

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO



**“DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL FACTOR DE
COMPRESIBILIDAD Y PRESIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y
RESERVAS A TRAVÉS DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN”**

Realizado por:

Andrea Valentina Velasco Páez.

Armi Graciela Villalba Castillo.

Trabajo de Grado Presentado ante la Ilustre Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Julio del 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO



**“DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL FACTOR DE
COMPRESIBILIDAD Y PRESIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y
RESERVAS A TRAVÉS DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN”**

Ing. Jairo Uricare
Asesor Académico

Barcelona, Julio del 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO



**“DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL FACTOR DE
COMPRESIBILIDAD Y PRESIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y
RESERVAS A TRAVÉS DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN”**

EL JURADO CALIFICADOR HACE CONSTAR QUE ASIGNÓ A ESTA TESIS LA CALIFICACIÓN DE:

Ing. Jairo Uricare
Asesor Académico

Ing. Ana Blondell
Jurado Principal

Ing. Roberto Salas
Jurado Principal

Barcelona, Julio del 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el ARTÍCULO 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:
“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar a este momento, a mis padres que me dieron el ejemplo de constancia y dedicación, que siempre han hecho lo mejor por mí, que me guiaron y ayudaron en cada paso que di para al alcanzar esta meta. A Daniel mi hermano por siempre apoyarme y colaborar para que todo me saliera bien. A mi novio Palo por estar conmigo, por creer en mí y darme motivación para luchar por las cosas que se quieren.

Andrea Velasco

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen que siempre han estado conmigo y me han dado la posibilidad de enfrentar y superar todos los obstáculos que se me presentaron para lograr estar aquí. A mi mami por ser tan dedicada, tan buena madre, tan preocupada por mis cosas y por siempre estar a mi lado para ayudarme, a mi papi por siempre confiar y creer en mí y darme su apoyo incondicional, a los dos le debo todo lo que soy y lo mejor de mí es gracias a ustedes. A Dani por ser mi hermano, mi amigo, por ayudarme y protegerme constantemente. A mi novio por ser mi apoyo, por hacer que las cosas difíciles parezcan simples, por ser para mí un ejemplo a seguir, por ser tan positivo y estar conmigo en todo momento haciéndome feliz.

A toda mi familia, mi abuelita, a mis primos, tíos, suegros y cuñados por sentir satisfacción al ver uno de mis sueños hecho realidad, por siempre tener los mejores deseos hacia mí y por colaborar para que esto fuera posible.

Quiero agradecer a mis amigas Armi y Keila, que fueron el mejor grupo que pude tener, por ayudarme, enseñarme, apoyarme y hacer este camino más fácil. Me encanta compartir este momento con dos personas tan buenas como ustedes.

A mis amigas Yoselyn y Carolina que me acompañaron en el colegio y durante toda mi carrera, a ellas les agradezco especialmente porque conocen todo lo que uno lucha y se esfuerza para poder estar aquí, este logro es también de ustedes porque siento que sin su compañía y sin su ayuda nada de esto sería posible.

Al Profesor Jairo Uricare por ser una gran persona, admirable por su trabajo impecable y muy dedicado, gracias por querer transmitir todas esas virtudes y conocimientos a nosotras.

Y finalmente quiero darle las gracias a todos mis amigos y demás personas que de alguna manera u otra colaboraron para que esto fuera posible mil gracias...

Andrea Velasco

DEDICATORIA

Este Proyecto significa la culminación de una de las metas más importantes que tengo, por eso quiero dedicarlo principalmente a Dios por haber permitido que llegara este día tan especial, a mi Mama por ser mi guía, mi amiga, mi consejera y la principal responsable de lo que hoy soy, a mi hermana Claudia por apoyarme en todo momento, ser mi confidente y de una u otra forma ayudarme en lo que podía, a mi novio Jean Carlos por estar ahí siempre, ser mi mejor amigo, apoyarme, entenderme, ayudarme y comprenderme en todo momento, y a mi Abuela Tata “La Vieja” por su gran preocupación y apoyo incondicional siempre, de verdad son demasiado importantes en mi vida... Los amo con toda mi alma.

Armi Villalba

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por ser mi fiel acompañante en todo el camino que llevo, por iluminarme siempre y darme la capacidad de enfrentar, entender y superar todos los obstáculos que se me presentaron para lograr que llegara este día.

A mi mamá, Graciela Castillo, por ser mi más grande ejemplo de lucha ante las circunstancias difíciles, por creer en mí siempre, por ser mi amiga, por ser mi consejera y por ser pilar fundamental en lo que hoy soy. Gracias mamá eres mi todo ¡Te Amo!

A Claudia por ser mi hermana, mi amiga, por ayudarme y apoyarme en todo momento, para mí eres la mejor hermana del mundo, y gracias por traer al mundo el angelito más bello que pueda existir (Mi Príncipe Diego); que ha llenado de mucha más felicidad nuestro hogar, los amo a los dos.

A mi novio bello, Jean Carlos, por ser mi mejor amigo, apoyarme, amarme, entenderme, creer en mí y ayudarme en todo momento, nunca olvidare las madrugadas que estuviste a mi lado ayudándome y dándome ánimos para que siguiera estudiando, tú me haces ser la mujer más feliz de la tierra. ¡Te Amo!

A mi Abuela Tata, por apoyarme, quererme y ayudarme a su manera, tampoco olvidare como me despertabas bien temprano cuando sabías que me había quedado dormida y tenía que estudiar. Vieja te adoro.

A la mejor amiga y compañera de clases que cualquiera querría tener, Laura, por ser una persona maravillosa, con bellos sentimientos, preocupada por muchos sin esperar nada a cambio, y obvio una de las personas más inteligentes que he conocido, de verdad Laura te debo a ti también el hecho de estar aquí, y como

siempre lo dije: “Laura estará en mis agradecimientos y un párrafo solo es para ella”, parte de mi título también es tuyo amiga.

Quiero agradecer a mis amigas Andrea y Keila, que fueron el mejor grupo que pude tener, son lo máximo chicas, no me equivoque al elegirlas como mis compañeras, se que todo fue más fácil gracias a ustedes.

A mis compañeros y amigos Guillermo Linero, José Danglad y Zulivis Vivenes “Dvd”, excelentes personas, gracias por todo el apoyo, y al igual que Laura son unas de las personas más inteligentes que he conocido, muchachos el trayecto de mi carrera fue mucho más fácil a su lado, los quiero en serio.

A mis tías y primos, en especial a mi Tía Celenia, mi Tía Herminia y mi Tía Mery, por estar siempre pendientes de mí, y de una u otra forma brindarme su apoyo incondicionalmente, siempre las tengo presentes, y a toda mi familia en general.

Al Profesor Jairo Uricare por ser el mejor asesor, para mí siempre será una persona admirable, preocupada, dedicada y sumamente preparada, de verdad gracias por tenernos paciencia y brindarnos su apoyo y conocimientos.

Y finalmente quiero darle las gracias a todos mis amigos y demás personas que de alguna manera u otra colaboraron para que esto fuera posible mil GRACIAS...

RESUMEN

El estudio realizado tiene como finalidad determinar el efecto que causa la variación de la presión y el factor de compresibilidad bifásico en el cálculo del GCOES, GOES, COES y las reservas, los cuales serán obtenidos mediante el método de declinación de presión. Se revisó la información suministrada de los diferentes yacimientos en estudio. Seguidamente, se aplicó el método de declinación de presión a fin de estimar el GCOES y las reservas respectivas. Luego de haber determinado las reservas originales para cada uno de los yacimientos, se continuó con las variaciones de presión, y del factor de compresibilidad bifásico manteniendo las presiones originales; así mismo, se realizaron estas variaciones en los primeros y últimos tiempos de producción para aquellos yacimientos que contaban con suficiente información de presión y producción. Finalmente se estimó el porcentaje de error entre las reservas originales y las obtenidas después de haber realizado la variación, estableciendo un máximo de error del 5% o menos para poder constatar que dicha perturbación no repercute en el cálculo de las reservas. Se debe destacar que al momento de realizar las alteraciones a yacimientos donde la presión inicial estaba alrededor de los 3000 lpc; ocurrió que se debían alcanzar grandes variaciones para poder visualizar el porcentaje de error señalado, lo cual muestra la poca influencia que tienen estas modificaciones en el cálculo de la reservas, a diferencia de yacimientos donde la presión original estaba alrededor de los 4000 lpc, ya que, para estos el error se percibía con variaciones mucho menores, por último es importante mencionar que al afectar la presión y factor de compresibilidad en

los primeros y últimos tiempos de producción, con variaciones muy pequeñas se originó errores considerables en el cálculo de las reservas.

INTRODUCCIÓN

Las reservas mundiales de gas natural, aunque limitadas, son muy importantes y las estimaciones de su dimensión continúan progresando a medida que las nuevas técnicas de exploración, de explotación y de extracción son descubiertas. Las reservas de gas natural son abundantes y ampliamente distribuidas por el mundo. Se estima que una cantidad significativa de gas natural queda aún por descubrir.

Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica, constituyendo uno de los cinco grandes polos de atracción gasífera del mundo: Rusia, Medio Oriente, Norte de África, Norteamérica y Venezuela, conjuntamente con Trinidad y Bolivia, en Suramérica.

Para estudiar las tres etapas en la vida de un campo de gas: determinación de las reservas, desarrollo, y operación de un campo de gas es necesario la planificación, para ello se deben determinar las reservas totales de gas del campo tan preciso como sea posible. Después de esta primera etapa, es imprescindible determinar el número óptimo de pozos para desarrollar el campo basado en las reservas de gas, presión original del yacimiento, propiedades del fluido y la roca del yacimiento, mecanismos de producción dominante en el yacimiento, y la demanda de gas.

La etapa siguiente es la de operaciones del campo de gas. Una operación eficiente requiere de constante observación técnica total del campo y del comportamiento de cada pozo individualmente para detectar problemas que podrían seriamente reducir la recuperación de las reservas o la capacidad de producción. Los parámetros de monitoreo incluyen: presiones, producción de gas, producción acumulada, producción de agua, y producción de condensado.

Por lo dicho anteriormente se conoce que los primeros parámetros que se estiman o evalúan de una acumulación de hidrocarburos son aquellos que permiten obtener los valores más certeros de su volumen original en sitio GOES, GCOES y COES.

Si bien es cierto que es fundamental conocer los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio, también es cierto que la atracción del valor económico de la acumulación depende no del volumen en sitio sino de la fracción extraíble de gas y líquidos del gas, todos originalmente en sitio.

La razón por la que no es sencillo determinar con certeza que fracción de los volúmenes originales en sitio será extraíble; es que los volúmenes en sitio son cantidades determinables (dentro del rango de precisión de la estimación) y son físicamente invariables. Por el contrario, las reservas están sujetas a un conjunto de condiciones o de suposiciones que deberán cumplirse para que a su vez esas reservas sean físicamente producibles y se logre almacenarlas en instalaciones en la superficie.

Algunas de las condiciones que califican a las reservas o representan la factibilidad cierta de obtenerlas son económicas. Otras condiciones son estrictamente físicas. En su conjunto, la sumatoria de estas condiciones y otras, son pre-requisito para producir las reservas.

La explicación más genérica de reservas de gas, de petróleo, de líquidos de gas es: aquella fracción del volumen original en sitio que se anticipa producible si se cumplen las condiciones asociadas a su definición.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
DEDICATORIA.....	VIII
AGRADECIMIENTOS	IX
RESUMEN.....	XI
INTRODUCCIÓN	XII
CONTENIDO	XV
CAPITULO I: EL PROBLEMA	30
1.1 Planteamiento del Problema	30
1.2 Objetivos.....	32
1.2.1 Objetivo General	32
1.3.1 Objetivos Específicos	32
CAPITULO II: CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO	34
2.1 Ubicación Geográfica del Área de Estudio (Campo víbora).....	34

2.2 Geología.....	36
2.3 Estratigrafía.....	38
2.3.1 Formación El Carmen.....	38
2.3.2 Formación Roboré.....	40
2.3.3 Formación Ichoa.....	41
2.3.4 Formación Yantata.....	41
2.3.5 Formación Petaca.....	42
2.3.6 Formación Yecua.....	42
2.3.7 Formación Chaco.....	43
2.4 Aspectos Estructurales.....	43
2.5 Área Operacional Del Distrito Gas Anaco.....	45
2.6 Ubicación Geográfica Del Área En Estudio (Campo Santa Rosa) ...	46
2.6.1 Campo Santa Rosa.....	46
2.6.2 Características Geológicas del Área en Estudio.....	47
2.6.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	47
2.6.2.2 Formación Merecure.....	49
2.6.2.3 Área Mayor de Anaco.....	50
2.6.2.3.1 Estructura.....	51
2.6.2.3.2. Ambientes de Sedimentación.....	52
2.6.2.3.3. Tipos de Yacimientos.....	52
CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.....	54
3.1 Yacimiento.....	54
3.1.1 Características de los Yacimientos.....	54
3.1.2 Fuerzas Activas en el Yacimiento.....	55
3.1.3 Clasificación de los Yacimientos en Base al Fluido que Contiene ...	56

3.1.3.1 Yacimientos de Gas.....	56
3.1.3.1.1 Yacimientos de gas seco	56
3.1.3.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo.....	57
3.1.3.1.3 Yacimientos de Gas Condensado	58
3.1.3.1.4 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado.	60
3.1.3.1.5 Características de Yacimientos de Gas Condensado.	61
3.1.3.1.6 Acumulación de Líquido en la Formación.	62
3.1.3.1.7 Yacimientos de Petróleo	63
3.2 Caracterización Termodinámica de Hidrocarburos	64
3.3 Propiedades Física de los Fluidos	66
3.3.1 Presión de Rocío (Proc)	67
3.3.2 Presión de Burbujeo	67
3.3.3 Relación Gas – Petróleo en Solución (Rs)	67
3.3.4 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	68
3.3.5 Factor Volumétrico del Gas (Bg)	68
3.3.6 Factor Volumétrico Total (Bt).....	68
3.3.7 Gravedad °API.....	69
3.3.8 Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	69
3.4 Tipos de Presión	69
3.4.1 Presión de Yacimiento.....	69
3.4.2 Presión Estática de Fondo (BHP, Bottom Hole Pressure).....	70
3.4.3 Presión Estática al Datum	72
3.4.4 Gradiente de Presión.....	73
3.5 Pruebas PVT de Laboratorio	73
3.5.1 Información Obtenible de las Pruebas PVT.....	74
3.5.2 Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio.....	75

3.5.3 Aplicaciones de las Pruebas PVT	75
3.5.4 Validación de Pruebas PVT para Gas Condensado.....	76
3.5.4.1 Representatividad de las Muestras.....	76
3.5.4.2 Consistencia de los Resultados	77
3.5.4.2.1 Recombinación Matemática	78
3.5.4.2.1.1 Balance Molar por Fase:.....	78
3.5.4.2.1.2 Balance Molar por Componente:	79
3.5.4.2.2 Balance Molar	80
3.5.4.2.3 Criterio de Hoffman, Crump Y Hoccott.....	83
3.6 Reservas	85
3.6.1 Clasificación de Reservas	86
3.6.1.1 Reservas Probadas	86
3.6.1.2 Reservas Probables.....	87
3.6.1.3 Reservas Posibles	89
3.7 Estimación de Reservas.....	90
3.7.1 Método Volumétrico	90
3.7.2 Balance de Materiales	90
3.7.3 Determinación de las Reservas a través del Método de declinación de Presión	93
3.7.3.1 Método de declinación de Presión para Yacimientos de Gas Condesado Volumétricos.....	95
3.7.3.1.1 Procedimiento De Cálculo.....	97
3.8.3.1.2 Ecuación de Z_{2bif} para Gases Condensados del Oriente del País.....	98
3.8 Determinación de GCOES; GOES y COES	102
CAPITULO IV: METODOLOGÍA.....	105

4.1 Revisión Bibliográfica	105
4.2 Recopilación de Datos e Información del Campo	105
4.2.1 Validación de PVT	107
4.2.1.1 Recombinación Matemática.....	108
4.2.1.2 Balance Molar	110
4.2.1.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	112
4.2.2 Análisis de Datos de Presión y de Producción	115
4.3 Método de Declinación de Presión P/Z	115
4.4. Variación de Presión y Factor de Compresibilidad.....	121
CAPITULO V: DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	123
5.1 Recopilación y Validación de Datos e Información del Campo	123
5.1.1 Validación de PVT	123
5.2 Método de Declinación de Presión (P/Z_{2f}) Aplicado a Cada Pozo ..	129
5.3 Variación de la Presión y el Factor de Compresibilidad.....	135
5.3.1 Variación de la Presión de los Yacimientos Petaca B y Yacimiento San Juan A.....	139
5.3.2 Variación de la Presión del Yacimiento 1 y del Yacimiento 2.....	143
5.3.3 Variaciones de los Factores de Compresibilidad de los Yacimientos estudiados a Presión real del Yacimiento.	145
5.3.4 Variación de la Presión y el Factor de Compresibilidad del Yacimiento 1 y del Yacimiento 2 en los primeros y últimos tiempos de producción...	150
CONCLUSIONES	159
RECOMENDACIONES.....	161

BIBLIOGRAFÍA 162

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:..... 164

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1 Clasificación de los Yacimientos de Petróleo de acuerdo a la Gravedad API.	64
Tabla N° 5.1. Condiciones de Presión y Temperatura del Yacimiento Petaca B y la Prueba.....	125
Tabla N° 5.2. Recombinación Matemática del PVT Analizado Perteneiente al Yacimiento Petaca B.	125
Tabla N° 5.3. Balance Molar del PVT analizado.	126
Tabla N° 5.4. Resultados de Ki y Fi para el Criterio de Hoffman Aplicado al Separador.	128
Tabla N° 5.5. Z_{2f} para las presiones de cada pozo pertenecientes al Yacimiento Petaca B.....	129
Tabla N° 5.6. Z_{2f} para las presiones del Pozo RG-190 perteneciente al Yacimiento San Juan A.	130
Tabla N° 5.7. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 1.....	130
Tabla N° 5.7. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 1 (Continuación).	130
Tabla N° 5.8. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 2.....	131
Tabla N° 5.8. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 2 (Continuación).	131
Tabla N° 5.9. Aplicación del Método P/Z_{2f} al Pozo VBR-05.....	132
Tabla N° 5.10 Valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta.	133
Tabla N° 5.11. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-05).....	140
Tabla N° 5.13. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-30).....	141
Tabla N° 5.14. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-32).....	142

Tabla N° 5.15. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento San Juan A (pozo RG-190).....	142
Tabla N° 5.16. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento 1.	144
Tabla N° 5.17. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento 2.	144
Tabla N° 5.18. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-05)...	146
Tabla N° 5.19. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-27)...	146
Tabla N° 5.20. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-30)...	147
Tabla N° 5.21. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-32)...	147
Tabla N° 5.22. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento San Juan A (pozo RG-190).	148
Tabla N° 5.23. Reservas Originales y Modificadas con variación del Factor de Compresibilidad del Yacimiento 1.	148
Tabla N° 5.24. Reservas Originales y Modificadas con variación del Factor de Compresibilidad del Yacimiento 2.	149
Tabla N° 5.25. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los primeros tiempos del Yacimiento 1.	150
Tabla N° 5.26. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los primeros tiempos del Yacimiento 2.	150
Tabla N° 5.27. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los primeros tiempos del Yacimiento 1.	152

Tabla N° 5.28. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los primeros tiempos del Yacimiento 2.	152
Tabla N° 5.29. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los últimos tiempos del Yacimiento 1.	153
Tabla N° 5.30. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los últimos tiempos del Yacimiento 2.	153
Tabla N° 5.31. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los últimos tiempos del Yacimiento 1.	154
Tabla N° 5.32. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los últimos tiempos del Yacimiento 2.	154
Tabla N° 5.33. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presiones en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 1.	156
Tabla N° 5.34. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presiones en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 2.	157
Tabla N° 5.35. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Z_{2f} en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 1.	157
Tabla N° 5.36. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Z_{2f} en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 2.	158
Tabla N° A.1 Historial de Producción del Yacimiento Petaca B.	¡Error!

Marcador no definido.

Tabla N° A.1 Historial de Producción del Yacimiento Petaca B.
(Continuación) ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.1 Historial de Producción del Yacimiento Petaca B.
(Continuación) ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.1 Historial de Producción del Yacimiento Petaca B.
(Continuación) ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.1 Historial de Producción del Yacimiento Petaca B.
(Continuación) ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.2 Historial de Producción del Pozo VBR-05..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.2 Historial de Producción del Pozo VBR-05. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.2 Historial de Producción del Pozo VBR-05. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.2 Historial de Producción del Pozo VBR-05. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.3 Historial de Producción del Pozo VBR-27..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.3 Historial de Producción del Pozo VBR-27. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.3 Historial de Producción del Pozo VBR-27. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.4 Historial de Producción del Pozo VBR-30..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.4 Historial de Producción del Pozo VBR-30. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.4 Historial de Producción del Pozo VBR-30. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.4 Historial de Producción del Pozo VBR-30. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.5 Historial de Producción del Pozo VBR-32..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.5 Historial de Producción del Pozo VBR-32. (Continuación)
.....¡Error! Marcador no definido.

Tabla N° A.6 Pruebas de Presión en los Pozos del Yacimiento Petaca B.
.....¡Error! Marcador no definido.

