 4,58 * t^3$$

$$C = 90,7 * t - 242,2 * t^2 + 42,4 * t^3$$

$$D = 2,18 + 2,82 * t$$

- Hacer $Y_1 = Y_2$ y repetir el paso anterior. Continuar el procedimiento hasta obtener la solución.
- Sustituir el valor correcto de Y en la Ecuación 2.41 para obtener z .

B.2.3 Método de Papay ^[45]

La ecuación para el cálculo de z es la siguiente:

$$z = 1 - \frac{3,52 * P_{sr}}{10^{0,9813 * T_{sr}}} + \frac{0,274 * P_{sr}^2}{10^{0,8157 * T_{sr}}} \quad (B.18)$$

El error promedio de este método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue de -4,873% para presiones y temperaturas seudorreducidas en el rango de: $0,2 \leq P_{sr} \leq 15,0$ y $1,2 \leq T_{sr} \leq 3,0$. El método de Papay puede ser utilizado cuando el gas contiene impurezas corrigiendo P_{scM} y T_{scM} por el método de Wichert y Aziz.

B.2.4 Método de Dranchuk, Purvis y Robinson ^{[24], [45]}

Este método es el resultado de un ajuste realizado a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin, la cual escribieron en la siguiente forma ^{[24], [45]}:

$$z = 1 + C_1 * \rho_r + C_2 * \rho_r^2 + C_3 * \rho_r^5 + A_7 * (1 + A_g * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^2} * \exp(-A_g * \rho_r^2) \quad (B.19)$$

Donde:

$$C_1 = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \quad (B.20)$$

$$C_2 = \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \quad (\text{B.21})$$

$$C_3 = \frac{A_5 * A_6}{T_{sr}} \quad (\text{B.22})$$

ρ_r = densidad reducida de la mezcla gaseosa, calculada mediante la Ecuación B.23

$$\rho_r = 0,27 * \frac{P_{sr}}{z * T_{sr}} \quad (\text{B.23})$$

El valor de cada uno de los parámetros A empleados en la correlación se muestra en la tabla B.2.

Tabla B.2. Valores de las constantes A_{1-8} ^{[24], [45]}.

<i>Constantes</i>		
$A_1 = 0.31506237$	$A_2 = -1.0467099$	$A_3 = -0.57832729$
$A_4 = 0.53530771$	$A_5 = -0.61232032$	$A_6 = -0.10488813$
$A_7 = 0.68157001$	$A_8 = 0.68446549$	

Los rangos de aplicación del método son: $0,2 \leq P_{sr} \leq 30,0$ y $1,05 \leq T_{sr} \leq 3,0$. Para resolver la ecuación implícita de la densidad reducida, se debe utilizar un

procedimiento iterativo de ensayo y error. Empleando el método iterativo de Newton – Raphson, con:

$$F = -0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r * T_{sr}} + 1 + C_1 * \rho_r + C_2 * \rho_r^2 + C_3 * \rho_r^5 + A_7 * (1 + A_g * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^2} * \exp(-A_g * \rho_r^2) \quad (B.24)$$

$$\frac{\partial F}{\partial \rho_r} = 0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r^2 * T_{sr}} + C_1 * \rho_r + 2 * C_2 * \rho_r - 5 * C_3 * \rho_r^4 + 2 * \frac{\rho_r}{T_{sr}^3} * A_7 * (1 + A_g * \rho_r^2 - A_g^2 * \rho_r^4) * \exp(-A_g * \rho_r^2) \quad (B.25)$$

Se determina el valor z mediante la Ecuación B.26.

$$z = 0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r * T_{sr}} \quad (B.26)$$

B.2.5 Método de Dranchuk y Abou-Kassem ^{[24], [45]}

Dranchuk y Abou-Kassem propusieron en 1975, la correlación siguiente para el cálculo de los factores z de gas naturales:

$$z = 1 + C_1 * \rho_r + C_2 * \rho_r^2 - A_9 * C_3 * \rho_r^5 + A_{10} * (1 + A_{11} * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^2} * \exp(-A_{11} * \rho_r^2) \quad (B.27)$$

Donde:

$$C_1 = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \quad (\text{B.28})$$

$$C_2 = \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \quad (\text{B.29})$$

$$C_3 = \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \quad (\text{B.30})$$

ρ_r = Densidad reducida de la mezcla gaseosa, calculada mediante la Ecuación B.23

$$\rho_r = 0,27 * \frac{P_{sr}}{z * T_{sr}} \quad (\text{B.23})$$

En la Ecuación B.23 se tomó el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico, $z_c = 0,27$, considerando como un valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano ^[24].