- Tabla N° A.7 Historial de Producción y Presión del Yacimiento 1....** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° A.8 Historial de Producción y Presión del Yacimiento 2....** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° B.1. Recombinación matemática Gas-Líquido....** ¡Error! Marcador
no definido.
- Tabla N° B.2. Reporte de la etapa de agotamiento correspondiente a 700
lpc de la prueba de balance molar.**¡Error! Marcador no definido.
- Tabla N° C.1 Aplicación del Método P/Z en el Pozo VBR-27.** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° C.2 Aplicación del Método P/Z en el Pozo VBR-30.** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° C.3 Aplicación del Método P/Z en el Pozo VBR-32.** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° C.4 Aplicación del Método P/Z en el Pozo RG-190.** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° C.5 Aplicación del Método P/Z en el Yacimiento 1.** ¡Error!
Marcador no definido.
- Tabla N° C.5 Aplicación del Método P/Z en el Yacimiento 2.** ¡Error!
Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

Fig. Nº 2.1 Mapa de Ubicación del Campo Víbora. Expansión del área Boomerang Hills. ^[1]	35
Fig. Nº 3.1. Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Seco.^[7]	57
Fig. Nº 3.2. Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Húmedo. ^[7]	58
Fig. Nº 3.3. Diagrama de Fase de un Yacimiento de gas Condensado.^[8]	60
Fig. Nº 3.4. Diagrama de Fase Presión de Yacimiento en Función de Temperatura de Yacimiento.^[8]	65

Fig. N° 3.5. Arreglo de Separador y Tanque de Prueba. ^[8]	78
Fig. N° 3.6. Sistema cilindro-embolo para un Gas. ^[8]	81
Fig. N° 3.7. Revisión de Consistencia en base al Criterio de Hoffman. ^[10]	85
Fig. N° 3.8. Solución Gráfica a la ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco. ^[8]	93
Fig. N° 3.9. Solución Gráfica a la Ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico. ^[8]	98
Fig. N° 3.10. Solución gráfica a la ecuación de balance de materiales para un yacimiento volumétrico geopresurizado de gas seco. ^[8]	100
Fig. N° 3.11. Solución Gráfica a La Ecuación de Balance de Materiales para un Yacimientode Gas Condensado con Intrusión de Agua a través del Método De Havlena Y Odeh. ^[8]	102
Fig. N° 4.1. Revisión de Consistencia en base al Criterio de Hoffman.	114
Fig. N° 4.2. Grafica del Método de Declinación de Presión para un Yacimiento de Gas Condensado.	118
Fig. N° 4.3. Representación gráfica de G_p/N_c vs. G_{pt}	120
Fig. N° 4.4. Representación gráfica de W_p/N_c vs. G_{pt}	120
Fig. N° 5.1. Representación del Criterio de Hoffman en el Separador.	129
Fig. N° 5.2. Representación Gráfica del Método P/Z_{2f} para el pozo VBR- 05.....	133
Fig. N° 5.3. Representación Gráfica G_p/N_c vs. G_{pt} para el pozo VBR-05.	134
Fig. N° 5.4. Representación Gráfica W_p/N_c vs. G_{pt} para el pozo VBR-05.	135
Fig. N° 5.5. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Presión (aumentando) del pozo VBR-05.....	136
Fig. N° 5.6. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Presión (disminuyendo) del pozo VBR-05.....	137

Fig. Nº 5.7. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Factor de Compresibilidad (aumentado) del pozo VBR-05.	137
Fig. Nº 5.8. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Factor de Compresibilidad (disminuyendo) del pozo VBR-05.....	138
Fig. Nº B.1. Criterio de Hoffman aplicado a la Prueba CVD.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Fig. Nº B.2. Criterio de Hoffman aplicado a Condiciones de Separador.	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.1 Representación Gráfica de P/Z vs. Gpt para el Pozo VBR-27.	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.2 Representación Gráfica de Gp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-27.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.3 Representación Gráfica de Wp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-27.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.4 Representación Gráfica De P/Z vs. Gpt para el Pozo VBR-30.	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.5 Representación Gráfica de Gp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-30.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.6 Representación Gráfica de Wp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-30.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.7 Representación Gráfica de P/Z vs. Gpt para el Pozo VBR-32.	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.8 Representación Gráfica de Gp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-32.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.9 Representación Gráfica de Wp/Nc vs. Gpt para el Pozo VBR-32.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. Nº C.10 Representación Gráfica de P/Z vs. Gpt para el Pozo RG-190.	¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.11 Representación Gráfica de G_p/N_c vs. G_{pt} para el Pozo VBR-32.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.12 Representación Gráfica de W_p/N_c vs. G_{pt} para el Pozo VBR-32.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.13 Representación Gráfica de P/Z_{2f} vs. G_{pt} para el Yacimiento 1.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.14 Representación Gráfica de G_p/N_c vs. G_{pt} para el Yacimiento 1.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.15 Representación Gráfica de W_p/N_c vs. G_{pt} para el Yacimiento 1.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.16 Representación Gráfica de P/Z_{2f} vs. G_{pt} para el Yacimiento 2.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.17 Representación Gráfica de G_p/N_c vs. G_{pt} para el Yacimiento 2.....¡Error! Marcador no definido.

Fig. N° C.18 Representación Gráfica de W_p/N_c vs. G_{pt} para el Yacimiento 2.....¡Error! Marcador no definido.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos y sus derivados. Una de estas fuentes de energía es el gas natural, el cual se da bajo condiciones de presión y temperaturas en el yacimiento, de manera que ya no existe hidrocarburo líquido o existe en muy baja proporción.

Hay dos preguntas claves que deben ser respondidas tempranamente cuando se trata del inicio de la explotación de un yacimiento de gas y de la estrategia que se aplicará durante su vida económica productiva. La primera pregunta debe responder al volumen de gas original en sitio y, la segunda, al volumen remanente de gas, a cualquiera que sea la presión escogida para abandonar el yacimiento.

Estos datos pueden ser obtenidos por diferentes mecanismos. Uno de los métodos es empleando la Ecuación de Balance de Materiales, la cual se ha desarrollado en base al balance del volumen original, balance del volumen poroso disponibles y balance molecular para diferentes tipos de yacimientos. Esta ecuación fue desarrollada por Ralph Schilthuis en 1936, basándose en la Ley de la Conservación de la Masa, y cuya función es la

estimación del volumen original en sitio, reservas y el análisis de los efectos observados por los cambios que se generan por los fluidos producidos e inyectados al yacimiento.

El análisis PVT constituye una herramienta de gran ayuda para lograr estimar el posible comportamiento, que experimentarán las propiedades físicas del fluido contenido en un tipo de yacimiento. Este consiste en varias pruebas que se le realizan en el laboratorio a una muestra representativa del fluido contenido en el yacimiento en estudio. Para esto es necesario la validación de los análisis PVT, la cual incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

El desarrollo de este proyecto está enfocado en dos puntos, el primero es la validación de los análisis PVT a pozos de gas, pertenecientes a diferentes yacimientos y el segundo se orienta hacia el porcentaje de error que se obtiene al momento de variar dos factores muy importantes en estos tipos de yacimientos, los cuales son el factor de compresibilidad y la presión. De igual forma, es necesario determinar cuánto de error se incurriría en la determinación de las reservas, si se tomaran valores de presión y factor de compresibilidad (z) obtenidos de PVT'S que no sean consistentes.

Mediante la data proporcionada de los diferentes yacimientos y una vez validados los PVT'S seleccionados, se realizará la variación de los factores de compresibilidad y presiones que se muestran en estos estudios para así determinar en que repercuten dichos parámetros en el cálculo del gas original en sitio (GOES) y reservas a través del método de declinación de presión, así como también realizar graficas que permitan visualizar el efecto.

Se debe manifestar que uno de los beneficios que aporta este proyecto es ver si se puede utilizar las presiones y factor de compresibilidad (z) obtenidos de PVT'S no consistentes para determinar GOES y reservas sin inferir en gran cantidad de error.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Determinar el efecto de la variación del factor de compresibilidad y presión en el cálculo del GOES y reservas, a través del método de declinación de presión.

1.3.1 Objetivos Específicos

- ✧ Validar la consistencia interna y la representatividad de los estudios PVT'S obtenidos.
- ✧ Calcular el gas original en sitio (GOES) por el método de declinación de presión.
- ✧ Estimar las reservas de los yacimientos mediante el método de declinación de presión para los yacimientos que dispongan de PVT'S validados.
- ✧ Observar la variación de la presión y factor de compresibilidad mediante el método de declinación de presión.
- ✧ Determinar el porcentaje de error en el cálculo del gas original en sitio (GOES) y las reservas mediante la variación del factor de compresibilidad y presión.

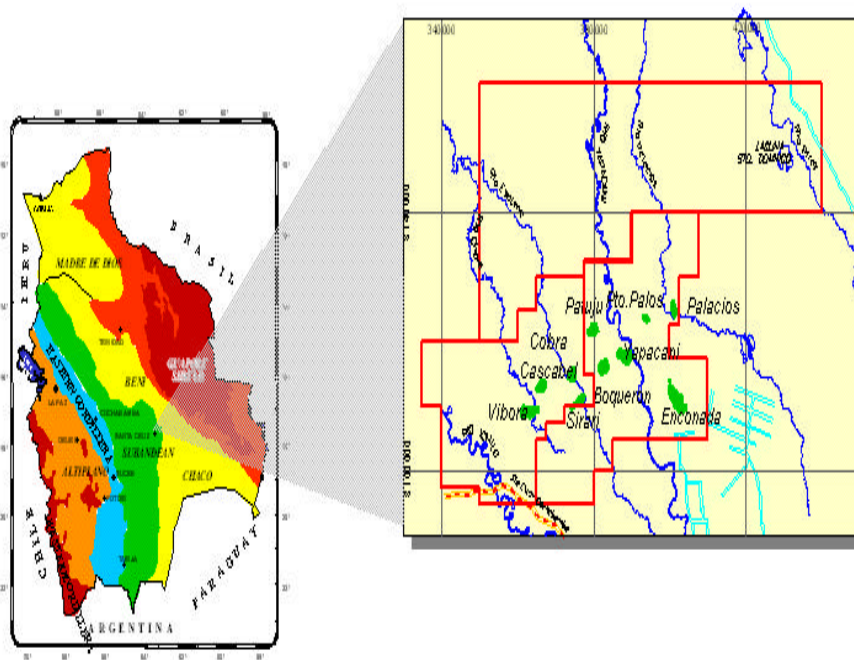
CAPITULO II

CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.1 Ubicación Geográfica del Área de Estudio (Campo víbora)

El campo VIBORA está ubicado en la provincia Ichilo del Departamento de Santa Cruz, en Bolivia. Fisiográficamente, la zona está comprendida en la Llanura Chaco-Beniana Central, entre los ríos Yapacaní é Ichilo, en el sector conocido como Boomerang Hills, mostrado en la **Figura 2.1**.

La distancia desde la ciudad de Santa Cruz, en línea recta es de 143 Kilómetros en dirección Noroeste, Azimut 303°.



**Fig. N° 2.1 Mapa de Ubicación del Campo Víbora. Expansión del área
Boomerang Hills. ^[1]**

2.2 Geología

La estructura de Víbora, se encuentra en el extremo Occidental del lineamiento del Boomerang Hill, en el sector denominado Ofidios Oeste, en la Llanura Central.

Los primeros trabajos exploratorios en el área, fueron realizados por YPFB entre los años 1969-1970 con levantamiento sísmico regional a cargo de la Brigada Sísmica N°24 y luego por medio de la Brigada Sísmica N°30 en los años 1981-1982.

Con las primeras interpretaciones sísmicas del área en base a los datos de campo se logró definir, aunque sin mucho detalle varias estructuras de interés, tales como Víbora, Curiche Grande (actual Sirari), Curiche Grande Norte (actual Cobra) y Chore (actual Cascabel). Posteriormente en 1984, luego de trabajos adicionales de prospección sísmica, se ejecuta una nueva interpretación sísmico-geológica del área Ofidios Oeste, que confirma y determina mejor las estructuras delineadas anteriormente, además se logra definir otras, entre las que sobresale Sicurí.

En 1986 con los datos del pozo CCB-X2, se actualiza la interpretación sísmica del área, lo que permite proponer un pozo exploratorio en la estructura de Víbora. De tal manera, en Febrero de 1987 se elabora la Propuesta Geológica de Perforación del Pozo VBR-X1. Las operaciones de perforación de este primer pozo exploratorio en el campo, se inician en Agosto de 1987, dándose por concluidas en Junio de 1988, incluida la etapa de terminación. Se alcanzó la profundidad final de 12.950 pies.

Este pozo que resultara Descubridor de un Nuevo Yacimiento, evidenció la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en los siguientes niveles:

- ✧ Formación Petaca: yacimientos Petaca "C" y "D"
- ✧ Formación Yantata: yacimiento Yantata.
- ✧ Formación El Carmen: yacimiento Sara.

El pozo VBR-X1 fue completado con arreglo de producción doble.

Línea Larga para el yacimiento petrolífero Arenisca Sara y la Línea Corta para el yacimiento gasífero Petaca "C".

Desde el año 1988, hasta la fecha se continuó con la prospección y desarrollo del campo. En la actualidad se cuentan con un total, de 20 pozos perforados todos ellos productores de uno u otro nivel, la mayoría con arreglo de producción doble. A excepción de 4 líneas de reinyección del gas producido: dos para el yacimiento Petaca "C"(pozos VBR-3 LC y VBR-5 LC) y dos para el yacimiento Yantata (pozos VBR-8 LC y VBR-12 LC). Existe un pozo en etapa de terminación (VBR-21) y otro en perforación (VBR-22).

A través de la perforación de los pozos de desarrollo y conforme se fue avanzando en el conocimiento geológico del campo, se estableció que además de los yacimientos conocidos y nombrados anteriormente; existen otros niveles que también constituyen yacimientos probados ó potenciales de hidrocarburos

Tal como se comprobó posteriormente:

- ✧ Pozo VBR-14 Descubridor del reservorio Cotoca; petrolífero.
- ✧ Pozo VBR-16 Productor del reservorio Cotoca; petrolífero.
- ✧ Pozos VBR-11D,VBR-14,VBR-16,VBR-21 y otros. Con altos valores de detección de gas en niveles arenosos del Devónico. Posibles reservorios de gas y condensado.
- ✧ Pozos VBR-6,VBR-11D,VBR-14 y otros que mostraron altos valores de detección de gas en niveles de la formación Ichoa. Posible yacimiento de gas y condensado.

- ☆ Pozo VBR-19. Confirma la existencia de una zona petrolífera en el reservorio Yantata.

2.3 Estratigrafía

Los pozos perforados en el campo Víbora, atraviesan una columna sedimentaria normal que incluye rocas con edades desde el Terciario con las formaciones Chaco, Yecua y Petaca; luego el Cretácico representado por las formaciones Yantata e Ichoa, las cuales en forma discordante descansan sobre rocas del Devónico, representado en este sector por la formación Roboré, ya que la formación Limoncito está completamente erosionada por la discordancia Post-Devónica; y finalmente el sistema Silúrico que está representado por la formación El Carmen.^[1]

2.3.1 Formación El Carmen

Máximo espesor atravesado 1.578 pie. Está constituida por una alternancia de paquetes arenosos que van engrosando hacia el tope formacional y capas pelíticas de lutitas físis y limolitas masivas.

En la parte superior de la Formación El Carmen, se desarrolla un potente banco psamítico conocido como arenisca Sara, el mismo que constituye un yacimiento portador de hidrocarburos de importancia regional. Está conformado por una secuencia de areniscas cuyo espesor bruto alcanza un promedio de 394 pie. Se describe como una arenita cuarzosa, en partes feldespática de grano medio a grueso, subredondeado y redondeado, con buena selección, texturalmente madura, con cemento parcialmente calcáreo esparítico y ferruginoso; por lo general limpias de matrix arcilloso,

con buenos datos de porosidad y permeabilidad ($\emptyset=10-16$ % y $K=25-190$ md).

Estas rocas fueron depositadas en ambiente marino somero de fuerte energía, (presencia de glauconita, granos de tamaño medio y grueso, ausencia de material arcilloso y redondeamiento de los clastos de cuarzo y minerales pesados). El contenido de materia orgánica es pobre, se observa un elevado porcentaje de azufre, relacionado con el alto contenido de pirita.

Esta unidad constituye un importante yacimiento, que en el campo Víbora, es productor de petróleo en casi todos los pozos, el yacimiento cuenta además con un casquete gasífero de considerable magnitud. Otra unidad arenosa que reviste importancia económica en la formación El Carmen, es la que se conoce como arenisca Cotoca; la misma que se encuentra ubicada por debajo de la anterior y separada de la misma por una intercalación de limolitas y lutitas. Está constituida por un banco arenoso de aproximadamente 230 pie de espesor bruto.

Sus características litológicas y petrofísicas son similares a las descritas para la unidad superior; aunque la cantidad de información sobre este nivel es relativamente pobre, no se tienen testigos ni descripciones litológicas de detalle.

Solamente en base a interpretación de registros eléctricos, se puede hacer un estimado de las características petrofísicas, asignándosele una porosidad regular entre 10 y 12 % y una permeabilidad entre 20 y 30 md, obtenida de la interpretación de la restitución de presiones en el pozo VBR-14. ^[1]

2.3.2 Formación Roboré

Espesor promedio 1.224 pie. A diferencia de las estructuras situadas más hacia el Este en el sector del Boomerang; en el campo Víbora, el sistema Devónico, está presente solo a través de la formación Roboré, ya que la unidad suprayacente ó formación Limoncito está ausente debido a la erosión que marca la Discordancia Post-Devónica, la misma que afecta inclusive a una porción de la formación Roboré; la mayor parte de los pozos inician la secuencia Devónica a partir de un cuerpo pelítico situado por encima de la arenisca Ayacucho, algunos sin embargo encuentran todavía un relicto de las unidades psamíticas conocidas como arenisca N°1 ó arenisca N°2.

La formación Roboré está constituida por una serie de gruesos bancos arenosos, representados por areniscas micáceas de grano fino, con buena selección, finamente estratificadas; intercalan paquetes de lutitas físlas y limolitas micáceas.

En la base de la unidad se distingue un conspicuo cuerpo pelítico de casi 328,08 pies de espesor, constituido por lutitas gris oscuras físlas y delgadas intercalaciones de limolitas micáceas. Las unidades arenosas forman secuencias claramente estrato y granocrecientes, correspondiendo posiblemente a depósitos de ambiente marino-deltaico.

En muchos casos estas unidades arenosas presentan interesantes indicios de hidrocarburos con altos valores de detección de gas (>100 UGM) cromatografía de 4 y 5 componentes y flourescencia; lo que se observa mayormente en los pozos ubicados en el sector central de la estructura y que ocupan una alta posición estructural; tal el caso de la arenisca N° 4 en el pozo VBR-11D , VBR-14 y otros. Hasta el presente estas unidades que constituyen potenciales reservorios, no han sido probadas en ningún pozo.^[1]

2.3.3 Formación Ichoa

Espesor promedio 1.217 pie, está constituida por una secuencia continua de areniscas friables de grano fino a medio con buena selección, de color amarillento, ambarino; matriz arcillosa soluble; alternan delgadas capas de arcillitas gris verdosas, frecuentemente se observa una fina estratificación cruzada. Esta secuencia es asociada a un ambiente deposicional continental de origen eólico. En los pozos ubicados en la parte de culminación de la estructura.^[1]

2.3.4 Formación Yantata

Espesor promedio 512 pie, se caracteriza por conformar una secuencia predominantemente psamítica, su contacto inferior con la formación Ichoa es transicional y frecuentemente difícil de determinar con precisión.

Está constituida por areniscas friables de grano fino a medio con regular a buena selección, estratificadas en bancos gruesos formando secuencias estrato y granodecrecientes, intercaladas con delgadas capas de limolitas y arcillitas finamente estratificadas que hacia el tope de la unidad se hacen más frecuentes.

En la parte media e inferior se distinguen algunos niveles de calizas silicificadas de color blanquecino a gris y aspecto nodular. Otra característica relevante en esta formación, es su persistencia de espesores y características litológicas en sentido lateral.

Por sus particularidades litológicas, las sedimentitas de la formación Yantata, constituyen excelentes rocas-yacimientos, con porosidades entre 15 y 20 % y permeabilidades entre 10 y 50 mD. En el campo Víbora es productor de gas y condensado en todos los pozos.^[1]

2.3.5 Formación Petaca

Espesor promedio 597 pie. Está constituida por una sucesión de areniscas conglomerádicas, conglomerados y areniscas de grano fino a medio y grueso, con regular y mala selección, cemento en partes calcáreo y ferruginoso, intercaladas e interdigitadas con limolitas masivas y arcillitas plásticas de coloración marrón rojiza.

Las unidades clásticas tienden a formar secuencias estrato y granodecrecientes, la continuidad lateral es muy pobre y compleja; atribuyéndose a estos sedimentos un origen continental de paleoambiente fluvial meandroso.

Se distinguen por lo menos cuatro grupos de arenas, asociados a sendos ciclos sedimentarios, que han sido nombrados de arriba hacia abajo Petaca A,B,C y D. Las unidades más importantes como desarrollo arenoso y mejores características de yacimiento, son los grupos basales C y D. Constituyendo cada uno de ellos importantes yacimientos productores de gas y condensado.

Coincidentemente con su heterogeneidad litológica debido a frecuentes cambios faciales; sus propiedades petrofísicas son también muy variables, sin embargo en los desarrollos arenosos se reportan buenos valores promedios de porosidad y permeabilidad ($\varnothing=10-22\%$ y $K=4-50$ mD.).^[1]

2.3.6 Formación Yecua

Espesor promedio 1.158 pie. El límite inferior de la formación Yecua, es transicional hacia las unidades de la formación Petaca. Se caracteriza por constituir una secuencia con marcado predominio pelítico, conformando un

excelente sello para las unidades psamíticas infrayacentes, está representada mayoritariamente por arcilitas de coloración marrón rojiza, plásticas, algo calcáreas; se distinguen algunas delgadas intercalaciones de areniscas limolíticas y limolitas. No se reportan manifestaciones de hidrocarburos.^[1]

2.3.7 Formación Chaco

Espesor promedio 6.726 pie. Se presenta como una potente serie de intercalaciones de limolitas arenosas marrón claras; arcilitas blandas muy plásticas de coloración variada y gruesos bancos de areniscas friables de grano fino a medio y grueso, en partes conglomerádico. En esta unidad tampoco son conocidas manifestaciones de hidrocarburos.^[1]

2.4 Aspectos Estructurales

La estructura de Víbora se encuentra ubicada en el extremo Occidental del lineamiento del Boomerang Hills; en el sector denominado Ofidios Oeste, junto a las estructuras de Cascabel y Sicurí. El lineamiento conocido como el Boomerang Hills ó zona de Flexura de las Sierras Subandinas está relacionado con eventos tectónicos de gran magnitud que afectan a toda la pila sedimentaria, incluyendo probablemente al basamento cristalino Precámbrico.

La "Linea Ichilo " o la "Linea del Codo" es una gran dislocación tectónica, con un rumbo general Estesudeste-Oestenoroeste; que separa al Bloque del Escudo Brasileiro por el Noreste y la Fosa Tectónica de la Llanura Central en el Sudoeste. Por encima de la cual la Orogenia Andina del Cretácico Tardío-Terciario Temprano, sobreimprime sus eventos tectónicos y

amolda sus estructuras; dando como resultado que todos los rasgos estructurales de la zona, incluyendo las Sierras Subandinas adyacentes y el Macizo Cordillerano Andino, adquieran una orientación predominante en sentido general Este-Oeste.

Por otra parte, las estructuras asociadas con este lineamiento, presentan ciertos rasgos comunes, principalmente por el fuerte tectonismo que está impreso en casi todas las estructuras de la zona y se manifiesta por lo general con la presencia de fallas compresivas de orientación paralela ó sub-paralela al rumbo de las estructuras; en forma subordinada, se presentan combinaciones de esfuerzos tangenciales que generan fallamientos de cizalla ó deslizamiento.

Coincidentemente con la tectónica regional, las primeras interpretaciones de la estructura de Víbora, plantean un anticlinal bien conformado, con su flanco Sur claramente definido y el flanco Norte afectado longitudinalmente por una falla inversa.

La orientación de su plano axial sigue el lineamiento general predominante de la zona en dirección Estenoreste-Oestesudoeste.

La estructura de Víbora se presenta como una de las más importantes de la zona por su definición estructural y dimensiones. Se observa una buena correspondencia en la configuración estructural de los niveles superiores del Terciario y Cretácico, con los estratos profundos del Devónico y Silúrico.

En una primera etapa, el desarrollo del campo estuvo circunscrito a la perforación de pozos en el flanco Sur del anticlinal (aproximadamente los diez primeros pozos); hasta ese momento el modelo estructural originalmente planteado, en líneas generales se fue confirmando.

Pero cuando se entró a perforar en el sector de culminación (pozos VBR-11D; VBR-14; VBR-16; VBR-17D) y posteriormente en el flanco Norte

con los pozos VBR-18; VBR-19; VBR-20; VBR-21; resultó evidente que la falla longitudinal no afecta a todo el flanco Norte; por lo menos hasta se conoce con la información de subsuelo en la actualidad.

La información sísmica tampoco ayuda a resolver completamente el hundimiento de este flanco; sin embargo parece evidente la existencia de complicaciones tectónicas en este sector; por lo que el modelo que más se ajustaría a la realidad, supone la presencia de una falla inversa con despegue de muy bajo ángulo en los estratos pelíticos del Devónico; la misma que una vez saliendo hacia las capas arenosas del Cretácico (formación Ichoa), aumenta abruptamente su ángulo de buzamiento; aspecto que se confirma al observar evidencias de falla y franco aumento de espesor en los pozos VBR-6; VBR-11D y otros.

Por lo indicado anteriormente; la falla compresiva no afectaría a los horizontes más profundos del Devónico y Silúrico. Sin embargo, es muy probable la existencia de otra falla con una geometría y mecanismo similares a la anterior, pero con sus niveles de despegue más profundos, posiblemente en las capas pelíticas del Silúrico inferior.