El valor de los parámetros A empleados en la corrección se muestra en la Tabla B.3.

Tabla B.3. Valores de las constantes A_{1-11} ^{[24], [45]}

<i>Constantes</i>			
$A_1 = 0.3265$	$A_2 = -1.07$	$A_3 = -0.5339$	$A_4 = 0.01569$
$A_5 = -0.05165$	$A_6 = 0.5475$	$A_7 = -0.7361$	$A_8 = 0.1844$
$A_9 = 0.1056$	$A_{10} = 0.6134$	$A_{11} = 0.721$	

La fórmula propuesta para el cálculo de z es, claramente, una ecuación implícita no lineal. Por lo tanto, debe emplearse algún método iterativo para resolverla. Como:

$$F = -0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r * T_{sr}} + 1 + C_1 * \rho_r + C_2 * \rho_r^2 - A_9 * C_3 * \rho_r^5$$

$$+ A_{10} * (1 + A_{11} * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^2} * \exp(-A_{11} * \rho_r^2) \quad (B.31)$$

$$\frac{\partial F}{\partial \rho_r} = 0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r^2 * T_{sr}} + C_1 * \rho_r + 2 * C_2 * \rho_r - 5 * A_9 * C_3 * \rho_r^4$$

$$+ 2 * \frac{\rho_r}{T_{sr}^3} * A_{10} * (1 + A_{11} * \rho_r^2 - A_{11} * \rho_r^4) * \exp(-A_{11} * \rho_r^2) \quad (B.32)$$

Es posible determinar el valor de z , mediante la Ecuación B.26.

$$z = 0,27 * \frac{P_{sr}}{\rho_r * T_{sr}} \quad (B.26)$$

Los límites de la aplicabilidad de la corrección de Dranchuk y Abou-Kassem vienen dados por los rangos: $0,2 \leq P_{sr} \leq 30,0$ y $1,0 \leq T_{sr} \leq 3,0$.

B.2.6 Método de Brill y Beggs ^{[24], [45]}

Este método es aplicado utilizando la Ecuación B.27 para hallar el cálculo de z.

$$z = A + \frac{1-A}{\exp(B)} + C * \rho_{sr}^D \quad (\text{B.27})$$

Donde:

$$A = 1,39 * (T_{sr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 * T_{sr} - 0,10$$

$$B = (0,62 - 0,23 * T_{sr}) * P_{sr} + \left[\frac{0,066}{T_{sr} - 0,86} - 0,037 \right] * P_{sr}^2 + \frac{0,32}{10^{9*(T_{sr}-1)}} * P_{sr}^6$$

$$C = 0,132 - 0,32 * \log T_{sr}$$

$$D = \text{antilog}(0,3106 - 0,49 * T_{sr} + 0,1824 * T_{sr}^2)$$

B.2.7 Método de Gopal ^{[24], [45]}

Este método presenta el desarrollo de las siguientes ecuaciones para el cálculo del factor z:

- Para un rango de P_{sr} entre 0,2 y 1,2 se tiene:
 - T_{sr} (1,05 y 1,2)

$$z = P_{sr} * (1,6643 * T_{sr} - 2,2114) - 0,3647 * T_{sr} + 1,4385 \dots (\text{B.28})$$
 - T_{sr} (1,2+ y 1,4)

$$z = P_{sr} * (0,0522 * T_{sr} - 0,8511) - 0,0364 * T_{sr} + 1,0490....(B.29)$$

- $T_{sr} (1,4+ \text{ y } 2,0)$

$$z = P_{sr} * (0,1391 * T_{sr} - 0,2988) + 0,0007 * T_{sr} + 0,9969....(B.30)$$

-

- $T_{sr} (2,0 \text{ y } 3,0)$

$$z = P_{sr} * (0,0295 * T_{sr} - 0,0825) + 0,0009 * T_{sr} + 0,9967....(B.31)$$

- Para un rango de P_{sr} entre 1,2 y 2,8 se tiene:

- $T_{sr} (1,05 \text{ y } 1,2)$

$$z = P_{sr} * (-1,3570 * T_{sr} + 1,4942) + 4,6315 * T_{sr} - 4,7009....(B.32)$$

- $T_{sr} (1,2+ \text{ y } 1,4)$

$$z = P_{sr} * (0,1717 * T_{sr} - 0,3232) + 0,5869 * T_{sr} + 0,1229....(B.33)$$

- $T_{sr} (1,4+ \text{ y } 2,0)$

$$z = P_{sr} * (0,0984 * T_{sr} - 0,2053) + 0,0621 * T_{sr} + 0,8580....(B.34)$$

- $T_{sr} (2,0 \text{ y } 3,0)$

$$z = P_{sr} * (0,0211 * T_{sr} - 0,0527) + 0,0127 * T_{sr} + 0,9549....(B.35)$$

- Para un rango de P_{sr} entre 2,8 y 5,4 se tiene:

- $T_{sr} (1,05 \text{ y } 1,2)$

$$z = P_{sr} * (-0,3278 * T_{sr} + 0,4752) + 1,8223 * T_{sr} - 1,9036....(B.36)$$

- $T_{sr} (1,2+ \text{ y } 1,4)$

$$z = P_{sr} * (-0,2521 * T_{sr} - 0,3871) + 1,6087 * T_{sr} - 1,6635....(B.37)$$

- $T_{sr} (1,4+ \text{ y } 2,0)$

$$z = P_{sr} * (-0,0284 * T_{sr} - 0,0625) + 0,4717 * T_{sr} - 0,0011....(B.38)$$

- T_{sr} (2,0 y 3,0)

$$z = P_{sr} * (0,0041 * T_{sr} + 0,0039) + 0,0607 * T_{sr} + 0,7927....(B.39)$$

- Para un rango de P_{sr} entre 5,4 y 15 se tiene:

- T_{sr} (1,05 y 3,0)

$$z = P_{sr} * (0,711 + 3,66 * T_{sr})^{-1,4667} - \frac{1,637}{(0,319 * T_{sr} + 0,522)} + 2,071....(B.40)$$

APÉNDICE C

BLOQUE DE CONDENSADO RETRÓGRADO

La movilidad es la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad ^[10]. Lejos de los pozos la movilidad se considera insignificante para los gases condensados ricos, con una condensación sustancial de líquido. Cerca del pozo la presión es baja y la saturación de condensado $-S_o-$ aumenta con la permeabilidad relativa al petróleo $-k_{ro}-$, lo que conlleva a más condensación de líquido y disminución de la tasa de producción del gas.

Alrededor del pozo la saturación de condensado (S_o) puede alcanzar valores de 50 - 60%, se puede decir que es el peor de los casos, ya que dichos valores son superiores a las medidas en las pruebas CVD (sin medio poroso), generando antes de la condensación retrógrada reducciones de productividad de los pozos de 2 a 10 veces la existente. Esta reducción se ha observado hasta en yacimientos de gas condensado pobres. El cierre del pozo y su restauración tienen un efecto despreciable sobre la saturación del anillo de condensado y por lo tanto sobre la productividad del pozo debido a que los cambios de composición del sistema (gas + líquido) impiden que el proceso de condensación retrógrada sea reversible a nivel de yacimiento como si lo es a nivel de laboratorio en la prueba CCE ^[15].

El Bambi, McCain y Sommelbeck muestran resultados ilustrativos de la productividad de un yacimiento moderadamente rico la cual disminuye rápidamente y luego aumenta a medida que su presión cae por debajo de la P_{roc} . La reducción de productividad es severa cuando $k_h < 100$ md-pie y es poca cuando $k_h > 100$ md-pie. Estudios de simulación muestran que la alta saturación de condensado del anillo, severamente reduce la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) disminuyendo su tasa de producción (q_g). Cuando la presión promedia del yacimiento cae por debajo de la P_{roc} , la condensación de las moléculas más pesadas empobrece el gas condensado

remanente y al fluir este gas a través del anillo vaporiza condensado disminuyendo su saturación e incrementado k_{rg} ^[6].