2.5 Área Operacional Del Distrito Gas Anaco

PDVSA para ejecutar sus operaciones cuenta con varios distritos operacionales a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Gas Anaco, ubicado en la parte central del estado Anzoátegui. El Distrito Anaco es considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional, por contener reservas probadas de gas superiores a 15.600 MMMPC, con un área aproximada de 13.400 Km², conformado por dos extensas áreas:

- ☆ Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapire, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay. Cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diarios (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9.000 barriles normales por día (BNPD).

- ☆ Área Mayor de Anaco (AMA), se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Está situada en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, a lo largo resalta la presencia de una serie de domos alineados en una dirección noreste-suroeste, limitados al sur por el corrimiento de Anaco, teniendo una longitud de 85 Km., se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo N 40°E y buzamiento promedio de 45° al noreste, en cuyo lado norte se encuentran seis campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento que enumerados de suroeste a noreste son: Santa Rosa, San Joaquín, El Roble, Guarío, Santa Ana y El Toco.^[2]

2.6 Ubicación Geográfica Del Área En Estudio (Campo Santa Rosa)

2.6.1 Campo Santa Rosa

El campo Santa Rosa se ubica en la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual se extiende, en su mayor parte por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Esta gran depresión de régimen tectónico, se encuentra subdividida, por el sistema de fallas Anaco – Altamira, en dos subcuencas sedimentarias: la de Maturín, localizada al Este de la estructura, y la de Guárico, situada al Oeste de la misma. La primera de ellas, es

atravesada por el Corrimiento de Anaco, el cual divide el área en dos grandes sectores: el Área Mayor de Anaco y el Área Mayor de Oficina.

El campo Santa Rosa constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de Gas, Condensado y Crudo Liviano, localizado en el Área Mayor de Anaco, con una extensión superficial de aproximadamente 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pie en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos, que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento.^[2]

2.6.2 Características Geológicas del Área en Estudio

2.6.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Está situada en la zona centro – este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arecuna hacia el Este Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la serranía del interior central y oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde al Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, siendo ésta un área nueva para la explotación de Hidrocarburos.

Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Oeste – Este, una anchura promedio de 200 Km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km² y comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y mitad Sur de Trinidad.

La producción proviene de arenas que varían en edad desde el Mioceno hasta el Cretáceo. Las principales trampas están controladas por combinación de factores estructurales y estratigráficos. La cuenca actual es asimétrica. El flanco Norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñamiento en la formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento y diapiros de barro.

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales “monadnocks” hacia el extreme Sur de la cuenca, en la “Faja Petrolífera del Orinoco”.

Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur.^[3]

2.6.2.2 Formación Merecure

La formación Merecure es una compleja secuencia geológica de edad desde el Oligoceno al Mioceno. Tiene bastante espesor y consiste en apilamientos de canales fluviales, diques y barras de mandro, dando como resultado varios lentes discontinuos de arena. Las arenas son lateralmente discontinuas, pero con suficiente apilamiento como para tener continuidad vertical. Esta continuidad se manifiesta no solamente en la correlación de registros eléctricos, sino en el perfil vertical de presión estática de fondo.

La formación Merecure infrayace al Miembro Colorado de la formación Oficina y es de edad Oligoceno tardío. Tiene un espesor que varía desde 250 hasta 1.500 pie. Consiste de areniscas de grano fino y medio a grueso con cantidades variables de lutita, carbón y areniscas depositadas en un complejo sistema fluvial-estuarino. El ambiente sedimentario de este sistema fluvial esturiano es de canales con influencia de las mareas, canales de marea, canales abandonados, llanuras de marea, llanuras de inundación, llanuras costeras cenagosas y complejos de abanicos de roturas. Los sedimentos entre canales son facies que no constituyen roca reservorio, caracterizadas por apilamientos de abanicos de rotura, a los cuales suprayacen capas de carbón. Las facies de canales fluviales son de grano grueso y con estratificación cruzada.

La formación Merecure está limitada al Sur por la falla del Corrimiento de Anaco y en el norte por adelgazamiento de las arenas.^[4]

2.6.2.3 Área Mayor de Anaco

Se encuentra limitada por una serie de prominentes farallones, que se extienden en dirección preferencial sur-suroeste siguiendo el escarpado occidental de las Mesas de Urica, Santa Rosa; Cantaura y Guanipa y continua desde Pariaguan hasta el valle del Orinoco y el piedemonte de las Serranías del interior Central y Oriental respectivamente y su límite oriental son caños de marea y tierras inundables, que marcan el comienzo del Delta del Orinoco. ^[2]

Los llanos orientales se caracterizan por la presencia de mesas extensas y planas que cubren aproximadamente dos terceras partes del área del estado Monagas y la tercera parte del estado Anzoátegui. Las mesas presentan su máxima elevación en la parte occidental y descienden gradualmente hacia el este-sureste hasta una zona transicional entre la mesa bien definida y la zona pantanosa del delta.

Una característica fisiográfica de estas mesas son los escarpados o farallones que las circundan, cuyas pendientes abruptas frecuentemente alcanzan diferencias de elevación de 40 m, teniendo formas ramificadas muy complejas. La constitución de las mesas es generalmente arenosa con grano variable, generalmente más grueso hacia los bordes norte y oeste y más fino hacia el este y el sur. Los afloramientos de gravas y arenas con alto contenido de óxidos de hierro presentes en los bordes de los farallones meteorizan a tonos brillantes de amarillo y rojo. La **Figura 2.3** muestra la columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

2.6.2.3.1 Estructura

El Área Mayor de Anaco se caracteriza por una falla inversa de rumbo Noreste y buzamiento Noroeste conocida como corrimiento de Anaco, en cuyo bloque levantado se encuentra una serie de domos alargados, sencillos, elongados en sentido Nor-Este, todos asimétricos con mayores pendientes hacia el Sur-Este. Estos domos están un poco escalonados pero generalmente alineados a lo largo de la falla.

La falla de Anaco en sus comienzos fue una falla normal con buzamiento Nor-Este, posteriormente invertida a su posición actual, esta teoría se basa en el adelgazamiento normal de ciertos estratos en el lado Sur de la falla que pudo actuar como labio levantado. Cerca de la zona crestal de los alineamientos dómicos se observan algunas fallas alineadas, subparalelas al levantamiento, con buzamiento al Sur-Este.

Las estructuras del área se ha formado debido a grandes esfuerzos de tensión y compresión, a levantamientos, plegamientos y procesos de erosión, los cuales generaron grandes trampas donde se desarrollan los campos petrolíferos tales como: San Joaquín, Santa Ana, El Toco, Guarío y Santa Rosa, entre otros; cada uno de estos campos se formó sobre el domo que lleva su mismo nombre.

Cabe destacar, que este desarrollo estructural ha sido originado debido a los esfuerzos de compresión producidos por la colisión entre las Placas del Caribe y de Sur América, lo que también ha generado múltiples fallamientos secundarios, de desplazamiento variable en el mencionado anticlinal.^[2]

2.6.2.3.2. Ambientes de Sedimentación.

Desde el punto de vista regional, el ambiente de sedimentación es de tipo fluvio deltáico, en el cual el Área Mayor de Anaco se encuentra en una posición externa (frente del delta).

El estudio de 133 yacimientos ha permitido resolver los problemas de correlación y clasificarlos según sus electrofacies, geometría y características petrofísicas, en cuatro modelos sedimentológicos:

1. Tipo canal.
2. Tipo barra.
3. Depósito de baja energía.
4. Cuerpos múltiples.

En el caso de Anaco se encontraron yacimientos de tipo canal, barra y cuerpos múltiples con una geometría que evidencia el control tectónico de la zona (paralelas al sistema de fallas normales y al corrimiento de direcciones Noreste-Suroeste).

2.6.2.3.3. Tipos de Yacimientos.

En el Área Mayor de Anaco predominan los yacimientos de gas condensado asociado con petróleo, aunque también existe un buen número de yacimientos de gas seco. En el Área Mayor de Anaco la producción de hidrocarburos líquidos es mayormente de condensado y petróleos livianos.

Es de hacer notar que el volumen de petróleo en sitio de las acumulaciones de baja energía es pequeño, debido a sus espesores reducidos y a la baja calidad del yacimiento. Contrariamente, los cuerpos múltiples presentan valores mayores, debido a sus grandes espesores, resultantes de la comunicación entre varios cuerpos arenosos.^[2]

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Yacimiento

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas, ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstas principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a fracturas y efectos de soluciones.^[5]

3.1.1 Características de los Yacimientos

Un yacimiento debe contar con las siguientes características:

- ✧ Una formación capaz de generar petróleo (roca madre).
- ✧ Una roca almacén que presente 2 propiedades esenciales permeabilidad y porosidad.
- ✧ Una estructura denominada trampa que permita la acumulación del petróleo contra una barrera para impedir la salida del petróleo a la superficie.
- ✧ Otras variables importantes son: el gradiente de presión y temperatura del yacimiento.^[6]

3.1.2 Fuerzas Activas en el Yacimiento.

La existencia de fuerzas activas dentro del yacimiento, trae como consecuencia que se disponga de varias fuentes naturales de energía, las cuales hacen posible el movimiento de los fluidos en el medio poroso hacia los pozos y de estos a las superficie. Estos son:

- ✧ Desplazamiento natural (o artificial mediante la inyección) de los fluidos.
- ✧ Drenaje gravitacional, energía expulsiva capilar.
- ✧ Expansión de los fluidos y roca del yacimiento (como consecuencia de las fuerzas de presión).

Los fluidos bajo condiciones de yacimientos están sujetos a la acción de varias fuerzas naturales, que actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Estas fuerzas son:

- ✧ **Fuerza de Masa**, de ellas la más importante es la fuerza gravitacional.
- ✧ **Fuerza de Presión**, la presión en un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio antes o después de una producción dada. En general, aumenta linealmente con profundidad y es el resultado de estado de las rocas bajo el peso de la columna geoestática o comunicación con el acuífero. Su gradiente pone en movimiento a los fluidos en el yacimiento.

- ☆ **Fuerzas Capilares**, resultan del efecto combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquido, forma y tamaño de los poros de las propiedades humectantes de las rocas.
- ☆ **Fuerzas Viscosas**, son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna en la masa del fluido.

3.1.3 Clasificación de los Yacimientos en Base al Fluido que Contiene

Tomando en cuenta el fluido que se encuentra presente en el yacimiento y su comportamiento, la clasificación puede ser de la siguiente manera:

3.1.3.1 Yacimientos de Gas

Se conoce con el nombre de Yacimientos de Gas a aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Sin embargo, esto no quiere decir que un yacimiento de gas esté imposibilitado para condensar. La condensación se produce como consecuencia de disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción de las mismas, lo cual transforma parte de dicho gas en líquido.

En base a estos criterios de condensación y de acuerdo a su presión y temperatura inicial, podemos clasificar los Yacimientos de Gas en: Yacimientos de gas seco, Yacimientos de gas húmedo y Yacimientos de gas condensado.

3.1.3.1.1 Yacimientos de gas seco

Generalmente, presenta las siguientes características:

- ✧ Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- ✧ Están constituidos por metano, con rastros de hidrocarburos superiores.
- ✧ Están constituidos por hidrocarburos que, aún en superficie y a presión y temperatura de tanque, no condensan.
- ✧ Poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas.
- ✧ Estructuralmente pueden observarse de la manera representada en la **Figura 3.1.**

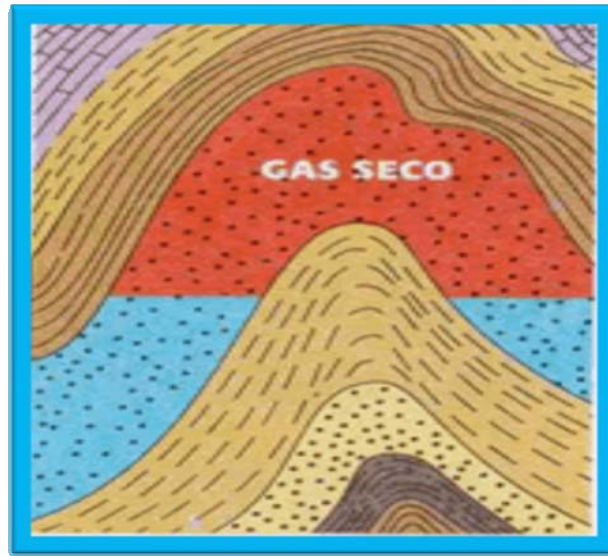


Fig. N°

3.1.

Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Seco.^[7]

3.1.3.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo

Este tipo de yacimientos, frecuentemente presenta las características mostradas a continuación:

- ☆ Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- ☆ Están constituidos por hidrocarburos livianos a intermedios.
- ☆ Están constituidos por hidrocarburos que no condensan a condiciones de yacimiento pero si a condiciones de separador.
- ☆ La **Figura 3.2** representa la posible estructura del yacimiento y la ubicación del fluido dentro de éste.

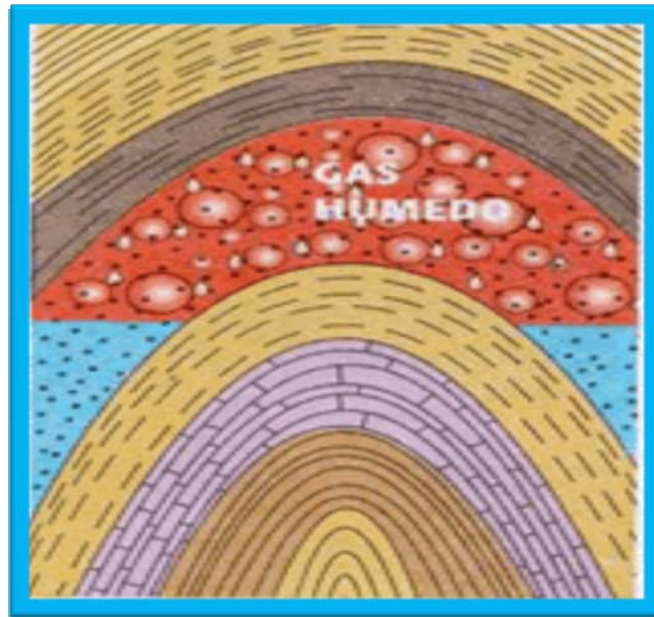


Fig. N° 3.2. Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Húmedo. [7]

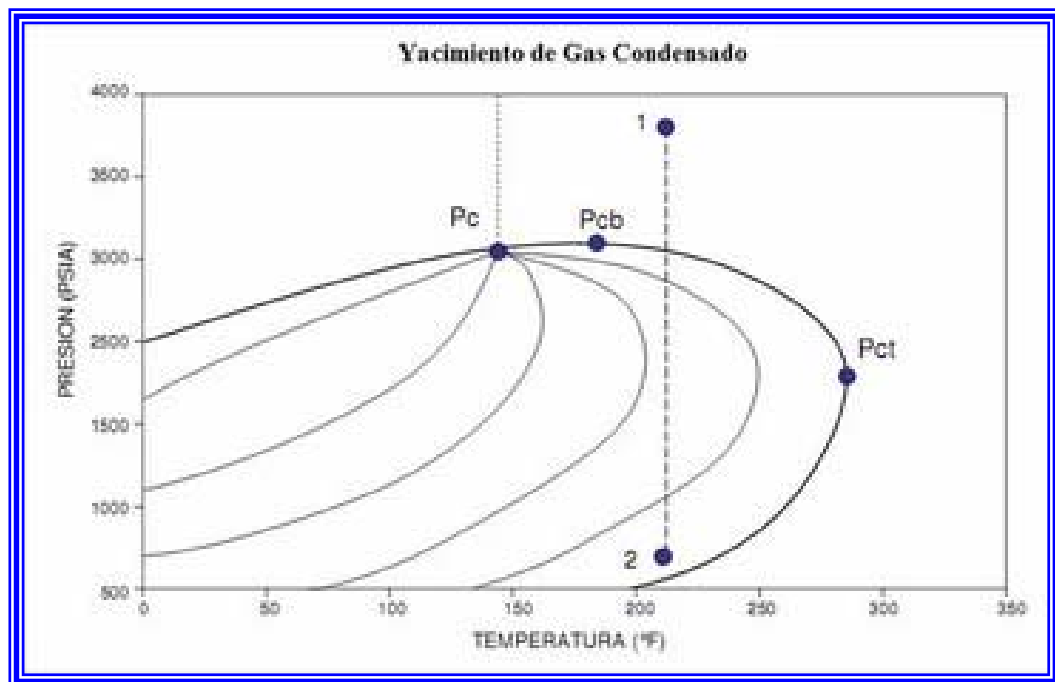
3.1.3.1.3 Yacimientos de Gas Condensado

Estos yacimientos producen condensación retrograda en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío retrograda y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica. El gas al disminuir la presión se condensa.

Estos tipos de yacimientos también pueden ubicarse de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del mismo con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan estas dos variables.

Cuando la presión y la temperatura caen dentro de la región de dos fases, existirá una zona de petróleo con una capa de gas en la parte superior. La zona de petróleo producirá como un yacimiento de petróleo de punto de burbujeo y la capa de gas como un yacimiento monofásico de gas o como un yacimiento retrogrado de gas.

La **Figura 3.3** muestra la estructura más común de un yacimiento y la ubicación del gas condensado dentro de éste.



**Fig. N° 3.3. Diagrama de Fase de un Yacimiento de gas
Condensado.^[8]**

Siendo P_c el punto crítico, P_{cb} el punto cricondenbárico, P_{ct} el punto cricondentérmico, y los puntos 1 y 2 describen la declinación de presión del yacimiento.

3.1.3.1.4 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado.

Yacimientos Subsaturados.

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial sea 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, al igual que la relación gas condensado en superficie.

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. En ningún caso se debe tener $P_i < P_{roc}$ (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado).

Yacimiento de Gas Condensado con Condensación Retrograda en el Yacimiento.

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrogrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrograda.

Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento del 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).

Yacimiento de Gas Condensado sin Condensación Retrograda en el Yacimiento.

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrograda, no ocurre condensación retrograda en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producidos no varía en el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de Gas Húmedo.

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrograda cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

3.1.3.1.5 Características de Yacimientos de Gas Condensado.

- ✧ En un yacimiento de gas condensado el metano se encuentra en un porcentaje mayor al 60% en la composición de la mezcla de hidrocarburos, la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor que los yacimientos de Gas Húmedo.
- ✧ La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- ✧ La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- ✧ Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un intervalo de temperatura (200°F - 400°F) y presiones (3.000 – 8000lpc) normales en yacimientos.
- ✧ En lo que respecta a la trayectoria hacia el tanque, el condensado muestra una fuerte reducción de presión y temperatura y entra rápidamente en la región de dos fases.
- ✧ Entre más rico en componentes pesados (C+5) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del contenido. Además, el color se torna oscuro.^[7]

3.1.3.1.6 Acumulación de Líquido en la Formación.

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de

hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrógrado puede ocurrir

1. En la 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 ($P > P_{roc}$)
2. En todo el yacimiento cuando $P < P_{roc}$. En el primer caso puede ocurrir desde el comienzo de la explotación del yacimiento si se tiene una alta caída de presión en los alrededores del pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación y el 2° caso se presenta 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.

3.1.3.1.7 Yacimientos de Petróleo

Estos yacimientos presentan las siguientes características:

- ✧ Yacimiento Petróleo Volátil o Cuasicrítico (alto encogimiento).
- ✧ Yacimiento de Petróleo Negro (bajo encogimiento).

Tomando en cuenta la °API que contengan, estos yacimientos pueden subdividirse tal como se muestra en la **Tabla 3.1**:

Tabla N° 3.1 Clasificación de los Yacimientos de Petróleo de acuerdo a la Gravedad API.

Petróleo	° API
Liviano	30 – 40
Mediano	20 – 30
Pesado	10 – 20
Extra-pesado	< 10

3.2 Caracterización Termodinámica de Hidrocarburos

La caracterización termodinámica de hidrocarburos se realiza mediante la interpretación de los diagramas de fases, ya que éstos son representaciones gráficas de las fases que están presentes en un sistema de materiales a varias temperaturas, presiones y composiciones.

La mayoría de los diagramas de fase han sido construidos según condiciones de equilibrio (condiciones de enfriamiento lento), siendo utilizadas por ingenieros y científicos para entender y predecir muchos aspectos del comportamiento de los materiales. Los diagramas de fases más comunes involucran temperatura versus presión. La aplicación de los diagramas de fase en la ingeniería de petróleo permite observar los cambios de la mezcla de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie como se puede apreciar en la **Figura 3.4**.

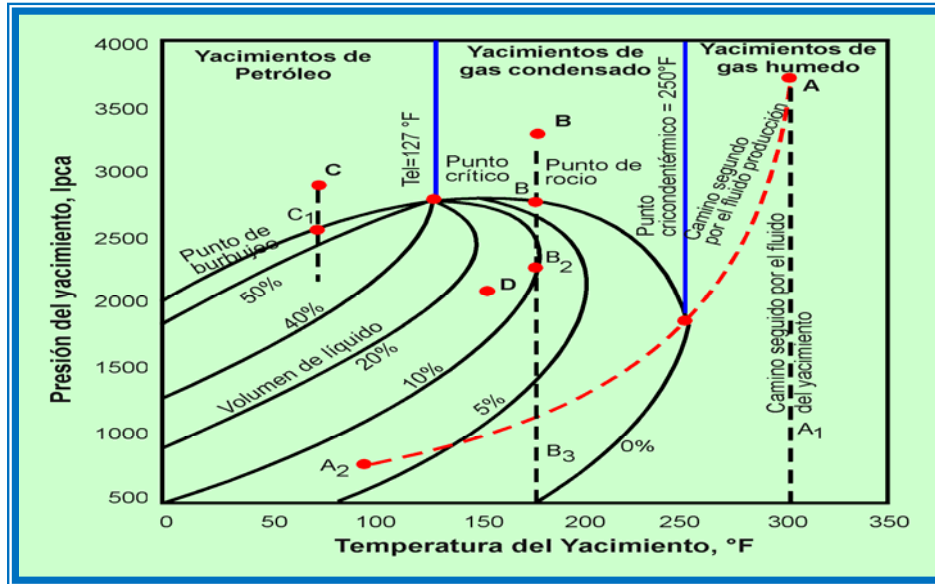


Fig. N° 3.4. Diagrama de Fase Presión de Yacimiento en Función de Temperatura de Yacimiento.^[8]

Si la acumulación ocurre a una temperatura menor que la crítica y una presión por encima de la curva de burbujeo (punto C), el fluido se encuentra en estado líquido y al yacimiento se le denomina subsaturado, ya que a estas condiciones existe una deficiencia de gas en el sistema. A medida que el yacimiento disminuye su presión por debajo comienza a liberarse gas del líquido formándose una capa de gas.

Si las condiciones iniciales están en el punto C1, se habla de yacimientos saturados, en este caso desde el inicio de la producción comienza a formarse una capa de gas libre.

Si las condiciones iniciales del yacimiento están dentro de la envolvente, se habla de yacimientos de dos fases o yacimientos con capa de gas.

Cuando el sistema de hidrocarburos se encuentra naturalmente entre la

temperatura crítica y la cricondentérmica se refiere a un yacimiento condensado, donde la fase es gaseosa (punto B). Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío retrogrado (B1) donde el sistema está en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido y se produce una condensación de presión produce vaporización del condensado (B2) hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

Si la temperatura del sistema está por encima del cricondentérmico, se habla de yacimientos de gas, tal como el punto A de la gráfica. Puede ocurrir que sean yacimientos de gas seco o húmedo, el gas en el yacimiento permanece en estado gaseoso y su composición no varía.

Se puede diferenciar entre gas seco (curva A-A1) y húmedo, si se considera que el gas seco debe contener un alto porcentaje de gas metano que es único componente hidrocarburo que se mantiene en estado gaseoso casi a cualquier condición de presión y temperatura, mientras que el gas húmedo (curva A-A2) estaría constituido, además, por componentes más pesados que el butano.^[8]

3.3 Propiedades Física de los Fluidos

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, normalmente se determinan en el laboratorio, mediante análisis de muestra de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una recombinación de muestras tomadas en la superficie a condiciones de yacimientos. El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis de presión-volumen- temperatura (PVT) y consiste en determinar las relaciones entre estos parámetros para una mezcla de hidrocarburos (líquido

y gas) en particular. A continuación serán definidas las principales propiedades físicas de los fluidos.

3.3.1 Presión de Rocío (Proc)

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Teóricamente la presión de rocío se alcanza isotérmicamente entre la temperatura crítica y la cricondentérmica. El conocimiento de la presión de rocío o retrograda, es importante en el estudio de gas condensado, porque a presiones por debajo de esta, ocurre la condensación retrograda del yacimiento.

3.3.2 Presión de Burbujeo

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. La presión de burbujeo se alcanza isotérmicamente a la izquierda del punto crítico. A presiones por debajo de la presión burbujeo, se forman dos fases en equilibrio: líquida y gaseosa. La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por eso estas presiones se les llama también presión de saturación.

3.3.3 Relación Gas – Petróleo en Solución (Rs)

La relación Gas – Petróleo en solución o solubilidad del gas en el petróleo, se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas, que puede disolverse en un barril normal (BN) de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La

relación gas – petróleo aumenta con la presión hasta llegar a la presión de burbujeo, a partir de la cual se mantiene constante, ya que no existe más gas disponible para entrar en solución con petróleo (petróleo subsaturado). La solubilidad del gas en el petróleo se ve afectada por la presión, gravedad del petróleo y gravedad del gas; a medida que aumenta cada uno de estos factores, aumenta la relación gas – petróleo (R_s) y cuando aumenta la temperatura, disminuye la relación gas – petróleo.

3.3.4 Factor Volumétrico del Petróleo (B_o)

Representa el volumen ocupado (a condiciones de yacimientos) por un barril de petróleo originalmente a condiciones de superficie y todo el gas con el asociado a la temperatura y presión del yacimiento.

3.3.5 Factor Volumétrico del Gas (B_g)

Es fundamentalmente un factor de conversión que permite expresar el volumen que ocuparía a condiciones de presiones de presión y temperatura diferentes, un cierto volumen de gas.

3.3.6 Factor Volumétrico Total (B_t)

Se define como el volumen, en barriles, que ocupa un barril fiscal junto con su volumen en barriles de gas disueltos a cualquier presión y temperatura.

Por encima de la presión del punto de burbujeo, la relación gas – petróleo en solución inicial (R_{si}), es igual a la relación gas – petróleo en solución (R_s); el factor volumétrico total o bifásico (B_t), es igual al factor volumétrico monofásico del petróleo (B_o). Por debajo del punto de burbujeo a medida que la presión disminuye y el factor volumétrico total (B_t) aumenta

debido a la liberación de gas en la solución y a la continua expansión del gas liberado en la misma.

3.3.7 Gravedad °API

La gravedad API es una escala arbitraria del instituto americano del petróleo, que guarda relación con la gravedad específica y sus derivados. Cuanto más ligero es el petróleo, mayor es el grado API.

3.3.8 Viscosidad del Petróleo (μ_0)

En general, la viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso de petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada P y T llevando consigo la cantidad de gas, que puede disolverse a esas condiciones. Por debajo de la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento de presión debido al efecto de gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas, sino que las distancias intermoleculares en el sistema se reducen.

3.4 Tipos de Presión

3.4.1 Presión de Yacimiento

Es la presión que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue

hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos.

A medida que el pozo produce hay declinación de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o el yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad. Antes de que ocurra la disminución antieconómica de la presión, se puede intentar restaurarla y mantener la producción por inyección de gas y/o agua del yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

3.4.2 Presión Estática de Fondo (BHP, Bottom Hole Pressure)

La presión estática de fondo en un pozo, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe en las formaciones petrolíferas, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, y de permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y líquido. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera. Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio, antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

La presión de los yacimientos aumenta con la profundidad con una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el

petróleo en el yacimiento. En muchos casos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento, multiplicando la profundidad de pies abajo del nivel hidrostático, por el gradiente de la columna de agua (0,435 libras por pulgada cuadrada/pie). Sin embargo, existen excepciones de esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7.000 pie, teniendo como explicación muy probable el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos de los componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.

La presión de fondo estática tomada de un pozo, viene a ser la presión del yacimiento del área influenciada por el pozo, la presión requerida en estudio de ingeniería de yacimiento, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de las líneas rectas apropiadas, usando cualquiera de los métodos convencionales del análisis: el método de Horner, el método de Muskat, etc. La presión promedio de un yacimiento después de iniciada la producción, depende de la presión estática tomada en cada uno de los pozos del mismo y se calcula utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Presión promedio por pozo} = \frac{\sum P_i}{A_i} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\text{Presión promedio por unidad Areal} = \frac{\sum P_i * A_i}{A_i} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$\text{Presión promedio por unidad de volumen} = \frac{\sum P_i * A_i * h_i}{A_i * h_i} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

i: Número de pozos.

A_i : Área de drenaje, (acre).

$A_i \cdot h_i$: Volumen, (acres-pie).

3.4.3 Presión Estática al Datum

La presión estática medida en los pozos, generalmente se corrige al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en los pozos y de allí hacia abajo o hacia arriba, a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

Las presión promedios a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado Datum de tal manera que el predominio de presiones a ese Datum es de aproximadamente a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.

Para efectuar el cálculo de las presiones al Datum, se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros, que son tomados del historial de presión:

- ☆ Gradiente estático del yacimiento.
- ☆ Gradiente estático del pozo.
- ☆ Profundidad de perforación.
- ☆ Profundidad de medición.

- ☆ Presión estática a la profundidad de medición.
- ☆ Profundidad del plano de referencia.
- ☆ Elevación de la masa rotatoria.

3.4.4 Gradiente de Presión

Es la presión ejercida por la columna de flujo de fluidos por pie de profundidad. También se le conoce como gradiente de presión, a la evaluación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,5 lpc/pie para salmuera a 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F y varía de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleo, gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 lpc/pie; además; su variación depende de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas, tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,003 lpc/pie para gas natural a 100lpc.^[12]

3.5 Pruebas PVT de Laboratorio

El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico.

3.5.1 Información Obtenible de las Pruebas PVT

- ✧ Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados (o en general del pseudocomponente más pesado).
- ✧ Comportamiento isotérmica presión-volumen (P-V) a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío, en caso de gas condensado y en el caso de petróleo, se obtiene el punto de burbujeo.
- ✧ Agotamiento isovolumétrico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- ✧ Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- ✧ Variación del porcentaje de condensado retrogrado con presión.
- ✧ Factores de compresibilidad de gas producido y de la mezcla remanente en la celda.
- ✧ Factores volumétricos del gas condensado.
- ✧ Optimización de presiones de separación instantánea gas-liquido.

3.5.2 Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio

- ✧ El proceso de separación diferencial isovolumétrico de las pruebas de laboratorio no simulan la producción de condensado retrogrado del yacimiento; la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico (alta condensación retrógrada).
- ✧ Es bastante difícil tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento.
- ✧ La extrapolación de resultados de laboratorio de campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves errores en la predicción del comportamiento de yacimiento de gas condensado.
- ✧ No siempre es posible determinar experimentalmente el efecto de la presión y temperatura sobre las propiedades y volúmenes de las fases a presiones bajas a las cuales trabajan los separadores. Limitaciones en cuanto al tamaño de las celdas PVT que imposibilitan expandir el sistema gas-condensado a presiones del orden de 250 lpc, ya que el volumen de líquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente, sobretodo en gases condensados pobres.

3.5.3 Aplicaciones de las Pruebas PVT

Los resultados de los análisis PVT son fundamentales en la relación de diferentes tipos de cálculos, entre los cuales podemos mencionar:

- ✧ Estudios de balances de materiales composicional.
- ✧ Simulación composicional de yacimientos.
- ✧ Diseño óptimo de sistemas de separación superficial para obtener el máximo rendimiento de líquido.
- ✧ Diseño de proyectos de reciclo (o ciclaje) de gas.
- ✧ Presión óptima de mantenimiento para impedir la condensación retrograda en el yacimiento.
- ✧ Cálculo de las constantes de equilibrio cuando se conocen las composiciones de las fases gas y líquido.
- ✧ Análisis nodal composicional.

3.5.4 Validación de Pruebas PVT para Gas Condensado

Incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de la consistencia en los resultados de laboratorio.

3.5.4.1 Representatividad de las Muestras

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:

- ✧ La temperatura a la que fue realizada la prueba en el laboratorio debe ser igual a la del yacimiento o a la de la zona donde se tomó la muestra (profundidad).
- ✧ 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.
- ✧ La prueba CCE (Constant Composition Expansion) 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.
- ✧ El pozo produjo de manera estabilizada antes de la toma de la muestra.
- ✧ La presión y temperatura del separador debieron permanecer constantes durante la toma de las muestras de gas y líquido.

3.5.4.2 Consistencia de los Resultados

Consiste en chequear que los resultados experimentales de las pruebas no tienen errores de medición.

3.5.4.2.1 Recombinación Matemática

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión y temperatura dada.

Partiendo de la **Figura 3.5** se tiene:

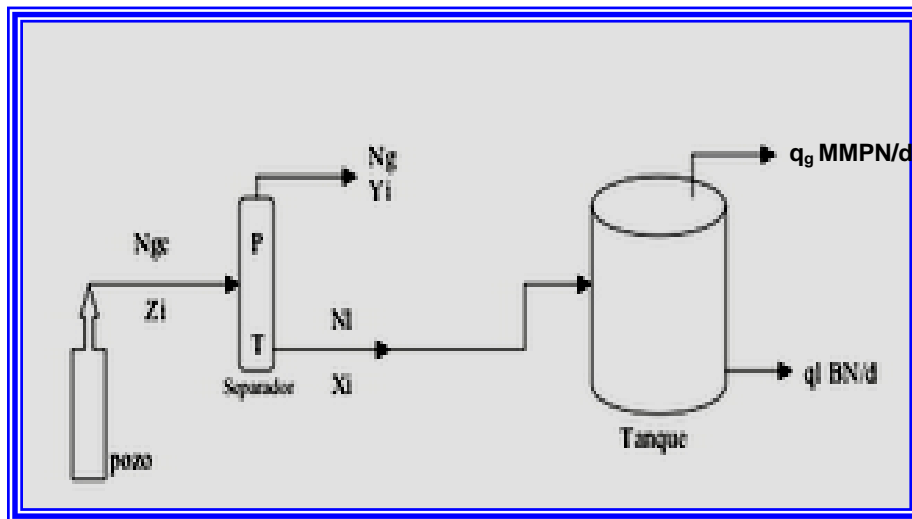


Fig. N° 3.5. Arreglo de Separador y Tanque de Prueba.^[8]

3.5.4.2.1.1 Balance Molar por Fase:

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379.4} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$N_1 = \frac{\mathcal{N}_{sep}}{M_1} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

N_{gc} : Moles de gas condensado (lbmol/Blsep)

N_1 : Moles de liquido (lbmol/Blsep)

N_g : Moles de gas (lbmol/Blsep)

RGP_{sep} : Relación de gas condensado (PCN/Blsep)

\mathcal{N}_{sep} : Densidad de liquido del separador a P y T sep (lbm/Blsep)

M_1 : Peso molecular del liquido del separador (lbm/lbmol)

3.5.4.2.1.2 Balance Molar por Componente:

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i RGC_{sep}}{379,4} + \frac{X_i \mathcal{N}_{sep}}{M_l}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\mathcal{N}_{sep}}{M_l}} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Z_i : Composición del gas condensado (Fracción molar)

X_i : Composición del líquido del separador (Fracción molar)

Y_i : Composición del gas del separador (Fracción molar)

Luego de determinar los Z_i por la ecuación (3.7) se comparan con los valores experimentales y se deben cumplir las siguientes condiciones:

Para el metano (C_1).

$$\left| \frac{Z_{C1_{exp}} - Z_{C1_{calc}}}{Z_{C1_{exp}}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Para el heptano (C_{7+}).

$$\left| \frac{Z_{C7_{exp}}^+ - Z_{C7_{cal}}^+}{Z_{C7_{exp}}^+} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec. 3.9})$$

3.5.4.2.2 Balance Molar

Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrogrado (X_i) haciendo un balance molar de fluidos en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD (Constant Volume Depletion). El balance se puede hacer de dos formas:

☆ Forma Directa.

Se parte desde un Volumen base (V_s) a la presión de rocío y se llega hasta la presión de abandono de la prueba, en la prueba CVD se expande a una presión P que es menor a la presión de rocío y luego se retira un volumen de gas (ΔV_1) hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial, al disminuir la presión por debajo del punto de rocío se genera un volumen de líquido retrogrado (V_{I1}).

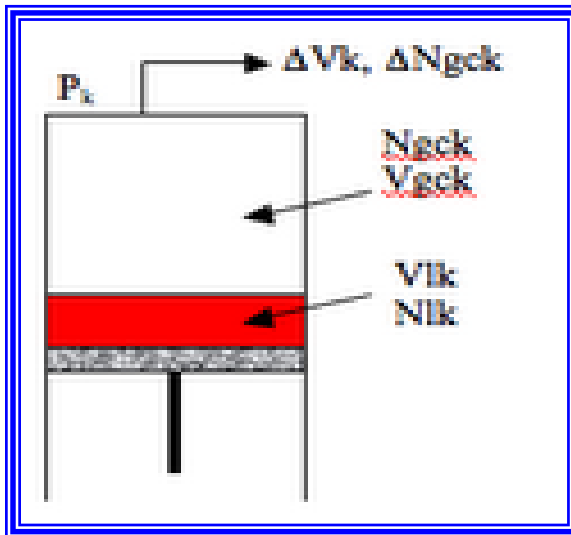


Fig. N° 3.6. Sistema cilindro-embolo para un Gas.^[8]

$$\Delta N_{gck} = \frac{P_k \cdot (\Delta V_k)}{Z_{gck} \cdot RT} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$V_{gck} = V_s - V_{lk} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$N_{gck} = \frac{P_k \cdot V_{gck}}{Z_{gck} \cdot RT} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$N_{lk} = N_t - N_{gck} - \sum \Delta N_{gci} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

V_{gck} , N_{gck} = volumen y masa de gas condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

V_{lk} , N_{lk} = volumen y masa de líquido condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

P_k = presión de agotamiento.

$\Sigma \Delta N_{gci}$ = masa de condensado retirado de la celda lbmol (desde $P_{c\text{ó}}$ hasta P_k).

Las fracciones molares del condensado retrogrado se calculan de la siguiente manera:

$$X_{i,k} = \frac{(N_{gck} - 1)(Y_{i,k-1}) + (N_{l,k} - 1)(X_{i,k-1}) - (\Delta N_{gck} + N_{gck})(Y_{i,k})}{N_{lk}} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

K = constante de equilibrio

Luego de calcular las $X_{i,k}$ las constantes de equilibrio ($K_{i,k}$) se determinan de la ecuación

$$K_{i,k} = \frac{Y_{i,k}}{X_{i,k}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

☆ Forma Reversa.

Consiste en calcular la composición de la mezcla recombinada (@Proc) partiendo de las composiciones de gas y líquido en equilibrio a la última de presión de la prueba CVD. Los Porcentajes de diferencia entre las composiciones calculada y experimental para cada uno de los componentes debe ser menor de $\pm 5\%$.

En ambos casos ya sea que se halla determinado las fracciones molares del condensado (X_i) retrogrado por la forma directa o de reserva la prueba debe dar como resultado que $X_i > 0$ para chequear que los resultados experimentales de las pruebas no tienen errores de medición.

3.5.4.2.3 Criterio de Hoffman, Crump Y Hoccott

Hoffman y colaboradores propusieron un método para correlacionar valores de K_i de mezclas de hidrocarburos que han tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en graficar, $\log(K_i P)$ vs F_i .

Donde:

$K_i = Y_i / X_i$: Constante de equilibrio del componente i . (Adimensional)

Y_i : Fracción molar del componente i en la fase gaseosa (Fracción)

X_i : Fracción molar del componente i en la fase líquida (Fracción)

P : Presión ($lb / pulg^2$)

Fi: Factor de caracterización del componente i $(lb/ pu1g^2)$

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14,7}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Donde:

Pci: Presión crítica del componente i $(lb/ pu1g^2)$

Tbi: Temperatura normal de ebullición del componente i ($^{\circ}\text{R}$)

Tci: Temperatura crítica del componente i ($^{\circ}\text{R}$)

T: Temperatura ($^{\circ}\text{R}$)

A una presión dada los puntos $[\log (KiP), Fi]$ correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar el 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 **Figura 3.7** muestra los resultados del criterio de Hoffman y colaboradores aplicado a un pozo del Campo Aguazay, se observa consistencia en los resultados.

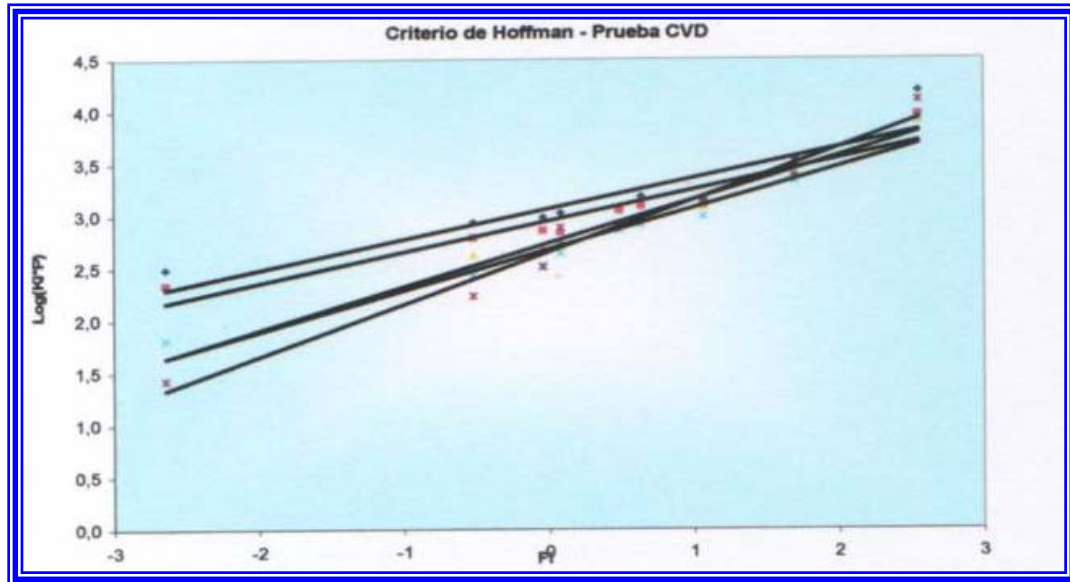


Fig. N° 3.7. Revisión de Consistencia en base al Criterio de Hoffman.^[10]

La dispersión de los puntos muestra malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases, como en el caso en que no se permita el tiempo suficiente para que ocurriera en los diferentes agotamientos de presión. Alta dispersión muestra inconsistencia de los resultados.

3.6 Reservas

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la

parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

3.6.1 Clasificación de Reservas

Existen diversos criterios que pueden usarse para clasificar las reservas. Sin embargo dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano, se tomará la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Petróleo, el cual clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas.

De acuerdo a este criterio, las reservas se clasifican en:

3.6.1.1 Reservas Probadas

Se consideran reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, puedan ser producidos comercialmente.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✧ Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- ✧ Las reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- ✧ Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas

cuando existe una razonable certeza de producción comercial.

- ✧ Los volúmenes producibles de áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ✧ Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- ✧ Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.
- ✧ En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

3.6.1.2 Reservas Probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✧ Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- ✧ Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- ✧ Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✧ Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.
- ✧ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, sus comportamientos o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

3.6.1.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de reservas probables.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✧ Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ✧ Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozo o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ✧ Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- ✧ Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.
- ✧ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

3.7 Estimación de Reservas

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos es, a grandes rasgos, la estimación del gas original en sitio (GOES), el cálculo del porcentaje de recobro (% R), la predicción del comportamiento futuro de producción y el análisis de alternativas para mejorar el recobro.

El cálculo de reservas para un yacimiento se puede hacer por los métodos o técnicas siguientes:

- ✧ Método volumétrico.
- ✧ Balance de materiales.
- ✧ Curvas de declinación.
- ✧ Simulación numérica.

3.7.1 Método Volumétrico

Este método permite la estimación de gas original en sitio (GOES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre, por lo que se habla de estimación de reservas.

3.7.2 Balance de Materiales

En ausencia de una data volumétrica confiable, la cantidad de petróleo o gas en sitio puede algunas veces ser determinada mediante el método de

balance de materiales: El estimado realizado a partir de balance de materiales es función de la producción, mientras que los estimados volumétricos son determinados a partir de los mapas de arena neta, los cuales muchas veces no toman en consideración el efecto de la discontinuidad de las arenas en producción. La diferencia entre ambos métodos da una idea del grado de discontinuidad de un yacimiento en particular.

Este método está basado en la premisa de que el volumen poroso del yacimiento permanece constante o cambia de una manera predecible con la presión del yacimiento cuando los fluidos (petróleo, gas y/o agua) son producidos. Esto hace posible igualar la expansión de los fluidos del yacimiento al espacio vacío causado por la producción de petróleo, gas, agua menos el influjo de agua. Para una aplicación de este método se requiere de una historia precisa de las presiones promedios del yacimiento, así como también de una confiable data de producción de petróleo, gas, agua y datos PVT de los fluidos del yacimiento.

Tres mecanismos de producción son los responsables del recobro en yacimientos de gas. Estos son en orden de importancia:

- ✧ Expansión del gas por declinación de presión.
- ✧ Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas.
- ✧ Expansión del agua connata y reducción de volumen poroso por compactación al ocurrir disminución de la presión de los poros.

La ecuación de balance de materiales se usa 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 el yacimiento y predecir el comportamiento

futuro y la recuperación total de gas bajo unas condiciones de abandono dadas.

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) + \frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + 5.615 \frac{W_e - W_p B_w}{G B_g} \quad (\text{Ec.3. 18})$$

Donde,

G_p = gas producido acumulado hasta una presión P (PCN).

G = gas original en sitio (PCN).

B_{gi} = factor volumétrico del gas a P_i y T_f (BY/PCN).

B_g = factor volumétrico del gas a P y T_f (BY/PCN).

W_e = intrusión de agua (BY).

W_p = agua producida acumulada hasta na presión P (BN).

B_w = factor volumétrico del agua a P y T_f (BY/BN).

S_{wi} = saturación inicial de agua (lpc^{-1}).

C_w = compresibilidad del agua (lpc^{-1}).

C_f = compresibilidad de la formación (lpc^{-1}).

P_i = presión inicial del yacimiento (lpc).

Las suposiciones básicas consideradas en la deducción de la ecuación anterior son:

- ☆ El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua connata.
- ☆ La composición del gas no cambia durante la explotación del yacimiento.
- ☆ Se considera $R_{sw} = 0$ (Relación Gas – Agua en solución).

- ☆ La temperatura del yacimiento se considera constante (yacimiento isotérmico).

3.7.3 Determinación de las Reservas a través del Método de declinación de Presión

En la mayoría de los casos el agotamiento de yacimiento volumétrico de gas puede ser adecuadamente descrito por medio de esta ecuación.