En la Figura C.1 se observa que en las trayectorias de flujo, el gas y el líquido compiten, en relación con las permeabilidades relativas, respectivas. La reducción de la permeabilidad relativa al gas $-k_{rg}-$, ocasiona la formación de un bloque o anillo condensado, que es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en las cercanías del pozo por debajo del punto de rocío.

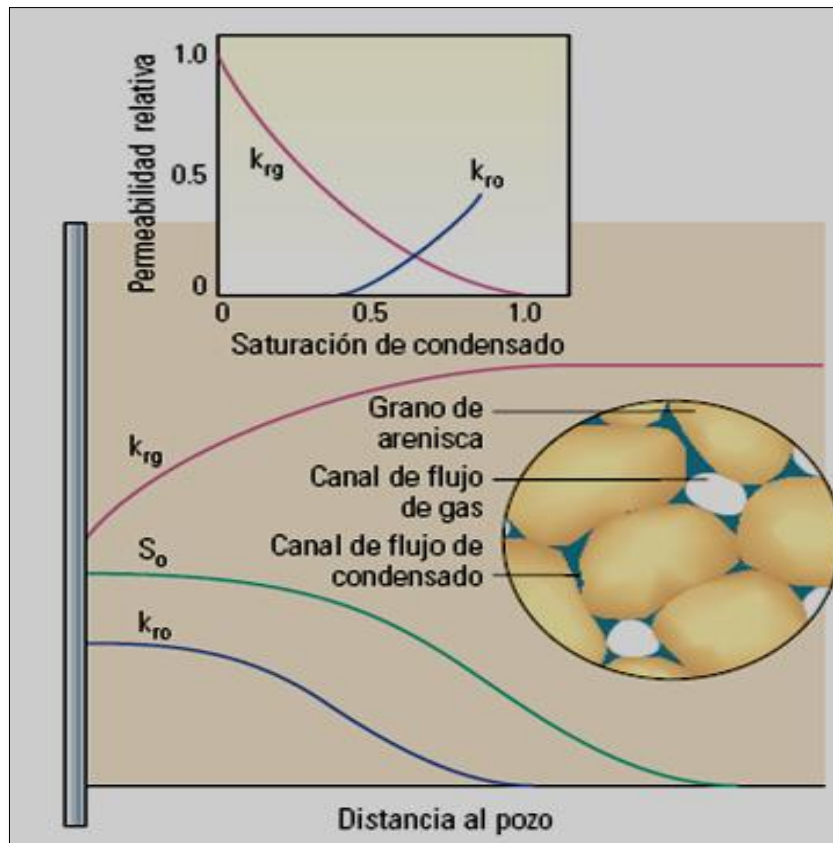


Figura C.1. Formación del bloque de condensado ^[10].

Resumiendo se tiene que, cuando:

- $P_{wf} < P_{roc} < P_y \rightarrow S_o \uparrow, k_{rg} \downarrow, q_g \downarrow$
- $P_{wf} < P_y < P_{roc} \rightarrow S_o \downarrow, k_{rg} \uparrow, q_g \uparrow$

La presión de fondo de pozo disminuye y cuando se encuentra por debajo del punto de rocío, en la región vecina al pozo se forma un bloque o anillo condensado, un canal donde ingresa el gas, y el líquido se condensa, en la Figura C.2 se puede observar como dicho pozo se encuentra ahogado de gas condensado en su región vecina. Las fracciones más pesadas de la mezcla son las que se condensan depositándose como líquido en los canales y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones ^[6].

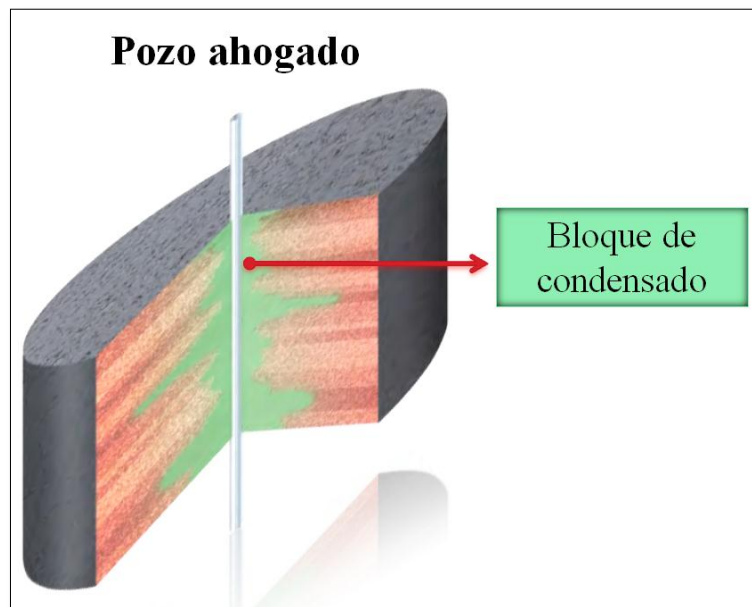


Figura C.2. Pozo ahogado: pozo rodeado de un bloque de gas condensado en su región vecina ^[10].

(Modificado por Mijares, Andryus).

La caída de presión en el yacimiento sigue declinando progresivamente, más y más líquido retrógrado se condensa dentro de la formación hasta que llega a un punto de saturación específica generalmente llamada saturación crítica del condensado (el líquido retrógrado empieza a fluir hacia el pozo). Al transcurrir un periodo corto transitorio, la región alcanza una condición de flujo en estado estacionario con el gas

y el condensado fluyendo de manera que se acumula suficiente líquido como para que su movilidad se vuelva significativa.

El bloque o anillo de condensado retrógrado se reduce al aumentar la movilidad del gas en la región vecina al pozo. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza el volumen máximo –condensación retrógrada máxima- luego empieza a ocurrir revaporización que produce una disminución de la relación gas/condensado y un incremento de la gravedad específica del gas condensado producido. El condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque las presiones de agotamiento sean bajas, debido a que se alcanza la presión de rocío normal a presiones más bajas que la atmosféricas.

En conclusión, puede ocurrir acumulación de condensado retrógrado en:

- Zona cercana al pozo de producción: Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío ($P_{wf} < P_{roc}$) y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P > P_{roc}$) ($P > P_{roc}$)^[15].
- En el yacimiento: Cuando $P < P_{roc}$. Ocurre desde la explotación del yacimiento si se tiene una alta caída en las regiones cercanas al pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación luego cuando el yacimiento de gas condensado es producido por agotamiento de presión y la presión del yacimiento ha caído por debajo de la presión de rocío^[15].

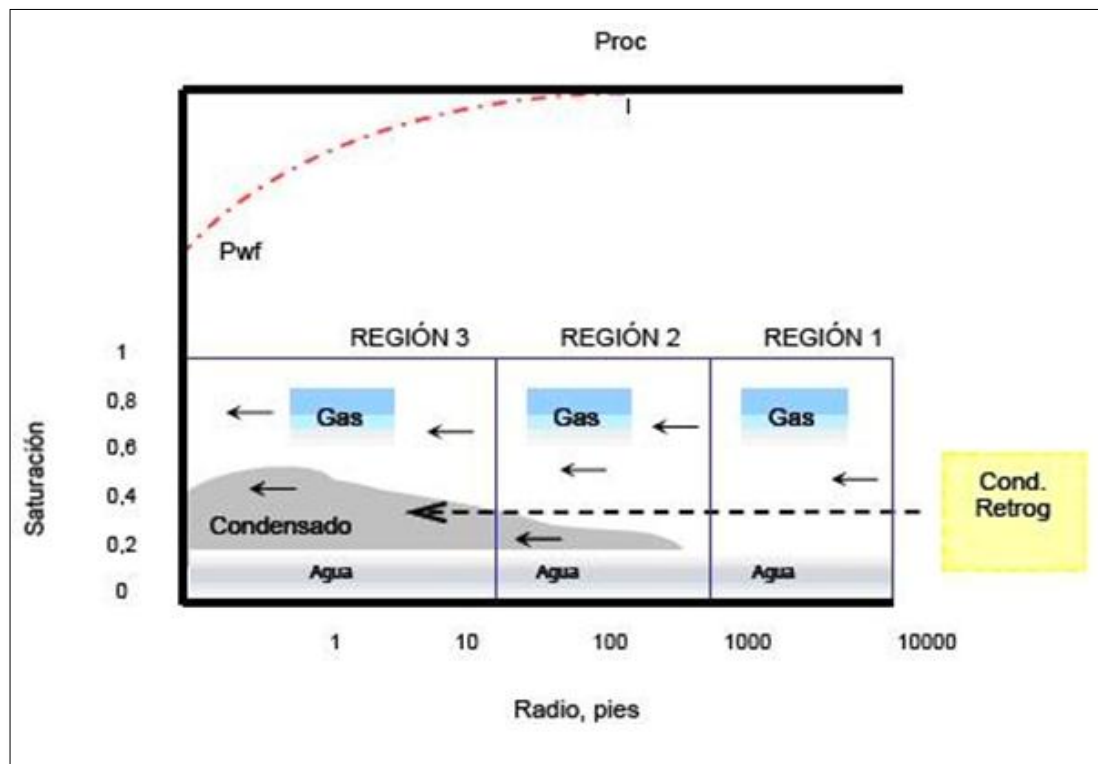


Figura C.3.Regiones de Saturación de Condensado en las cercanías del pozo ^[14].

En la Figura C.3 se puede apreciar las regiones de saturación de condensado en las cercanías del pozo donde la movilidad es diferente en cada zona:

- Región 1: Zona lejana al pozo (dentro del yacimiento), con saturación inicial de líquido condensado, con $P > P_{roc}$, $S_o = 0$ y $S_g + S_{wi} = 1$.
- Región 2: Zona cercana al pozo, en donde se incrementa la saturación de condensado y disminuye la movilidad del gas. Con $P < P_{roc}$, no alcanza la saturación crítica de condensado ($S_o < S_{oc}$). La saturación de condensado alcanzada es igual a la obtenida en la prueba CVD corregida por la presencia de S_{wi} , $S_o = S_{olab}/(1 - S_{wi})$. Donde S_{olab} = saturación del condensado del laboratorio. Finalmente se obtiene el siguiente balance de saturaciones $S_o + S_g + S_{wi} = 1$, y solo fluye gas.
- Región 3: Zona inmediata a la vecindad del pozo con alto número capilar e incremento en la permeabilidad relativa al gas, resultando una recuperación de la

movilidad del gas debido al bloque por condensado, es decir, fluyen ambas fases: gas y condensado simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones: $S_o > S_{oc}$ y $S_o + S_g + S_{wi} = 1$. La fase de condensado es mayor que la saturación crítica de condensado, y por ende la S_o se estabiliza y el condensado retrógrado se forma al fluir el gas condensado por la zona cercana al pozo $P < P_{wf}$ empuja el volumen de condensado igual al formado, el cual al mezclarse en el pozo con el gas condensado genera una composición igual a la del gas condensado original del yacimiento ^{[6], [15]}.

El condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque las presiones de agotamiento sean bajas, debido a que se alcanza la presión de rocío normal a presiones más bajas que la atmosférica.

APÉNDICE D

CÁLCULOS DE RESERVAS

El cálculo de reservas de un yacimiento se puede hacer por los métodos siguientes:

- Método volumétrico.
- Balance de materiales.
- Curvas de declinación.
- Simulación numérica.

La aplicación sola o combinada de cada uno de ellos depende de la información existente al momento de hacerse la evaluación del yacimiento. En esta sección se presentará sólo el método volumétrico, aunque, en el Capítulo II se explica con detalle el método de Balance de materiales.

D.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO [6], [9], [27], [34]

Cuando no se dispone de datos suficientes, es imprescindible para la aplicación de este método poseer información sísmica, de registros y de perforación que permita construir mapas que definan la estructura geológica del yacimiento, su extensión areal y mapas isópacos, los cuales muestran a través de líneas interconectadas puntos de espesores iguales de formación neta petrolífera. Por otra parte, se requiere de la porosidad promedio, de la saturación de agua promedio inicial y del factor volumétrico del gas (β_g). De modo de poder obtener un estimado “*grosso modo*” del volumen del yacimiento.

Según Craft y Hawkins ^[9], se emplean dos ecuaciones que permiten determinar aproximadamente el volumen de la zona productora a través de las lecturas planimétricas en los mapas antes referidos. Si se considera el volumen total del yacimiento expresado en acre-pie como el de una pirámide truncada, y se basa en determinar el volumen entre líneas isópacas sucesivas, obteniéndose el volumen total con la sumatoria de los volúmenes previamente hallados:

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} * (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n * A_{n+1}}) \quad (D.1)$$

Donde:

ΔV_b = Volumen total, acre-pie.

A_n = Área encerrada por la línea inferior del mapa isópaco, acres.

A_{n+1} = Área encerrada por la línea superior del mapa isópaco, acres.

h = Intervalo entre las líneas isópacas, pies.

Si se considera un yacimiento como un volumen de un trapecoide se tiene:

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} * (A_n + A_{n+1}) \quad (D.2)$$

De igual manera se puede representar como una serie de trapecoides sucesivos:

$$V_b = \frac{h}{2} * (A_0 + 2 * A_1 + 2 * A_2 + \dots 2 * A_{n+1} + A_n) + t_p * A_n \quad (D.3)$$

Donde:

A_0 = Área encerrada por la línea isópaca de espesor cero, acres.

$A_1, A_2 \dots A_n$ = Área encerradas por sucesivas líneas isópacas, acres.

t_p = Espesor promedio sobre el tope (Líneas isópacas de máximo espesor), acres.

h = Intervalo entre líneas isópacas.

Cuando la relación entre las áreas encerradas por dos líneas isópacas sucesivas es 0,5, se genera un error en el cálculo del 2% si se emplea la ecuación trapezoidal. Por esta razón se adopta comúnmente como regla emplear la ecuación piramidal si la relación entre áreas es menor de 0,5 y la ecuación trapezoidal si la relación es mayor a 0,5 ^[27].

Finalmente obtenido el volumen total del yacimiento, se estima el Gas Original en Sitio (GOES) aplicando la fórmula siguiente:

$$G = \frac{43560 * V_b * \phi * (1 - S_{wc})}{\beta_g} \quad (D.4)$$

Donde:

G = Gas Original En Sitio, PCN.

V_b = Volumen total, PCN.

ϕ = Porosidad, fracción.

S_{wc} = Saturación de agua connata promedio, fracción.

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, PC/PCN.

Generalmente, el volumen bruto es obtenido en unidades de acre-pie, la constante con valor de 43560 en la Ecuación D.4, es la conversión de la unidad de área acre a pies cuadrados.

Si el yacimiento se divide en elementos de volumen h_j, A_j y cada elemento tiene asignado valores dados de ϕ_j, S_{wij} y β_{gij} . Este es el procedimiento usado en los simuladores numéricos de yacimientos. Modelando el yacimiento en forma rectangular (con forma espacial de un paralelepípedo) se generan las siguientes ecuaciones:

$$G = 7758 * \int_0^A \int_0^h \frac{\phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{gi}} * dh dA \quad (D.5)$$

Si se dispone de suficientes datos se puede integrar primero con respecto a h en cada pozo y luego con respecto a A. La Ecuación D.5 se puede simplificar de la forma siguiente:

$$G = 7758 * \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wl})}{\beta_{gi}} \int_0^A h * dA \quad (D.6)$$

La integral $\int_0^A h * dA$ se puede efectuar numéricamente midiendo áreas y espesores de arena neta gasífera en un mapa isópaco-estructural y con la ayuda de un planímetro de un método numérico. Si además de los mapas isópacos y estructural, se dispone de mapas de isoporosidad, isosaturación e isopresión (isobárico) ^[6], la Ecuación D.5 se puede evaluar numéricamente en la forma siguiente:

$$G = 7758 * \sum_{j=1}^n \frac{\phi_j * S_{wij} * h_j * A_j}{\beta_{gij}} \quad (D.7)$$

Al simplificar se tiene:

$$G = 7758 * \frac{\bar{\phi} * \bar{S}_{wl} * \bar{h} * A}{\beta_{gi}} \int_0^A h * dA \quad (D.8)$$

Donde:

$\bar{\phi}$, $\bar{S}_{wl}$, $\bar{h}$ y $\bar{\beta}_{gi}$ son valores promedios volumétricos (o areales) representativos de todo el yacimiento y A es el área total del yacimiento.

Haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco, se puede calcular el volumen de gas condensado originalmente en sitio en PCN con la siguiente ecuación:

$$GCOES = 43560 * \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wl})}{\beta_{gci}} \int_0^A h * dA \quad (D.9)$$

El significado y unidades de las variables son similares a las de la Ecuación D.6 en excepción de β_{gci} que es el factor volumétrico promedio del gas condensado a P_i y T_f en PCY/PCN suponiendo que éste permanece en fase gaseosa en superficie ^[6].

D.2 RESERVAS PROBADAS ^{[4], [6]}

Se llama reservas probadas al volumen de gas que de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible presenta alta probabilidad (90%) de ser recuperadas bajo las condiciones económicas existentes y bajo unas condiciones de abandono dadas.

Estas se pueden clasificar:

- **Reservas desarrolladas:** Se definen como aquellas que se espera sean recuperadas a través de los pozos que atraviesan el yacimiento, completados o no en los mismos.
- **Reservas no desarrolladas:** Se definen como aquellas que se esperan recuperar a través de pozos a perforar, profundización de los existentes y proyectos de recuperación mejorada (en el caso de yacimientos de gas condensado) ^[6].

$$G_{pr} = GOES * FR \quad (D.10)$$

Donde:

G_{pr} = Reservas recuperables, PCN.

FR = Factor de recobro, fracción.

$GOES$ = Gas Original En Sitio, PCN.

D.2.1 Factor de Recobro

El factor de recobro representa la fracción del volumen de gas original en sitio que puede extraerse (o que se ha extraído) de un yacimiento. El factor de recobro depende

en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento ^[6]. Entre los factores que afectan el recobro son:

- **Presión de abandono:** Entre menor sea la presión de abandono mayor es el recobro de gas, ya que una menor cantidad (moles) de gas remanente en el yacimiento.
- **Presencia de acuífero:** Entre mayor sea la actividad del acuífero menor es el recobro de gas porque hay que abandonar los pozos por alta producción de agua cuando todavía la presión del yacimiento es alta. Una gran cantidad de gas a alta presión queda atrapada en la zona invadida por el agua.
- **Permeabilidad del yacimiento:** Entre mayor sea la permeabilidad, menor presión de abandono se puede alcanzar en la explotación de un yacimiento de gas y por tanto el recobro será mayor.
- **Heterogeneidad del yacimiento:** En yacimientos heterogéneos donde existe grandes variaciones espaciales de permeabilidad, el agua tiende a avanzar selectivamente por las zonas de mayor permeabilidad y a invadir rápidamente los pozos, esto produce bajos recobros de gas.

Para yacimientos recién descubiertos, de los cuales se dispone de poca información, se usa por analogía el factor de recobro de yacimientos similares a los descubiertos. Cuando se trata de yacimientos ubicados en áreas desconocidas, se recomienda usar los siguientes valores:

Tabla D.1. Valores de FR para yacimientos ubicados en áreas desconocidas ^[6].

TIPO DE YACIMIENTO	FR
Yacimiento volumétricos (cerrados)	0,8 – 0,9
Yacimientos con empuje moderado de agua	0,7 – 0,8
Yacimientos con empuje activo de agua	0,5 – 0,6

D.2.2 Criterios de abandono de un yacimiento de gas

Los motivos que conllevan a que se abandone un yacimiento de gas es cuando éste alcance una baja presión llamada de abandono o cuando los pozos sean inundados por agua.

D.2.2.1 Presión de abandono ^[6]

Es la presión a la cual debe abandonarse un yacimiento de gas porque su explotación a presiones inferiores no es rentable. La presión de abandono depende de factores técnicos y económicos:

- Presión de venta de gas.
- Índice de productividad de los pozos. A mayor índice de productividad de los pozos, menor presión de abandono se puede tener en la explotación de un yacimiento.
- Presión de fondo fluyente necesaria para que el gas fluya hasta las estaciones de compresión o hasta las líneas de transporte de gas (gasoductos).

Para yacimientos en Estados Unidos es común usar una presión de abandono de 100 lpc por cada 1000 pies de profundidad de yacimiento ^[6]; así:

$$P_{ab} = 0,1 * H \quad (D.11)$$

Donde:

P_{ab} = Presión de abandono, lpc

H = Profundidad del yacimiento, pies.

0,1= Constante que multiplica a la profundidad, lpc/pie.

D.2.2.2 Inundación de los Pozos de gas por agua

En yacimientos de gas con empuje hidráulico activo se abandonan los pozos por alta producción de agua, cuando todavía la presión del yacimiento es alta. La relación gas – agua (RGA) de abandono de los pozos depende de la condiciones económicas que se tengan ^[6].