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Esta ecuación muestra que en este tipo de yacimiento existe una relación lineal entre P/Z y G_p tal como se observa en la **Figura 3.12**

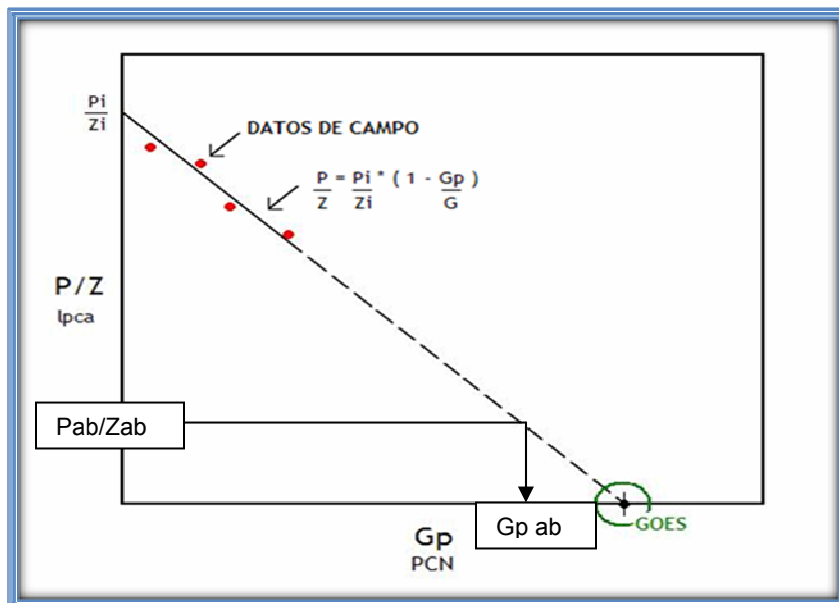


Fig. N° 3.8. Solución Gráfica a la ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco.^[8]

En la **Figura 3.8** se ilustra una de las bases técnicas más utilizadas en la Ingeniería de Yacimientos, la cual consiste en tratar de reducir cualquier ecuación, no importa lo complejo que sea a una ecuación de una línea recta por la sencilla razón de que las líneas rectas se puedan extrapolar. Los puntos de la **Figura 3.8** muestran el comportamiento observado en el campo, en el cual, no tienen una tendencia exactamente lineal, por lo cual es necesario realizar un ajuste de la forma gráfica o matemática; en todo caso la extrapolación de la línea recta 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 en que se disponga el yacimiento.
- ☆ Graficar los pares de puntos (P/Z , GP) en un sistema de coordenadas rectangulares.
- ☆ Interpolar 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 P_{ab}/Z_{ab} y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de G_{pab} .

- ☆ Si se 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 a G_p .

El método anterior utilizado para calcular GOES y las reservas (G_{pab}), se le llama comúnmente Declinación de Presión. Para aplicar este método es sumamente importante disponer de valores confiables de presión inicial, temperatura del yacimiento y la composición del gas, ya que estos datos establecen el punto pivote de la línea recta. En los primeros meses de producción, pequeños errores de (P/Z) producen grandes errores en el cálculo del GOES.^[8]

3.7.3.1 Método de declinación de Presión para Yacimientos de Gas Condesado Volumétricos

El método consiste en una modificación al explicado anteriormente para yacimientos de gas seco.

En este tipo de yacimiento se aplica el método de declinación de presión para determinar las reservas de gas condensado con presiones normales o anormales y condensación retrograda en el yacimiento de gas seco. El agua producida se considera que estaba inicialmente en el yacimiento en fase de vapor saturando el condensado.

Las suposiciones generales del BM son:

- ☆ La presión y saturación del yacimiento son uniformes en un tiempo dado.

- ✧ Existe equilibrio termodinámico para cada componente en las fases gas y líquido en el yacimiento y los separadores.
- ✧ Las propiedades petrofísicas de la formación son uniformes.

Además de las suposiciones generales mencionadas anteriormente se hacen las siguientes:

- ✧ No existe empuje hidráulico.
- ✧ No hay inyección de agua y/o gas.
- ✧ El yacimiento no tiene pierna de petróleo.
- ✧ Solo se produce la fase gaseosa existente en el yacimiento. La fase líquida inmóvil, excepto por procesos de revaporización a bajas presiones de agotamiento.
- ✧ Todos los pozos producen de la misma composición y al mismo sistema de separación superficial.

$$F \frac{P}{Z_{gc}} = \frac{P_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \quad (\text{Ec. 3.20})$$

3.7.3.1.1 Procedimiento De Cálculo

- ✧ Obtener Z_{gc} , V_c , ρ y M_c a los diferentes valores de presión que se dispongan del yacimiento a partir del PVT (prueba CVD) representativo del mismo. Considerando despreciable la condensación retrograda, $V_c = 0$ en yacimientos de gas condensado pobres solo es necesario calcular la variación de Z_{gc} con presión manteniendo constante la composición. También se puede usar Z_{2f} de acuerdo a las **Ecuaciones 3.21 y 3.22**.
- ✧ Determinar los valores de la función $F (P/Z_{gc})$ o PC_{pa}/Z_{2f} a las diferentes presiones y graficar los pares de puntos $(F (P/Z_{gc}), G_{pt})$ o $(PC_{pa}/Z_{2f}, G_{pt})$ en un sistema de coordenadas rectangulares.
- ✧ Interpolar gráficamente una línea recta a través de los puntos. Esta recta también se puede obtener por la técnica de los mínimos cuadrados.
- ✧ Extrapolar la recta hasta $F (P/Z_{gc}) = 0$ o $PC_{pa}/Z_{2f} = 0$. 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_{ptab}) a una presión de abandono P_{ab} , entrando con el valor de $F (P_{ab}/Z_{gab})$ o $P_{ab}C_{pa}/Z_{2fab}$ y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de G_{ptab} .

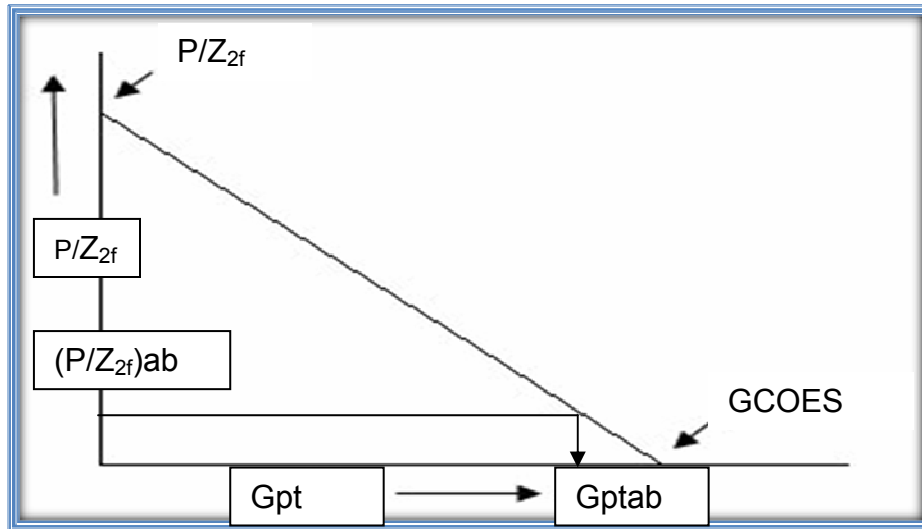


Fig. N° 3.9. Solución Gráfica a la Ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico.^[8]

3.8.3.1.2 Ecuación de Z_{2bif} para Gases Condensados del Oriente del País

Las ecuaciones aplican para yacimientos de gas condensado del oriente del país y con características similares a este, dichas correlaciones fueron generadas por el Ingeniero Jairo Uricare y son las siguientes:

Correlación del Factor de Compresibilidad Bifásico para Presiones mayores de 1.000 Lpca

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{Tr}\right) \quad (\text{Ec 3.21})$$

Para $0,96 \leq Pr \leq 14,83$ y $0,52 \leq Tr \leq 0,72$, donde $A_0 = 0,210686$ $A_1 = -0,0797115$ $A_2 = 2,71582$ $A_3 = 0,00324328$ $A_4 = -3,0005$ $A_5 = 0,136053$.

Correlación del Factor de Compresibilidad Bifásico para Presiones Inferiores de 1.000 Lpca ($0,96 \Rightarrow Pr < 1,47$).

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(Pr) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(Pr)^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{Pr}{Tr}\right) + A_6\left(\frac{Pr}{Tr}\right)^8 \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Para $0,96 \leq Pr \leq 1,47$ y $0,52 \leq Tr \leq 0,72$, donde $A_0 = -2,44344$ $A_1 = 2,42724$ $A_2 = 8,53764$ $A_3 = -1,07611$ $A_4 = -8,49968$ $A_5 = -0,333497$ $A_6 = 0,722323$.

- **Limitación del Método de Declinación de Presión**

Varios factores influyen en la validez del método de declinación de presión e impiden que los puntos (P/Z, Gp) caigan sobre una línea recta. Algunos de estos factores son: la presencia de un acuífero asociado al yacimiento. La acción de presiones anormales, la condensación retrograda en el yacimiento y yacimientos con doble permeabilidad.

No obstante, la no linealidad que presenta la gráfica se puede deber a errores de los datos de producción y de presión, por lo cual se debe estar seguro de la validez de la información.

- **Estimación del GOES Cuando la Compresibilidad Promedio de la Roca es Conocida.**

Si se asume que la compresibilidad de la formación (C_f) es constante del tiempo.

$$\frac{P}{Z} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f) \Delta p}{1 - S_{wi}} \right] \quad V_s G_p \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Dará la línea recta, la cual al extrapolar a $P/Z = 0$ nos permite obtener un estimado del GOES, tal como se observa en la **Figura 3.10**.

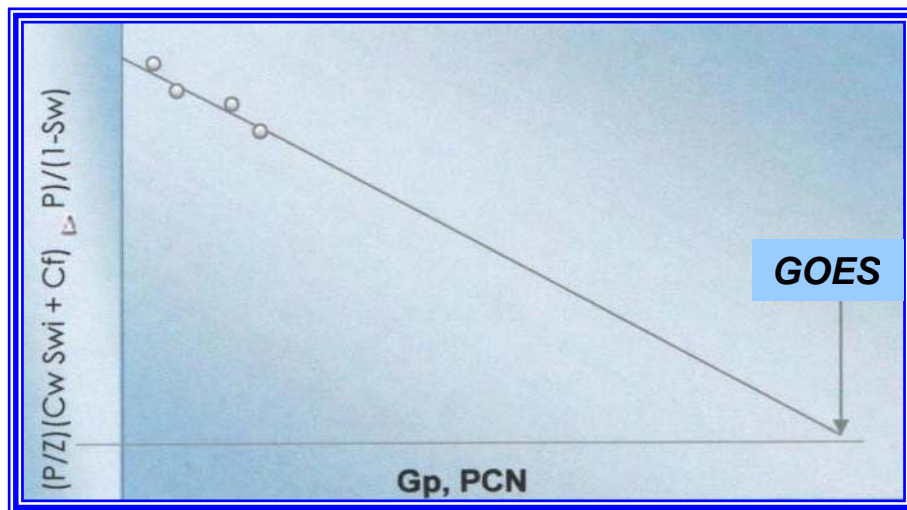


Fig. N° 3.10. Solución gráfica a la ecuación de balance de materiales para un yacimiento volumétrico geopresurizado de gas seco.^[8]

- **Método de Havlena y Odeh para la estimación de GOES en yacimientos no volumétricos**

La ecuación de balance de materiales puede escribirse de la siguiente forma para un yacimiento de gas condensado con empuje hidráulico.

$$G_{pt}B_{gc} + W_pB_w = G_t(B_{gc} - B_{gci}) + G_tB_{gci} \frac{C_wS_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:

$$G_{pt} = G_p + \frac{132800 N_c \gamma_c}{M_c}, G_t = G_{COES}, B_{gc} = 0,0054 \frac{Z_{gc}T_f}{P}$$

La ecuación 2.43 puede escribirse de la siguiente forma:

$$F = G_t(E_{gc} + E_{fw} + W_e) \quad (\text{Ec. 3.25})$$

$$F = G_{pt}B_{gc} + W_pB_w \quad (\text{Ec. 3.26})$$

$$E_{gc} = B_{gc} - B_{gci} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

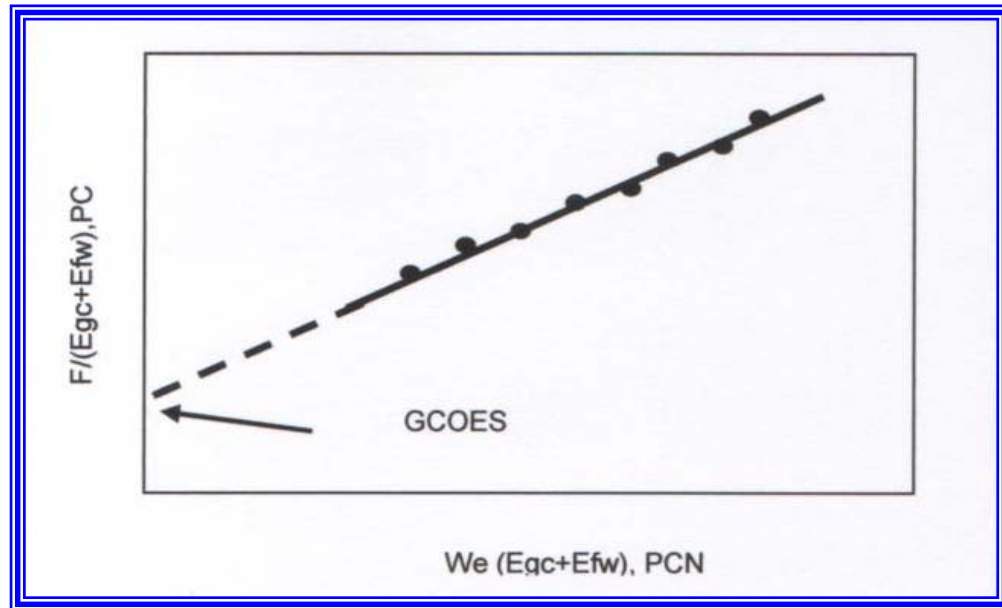


Fig. N° 3.11. Solución Gráfica a La Ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento de Gas Condensado con Intrusión de Agua a través del Método De Havlena Y Odeh.^[8]

3.8 Determinación de GCOES; GOES y COES

El GCOES (gas condensado original en sitio), el GOES (gas original en sitio) y el COES (condensado original en sitio) de yacimientos de gas condensado, de gas húmedo o de capas de gas condensado (asociadas a zonas de petróleo) se puede determinar haciendo una modificación al método de balance de materiales utilizando para yacimientos de gas seco. A partir de la fracción molar de gas condensado que es producida en superficie como gas f_g , se puede calcular el GOES de la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES \cdot F_g, \text{ PCN} \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Donde:

$$F_g = \frac{n_g}{n_{gc}} = \frac{RGC}{RGC + 132800 \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Donde:

N_{gc} : Moles de gas condensado (lbmol/Blsep)

N_g : Moles de gas (lbmol/Blsep)

Rgc_{sep} : Relación de gas condensado (PCN/Blsep)

Mc: Peso molecular del condensado (lbm/lbmol)

Dividiendo el GOES por la relación gas condensado (RGC, PCN/BN) se obtiene el COES.

$$COES = \frac{GOES}{RGC}, \text{ BN} \quad (\text{Ec. 3.30})$$

Los parámetros necesarios para aplicar las ecuaciones anteriores se pueden obtener por medio de recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque en base a la RGC o en base a la composición del fluido.

La RGC de las ecuaciones anteriores corresponde a la relación gas condensado inicial estabilizada del yacimiento dado por los primeros pozos perforados.

Para llevar a cabo exitosamente un proyecto, se requiere seguir una metodología adecuada que permita alcanzar los objetivos planteados al inicio del mismo, de modo que la información que se tiene disponible, se pueda utilizar en las diferentes herramientas para así obtener los resultados deseados.

El propósito de este capítulo, es expresar el procedimiento a seguir para alcanzar el objetivo general de esta investigación. A continuación se presentan las etapas a cumplir para lograr el fin de este estudio.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Revisión Bibliográfica

Esta primera etapa es fundamental para el desarrollo de este proyecto, puesto que proporciona las bases teóricas que sustentan la investigación, así como la documentación bibliográfica que permite el conocimiento previo para la aplicación de los métodos y herramientas a emplear. Para tal fin, se utilizaron diferentes fuentes: libros de textos, tesis de grado, sitios de internet, manuales técnicos, artículos, entre otros documentos bibliográficos, cuya información se enfoca principalmente en los fundamentos de la ingeniería de yacimientos, cálculo de reservas por los diferentes métodos, validación de pruebas PVT, entre otros puntos importantes para el desarrollo de la investigación.

4.2 Recopilación de Datos e Información del Campo

En esta fase se tomó toda la información válida, así como también, se recopilaron y organizaron todos los datos referentes al campo, yacimiento y pozos. Inicialmente se intento seleccionar PVT'S consistentes y no consistentes de un mismo yacimiento para observar el efecto que causa realmente la variación de la presión y el factor de compresibilidad en el cálculo de las reservas; sin embargo no fue posible encontrar PVT'S no

consistentes, debido a que se presentaron ciertas limitantes, la primera de ellas es que las empresas son reservadas a la hora de facilitar información y

por otra parte, los trabajos de grado realizados anteriormente a los cuales se tuvo acceso solo contaban con PVT'S consistentes. La recaudación de datos se comenzó con la selección de toda la información perteneciente a los yacimientos en estudio, datos de presión, producción, petrofísicos, geológicos, pruebas realizadas, entre otros datos útiles para el proyecto. En función de la información recaudada, se procedió a escoger los pozos, donde se seleccionaron aquellos que contaban con suficiente información de presión y producción, y la información en general relativa a cada pozo, para llevar a cabo los cálculos necesarios en la realización de este estudio.

4.2.1 Validación de PVT

La validación de la pruebas de laboratorio PVT para sistemas de gas condensado incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

De la información recopilada se seleccionaron los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 pertenecientes al Yacimiento Petaca B, el pozo RG-190 del Yacimiento San Juan A, Yacimiento 1 y Yacimiento 2, los dos últimos reciben estos seudónimos, ya que, se desconoce los verdaderos nombres de cada uno de ellos. Cabe acotar que solo se cuenta con los PVT'S del Yacimiento Petaca B y del Yacimiento San Juan A, ya que, para los Yacimientos (1) y (2) se obtuvieron de tesis de grado, donde especificaban que la información ya estaba validada, no obstante no contaban con los PVT'S correspondientes.

Primeramente, se procedió a evaluar la representatividad de los mismos, comprobando que la temperatura a la cual fue realizada la prueba en el laboratorio sea igual a la del yacimiento, la relación gas condensado de

la muestra recombinada debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción; así como también, la presión a las que fueron tomadas las muestras, y por último las fechas en que se realizaron las pruebas, que corresponden con los inicios de producción de los yacimientos.

Para comprobar la consistencia, se chequearon los resultados experimentales mostrados en los informes de los PVT'S seleccionados mediante las diferentes pruebas de validación.

Cabe destacar que todos los PVT'S de los yacimientos seleccionados fueron validados por recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman, los cuales son especificados a continuación.

4.2.1.1 Recombinación Matemática

Se realizó una recombinación matemática por medio de un balance molar de las muestras de gas y líquido tomadas en el separador de alta presión. Las fracciones molares de cada componente se tomaron de la composición de gas y líquido en el separador obtenidos a través de la técnica de cromatografía y flash/cromatografía, respectivamente. Se utilizaron además, los valores de masa molecular y la densidad para los cálculos posteriores. Por el balance realizado se obtuvieron las fracciones molares de los componentes del gas condensado, cuyos porcentajes de error deben estar menor o igual a un 2% para el metano y menor o igual al 5% para el heptano plus. Esta prueba se realizó a partir de las siguientes ecuaciones.

Balance Molar por Fase:

$$N_{gc} = N_g + N_1 \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379.4} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$N_1 = \frac{\lambda_{sep}}{M_1} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

N_{gc} : Moles de gas condensado (lbmol/Blsep)

N_1 : Moles de liquido (lbmol/Blsep)

N_g : Moles de gas (lbmol/Blsep)

RGP_{sep} : Relación de gas condensado (PCN/Blsep)

λ_{sep} : Densidad de liquido del separador a P y T sep (lbm/Blsep)

M_1 : Peso molecular del liquido del separador (lbm/lbmol)

Balance Molar por Componente:

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i RGC_{sep}}{379,4} + \frac{X_i \lambda_{sep}}{M_l}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\lambda_{sep}}{M_l}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

Z_i : Composición del gas condensado	(Fracción molar)
X_i : Composición del líquido del separador	(Fracción molar)
Y_i : Composición del gas del separador	(Fracción molar)

Luego de determinar los Z_i por la ecuación 2.8 se comparan con los valores experimentales y se deben cumplir las siguientes condiciones:

Para el metano (C_1).

$$\left| \frac{Z_{C1exp} - Z_{C1calc}}{Z_{C1exp}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Para el heptano (C_7^+).

$$\left| \frac{Z_{C7exp}^+ - Z_{C7calc}^+}{Z_{C7exp}^+} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Cabe destacar, que este procedimiento se realizó para cada uno de los PVT'S correspondientes a los yacimientos Petaca B y San Juan A analizados en este proyecto, lo cual se podrán observar en el Apéndice B.

4.2.1.2 Balance Molar

En esta etapa de la validación, se determinaron las fracciones molares del condensado retrógrado, mediante un balance molar de fluidos en las

diferentes etapas de agotamiento de la prueba de depleción a volumen constante (CVD). Luego se comprueba que la suma de las fracciones molares de cada componente a las diferentes presiones sea igual a la unidad, posteriormente se procede a calcular y comparar las fracciones molares de los componentes en fase líquida, las cuales deben ser positivas. Esta prueba se realizó a través de las siguientes ecuaciones.

$$\Delta Ng_{ck} = \frac{P_k^*(\Delta V_k)}{Z_{gck}^* RT} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$V_{gck} = V_s - V_{lk} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$Ng_{ck} = \frac{P_k^* V_{gck}}{Z_{gck}^* RT} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$N_{lk} = N_t - Ng_{ck} - \sum \Delta Ng_{ci} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Donde:

V_{gck} , Ng_{ck} = volumen y masa de gas condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

V_{lk} , N_{lk} = volumen y masa de líquido condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

P_k = presión de agotamiento.

$\Sigma \Delta N_{gci}$ = masa de condensado retirado de la celda lbmol (desde Procío hasta PK).

Las fracciones molares del condensado retrogrado se calculan de la siguiente manera:

$$X_{i,k} = \frac{(N_{gck} - 1)(Y_{i,k-1}) + (N_{l,k-1})(X_{i,k-1}) - (\Delta N_{gck} + N_{gck})(Y_{i,k})}{N_{lk}} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Donde:

K= constante de equilibrio

Luego de calcular las $X_{i,k}$ las constantes de equilibrio ($K_{i,k}$) se determinan de la ecuación

$$K_{i,k} = \frac{Y_{i,k}}{X_{i,k}} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Este procedimiento, de igual forma, se realizó para cada uno de los PVT'S correspondientes a los yacimientos Petaca B y San Juan A estudiados en este proyecto los cuales se verán reflejados en el **Apéndice B**.

4.2.1.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Para validar mediante esta prueba se procedió a calcular la constante de equilibrio de cada componente (K_i), que se obtiene a través de la división de

la fracción molar del componente de la fase gaseosa (Y_i) entre la fracción molar del componente en la fase líquida (X_i), luego se grafico el logaritmo del producto de la constante de equilibrio de cada componente por la presión en función del factor de caracterización de cada componente (F_i), a las diferentes presiones de las pruebas de CVD, donde se deben obtener líneas rectas. Al ser aplicado para la presión del separador, se obtiene sólo una recta. Luego de aplicar esta prueba, se define la consistencia de los PVT'S analizados. Aunando a esto, la dispersión de los puntos puede mostrar, malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases.

Las ecuaciones utilizadas para realizar los cálculos pertinentes son las siguientes

$K_i = Y_i/X_i$: Constante de equilibrio del componente i . (Adimensional)

Y_i : Fracción molar del componente i en la fase gaseosa (Fracción)

X_i : Fracción molar del componente i en la fase líquida (Fracción)

P : Presión ($lb/ pulg^2$)

F_i : Factor de caracterización del componente i ($lb/ pulg^2$)

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec. 4.13})$$

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14,7}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

Donde:

Pci: Presión crítica del componente i $(lb/ pulg^2)$

Tbi: Temperatura normal de ebullición del componente i ($^{\circ}R$)

Tci: Temperatura crítica del componente i ($^{\circ}R$)

T: Temperatura ($^{\circ}R$)

En la **Figura 4.1.** se puede observar una gráfica representativa de la aplicación de Criterio de Hoffman.

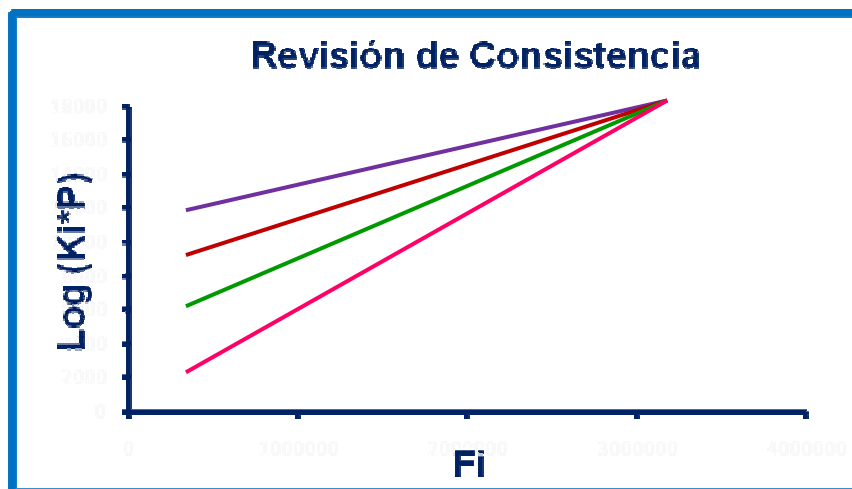


Fig. N° 4.1. Revisión de Consistencia en base al Criterio de Hoffman.

4.2.2 Análisis de Datos de Presión y de Producción

Los datos de presión y producción de los pozos obtenidos mediante el Programa CENTINELA, fue revisada y analizada detalladamente, determinando y comprobando la producción total de los mismos. En el Apéndice A pueden encontrarse estos datos, tanto de presión como de producción de los diferentes fluidos.

4.3 Método de Declinación de Presión P/Z

Inicialmente se procede a calcular el valor del Z_{2f} mediante las ecuaciones (4.15) y (4.16) las cuales aplican para yacimientos de gas condensado del oriente del país y con características similares a estos, dichas correlaciones fueron generadas por el Ingeniero Jairo Uricare. Esto se realiza para los datos de presión al datum de cada pozo, las cuales corresponden a las obtenidas en pruebas de presión realizadas en los pozos en diferentes fechas.

✧ Correlación del Factor de Compresibilidad Bifásico para Presiones mayores de 1.000 Lpca.

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) \quad (\text{Ec. 4.15})$$

Para $0,96 \leq \text{Pr} \leq 14,83$ y $0,52 \leq \text{Tr} \leq 0,72$, donde $A_0 = 0,210686$ $A_1 = -0,0797115$ $A_2 = 2,71582$ $A_3 = 0,00324328$ $A_4 = -3,0005$ $A_5 = 0,136053$.

☆ **Correlación del Factor de Compresibilidad Bifásico para Presiones Inferiores de 1.000 Lpca (0,96=>Psr< 1,47).**

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) + A_6\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right)^8 \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Para $0,96 \leq \text{Pr} \leq 1,47$ y $0,52 \leq \text{Tr} \leq 0,72$, donde $A_0 = -2,44344$ $A_1 = 2,42724$
 $A_2 = 8,53764$ $A_3 = -1,07611$ $A_4 = -8,49968$ $A_5 = -0,333497$ $A_6 = 0,722323$.

Una vez tabulados estos resultados y los datos de producción, se procede a calcular el Gas Producido Total (Gpt) por cada pozo mediante la ecuación (4.17). Del mismo modo, se procede a graficar P/Z_{2f} vs Gpt determinando a través de esta, el valor de Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) y Gas Producido Total a condiciones de Abandono (Gpta) mediante la ecuación expresada por la línea de tendencia mostrada por la hoja de cálculo de Excel del paquete de Microsoft, tal como se observa en la **Figura 4.2.**; los valores de Gas Original en Sitio (GOES) y de Condensado Original en Sitio (COES) son calculados a través de las ecuaciones (4.20) y (4.21)

El Gas Producido Total se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$G_{pt} = G_p + G_c + G_w \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Donde:

G_{pt} = Gas producido total, MMPCN.

G_p = Gas producido, MMPCN.

G_c = Condensado equivalente en gas, MMPCN.

G_w = Condensado equivalente en gas, MMPCN.

Para llevar la producción de condensado y agua a su equivalente en gas, se emplearon las Ecuaciones (4.18) y (4.19) respectivamente.

$$G_c = \frac{182790 \cdot \gamma_c \cdot N_c}{M_c} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

Donde:

γ_c = Densidad relativa del condensado, PCN.

N_c = Condensado producido acumulado, BN.

M_c = Masa molecular del condensado, Lbmasa/Lbmol.

$$G_w = \frac{132790 \cdot \gamma_w \cdot W_p}{M_w} \quad (\text{Ec } 4.19)$$

Donde:

γ_w = Densidad relativa del agua, Fracción.

W_p = Agua producida acumulado, BN.

M_w = Masa molecular del agua, Lbmasa/Lbmol.

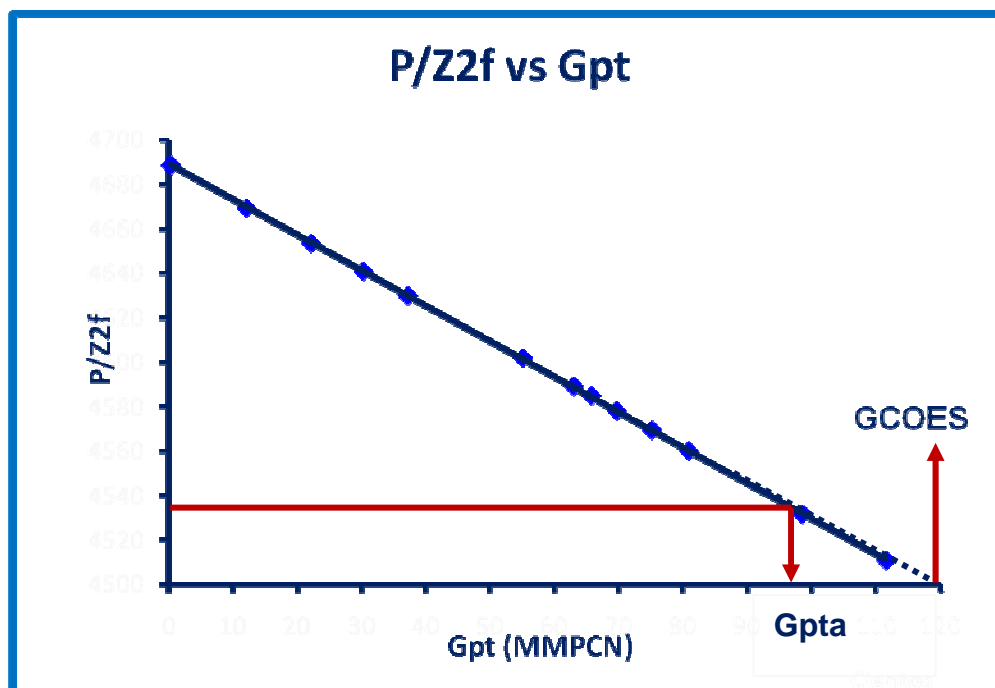


Fig. N° 4.2. Grafica del Método de Declinación de Presión para un Yacimiento de Gas Condensado.

$$GOES = GCOES \cdot F_g \cdot PCN \quad (\text{Ec. 4.20})$$

Donde:

F_g = Fracción molar de gas condensado que es producida en superficie como gas.

$$COES = \frac{GOES}{RGC} \cdot BN \quad (\text{Ec. 4.21})$$

Donde:

RGC: Relación de gas condensado (PCN/Blsep)

Las reservas obtenidas corresponden al gas total, por lo que para obtener las reservas de gas y condensado por separado, se procede a realizar gráficas partiendo de los valores tabulados de G_p , N_c , W_p y G_{pt} . Se grafica G_p/N_c vs G_{pt} y W_p/N_c vs G_{pt} , como se observa en las **Figuras 4.3 y 4.4**. Una vez obtenidas las representaciones, se observa la tendencia que presentan estos valores y se toma de la gráfica los valores correspondientes de G_p/N_c y W_p/N_c a condiciones de abandono que se obtiene al interceptar el G_{pta} a estas mismas condiciones con la línea de tendencia. De esta forma, se introdujeron los valores en las Ecuaciones **(4.22) y (4.23)**, determinando así, las reservas de condensado y gas.

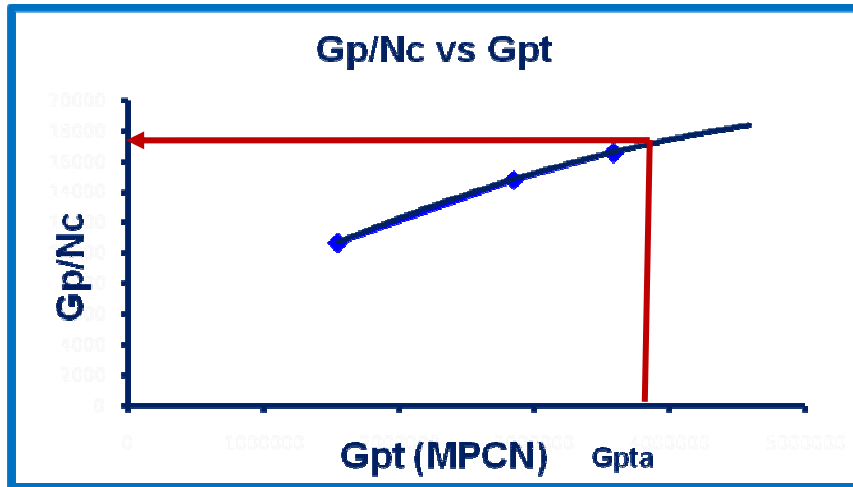


Fig. N° 4.3. Representación gráfica de Gp/Nc vs. Gpt.

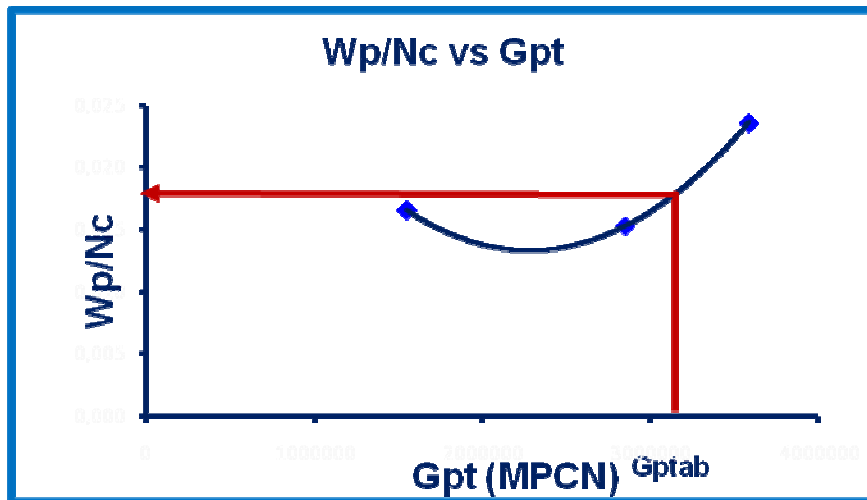


Fig. N° 4.4. Representación gráfica de Wp/Nc vs. Gpt

$$Ncab = \frac{Gpta}{\left(\frac{Gp}{Nc}\right)ab + 132790 \cdot \left[\frac{yc}{Mc} + \left(\frac{yw}{Mw}\right) \cdot \left(\frac{Wp}{Nc}\right)ab]} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

Donde:

N_{cab} = Condensado producido a condiciones de abandono, BN.

G_{pta} = Gas total producido a condiciones de abandono, PCN.

γ_c = Densidad relativa del condensado, Fracción.

M_c = Masa molecular del condensado, Lbmasa/Lbmol.

γ_w = Densidad relativa del agua, Fracción.

M_w = Masa molecular del agua, Lbmasa/Lbmol.

$$G_{pab} = N_{cab} * G_{pta} \quad (\text{Ec. 4.23})$$

Este procedimiento se realizó para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30 y VBR-32, RG-190, Yacimiento 1 y Yacimiento 2.

4.4. Variación de Presión y Factor de Compresibilidad.

En esta etapa se procedió a variar los datos de presión, y factor de compresibilidad obtenidos mediante las ecuaciones (4.15) y (4.16) de cada uno de los pozos analizados, con la finalidad de observar como repercuten estas variaciones en el cálculo de las reservas. Para esto se graficaron los valores (P/Z_{2f} vs G_{pt}) de acuerdo con el método de declinación de presión explicado anteriormente, todo este procedimiento se aplicó, tanto para las variaciones de presión, donde fue necesario calcular nuevamente el factor de

compresibilidad bifásico correspondiente a cada valor; así como también, para la variación del factor de compresibilidad bifásico manteniendo la presión constante, estas variaciones se realizaron a partir de 5% (5%, 10%, 15%...), tanto aumentando como disminuyendo, para obtener un porcentaje de error menor o igual a un 5% con respecto al valor original del GCOES, GOES, COES y Gpta, se estableció un 5% máximo de error, ya que, debido a diversos estudios realizados en yacimientos a la hora del cálculo de las reservas se ha considerado que este es un valor aceptable, el cual no repercute de forma significativa al momento de la planificación de producción del yacimiento.

Es importante acotar, que para algunos pozos aquí estudiados cuentan con suficiente datos de presión y producción por lo que además de realizarle las variaciones expuestas anteriormente, también se le realizará variaciones de presión y factor de compresibilidad sólo en los primeros y últimos tiempos de producción, para comprobar el efecto que tienen estas variaciones en el cálculo de las reservas.

Una vez realizada las variaciones de presión y factor de compresibilidad a cada uno de los pozos se aplicará el método de declinación de presión con los valores obtenidos, calculando nuevamente el GCOES, GOES, COES y Gpta. Seguidamente se busca el porcentaje de error a través de la ecuación (4.24).

$$\% \text{ Error} = \frac{(GCOES_{original} - GCOES_{aproximado})}{GCOES_{original}} * 100 \quad (\text{Ec. 4.24})$$

CAPITULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Recopilación y Validación de Datos e Información del Campo

De la recolección de información, se seleccionaron los datos necesarios para la realización de este estudio, puesto que se encontraron diferentes documentos y archivos correspondientes al Yacimiento Petaca B (pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30 Y VBR-32), el Yacimiento San Juan A (pozo RG-190), el Yacimiento 1 y el Yacimiento 2; éstos, se pueden encontrar en el **Apéndice A**, el cual presenta la data de producción de los mismos y los pozos pertenecientes a cada uno. También se presentan los resultados de las pruebas de presión de donde se tomaron las diferentes presiones al datum para la realización de los cálculos, la información petrofísica, los informes de los PVT'S que se validaron, entre otros documentos y datos que sirvieron de guía y base para el estudio.

5.1.1 Validación de PVT

Uno de los pasos fundamentales para la validación de los PVT'S es corroborar si la muestra es representativa del yacimiento.

La **Tabla 5.1** muestra lo observado durante la evaluación de la representatividad del PVT perteneciente al Yacimiento Petaca B, de igual

forma se realizo esta evaluación al Yacimiento San Juan A (pozo RG-190), el cual se podrá observar en el **Apéndice B**.

Los PVT'S correspondiente a los Yacimientos (1) y (2) fueron extraídos de trabajos de grado realizados anteriormente, los cuales ya estaban validados.

Tabla Nº 5.1. Condiciones de Presión y Temperatura del Yacimiento Petaca B y la Prueba.

	Condiciones del Yacimiento	Prueba
T (°F)=	186	186
P (Lpca)=	3.832	3.800

Tomando en cuenta estos valores, se puede decir que la muestra es representativa, principalmente porque al encontrarse la presión de rocío por debajo de la presión del yacimiento, la muestra se encontrará en una sola fase, permitiendo una mejor caracterización termodinámica del fluido. Otro punto importante a considerar, es la presencia del punto de rocío y no de burbujeo durante la prueba de expansión a composición constante.

La consistencia de los PVT'S se determinó mediante las pruebas conocidas: recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman. La **Tabla 5.2** presenta los resultados obtenidos por la recombinación matemática para el Yacimiento Petaca B.

Tabla Nº 5.2. Recombinación Matemática del PVT Analizado Perteneciente al Yacimiento Petaca B.

Componente	Zi exp	Yi	Xi	Zi cal	% Error
H2S	0	0	0		
CO2	0,0012	0,0013	0,0007	0,0012	2,6334
N2	0,0099	0,0109	0,0021	0,0098	0,0321
C1	0,8060	0,8651	0,3203	0,8029	0,3729
C2	0,0724	0,0703	0,0898	0,0725	0,1698
C3	0,0389	0,0321	0,0947	0,0392	0,8644
I-C4	0,0054	0,0037	0,0195	0,0055	1,8735
N-C4	0,0145	0,0089	0,0607	0,0148	2,1041
I-C5	0,0051	0,0022	0,0287	0,0052	2,3716
N-C5	0,0052	0,0025	0,0366	0,0063	22,8334
C6	0,0080	0,0018	0,0589	0,0083	3,8662
C7+	0,0324	0,0012	0,2880	0,0338	4,6132

De acuerdo a estos valores, la prueba arroja los resultados esperados para comprobar la consistencia del PVT, puesto que el porcentaje de error para el metano está por debajo del 2% y el del heptano plus es menor al 5%. Se puede observar que para el normal pentano se tiene un valor alto de porcentaje de error, a pesar de esto se tomará la prueba como válida por tener los dos valores principales por debajo de los límites del porcentaje de error.

En el balance molar realizado se determinan las fracciones del condensado retrógrado. En la **Tabla 5.3** se presenta los resultados obtenidos y en ella se puede apreciar las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) y las constantes de equilibrio (K_i) para las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD.

Tabla Nº 5.3. Balance Molar del PVT analizado.

Componente	PRESIONES									
	3.214,7		2.514,7		1.814,7		1.114,7		614,7	
	Xi	Ki	Xi	Ki	Xi	Ki	Xi	Ki	Xi	Ki
CO2	0,001	1,000	0,001	1,000	-0,001	-1,098	-0,003	-0,519	-0,006	-0,232
N2	-0,007	-1,451	-0,005	-1,903	-0,009	-1,201	-0,014	-0,757	-0,027	-0,374
C1	0,033	24,882	0,046	18,153	-0,146	-5,721	-0,650	-1,287	-1,456	-0,565
C2	0,078	0,926	0,064	1,130	0,052	1,410	0,011	6,719	-0,092	-0,824
C3	0,095	0,398	0,085	0,438	0,086	0,437	0,076	0,508	0,031	1,325
I-C4	0,022	0,228	0,021	0,236	0,024	0,200	0,026	0,195	0,025	0,226
N-C4	0,077	0,175	0,070	0,182	0,078	0,160	0,088	0,151	0,086	0,180
I-C5	0,039	0,116	0,036	0,114	0,042	0,092	0,057	0,071	0,068	0,077
N-C5	0,051	0,105	0,046	0,106	0,056	0,083	0,078	0,062	0,091	0,069
C6	0,087	0,076	0,079	0,072	0,097	0,052	0,143	0,036	0,192	0,038
C7	0,052	0,121	0,067	0,076	0,106	0,034	0,182	0,015	0,250	0,022
C8	0,074	0,071	0,093	0,039	0,106	0,031	0,184	0,013	0,348	0,005
C9	0,066	0,050	0,060	0,043	0,089	0,017	0,160	0,004	0,284	0,003
C10	0,037	0,073	0,054	0,030	0,081	0,007	0,131	0,002	0,244	0,000
C11	0,076	0,022	0,065	0,015	0,085	0,004	0,136	0,001	0,246	0,000
C12+	0,217	0,020	0,218	0,005	0,254	0,001	0,392	0,000	0,715	0,000

Se pueden apreciar cifras negativas, lo que invalidaría esta prueba, sin embargo, al pertenecer éstas a impurezas, y por presentarse en el metano y el etano a bajas presiones, se decidió tomar como válida. Estos valores negativos pueden representar problemas al momento de la prueba, posiblemente la muestra recombinada inicial es muy pequeña dificultando la apreciación de las medidas, o no se retiró de manera adecuada el gas a presión constante.

El Criterio de Hoffman fue aplicado tomando las constantes de equilibrio obtenidas con el balance molar, y para su aplicación al separador, éstas fueron calculadas a su respectiva presión obteniendo los resultados que se pueden apreciar en la **Tabla 5.4**. La **Figura 5.1** muestra que los componentes desde el metano al heptano plus presentan consistencia de acuerdo al criterio de Hoffman aplicado al separador, donde los puntos ($\log(K_i \cdot P)$, F_i) correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una línea recta.

Considerando esto, se determina finalmente que el PVT es válido, representativo y consistente, y se decidió emplear las propiedades del fluido presentadas en él para los cálculos posteriores.

Tabla Nº 5.4. Resultados de K_i y F_i para el Criterio de Hoffman Aplicado al Separador.

Componente	Y_i	X_i	K_i	b_i	T_{bi} (°R)	F_i	$\log(K_i \cdot P)$
CO2	0,0013	0,0007	1,8571	1.819	351	1,8138	3,3844
N2	0,0109	0,0021	5,1905	555	140	2,9365	3,8307
C1	0,8651	0,3203	2,7009	805	201	2,5142	3,5470
C2	0,0703	0,0898	0,7829	1.412	332	1,6382	3,0092
C3	0,0321	0,0947	0,3390	1.799	416	0,9930	2,6457
I-C4	0,0037	0,0195	0,1897	2.037	471	0,5526	2,3937
N-C4	0,0089	0,0607	0,1466	2.153	491	0,3979	2,2817
I-C5	0,0022	0,0287	0,0767	2.368	542	-0,0162	2,0001
N-C5	0,0025	0,0366	0,0683	2.480	557	-0,1402	1,9500
C6	0,0018	0,0589	0,0306	2.780	616	-0,6352	1,6007
C7+	0,0012	0,2880	0,0042	3.828	805	-2,3336	0,7353

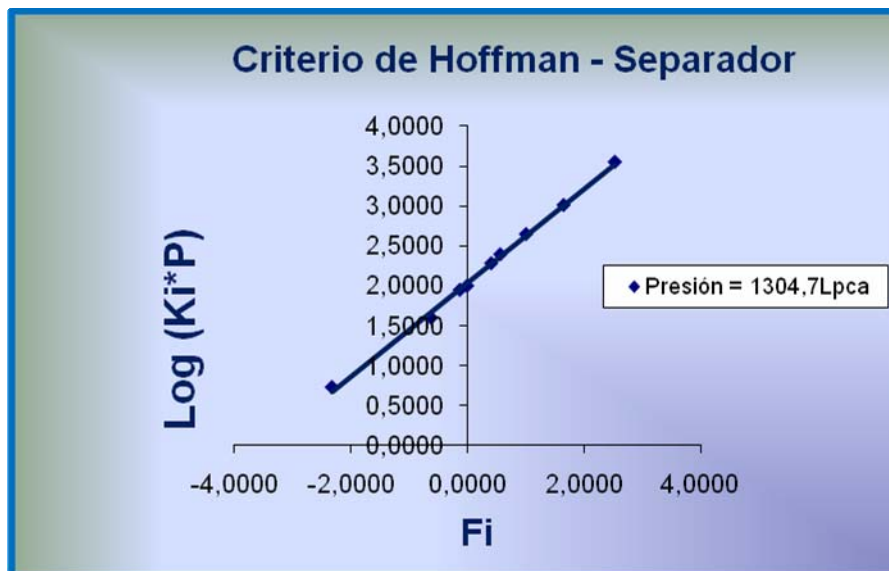


Fig. Nº 5.1. Representación del Criterio de Hoffman en el Separador.

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 como se observa en la **Figura 5.1**

5.2 Método de Declinación de Presión (P/Z_{2f}) Aplicado a Cada Pozo

Las **Tabla 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8** muestran los Z_{2f} para cada punto de presión de los diferentes pozos. Como se puede observar, los pozos no presentan la misma cantidad de presiones, debido a que no todos presentan la misma cantidad de pruebas de presiones realizadas, ni las mismas fechas de éstas.

Tabla Nº 5.5. Z_{2f} para las presiones de cada pozo pertenecientes al Yacimiento Petaca B.

VBR - 05		VBR -27		VBR - 30		VBR - 32	
Presión (Lpca)	Z _{2f}	Presión (Lpca)	Z _{2f}	Presión (Lpca)	Z _{2f}	Presión (Lpca)	Z _{2f}
2.790,46	0,8511	2.458,64	0,8408	3.476,79	0,8751	1.639,45	0,8191
2.774,46	0,8505	2.002,06	0,8281	3.562,41	0,8784	1.626,45	0,8188
1.636,80	0,8191	1.410,58	0,8141	2.498,29	0,8419	1.306,63	0,8119
1.690,80	0,8203	1.360,24	0,8130	2.000,85	0,8280	700,00	0,8010
1.362,06	0,8130	700,00	0,8010	2.026,07	0,8287		
700,00	0,8010			700,00	0,8010		

Tabla N° 5.6. Z_{2f} para las presiones del Pozo RG-190 perteneciente al Yacimiento San Juan A.

Presiones (lpca)	Z _{2f}
4000	0,9718
2746	0,9389
2498	0,9289
700	0,8803

Tabla N° 5.7. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 1.

Presión(Lpca)	Z _{2f}
4300	0,9097
4299	0,9096
4298	0,9095
4259	0,9070
4199	0,9032
4149	0,9001

Tabla N° 5.7. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 1 (Continuación).

Presión(Lpca)	Z _{2f}
---------------	-----------------

4104	0,8973
4068	0,8951
4020	0,8923
3983	0,8900
3970	0,8893
3951	0,8882
3912	0,8859
3891	0,8846
3863	0,8830
3745	0,8763
3628	0,8699
3539	0,8652
3451	0,8606
3392	0,8576
3333	0,8546
3233	0,8497
700	0,7755

Tabla N° 5.8. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 2.

Presión (lpca)	Z_{2f}
4200	0,8957
4177	0,8945
4158	0,8934
4143	0,8926
4130	0,8919
4097	0,8902
4082	0,8894
4077	0,8891
4069	0,8887
4059	0,8882
4048	0,8876

Tabla N° 5.8. Z_{2f} para las presiones del Yacimiento 2 (Continuación).

Presión (lpca)	Z _{2f}
4015	0,8859
3991	0,8847
700	0,7966

La **Tabla 5.9.** muestra los resultados obtenidos en el proceso de cálculo de los puntos a graficar para el pozo VBR-05. Se puede observar en ella que hay puntos de G_{pt} que se repiten, esto se debe a que los datos de presión son de diferentes pruebas pero a las mismas fechas o fechas muy cercanas, donde el G_{pt} acumulado es prácticamente el mismo. Aún así, se graficaron todos los puntos para observar el comportamiento.

Tabla Nº 5.9. Aplicación del Método P/Z_{2f} al Pozo VBR-05.

Presión (Lpca)	Z _{2f}	P/Z _{2f}	G _p (MMPCN)	G _c (MMPCN)	G _w (MMPCN)	G _{pt} (MMPCN)	G _p /N _c (MMPCN /BN)	W _p /N _c (MMBN /BN)
3.832	0,902	4.248,337	0	0	0	0		
2.790,46	0,8511	3.278,839	1.076	73,55	18,658	1.168	12,83	0,00003016
2.774,46	0,8505	3.262,017	1.076	73,55	18,658	1.168	12,83	0,00003016
1.636,80	0,8191	1.998,327	2.343	107,46	22,53	2.473	19,12	0,000024928
1.690,80	0,8203	2.061,087	2.343	107,46	22,53	2.473	19,12	0,000024928
1.362,06	0,813	1.675,265	2.610	109,62	29,90	2.750	20,88	0,000032439
700	0,801	873,951						

La **Figura 5.2** presenta la gráfica correspondiente a P/Z_{2f} en función del G_{pt} del Yacimiento Petaca B. Allí puede observarse que los puntos graficados presentan una tendencia de línea recta, el valor R² indica en

cuanto se corresponden los valores estimados con los datos reales. Esta línea de tendencia es confiable y se ajusta perfectamente al comportamiento dado por la historia de presión y producción, ya que, el valor de R^2 se acerca a 1, por lo que la ecuación obtenida puede emplearse para el cálculo de G_{pt} a cualquier presión.

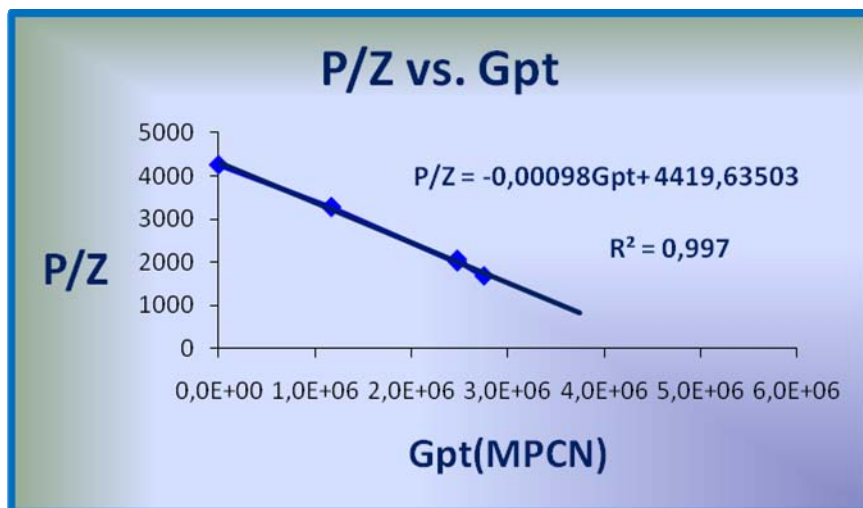


Fig. N° 5.2. Representación Gráfica del Método P/Z_{2f} para el pozo VBR-05.

De la ecuación de la recta obtenida, se calculó el GCOES y el gas producido total a la presión de abandono (G_{pta}) y a través de las ecuaciones (4.20) y (4.21) se obtuvo el GOES y COES respectivamente, los cuales son mostrados en la **Tabla 5.10**.

Tabla N° 5.10 Valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y G_{pta} .

GCOES(MMPCN)	4509
GOES (MMPCN)	4151

COES (MMBN)	0,408
Gpta (MMPCN)	3618

Se realizaron las gráficas de Gp/Nc y Wp/Nc con respecto a Gpt para la obtención del gas y condensado a condiciones de abandono, las cuales están representadas en la **Figura 5.3** y la **Figura 5.4**, respectivamente. La **Figura 5.3** representa de manera gráfica los puntos de Gp/Nc en función de Gpt, para obtener el punto a las condiciones de abandono, el cual resultó ser de 27.376,9 PCN/BN. Por otra parte, la **Figura 5.4** muestra la gráfica de Wp/Nc en función de Gpt, donde el valor en el eje de las ordenadas para el punto de abandono es de 0,06 BN/BN.

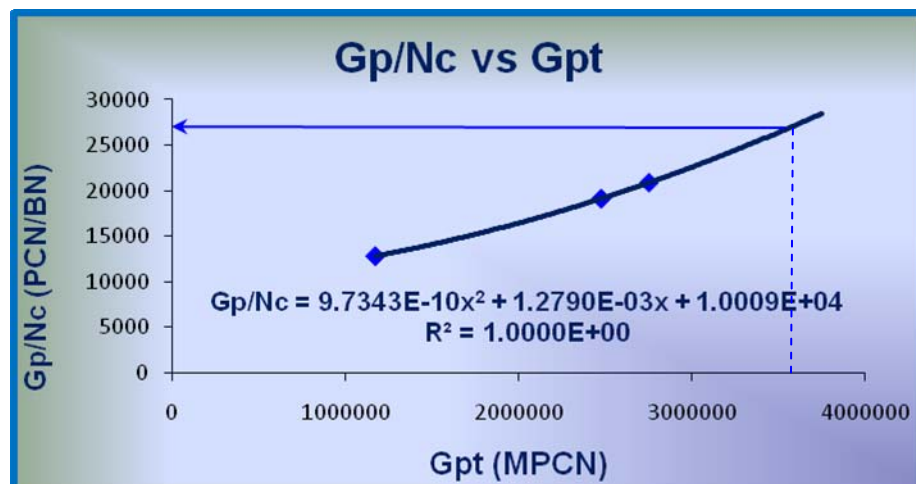


Fig. Nº 5.3. Representación Gráfica Gp/Nc vs. Gpt para el pozo VBR-05.

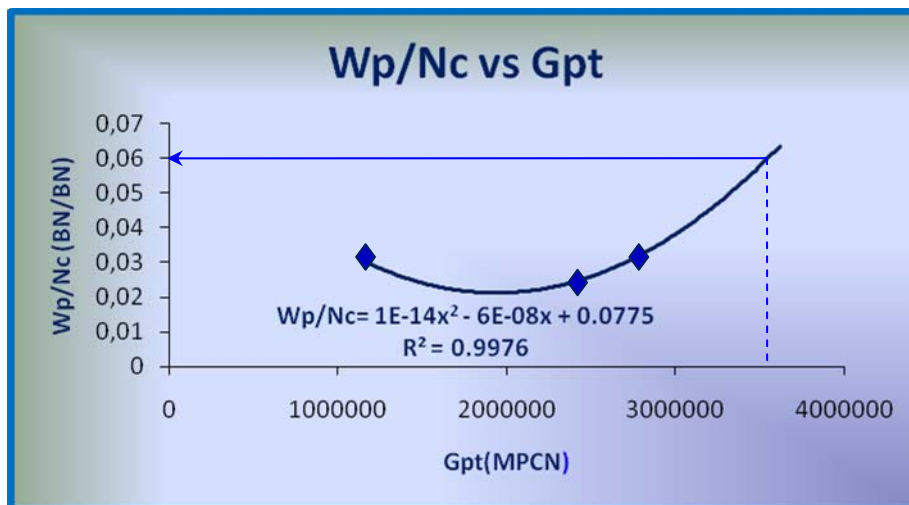


Fig. N° 5.4. Representación Gráfica Wp/Nc vs. Gpt para el pozo VBR-05.

De los puntos tomados de ambas gráficas, se calculó tanto el condensado como el gas, a condiciones de abandono, utilizando las ecuaciones (4.22) y (4.23) con los que se obtuvo los valores de 125 MMBN y 3.448 MMPCN, respectivamente.

Los resultados obtenidos para cada pozo analizado así como las tablas de los datos graficados, se pueden observar en el **Apéndice C**.

5.3 Variación de la Presión y el Factor de Compresibilidad

Se realizaron variaciones de presión y factor de compresibilidad con respecto al valor real, para observar en que tanto porcentaje de error se pudiera incurrir si existiese una diferencia de presión entre la presión actual del yacimiento, obtenida a través de una prueba mal tomada con respecto a un

valor real de presión, o la variación del Z_{2f} real para observar el efecto en el cálculo de las reservas con el uso de Z_{2f} producto de un PVT no consistente.

Inicialmente se realizaron variaciones de 5% con respecto a los valores reales (5%, 10%, 15%...), tanto aumentando como disminuyendo, para obtener un porcentaje de error menor o igual a un 5% con respecto al valor original del GCOES, GOES, COES y Gpta. En las **Figuras 5.5., 5.6., 5.7. y 5.8.** se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de Presión y Factor de Compresibilidad con respecto al Porcentaje de Error obtenido del pozo VBR-05.

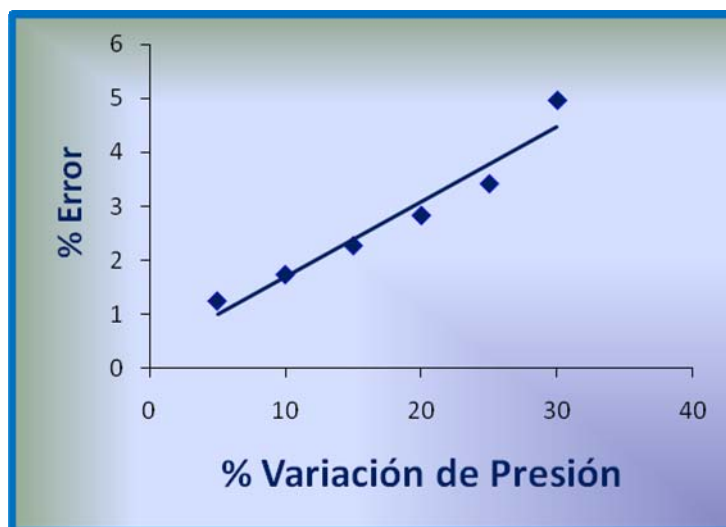


Fig. N° 5.5. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Presión (aumentando) del pozo VBR-05.

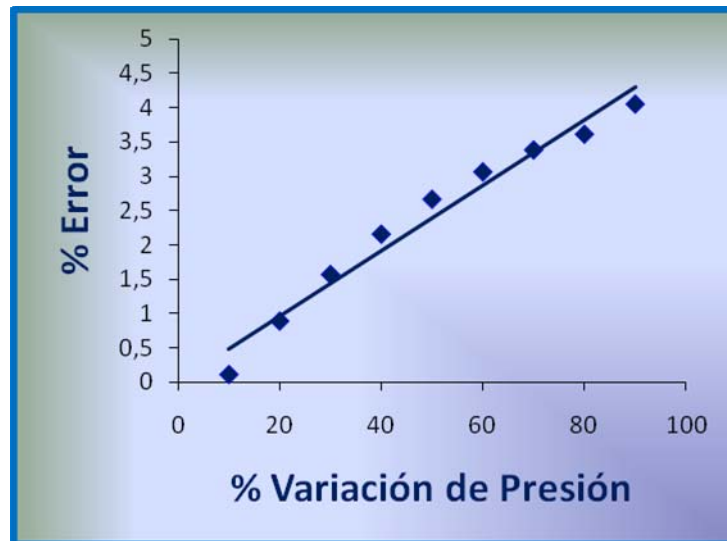


Fig. N° 5.6. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Presión (disminuyendo) del pozo VBR-05.

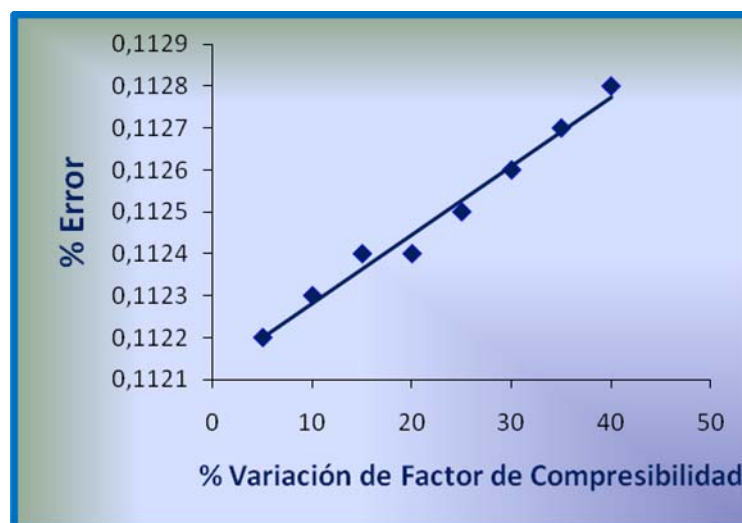


Fig. N° 5.7. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Factor de Compresibilidad (aumentado) del pozo VBR-05.

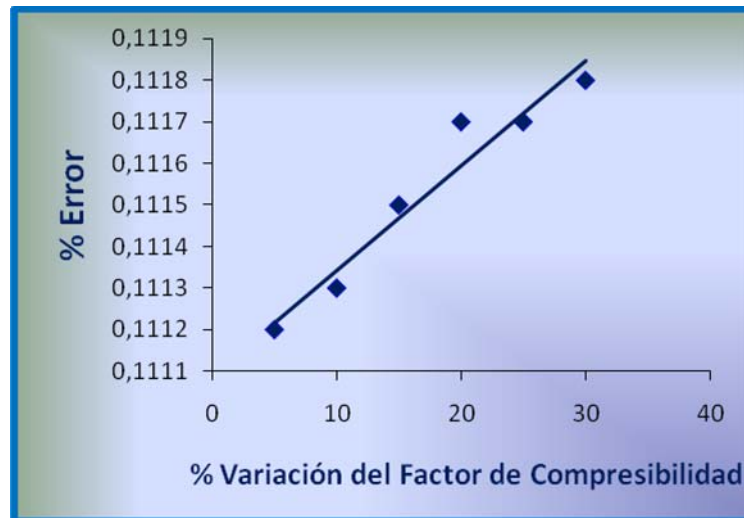


Fig. Nº 5.8. Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de Factor de Compresibilidad (disminuyendo) del pozo VBR-05.

En las gráficas se puede observar una tendencia ascendente, ya que, a medida que aumenta el porcentaje de variación de presión y factor de compresibilidad, aumenta el error. Este mismo comportamiento lo presentaron los demás yacimientos en estudio.

Al momento de hacer dichas variaciones se obtuvo en algunos casos errores que no cumplían con lo fijado, por lo que se realizó un tanteo efectuando variaciones arbitrarias que permitieran obtener errores menores o iguales a 5%.

A continuación, se mostrará el análisis realizado a los yacimientos en estudio: Yacimiento Petaca B, Yacimiento San Juan A, Yacimiento 1 y Yacimiento 2, a partir de los resultados obtenidos de las variaciones que arrojaron porcentajes de error iguales o aproximados al permisible.

Cabe destacar que pozos pertenecientes a diferentes yacimientos tuvieron comportamientos similares, por esto se agruparon de la siguiente manera:

5.3.1 Variación de la Presión de los Yacimientos Petaca B y Yacimiento San Juan A.

El porcentaje de error conseguido con un aumento de presión de 30% con respecto a los valores reales para el pozo VBR-05 fue de 4,57%, lo cual se aproxima al porcentaje de error establecido para que los datos de campo se consideren aceptables ($\leq 5\%$), ya que, para un porcentaje de aumento de 35% se sobrepasa en 5,32%. Caso similar ocurrió con los pozos VBR-27, VBR-30, VBR-32 y RG-190 en los cuales con variaciones comprendidas entre 30% y 50% se obtuvieron errores de 4,92%, 4,97, 4,34% y 4,85% respectivamente.

La diferencia que existe entre los porcentajes de variación de los pozos antes mencionados, se debe a que la finalidad de este estudio es obtener un porcentaje de error menor o igual a 5% para tomar como válida la información, y por lo tanto, en algunos pozos se requirió aumentar la variación de presión para obtener un valor con el cual se pudiese trabajar sin alcanzar un porcentaje de error alto.

De esta misma forma se pudo observar cuando se hizo la variación de la presión disminuyéndola, todos los pozos se comportaron casi de la misma manera, ya que, con una variación del 95% con respecto a los valores reales, los errores obtenidos estuvieron alrededor del 3%, a excepción del pozo VBR-30 que con una disminución de 50% se obtuvo un error de 4,32%.

Es importante resaltar que en los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-32 y RG-190 no se continuó disminuyendo, puesto que al alcanzar un descuento de 100% con respecto al valor inicial se tienen presiones iguales a cero.

De esta manera se concluye que disminuyendo en mayores porcentajes (-105%, -110%, -115%...) se obtienen presiones negativas, ya que, se le estará restando un valor mayor al valor real de la presión. Por lo que al realizar mayores variaciones no se tendrán resultados que reflejen datos de presión que pudieran presentarse en la realidad.

Lo antes expuesto se puede observar en las siguientes tablas:

Tabla N° 5.11. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-05).

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+30%)	Disminución de P (-95%)
GCOES(MMPCN)	4509,832	4692,359	4345,555
GOES (MMPCN)	4151,751	4319,786	4000,052
COES (MMBN)	0,408	0,425	0,393
Gpta (MMPCN)	3618.044	3318,143	4463,667
	%ERROR	4,57	3,78

Tabla N° 5.12. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-27).

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+40%)	Disminución de P (-95%)
GCOES(MMPCN)	3934,750	4128,321	3780,761
GOES (MMPCN)	3622,332	3800,532	3480,568
COES (MMBN)	0,356	0,373	0,342
Gpta (MMPCN)	3934,751	3957,757	3959,213
%ERROR		4,92	3,98

Tabla N° 5.13. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-30).

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+30%)	Disminución de P (-50%)
GCOES(MMPCN)	6688,761	7007,469	6400,141
GOES (MMPCN)	6157,674	6451,076	5891,969
COES (MMBN)	0,605	0,634	0,579
Gpta (MMPCN)	5568,283	5764,867	5407,298
%ERROR		4,76	4,32

Tabla N° 5.14. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-32).

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+50%)	Disminución de P (-95%)
GCOES(MMPCN)	2365,778	2468,462	2285,714
GOES (MMPCN)	2177,935	2272,467	2104,228
COES (MMBN)	0,214	0,223	0,206
Gpta (MMPCN)	1394,256	1430,696	1370,275
	%ERROR	4,34	3,38

Tabla N° 5.15. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento San Juan A (pozo RG-190).

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+50%)	Disminución de P (-95%)
GCOES(MMPCN)	28155,906	29557,692	27218,451
GOES (MMPCN)	27498,160	28867,199	26582,604
COES (MMBN)	0,937	0,983	0,906
Gpta (MMPCN)	22694,482	23250,407	223,920
	%ERROR	4,99	3,33

La semejanza que poseen estos pozos en el comportamiento que presentan durante la variación puede deberse a que las presiones iniciales de los mismos están alrededor de 3000 lpa. Además los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30 y VBR-32 pertenecen al Yacimiento Petaca B, por lo que es razonable que muestren un comportamiento análogo al realizar este tipo de

variaciones, a pesar, de que al momento de efectuar variaciones al pozo VBR-30 con 50% de disminución de presión se alcanzó un error 4,32% (**Tabla 5.13**), a diferencia de los otros pozos que con variaciones de -95% apenas superaban el 3% de error, sin embargo, aun cuando este arrojo el porcentaje de error esperado con una menor variación con respecto a los otros pozos, no significa que estos tengan comportamientos distintos, por el contrario, una variación de 50% se considera elevada al igual que los otros casos.

5.3.2 Variación de la Presión del Yacimiento 1 y del Yacimiento 2.

En este estudio se pudo apreciar, que a diferencia de los pozos antes analizados, los Yacimientos (1) Y (2) alcanzan un porcentaje de error considerable con pequeñas variaciones. Puesto que con un aumento del 9% de la presión original para el Yacimiento 1 y un aumento del 7% para el Yacimiento 2, se obtuvo errores de 4,96% y 4,85% respectivamente.

Realizando variaciones por debajo de la presión real del yacimiento ocurre algo muy parecido, ya que, al restarle un 10% a la presión original del Yacimiento 1 se obtuvo un error de 4,72% y para el caso del Yacimiento 2 al disminuir la presión en un 9% se tiene un error de 4,69%.

Es importante recordar que no se mostraran variaciones mayores a estos porcentajes (aumentando y disminuyendo), puesto que los errores arrojados son mayores al porcentaje de error establecido ($\leq 5\%$).

Tabla N° 5.16. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+9%)	Disminución de P (-10%)
GCOES(MMPCN)	30940920	32478,30	29480080
GOES (MMPCN)	4220530	4430270	4021260
COES (MMBN)	34604890	36324580	32971060
Gpta (MMPCN)	25010510	26086040	23983360
	%ERROR	4,96	4,72

Tabla N° 5.17. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión del Yacimiento 2.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+7%)	Disminución de P (-9%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	307317,52	279311,01
GOES (MMPCN)	272076,58	285292,57	259293,23
COES (MMBN)	30,46	31,94	29,03
Gpta (MMPCN)	238161,65	248673,26	228100,96
	%ERROR	4,85	4,69

Estos yacimientos tienen la característica de que sus presiones iniciales están alrededor de los 4000 lpca, por lo que se puede decir, de acuerdo con lo visto en el Yacimiento Petaca B y el Yacimiento San Juan A donde en su mayoría las presiones estaban por debajo de los 3000 lpca; es que en yacimientos donde existan presiones elevadas, los errores en las

presiones de las pruebas de pozos presentarán mayores desviaciones a la hora de obtener un cálculo de reservas confiable. Cabe destacar que todos los yacimientos son de gas condensado, por lo que se debería investigar este fenómeno desde el punto de vista físico químico para observar si a estas condiciones el comportamiento de los gases es diferente.

5.3.3 Variaciones de los Factores de Compresibilidad de los Yacimientos estudiados a Presión real del Yacimiento.

Inicialmente se debe señalar que estas variaciones fueron efectuadas manteniendo las presiones originales alterando únicamente el factor de compresibilidad bifásico, tomando en consideración que estos valores reflejarían datos de un PVT no consistente para así observar que tanto repercute esto en el cálculo de las reservas.

Al realizar las variaciones de este factor en todos los pozos correspondientes a los yacimientos estudiados, se puede observar que los resultados obtenidos no se desviaron considerablemente respecto a los cálculos originales, por lo que se puede apreciar que al variar los factores de compresibilidad con un aumento y disminución de los mismos estos no afectan en el cálculo de las reservas, puesto que el porcentaje de error obtenido es despreciable.

Es importante recordar que una limitante al momento de realizar las variaciones del factor de compresibilidad, es que este mostraba valores que no se presentan en la realidad, puesto que estos por lo general no superan el valor 1,2 y no son inferiores a 0,6, lo que impidió que se continuara con las variaciones para alcanzar un error significativo.

En las tablas que se muestran a continuación se puede observar lo explicado anteriormente, en donde se nota claramente que no hay una diferencia considerable en el cálculo de las reservas. Estas variaciones estuvieron entre 20% y 50%, tanto aumentado como disminuyendo el factor de compresibilidad a presión real del yacimiento.

Tabla N° 5.18. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-05).

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+40%)	Disminución de Z_{2f} (-30%)
GCOES(MMPCN)	4509,8320	4514,8740	4513,0790
GOES (MMPCN)	4151,7510	4156,3930	4154,3930
COES (MMBN)	0,4080	0,4085	0,4083
Gpta (MMPCN)	3618,0450	3872,8730	3772,8730
	%ERROR	0,1128	0,1118

Tabla N° 5.19. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-27).

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-20%)
GCOES(MMPCN)	3934,7510	3934,9250	3934,8400
GOES (MMPCN)	3622,3320	3622,4920	3622,4140
COES (MMBN)	0,3560	0,3561	0,35612
Gpta (MMPCN)	3934,7510	3958,5670	3957,9530
	%ERROR	0,004	0,002

Tabla N° 5.20. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-30).

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-30%)
GCOES(MMPCN)	6688,761	6688,590	6688,414
GOES (MMPCN)	6157,673	6157,516	6157,354
COES (MMBN)	0,60518	0, 60516	0,60515
Gpta (MMPCN)	5568,282	5568,118	5567,978
	%ERROR	0,0026	0,0052

Tabla N° 5.21. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento Petaca B (pozo VBR-32).

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-30%)
GCOES(MMPCN)	2365,777	2365,044	2365,135
GOES (MMPCN)	2177,935	2177,260	2177,343
COES (MMBN)	0, 21405	0, 21398	0,21398
Gpta (MMPCN)	1394,256	1394,311	1394,369
	%ERROR	0,03	0,02

Tabla N° 5.22. Reservas Originales y Modificadas con una variación de Factor de Compresibilidad del Yacimiento San Juan A (pozo RG-190).

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+30%)	Disminución de Z_{2f} (-30%)
GCOES(MMPCN)	28155,906	28036,777	28038,268
GOES (MMPCN)	27498,160	27381,813	27383,270
COES (MMBN)	0,93722	0,93326	0,93331
Gpta (MMPCN)	22694,481	22603,006	22604,274
	%ERROR	0,42	0,41

Tabla N° 5.23. Reservas Originales y Modificadas con variación del Factor de Compresibilidad del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+50%)	Disminución de P (-50%)
GCOES(MMPCN)	30940920	31033740	21095620
GOES (MMPCN)	4220530	4233190	4241630
COES (MMBN)	3460489	3470	3477
Gpta (MMPCN)	25010510	25086040	25135560
	%ERROR	0,003	0,005

Tabla N° 5.24. Reservas Originales y Modificadas con variación del Factor de Compresibilidad del Yacimiento 2.

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-50%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	294924,528	294000
GOES (MMPCN)	272076,587	273787,761	272929,492
COES (MMBN)	30,467	30,659	30,563
Gpta (MMPCN)	238161,659	239659,531	238908,247
	%ERROR	0,001	0,004

De acuerdo con lo visto anteriormente, tomando como valor el factor de compresibilidad bifásico del PVT no consistente; es decir, con valores irreales de este factor se puede determinar las reservas de gas condensado sin mayor problema, ya que, se generaron errores inferiores a 0,5%. Hecho que se considera sumamente importante, debido que se pudieran utilizar PVT'S inconsistentes, para determinar las reservas teniendo la historia de producción y presión validadas.

5.3.4 Variación de la Presión y el Factor de Compresibilidad del Yacimiento 1 y del Yacimiento 2 en los primeros y últimos tiempos de producción.

Para estos dos yacimientos se contó con suficientes datos de producción y presión, lo que permitió realizar un análisis más exhaustivo, haciendo variaciones de presión en los primeros tiempos de producción, así como también en los últimos tiempos. En ambos casos y para los dos yacimientos se aprecia que aumentando entre 0,1% a 3% y disminuyendo entre 0,1% a 2% se tiene un notable efecto en el cálculo de las reservas, como se puede observar en las **Tablas 5.25, 5.26, 5.27, 5.28, 5.29 y 5.30.**

Tabla N° 5.25. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los primeros tiempos del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+3%)	Disminución de P (-2,5%)
GCOES(MMPCN)	30940920	29517370	32294640
GOES (MMPCN)	4220530	4026350	4405180
COES (MMBN)	3460489	3301	3611
Gpta (MMPCN)	25010510	23896810	26069730
	%ERROR	4,60	4,37

Tabla N° 5.26. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los primeros tiempos del Yacimiento 2.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+0,25%)	Disminución de P (-0,2%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	279380,09	306919,59
GOES (MMPCN)	272076,58	259357,37	284923,16
COES (MMBN)	30,46	29,04	31,90
Gpta (MMPCN)	238161,65	227103,72	249340,57
	%ERROR	4,67	4,72

En el Yacimiento 1 con un aumento del 3% de la presión en los primeros tiempos (las tres primeras presiones) arrojó un error de 4,60% y al disminuir estas mismas presiones con respecto a la original en 2,5% se obtuvo un error de 4,37%.

Por otra parte, en el Yacimiento 2 el efecto fue más dramático, dado que, las variaciones solo alcanzaron un porcentaje de 0,25% por encima de la presión original y 0,2% por debajo de la presión original, para alcanzar un error de 4,67% en el aumento de presión y 4,72% en la disminución.

Esta conducta era de esperarse, ya que, en la bibliografía revisada de Gonzalo Rojas "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado". se declara que para la aplicación del método de declinación de presión es sumamente importante disponer de valores apropiados de presión inicial, ya que estos datos establecen el punto pivote de la línea recta y pequeños errores de P/Z en los primeros meses de producción, origina grandes errores en el cálculo de las reservas.

De acuerdo con esto no es extraño que al realizar variaciones en los factores de compresibilidad en los primeros tiempos suceda algo semejante a lo ocurrido con las variaciones de presión, puesto que origina también

errores considerables de las reservas. Esto puede apreciarse en las **Tablas 5.27 y 5.28.**

Tabla N° 5.27. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los primeros tiempos del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+2%)	Disminución de Z_{2f} (-2%)
GCOES(MMPCN)	30940920	32453010	29529000
GOES (MMPCN)	4220530	4426790	4027930
COES (MMBN)	3460489	3629	33,2
Gpta (MMPCN)	25010510	26193560	23905980
	%ERROR	4,88	4,56

Tabla N° 5.28. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los primeros tiempos del Yacimiento 2.

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+0,15%)	Disminución de Z_{2f} (-0,2%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	306919,59	306919,59
GOES (MMPCN)	272076,58	284923,16	284923,16
COES (MMBN)	30,46	31,91	31,90
Gpta (MMPCN)	238161,65	249340,57	249340,57
	%ERROR	4,72	5,00

Los resultados obtenidos de estas variaciones muestran que: para el Yacimiento 1 al aumentar el factor de compresibilidad (en los primeros

tiempos) un 2% se produce 4,88% de error y al disminuir en este mismo porcentaje se obtiene un error de 4,56%. En el Yacimiento 2, al aumentar los primeros factores de compresibilidad en 0,15% se tiene un error de 4,72% y al restarle 0,2% resulta un error de 5%.

Con el fin de observar el comportamiento de estos parámetros tomando en consideración una varianza en los últimos tiempos de producción, donde pequeñas diferencias con respecto a los valores originales repercuten considerablemente en el cálculo de las reservas, estos resultados se presentan en las **Tablas 5.29, 5.30, 5.31 y 5.32.**

Tabla N° 5.29. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los últimos tiempos del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de P (+0,15%)	Disminución de P (-2%)
GCOES(MMPCN)	30940920	32271260	29320240
GOES (MMPCN)	4220530	4401990	3999460
COES (MMBN)	3460489	3609	3279
Gpta (MMPCN)	25010510	25984220	23823390
	%ERROR	4,30	5,00

Tabla N° 5.30. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presión en los últimos tiempos del Yacimiento 2.

	Modificadas
--	-------------

	Original	Aumento de P (+0,2%)	Disminución de P (-0,25%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	306239,38	279990,45
GOES (MMPCN)	272076,58	284291,69	259923,98
COES (MMBN)	30,46	31,83	29,10
Gpta (MMPCN)	238161,65	248715,06	227682,69
	%ERROR	4,48	4,46

Tabla N° 5.31. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los últimos tiempos del Yacimiento 1.

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+1,5%)	Disminución de Z_{2f} (-2%)
GCOES(MMPCN)	30940920	29461090	32046330
GOES (MMPCN)	4220530	4018670	4371310
COES (MMBN)	3460489	3294	3584
Gpta (MMPCN)	25010510	23908380	25833950
	%ERROR	4,78	4,00

Tabla N° 5.32. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones del Factor de Compresibilidad en los últimos tiempos del Yacimiento 2.

	Original	Modificadas	
		Aumento de Z_{2f} (+0,2%)	Disminución de Z_{2f} (-0,15%)

GCOES(MMPCN)	293081,25	279446,09	306006,01
GOES (MMPCN)	272076,58	259418,64	284075,04
COES (MMBN)	30,46	29,05	31,81
Gpta (MMPCN)	238161,65	227215,03	248555,06
	%ERROR	4,65	4,40

Al igual que en los casos anteriores se puede observar que con pequeñas alteraciones de los valores originales de presión y factor de compresibilidad se obtiene el error establecido ($\leq 5\%$), sin embargo, es notable que las variaciones en los últimos tiempos (aumentado 0,15-1,5%, disminuyendo 0,25-2%) son menores con respecto a las variaciones realizadas en los primeros tiempos de producción (aumentando 0,15-3% y disminuyendo 0,2-2,5), lo que indica que estas modificaciones afectan de mayor manera el cálculo de las reservas en comparación con las variaciones en los primeros tiempos.

Haciendo un análisis general de los comportamientos que presentaron en los Yacimiento 1 y Yacimiento 2, se puede manifestar que si se tienen datos de presión y factor de compresibilidad erróneos en los primeros o en los últimos tiempos de producción esto podría causar una alteración significativa en el cálculo de las reservas. Sin embargo, cuando existen valores errados en toda la vida productiva del yacimiento, el cálculo de la reserva se ve menos afectado por lo que se admite mayores variaciones para que pueda presentarse el error establecido.

Para observar mejor este hecho se compararon las variaciones empleada a lo largo de la vida productiva del Yacimiento 1 y Yacimiento 2 (**Tablas 5.16, 5.17, 5.23 y 5.24**), en las que se obtuvo el error fijado; con estas mismas variaciones pero aplicadas a los primeros y últimos tiempos de producción a los datos de presión, así como también, a el factor de compresibilidad manteniendo la presión real del yacimiento, en ambos casos tanto aumentado como disminuyendo.

Al efectuar las variaciones de presión en el Yacimiento 1 con un 9% y -10%, y en el Yacimiento 2, con un 7% y -9%, aumentando y disminuyendo respectivamente, se observo que con estas alteraciones los errores arrojados fueron considerablemente altos, como se muestran en las **Tablas 5.33 y 5.34**, lo cual era de esperarse debido a lo explicado con anterioridad; es decir, que mientras mayor sea la variación, tanto aumentando como disminuyendo, más elevado será el porcentaje de error y más aun cuando estas modificaciones se presentan en los primeros o en los últimos tiempos de producción.

Tabla N° 5.33. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presiones en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 1.

	Original	Primeros Tiempos		Últimos Tiempos	
		Aumento de P (+9%)	Disminución de P (-10%)	Aumentando P (+9%)	Disminución de P (-10%)
GCOES(MMPCN)	30940920	27177480	37607130	40884070	24155710

GOES (MMPCN)	4220530	3707170	5129840	5576840	3294980
COES (MMBN)	34604890	30395790	42060490	45725490	27016180
Gpta (MMPCN)	25010,51	22066200	30226120	32271880	20029330
	%ERROR	12,16	21,54	32,13	21,92

Tabla N° 5.34. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Presiones en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 2.

	Original	Primeros Tiempos		Últimos Tiempos	
		Aumento de P (+7%)	Disminución de P (-9%)	Aumentando P (+7%)	Disminución de P (-9%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	124075,15	272958,33	773473,45	103864.4510
GOES (MMPCN)	272076,58	115182,89	253395,85	718039,85	96420.65247
COES (MMBN)	30,46	12,89	28,37	80,40	10,79
Gpta (MMPCN)	238161,65	101702,94	218880,33	616163.6752	86491,86
	%ERROR	57,66	16,86	163,21	64,56

Además al efectuar las variaciones de Z_{2f} en los primeros y últimos tiempos de producción tanto aumentando como disminuyendo con los mismos porcentajes utilizados para las modificaciones a lo largo de historia productiva del yacimiento, se produjeron grandes porcentajes de errores como se puede observar en las **Tablas 5.35 y 5.36.**

Tabla N° 5.35. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Z_{2f} en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 1.

	Primeros Tiempos	Últimos Tiempos
--	------------------	-----------------

	Original	Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-50%)	Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-50%)
GCOES(MMPCN)	30940920	1375900	14810440	10631910	11097290
GOES (MMPCN)	4220530	186774	2020230	1450250	1513740
COES (MMBN)	34604890	1583000	1656000	1189000	1241000
Gpta (MMPCN)	25010510	11128190	12995740	5955120	9485370
%ERROR		45,47	52,13	65,63	64,13

Tabla N° 5.36. Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Z_{2f} en los primeros y últimos tiempos del Yacimiento 2.

	Original	Primeros Tiempos		Últimos Tiempos	
		Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-50%)	Aumento de Z_{2f} (+50%)	Disminución de Z_{2f} (-50%)
GCOES(MMPCN)	293081,25	32788,59	17470,18	25302,20	8407,17
GOES (MMPCN)	272076,58	30438,69	16218,12	23488,83	7804,64
COES (MMBN)	30,46	3,40	1,81	2,63	0,87
Gpta (MMPCN)	238161,65	29035,81	15625,23	18911,09	4064,52
%ERROR		88,81	94,03	91,36	97,13

Con lo visto anteriormente se reitera que para el método de declinación de presión es imprescindible disponer de valores confiables y apropiados de presión y factor de compresibilidad, en los primeros y últimos tiempos de producción del yacimiento, ya que, pequeñas alteraciones producen grandes errores en el cálculo de las reservas.

CONCLUSIONES

1. Yacimientos que presentan presiones cercanas a los 4000 lpc muestran un porcentaje de error significativo ($\leq 5\%$) en el cálculo del GCOES, GOES, COES y reservas, al momento de realizar una variación de la presión entre un 7% y 10%, tanto con el aumento y disminución de la misma.
2. Yacimientos que presentan presiones cercanas o iguales a 3000 lpc muestran un porcentaje de error significativo ($\leq 5\%$) en el cálculo del GCOES y las reservas, al momento de realizar grandes variaciones aumentando la presión de los mismos entre un 30% y 50%.
3. Al momento de realizar variaciones entre 50% y 95% disminuyendo presión en yacimientos donde las presiones iniciales son cercanas a los 3000 lpc no se alcanzó el error establecido ($\leq 5\%$) en el cálculo del GCOES y las reservas.
4. El cálculo del GCOES y reservas no se ve afectado al tener valores erróneos del factor de compresibilidad bifásico en toda la vida productiva del yacimiento.
5. Las variaciones realizadas al factor de compresibilidad estuvieron limitadas debido a que los valores de estos por lo general no son inferiores a 0,6 ni mayores a 1,2.

6. En el método de declinación de presión es necesario disponer de valores confiables de presión y factor de compresibilidad, en los primeros y últimos tiempos de producción del yacimiento debido a que pequeñas alteraciones de estos valores producen grandes errores entre 40% y 160% en el cálculo de las reservas en los yacimientos estudiados.
7. Las variaciones de presión y factor de compresibilidad en los últimos tiempos de la vida productiva de los yacimientos estudiados producen un mayor efecto en el cálculo de las reservas en comparación con las modificaciones realizadas en los primeros tiempos.
8. A medida que aumenta la variación de la presión y el factor de compresibilidad se incrementa el porcentaje de error en el cálculo del GCOES y las reservas en los yacimientos estudiados.

RECOMENDACIONES

1. Realizar el estudio en yacimientos cuyos pozos presenten mayor cantidad de data de presión y producción, para un mejor análisis del cálculo de las reservas al momento de realizar las variaciones de presión y factor de compresibilidad.
2. Se recomienda aplicar este estudio en yacimientos que dispongan de PVT'S tanto consistentes como no consistentes, y de esta manera determinar el porcentaje de diferencia presente entre ellos.
3. Efectuar este análisis con una muestra más amplia de yacimientos, permitirá establecer condiciones más precisas que afianzará lo realizado en esta investigación.
4. Se debería examinar desde el punto de vista fisicoquímico yacimientos de gas condensado a diferentes presiones iniciales, para observar como los distintos comportamientos de los gases actúan en el cálculo de las reservas.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARAUJO, H. y col. **“Caracterización de Reservorios, Fase Crítica para una Adecuada Simulación Numérica en Sistema de Doble Porosidad, Reservorio Sara, Campo Víbora, Bolivia”**. Disponible en: <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/PROD2000/034%20araujo%201.pdf>. (2000).
2. MALAVE, A., **“Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento RG-47, Arena VE-A4, de la Formación Oficina del Campo Santa Rosa, Partiendo del Modelo Geológico en Estudio”**, Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Barcelona, **2002**.
3. GONZÁLEZ DE J., **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**, Ediciones FONINVES, Caracas, **1980**.
4. SCHLUMBERGER S.A., PETROLEUM SERVICES, INC Y PDVSA, **“Trabajo técnico y de Ingeniería de Yacimientos, resultados, conclusiones y recomendaciones del Estudio Integrado de la Arena Merecure de los Campos San Joaquín, El Roble y Guarío”**, **2004-2005**.
5. ROJAS, G. y LAPREA, M. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. Fundaudo. Puerto la Cruz. (1989).

6. CIED. **“Reservas y Comportamiento de Producción de Yacimientos de Gas”**. PDVSA, Puerto la Cruz. (1999).
7. RODRÍGUEZ, E. **“Industria Petrolera: Clasificación de los Yacimientos de Gas”**. Disponible en: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2007/11/clasificacin-de-los-yacimientos-de-gas.html>. (2007).
8. ROJAS, G. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz. (2002).
9. FERREBUS, A. **“Yacimientos de Gas”**. Disponible en: <http://html.rincondelvago.com/yacimiento-de-gas.html>. (2008).
10. ROJAS, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. PDVSA. Puerto la Cruz. (2003).
11. BRUZUAL, G. **“Guía Práctica de Yacimientos I”**. Puerto la Cruz. (2007).
12. SENER. **“Reservas de Hidrocarburos”**. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/204/reservas.doc>. (2009).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Y PRESIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y RESERVAS A TRAVÉS DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLCA / E-MAIL
VELASCO PÁEZ, ANDREA VALENTINA	CVLAC: V- 18.010.086 e-mail: andrea_vvelasco@hotmail.com
VILLALBA CASTILLO, ARMI GRACIELA	CVLAC: V- 17.730.812 e-mail: armi3003@hotmail.com

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Método de Declinación de Presión

Gas Condensado Original en Sitio

Gas Original en Sitio

Reservas de Gas por Pozos

Yacimientos de Gas Condensado

Método P/Z por Pozos

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio realizado tiene como finalidad determinar el efecto que causa la variación de la presión y el factor de compresibilidad bifásico en el cálculo del GCOES, GOES, COES y las reservas, los cuales serán obtenidos mediante el método de declinación de presión. Se revisó la información suministrada de los diferentes yacimientos en estudio. Seguidamente, se aplicó el método de declinación de presión a fin de estimar el GCOES y las reservas respectivas. Luego de haber determinado las reservas originales para cada uno de los yacimientos, se continuó con las variaciones de presión, y del factor de compresibilidad bifásico manteniendo las presiones originales; así mismo, se realizaron estas variaciones en los primeros y últimos tiempos de producción para aquellos yacimientos que contaban con suficiente información de presión y producción. Finalmente se estimó el porcentaje de error entre las reservas originales y las obtenidas después de haber realizado la variación, estableciendo un máximo de error del 5% o menos para poder constatar que dicha perturbación no repercute en el cálculo de las reservas.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Uricare, Jairo.	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:				
	e-mail:				
	e-mail:				
Blondell, Ana.	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	e-mail:				
	e-mail:				
Salas, Roberto.	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	e-mail:				
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	e-mail:				
	e-mail:				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	07	09
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. MÉTODO DEC DE PRESIÓN.doc	Application/msWord

CARACTERES PERMITIDOS EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ -.

ALCANCE:

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO QUÍMICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PRE-GRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE – NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.”

Andrea V. Velasco P.

AUTOR

Armi G. Villalba C.

AUTOR

Ing. Jairo Uricare

TUTOR

Ing. Ana Blondell

JURADO

Ing. Roberto Salas

JURADO

Ing. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS