

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



**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS COMPRESIBILIDADES DEL
AGUA Y DE FORMACIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y RESERVAS
PARA LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO**

REALIZADO POR:

MORA MARCANO PAOLA TERESITA
ROJAS MENDOZA FERNANDO MIGUEL

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente Como
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre 2010

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



**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS COMPRESIBILIDADES DEL
AGUA Y DE FORMACIÓN EN EL CÁLCULO DEL GOES Y RESERVAS
PARA LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO**

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Jairo Uricare

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente Como
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre 2010

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



El Jurado calificador hace constar que ha sido asignada a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Jairo Uricare
Asesor / Jurado

Barcelona, Octubre 2010

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTICULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización”.

DEDICATORIA

Este logro va dedicado primeramente a Dios y a la Virgen del Valle sin ellos no hubiese sido posible alcanzar mi más anhelado sueño de ser ingeniera.

A mi padre José Antonio Mora por siempre estar ahí y darme las fuerzas de seguir adelante yo se que este también era tu sueño TE AMO Papa!. A mi madre que siempre supo con sus palabras de aliento decirme que yo si podía, por apoyarme en todo, este logro también es tuyo mami TE AMO.

A mis hermanos José Antonio Mora, José Daniel Mora mi Chííí, a mi primo Jesús Rojas que ha sido un hermano mas y a mi hermana Vanessa por siempre estar a mi lado y seguirme en esta etapa tan importante en mi vida, para ustedes! Los ADORO!!!.

A mi novio Gabriel Urgelles que con su amor y comprensión siempre me ayudo en todo y me alentó a seguir adelante, este logro también es para ti mi amor Te AMO.

Paola Mora

A Dios y al Arcángel Miguel por permitirme vivir cada una de las experiencias que me han traído hasta este anhelado momento.

A mi papá Fernando Rojas, por ser el que de forma silenciosa me ha guiado por todos los caminos recorridos hasta hoy, sólo tú y yo sabemos lo mucho que me has ayudado en mi formación. Se graduó tu corroncho, tribilín.

A mi Señora Madre Sonia Mendoza, que con su alegría y ganas de vivir me brindó día a día la oportunidad de sonreírle a la vida sin importar lo que ocurriera a mi alrededor. Llego el momento que tanto esperamos mamá, el momento de reírnos abrazados por la satisfacción y emoción de haber culminado esta etapa que tanto nos ha costado. TE AMO!.

A mi Madrina y Segunda Madre Del Valle, nada de lo que soy hasta hoy hubiese sido posible sin tu amor, comprensión y ayuda. Este logro y todos los que vengan llevan tu nombre impreso.

A mi Tía Zoraida, por ser el tronco y la estabilidad que necesite a lo largo de toda mi carrera. El apoyo incondicional que me brindó en todos los aspectos, está reflejado en esta meta que hoy cumplo. La quiero mucho.

A mis hermanos Marcelo, Miguelangel, María Fernanda, Karla y Ricardo Fabián, por siempre darme la palabra de aliento que necesité y regalarme una sonrisa cada vez que me veían llegar. Todo en esta vida es posible, si lo sueñan, y luchan por ello.

A mis amigos incondicionales y todas las personas que me dieron una mano en el momento que más lo necesite. Este triunfo es de ustedes también.

Fernando Rojas

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgencita del Valle por haberme permitido lograr esta meta, por haber estado a mi lado sin desampárame.

A mis padres, por confiar en mí y apoyarme en todas mis decisiones, son ustedes quienes verdaderamente son los dueños de este título, sin su apoyo no lo habría logrado, mil gracias por ser mis guías, y por ser para mí un ejemplo de trabajo, esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos por estar siempre pendientes de mí y por acompañarme en todo momento. En especial a mi hermano Jose Antonio quien me ayudo y siempre estuvo a mi disposición en la realización de mi trabajo de grado.

A mi novio por haberme ayudado en todo, por estar ahí cuando lo necesitaba, y por haberme enseñado tantas cosas, Gracias amor!!

A mi familia, en especial a mis tías Ana Marcano, Ana Cecilia, Mary, Betty Mora, mi tío Hernan y mis primos, gracias por el cariño, confianza y apoyo brindado en todo momento.

A mi gran amigo y compañero de áreas Fernando Rojas por darme esperanza de que si se puede este triunfo es de ambos, hacemos un gran equipo mi Fer Te Quiero!

A mis amigas Astrid Iriza y Ruth Machado por ser incondicionales y por muchas cosas que compartimos juntas. Gracias amigas las quiero mucho!

A mis amigos de la universidad. A todos mis compañeros de áreas.

A la Universidad de Oriente, por abrirme sus puertas para alcanzar este sueño. A mi asesor Jairo Uricare por ayudarme y orientarme a la realización de mi trabajo de grado.

A todas aquellas personas que de una u otra forma aportaron su granito de arena para hacer este sueño realidad.

Paola Mora

Agradezco primeramente a Dios, por darme la fortaleza y no dejarme caer justo cuando sentía desvanecer. Me siento bendecido de ser lo que hoy soy gracias a ti.

A la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, por formarme como profesional y darme las herramientas necesarias para lograr ser un Ingeniero integral.

A mi tutor académico, Ingeniero Jairo Uricare, por todos los conocimientos transferidos, que sé, serán de gran ayuda para mi desempeño industrial y profesional, y por demostrarme que el ingeniero no posee estereotipos ni estigmas a la hora de desarrollar lo que se presente en su camino, sólo debe ingeniárselas.

A mi mamá Sonia Mendoza, mi madrina Del Valle, hermanos, cuñados y sobrinos, gracias por siempre ayudarme y ayudarnos como una familia unida, siempre con respeto y humildad.

A mi Tía Zoraida Mendoza, por darme la oportunidad y las herramientas necesarias para ser un Ingeniero Químico, no tengo palabras para agradecer todo lo que hizo por mi.

A mis incondicionales amigos Yohelí, Ruth, Elias, Cárima, Luis Javier, María Angélica, Jorge, Aura y Karla, más que un agradecimiento, les devuelvo todo el amor y el cariño que me han demostrado hasta hoy. Tengo el orgullo de decir que poseo AMIGOS que perdurarán por siempre. GRACIAS MUCHACHOS!.

A mi amiga y compañera en Áreas de Grado, Paola, por todo lo que vivimos desde el primer semestre hasta ahora. Agradecido estoy por haber tenido a mi lado en todo este trayecto a una persona tan brillante como tú. Te quiero mucho mi Pao..!

A todas las personas que a lo largo de mi carrera han marcado mi existencia con su gran apoyo y sentido de amistad. Seres que estuvieron en momentos buenos, malos, regulares, caídas, tropiezos y sobre todo, celebraciones: Vanessa, Yanais, Chacón, Melly, Peinado, Armi, María José, Rilimar, Astrid, Alba Érika, Jesus Daniel, Tonto, Jesus Miguel, Indira, María Cecilia, Rosalic, Nadeska, Amin, Jorge y un sinfín de panas que me alegraron la vida sin importar lo que pasara.

Le agradezco muy especialmente a las Familias: Rojas Febres, Cárima Pereira, Maduro Cortez, Machado Rivas y Barrios Mata por hacerme sentir en casa cuando no lo estaba y un integrante más de tan bellas familias. A ustedes mi respeto y mi eterno agradecimiento por darme cobijo y protección sin nunca pedir nada a cambio.

A familiares especiales que estuvieron al pendiente de mí en todo momento, Tío Ricardo y Zoraidita, los quiero mucho.

A los Ingenieros Isvelia Avendaño, Juana Fuentes, Gabriel Urgelles, Ada Pereira y Julio Rodríguez, por darme herramientas de gran ayuda para la culminación de mi carrera y de este proyecto de grado.

A la sección 01 de las Áreas de Grado I-2010, por siempre tener el sentido de compañerismo que nos caracterizó en todo el período. Gracias a todos colegas.!

Fernando Rojas

RESUMEN

El estudio realizado tiene como finalidad determinar el efecto que causa la variación de la compresibilidad del agua y de formación en el cálculo del GOES y reservas, lo cual fue obtenido mediante el método de declinación de presión en yacimientos que muestran presiones anormales, donde la gráfica propia del método presenta dos rectas con pendientes diferentes y si el comportamiento inicial es extrapolado de esta forma hasta las condiciones de abandono el GOES calculado puede ser hasta dos veces el verdadero. Se revisó la información suministrada de los yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 7 y San Juan 9, tales como historiales de presión-producción, datos petrofísicos, propiedades físicas y datos generales. Seguidamente, se aplicó el método de declinación de presión de los 4 yacimientos en estudio a fin de estimar el GOES y las reservas respectivas. Se continuó con la variación de los factores de compresibilidad del agua y de formación, con crecimientos y decrecimientos de 10 en 10% hasta alcanzar el 100%, manteniendo uno de los dos parámetros fijo, analizando los valores de GCOES al finalizar cada corrida de variación en la gráfica de declinación de presión de los yacimientos en estudio. 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% 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 la compresibilidad del agua en los yacimientos en estudio; ocurrió que por más variaciones que se hicieran a dicho parámetro, nunca se llegó al porcentaje de error máximo de 5%, lo cual muestra la poca influencia que tienen estas modificaciones en el cálculo de la reservas, a diferencia de las variaciones realizadas en la disminución de la compresibilidad de formación en el yacimiento San Juan 9 donde se alcanzó un porcentaje de error de 6.15% lo cual nos demuestra que no se deben tomar valores arbitrarios de este parámetro al disminuir la variación en gran magnitud ya que repercute en el cálculo de Gas Original en Sitio y reservas.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	iv
CONTENIDO	iv
LISTA DE TABLAS	¡Error! Marcador no definido.
LISTA DE FIGURAS	¡Error! Marcador no definido.
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del Problema	2
1.2 Objetivos	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 Características del Área en Estudio	5
1.3.1 Área Operacional Del Distrito Gas Anaco.....	5
1.3.2 Ubicación Geográfica Del Área En Estudio (Campo Santa Rosa)..	7
1.3.2.1 Campo Santa Rosa	7
1.3.2.2 Características Geológicas del Área en Estudio	8
1.3.2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	8
1.3.2.2.2 Área Mayor de Anaco	10
1.3.2.2.2.1 Estructura.....	11
1.3.2.2.2.2 Tipos de Yacimientos	12
CAPÍTULO II.....	13
MARCO TEÓRICO	13
2.1 Yacimiento.....	13
2.1.1 Características de los Yacimientos	13

2.1.2 Fuerzas Activas en el Yacimiento.....	13
2.1.3 Clasificación de los Yacimientos Gas en Base al Fluido que Contiene	15
2.1.3.1 Yacimientos de Gas	15
2.1.3.1.1 Yacimientos de gas seco.....	15
2.1.3.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo	16
2.1.3.1.3 Yacimientos de Gas Condensado	17
2.1.3.1.4 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado	18
2.1.3.1.4.1 Características de Yacimientos de Gas Condensado.	20
2.1.3.1.4.2 Acumulación de Líquido en la Formación.	20
2.1.3.1.5 Yacimientos de Petróleo.....	21
2.2 Caracterización Termodinámica de Hidrocarburos	22
2.3 Propiedades Físicas de los Fluidos.....	24
2.3.1 Presión de Rocío (Proc).....	25
2.3.2 Presión de Burbujeo	25
2.3.3 Relación Gas – Petróleo en Solución (Rs).....	25
2.3.4 Factor Volumétrico del Gas (Bg).....	26
2.3.5 Gravedad °API	26
2.4 Tipos de Presión	26
2.4.1 Presión de Yacimiento.....	26
2.4.2 Presión Estática de Fondo (BHP, Bottom Hole Pressure)	27
2.4.3 Presión Estática al Datum.....	28
2.4.4 Gradiente de Presión.....	29
2.5 Pruebas PVT de Laboratorio	30
2.5.1 Información Obtenible de las Pruebas PVT'S.....	30
2.5.2 Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio	31
2.5.3 Aplicaciones de las Pruebas PVT'S.....	32
2.5.4 Validación de Pruebas PVT para Gas Condensado	32

2.5.4.1 Representatividad de las Muestras	33
2.5.4.2 Consistencia de los Resultados	33
2.5.4.2.1 Recombinación Matemática.....	34
2.5.4.2.1.1 Balance Molar por Fase	34
2.5.4.2.1.2 Balance Molar por Componente.....	35
2.5.4.2.2 Balance Molar.....	36
2.6 Reservas	39
2.6.1 Clasificación de Reservas.....	40
2.6.1.1 Reservas Probadas.....	40
2.6.1.2 Reservas Probables	41
2.6.1.3 Reservas Posibles.....	42
2.7 Estimación de Reservas.....	44
2.7.1 Método Volumétrico	44
2.7.2 Balance de Materiales	44
2.7.2.1 Efecto de la compresibilidad del agua y de formación	47
2.7.2.1.1 Compresibilidad de la matriz de roca, Cr.....	48
2.7.2.1.2 Compresibilidad de los poros, Cp.....	48
2.7.2.2 Valores promedio de compresibilidad	50
2.7.3.1 Método de declinación de Presión para Yacimientos de Gas Condesado Volumétricos	54
2.7.3.1.2 Ecuación de Z_{2f} para Gases Condensados del Oriente del País	56
2.7.3.1.3 Limitación del Método de Declinación de Presión	58
2.7.3.1.4 Estimación del GOES Cuando la Compresibilidad Promedio de la Roca es Conocida	58
2.8 Determinación de GCOES; GOES y COES	59
CAPÍTULO III	61
METODOLOGÍA.....	61
3.1 Revisión Bibliográfica	61

3.2 Recopilación de Datos e Información del Campo.....	61
3.3 Validación de PVT	62
3.3.1 Recombinación Matemática.....	63
3.3.2 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	65
3.4 Método de Declinación de Presión P/Z	66
3.5 Variación de Compresibilidad del agua y Compresibilidad de formación	71
CAPITULO IV.....	73
ANALISIS DE RESULTADOS.....	73
4.1 Validación de las Pruebas PVT obtenidas.....	73
4.2 Método de Declinación de Presión (P/Z_{2f}) Aplicado al yacimiento MP- F13.....	77
4.3 Variación de la Compresibilidad del Agua y Compresibilidad de la Formación	82
4.3.1 Variación de la Compresibilidad de Formación del Yacimiento TIN- 21.....	90
4.3.2 Variación de la Compresibilidad del Agua del Yacimiento TIN-21	93
4.3.3 Variación de la Compresibilidad de Formación del Pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7	97
4.3.4 Variación de la Compresibilidad del Agua del Pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7	100
4.3.5 Variación de la Compresibilidad de Formación del yacimiento San Juan 9.....	104
4.3.6 Variación de la Compresibilidad del Agua del yacimiento San Juan 9.....	108
CAPITULO V.....	112
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
5.1 Conclusiones.....	112
5.2 Recomendaciones.....	114

BIBLIOGRAFÍA.....	115
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	117

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La estimación de la cantidad de gas presente en un yacimiento, también conocida con el nombre de cálculo de reservas, es un factor determinante desde el punto de vista económico, ya que permite iniciar el proceso de extracción del combustible.

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.

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.

Algunos mecanismos naturales que definen la energía con que se puede contar para explotar el sistema de hidrocarburos son la compresibilidad de la roca (de formación) y la compresibilidad de los fluidos (agua).

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.

En el negocio del gas natural así como en cualquier otro, el éxito depende en gran medida de la calidad, o del grado de confiabilidad en las estimaciones hechas durante el proceso de exploración, estos cálculos están basados en un número limitado de muestras, y algunas de las variables tomadas en cuenta para este proceso se encuentran sujetas a modificaciones como lo son las compresibilidades del agua y de formación, por lo que se hace imperativo evaluar cómo afectan estas variables a la hora de determinar las reservas de gas y así garantizar una estimación precisa de las mismas.

1.1 Planteamiento del Problema

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 nuestro país, conjuntamente con Trinidad y Bolivia, en Suramérica, ubicándolo en primer lugar en todo el continente y octavo a nivel mundial. Sin embargo, gracias a los descubrimientos gasíferos recientes, en un corto plazo, nuestro país se podría ubicar en el cuarto lugar en cuanto a reservas probadas en todo el planeta.

Es sabido que las propiedades de la roca y de los fluidos constituyen en conjunto el “sistema productor de hidrocarburos”, pero aunque resulte importante e indispensable para que exista este sistema, no es suficiente. Además de que haya hidrocarburos es también imperante que el sistema cuente con energía suficiente para que los hidrocarburos sean expulsados del espacio que los contiene. Es entonces con la energía que se puede contar para explotar el sistema de hidrocarburos, que lo definen algunos mecanismos naturales como la compresibilidad de la roca (de formación) y la compresibilidad de los fluidos (agua).

Estos parámetros son necesarios para estimar las reservas de un yacimiento de gas a través del método de declinación de presión, el cual es un procedimiento que deriva de la ecuación de Balance de Materiales.

La ecuación de Balance de Materiales constituye una herramienta muy eficaz para determinar las reservas de un yacimiento, ya que involucra parámetros físicos de la formación y del fluido existente.

En nuestro caso en particular, se requiere estudiar como incide la compresibilidad del agua y de formación en las reservas de gas a través del método de declinación de presión con respecto a yacimientos de gas condensado.

A través del análisis se pueden conocer algunos parámetros necesarios para la aplicación del método de declinación de presión. 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 realizan en el laboratorio a una muestra representativa del fluido contenido en el yacimiento en estudio. Para esto es necesaria 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.

Mediante los datos proporcionados de diferentes yacimientos de gas condensado de del oriente del país, específicamente en el estado Anzoátegui; y una vez validados los PVT'S seleccionados, se efectuará la variación de los factores de compresibilidad del agua y de formación. Estos factores deben considerarse en la realización de los proyectos de desarrollo, ya que se puede generar una sobreestimación o subestimación en las reservas de un yacimiento de gas condensado, al asumir valores errados en cualquier propiedad, ya sea dinámica (fluido) o estática (estructura del yacimiento).

En el desarrollo de este proyecto se determinará como inciden dichos parámetros en el cálculo del gas original en sitio (GOES) mediante el método de declinación de presión, así como también el cálculo de reservas por balance de materiales, y la construcción de gráficas que permitan observar estas variaciones, para finalmente determinar el porcentaje de error de las mismas y establecer comparaciones, sustentando si es rentable o no tomar en cuenta estos factores.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Determinar el efecto de las compresibilidades del agua y de formación en el cálculo del GOES y reservas a través del método de declinación de presión para los yacimientos de Gas Condensado.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Validar la representatividad y consistencia interna de los estudios PVT'S obtenidos.
2. Calcular el gas original en sitio (GOES) por el método de declinación de presión.
3. Determinar la variación de la compresibilidad del agua y de formación en diferentes yacimientos del oriente del país.
4. Calcular el porcentaje de error del gas original en sitio (GOES) y las reservas por efecto de la compresibilidad del agua y de formación.

1.3 Características del Área en Estudio

1.3.1 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, ver figura 1.1. ^[6]

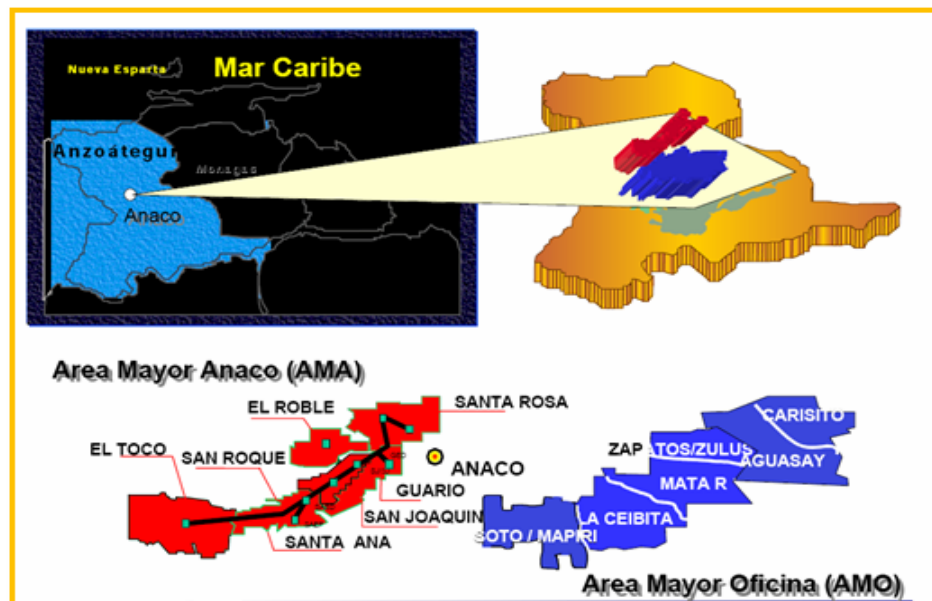


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Área Operacional Gas Anaco.
[6]

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

1.3.2.1 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.^[6]

1.3.2.2 Características Geológicas del Área en Estudio

1.3.2.2.1 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, ver figura 1.2.

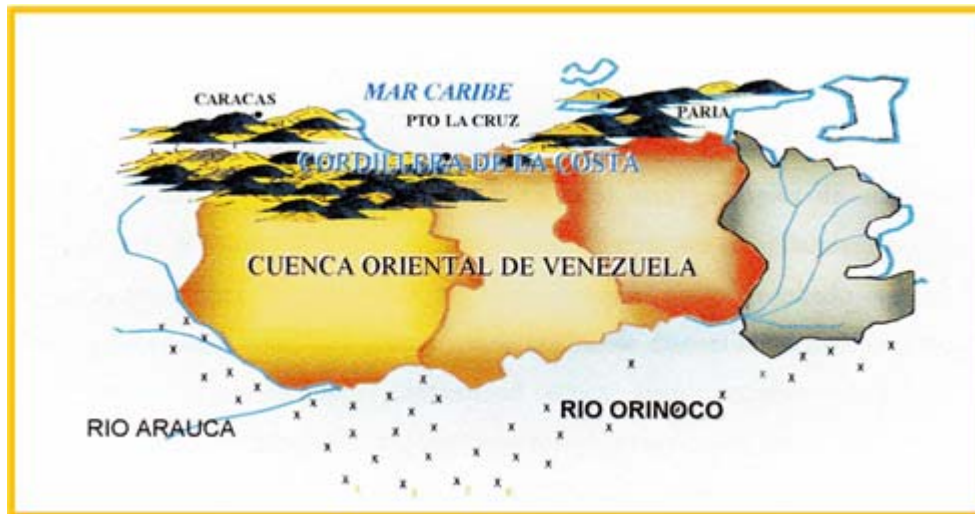


Figura 1.2 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.^[6]

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 acuñaamiento 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.^[6]

1.3.2.2.2 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.^[6]

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 1.3 muestra la columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

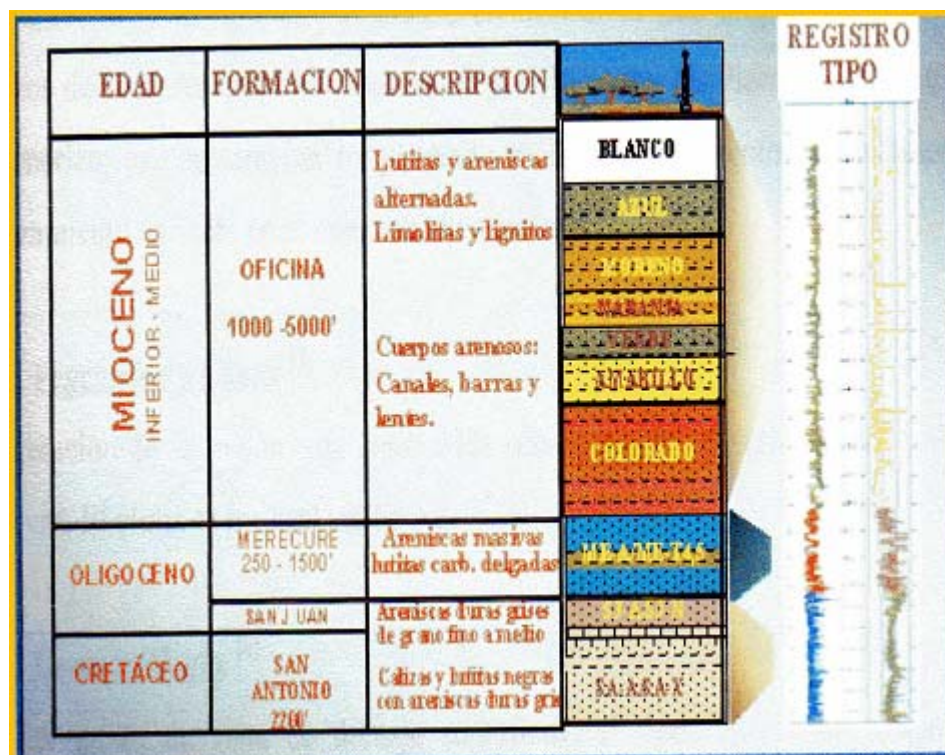


Figura 1.3 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco (AMA) [6]

1.3.2.2.1 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.^[6]

1.3.2.2.2 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.^[6]

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Yacimiento

Un yacimiento es aquella parte de una estructura subterránea que por sus características estructurales y/o estratigráficas contiene hidrocarburos, como un solo sistema hidráulico conectado. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo estas principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a fracturas y efectos de soluciones. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hayan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua denominadas acuíferos.^[9]

2.1.1 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 porosidad y permeabilidad.
- 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.^[2]

2.1.2 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).
- Desplazamiento del agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento.

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.

2.1.3 Clasificación de los Yacimientos Gas 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:

2.1.3.1 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.

2.1.3.1.1 Yacimientos de gas seco

Generalmente, presenta las siguientes características:

- Su temperatura inicial excede la temperatura cricodentérmica.
- 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 2.1.

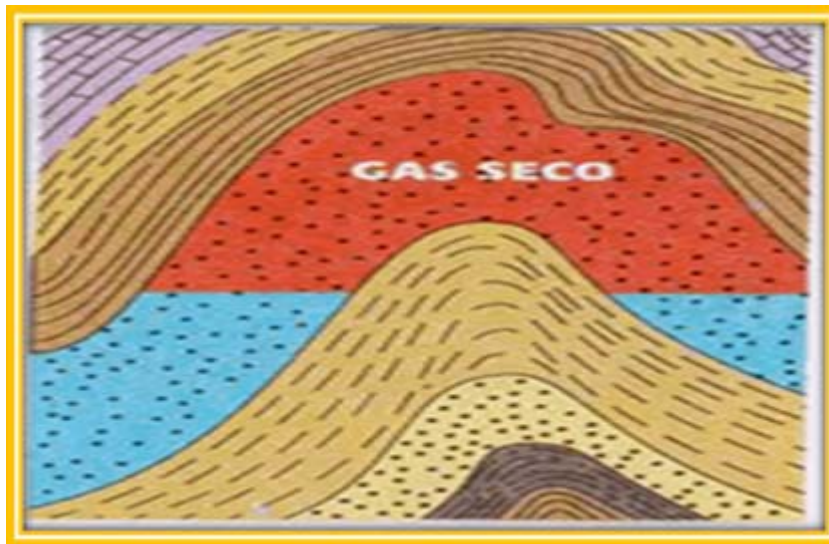


Figura 2.1 Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Seco.^[10]

2.1.3.1.2 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 2.2 representa la posible estructura del yacimiento y la ubicación del fluido dentro de éste.

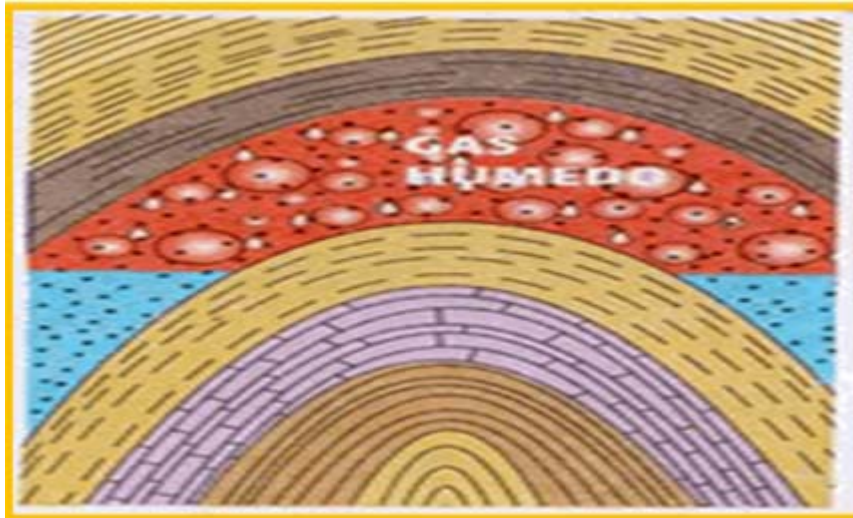


Figura 2.2 Representación Estructural de un Yacimiento de Gas Húmedo.^[10]

2.1.3.1.3 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 2.3 muestra la estructura más común de un yacimiento y la ubicación del gas condensado dentro de éste.

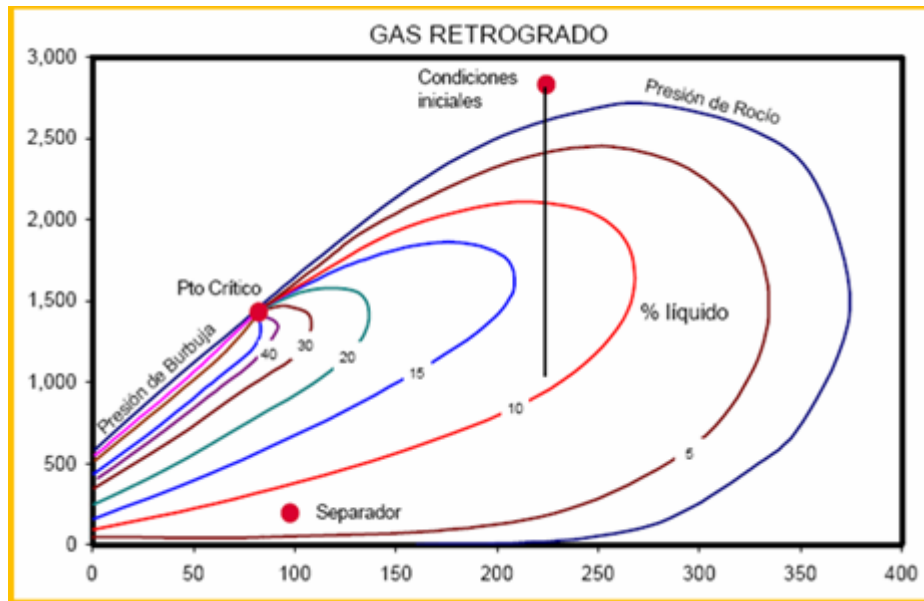


Figura 2.3 Diagrama de Fase de un Yacimiento de gas Condensado ^[8]

2.1.3.1.4 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 menor o 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 $P_i < P_{proc}$ (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 retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada.

Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento del líquido (BNcond / 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), esta disminución ocurre hasta que deja de producirse la condensación retrógrada en el yacimiento.

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 retrógrada, no ocurre condensación retrógrada 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.

2.1.3.1.4.1 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.^[10]

2.1.3.1.4.2 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.

2.1.3.1.5 Yacimientos de Petróleo

Estos yacimientos presentan las siguientes características:

- Yacimiento Petróleo Volátil (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 2.1.

Tabla 2.1 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

2.2 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 2.4.

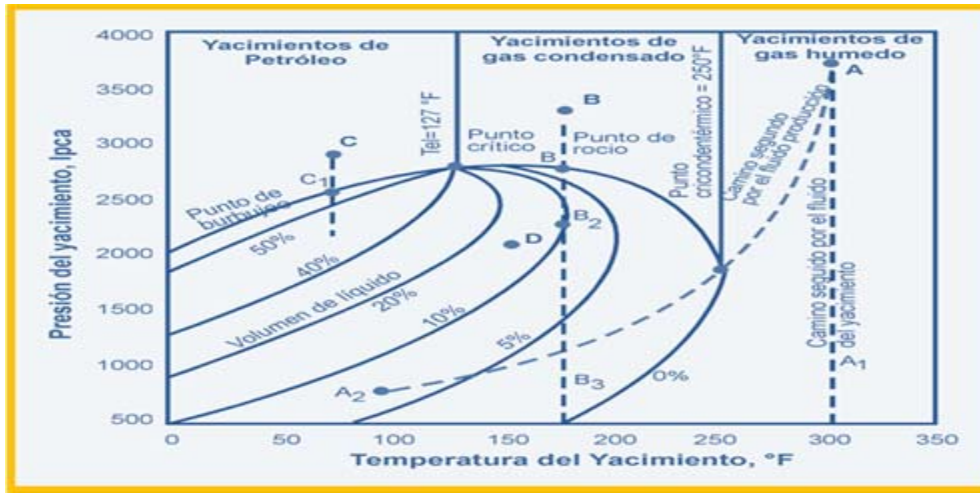


Figura 2.4 Diagrama de Fase Presión de Yacimiento en Función de Temperatura de Yacimiento.^[10]

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 de la presión de rocío 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]

2.3 Propiedades Físicas 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 yacimiento. 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.

2.3.1 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.

2.3.2 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.

2.3.3 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 (Rs) y cuando aumenta la temperatura, disminuye la relación gas – petróleo.

2.3.4 Factor Volumétrico del Gas (Bg)

Es un factor adimensional que relaciona el volumen de gas en el yacimiento a presión y temperatura, al volumen de la misma masa de gas en superficie a una presión de 14,7 lpsca y temperatura de 60°F.

2.3.5 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.

2.4 Tipos de Presión

2.4.1 Presión de Yacimiento

Es la presión que induce al movimiento del petróleo o gas 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.

2.4.2 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:

$$\text{Presión promedio por pozo} = \frac{\sum P_i}{A_i} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$\text{Presión promedio por unidad areal} = \frac{\sum P_i * A_i}{A_i} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$\text{Presión promedio por unidad de volumen} = \frac{\sum P_i * A_i * h_i}{A_i * h_i} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

i: Número de pozos.

A_i: Área de drenaje, (acre).

A_i*h_i: Volumen, (acres-pie).

2.4.3 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.

2.4.4 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.^[11]

2.5 Pruebas PVT de Laboratorio

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

2.5.1 Información Obtenible de las Pruebas PVT'S

- 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.

2.5.2 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 los resultados de laboratorio al 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.

2.5.3 Aplicaciones de las Pruebas PVT'S

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.

2.5.4 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.

2.5.4.1 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.

2.5.4.2 Consistencia de los Resultados

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

2.5.4.2.1 Recombinación Matemática

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y liquido tomadas a una presión y temperatura dada en el separador. Partiendo de la Figura 2.5 se tiene:

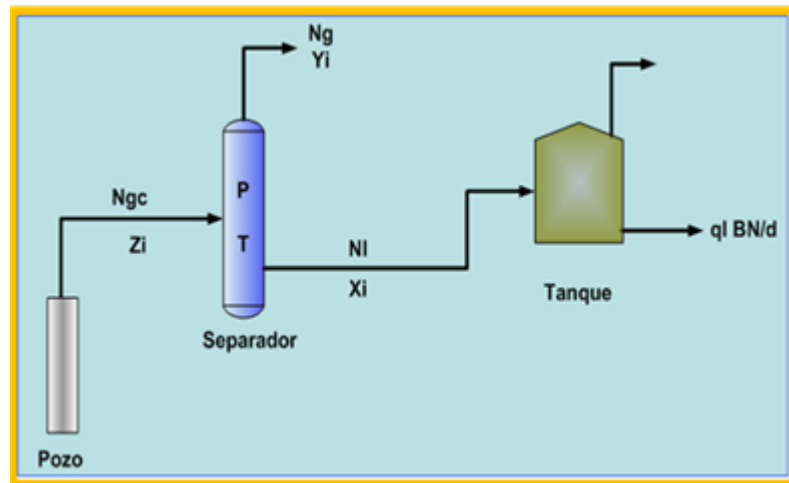


Figura 2.5 Arreglo de Separador y Tanque de Prueba. [8]

2.5.4.2.1.1 Balance Molar por Fase

$$N_{gc} = N_g + N_1 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379.4} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$N_1 = \frac{\rho_{sep}^l}{M_1} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

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

N_1 : Moles de liquido (lbmol/Blsep)

N_g : Moles de gas (lbmol/Blsep)

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

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

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

2.5.4.2.1.2 Balance Molar por Componente

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i RGC_{sep}}{379,4} + \frac{X_i \rho_l^{sep}}{M_l}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\rho_l^{sep}}{M_l}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

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 (2.7) se comparan con los valores experimentales y se deben cumplir las siguientes condiciones:

Para el metano C_1

$$\left| \frac{Z_{C1exp} - Z_{C1calc}}{Z_{C1exp}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Para el heptano C_7^+

$$\left| \frac{Z_{C7exp}^+ - Z_{C7cal}^+}{Z_{C7exp}^+} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec. 2.9})$$

2.5.4.2.2 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 en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono de la prueba o en reversa desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la prueba consiste en chequear que se cumpla $X_i > 0$.

- **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 liquido retrogrado (V_{L1}).

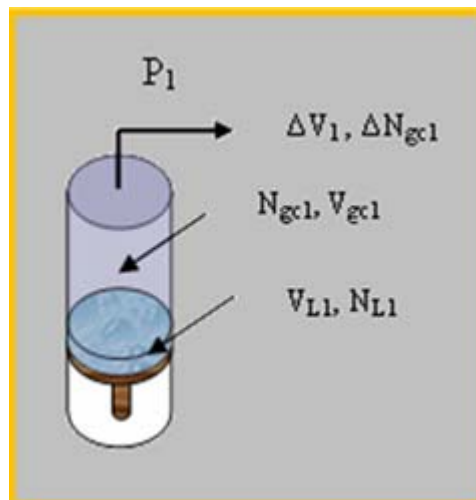


Figura 2.6 Sistema cilindro-embolo para un Gas. ^[8]

$$\Delta Ngck = \frac{Pk^*(\Delta V_k)}{Zgck^* RT} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$Vgck = Vs - Vlk \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$Ngck = \frac{Pk^* Vgck}{Zgck^* RT} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$Nlk = Nt - Ngck - \Sigma \Delta Ngci \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

$Vgck$, $Ngck$ = volumen y masa de gas condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

Vlk , Nlk = volumen y masa de liquido condensado en la celda a P_k , pie^3 y lbmol .

P_k = presión de agotamiento.

$\Sigma \Delta Ngci$ = masa de condensado retirado de la celda lbmol (desde Proció hasta P_k).

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

$$X_{i,k} = \frac{(Ngck_{-1})(Y_{i,k-1}) + (Nl,k_{-1})(X_{i,k-1}) - (\Delta Ngck + Ngck)(Y_{i,k})}{Nlk} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

K = constante de equilibrio

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

$$K_{i,k} = \frac{Y_{i,k}}{X_{i,k}} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

▪ **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.

2.5.4.2.3 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'S. Consiste en graficar, $\log(K_i \cdot P)$ en función de F_i .

Donde:

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

Y_i : Fracción molar del componente i en la fase gaseosa

X_i : Fracción molar del componente i en la fase líquida

P : Presión (lb/pulg²)

F_i : Factor de caracterización del componente i (lb/pulg²).

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14,7}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde:

P_{ci}: Presión crítica del componente i (lb/pulg²)

T_{bi}: Temperatura normal de ebullición del componente i (°R)

T_{ci}: Temperatura crítica del componente i (°R)

T: Temperatura (°R)

A una presión dada los puntos [log (KiP), F_i] 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.

2.6 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.

2.6.1 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:

2.6.1.1 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.

2.6.1.2 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.).

2.6.1.3 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.).

2.7 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.

2.7.1 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.

2.7.2 Balance de Materiales

En ausencia de unos datos volumétricos confiables, 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.

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) + \frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + 5.615 \frac{W_e - W_p B_w}{G B_g} \quad (\text{Ec.2.18})$$

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 Temperatura de formación (BY/PCN).

B_g = factor volumétrico del gas a P y Temperatura de formación (BY/PCN).

W_e = intrusión de agua (BY).

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

B_w = factor volumétrico del agua a P y Temperatura de formación (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).

2.7.2.1 Efecto de la compresibilidad del agua y de formación

Un yacimiento a miles de pies bajo la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente 1 lpc por pie de profundidad.

El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento. La presión en el espacio poroso de la roca normalmente no se acerca a la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente referida como la presión del yacimiento, es aproximadamente 0.5 lpc por pie de profundidad, asumiendo que el yacimiento es suficientemente consolidado así la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en el espacio poros. ^[4]

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro es referida como la presión de sobrecarga efectiva. Durante operaciones de reducción de presión, la presión interna del poro decrece, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta. Este incremento origina los siguientes efectos:

- Reducción del volumen de la roca.
- Aumento del volumen de los granos.

Estos dos cambios en el volumen tienden a reducir el espacio poroso, y por lo tanto, la porosidad de la roca. La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión (ecuación 3.6).

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Como el término $(\partial V/\partial P)_T$ es negativo, se antepone el signo menos en la ecuación 2.19 para que la compresibilidad sea positiva.

Existen dos tipos diferentes de compresibilidad que pueden ser distinguidas en una roca, estas son:

2.7.2.1.1 Compresibilidad de la matriz de roca, Cr

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca está dado por:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. 2.20})$$

El subíndice T indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

2.7.2.1.2 Compresibilidad de los poros, Cp

El coeficiente de compresibilidad del poro se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio en la presión y está dado por la siguiente expresión:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. 2.21})$$

La ecuación anterior puede ser escrita en términos de porosidad de la siguiente forma:

$$C_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, esta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

La reducción en el volumen poroso debido a la declinación de presión puede ser expresada en términos del cambio en la porosidad del yacimiento de la siguiente manera:

$$C_f \partial P = \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial \phi \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Integrando esta ecuación se tiene:

$$C_f \int_{P_o}^P \partial P = \int_{\phi_o}^{\phi} \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial \phi$$

$$Cf(P + P_o) = \ln\left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)$$

$$\phi = \phi_o e^{Cf(P-P_o)} \quad (\text{Ec.2.24})$$

Note que la expansión en serie de exponencial (e^x) es expresada como:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots$$

Usando la expansión de la serie y truncando la serie después de los primeros dos términos, se tiene:

$$\phi = \phi_o [1 + Cf(P - P_o)] \quad (\text{Ec.2.25})$$

Debe señalarse que la compresibilidad total de un yacimiento C_t , se define como:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (\text{Ec.2.26})$$

Donde:

S_o, S_w, S_g = Saturación de petróleo, agua y gas respectivamente.

C_o, C_w, C_g = Compresibilidad del petróleo, agua y gas respectivamente.

2.7.2.2 Valores promedio de compresibilidad

De acuerdo a estudios de laboratorio se presentan los siguientes valores promedios de compresibilidad de la formación (C_f): ^[4]

Arena consolidada	$4 - 5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
-------------------	---

Calizas	$5 - 6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Arenas semiconsolidadas	$20 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Arenas no consolidadas	$30 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Arenas altamente no consolidadas	$100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$

Limites superior e inferior de la compresibilidad del agua (C_w):

Límite Superior	$6.73 \times 10^{-1} \text{ lpc}^{-1}$
Límite Inferior	$6.82 \times 10^{-1} \text{ lpc}^{-1}$

ie2.7.3 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 la ecuación 2.27.

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Esta ecuación muestra que en este tipo de yacimiento existe una relación lineal entre P/Z y GP .

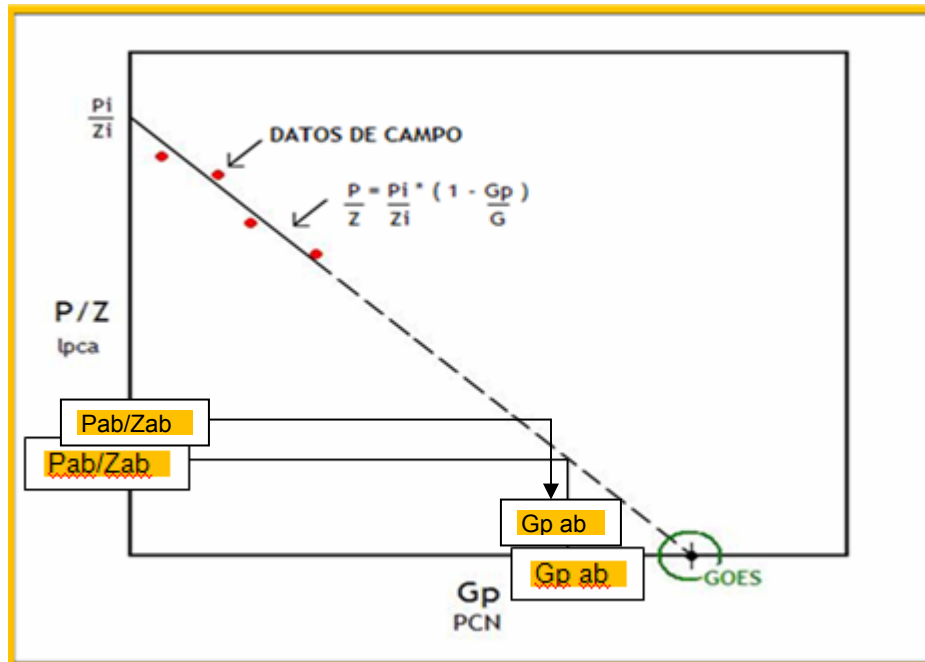


Figura 2.7 Solución Gráfica a la ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco.

En la Figura 2.7 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 2.7 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]

2.7.3.1 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.

$$F \frac{P}{Z_{gc}} = \frac{P_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \quad (\text{Ec. 2.28})$$

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 2.29 y 2.30.
- 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} .

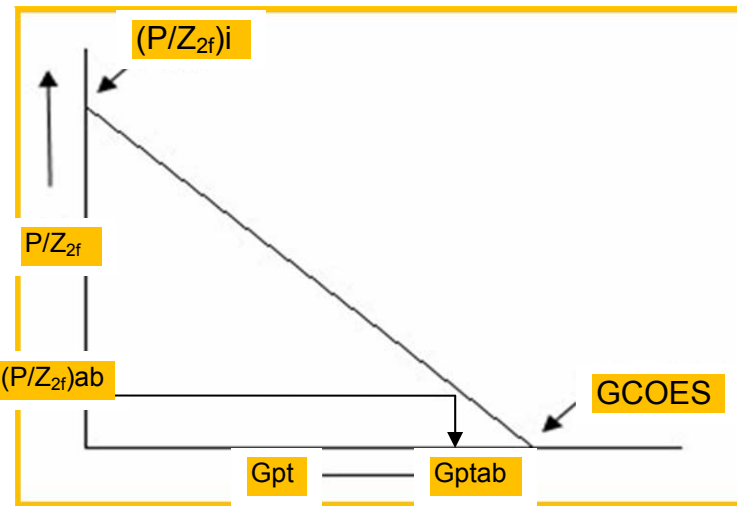


Figura 2.8 Solución Gráfica a la Ecuación de Balance de Materiales para un Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico. ^[8]

2.7.3.1.2 Ecuación de Z_{2f} 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**

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(Pr) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(Pr)^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{Pr}{Tr}\right) \quad (\text{Ec 2.29})$$

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 ($0,96 \Rightarrow Psr < 1,47$).**

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(Pr) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(Pr)^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{Pr}{Tr}\right) + A_6\left(\frac{Pr}{Tr}\right)^8 \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Para $0,96 \leq Pr \leq 1,47$ y $0,52 \leq Tr \leq 0,72$

Donde:

$$A_0 = -2,44344$$

$$A_1 = 2,42724$$

$$A_2 = 8,53764$$

$$A_3 = -1,07611$$

$$A_4 = -8,49968$$

$$A_5 = -0,333497$$

$$A_6 = 0,722323.$$

2.7.3.1.3 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 , G_p) 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.

2.7.3.1.4 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.

$$\frac{P}{Z} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f) \Delta p}{1 - S_{wi}} \right] V_s G_p \quad (\text{Ec. 2.31})$$

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 2.9.

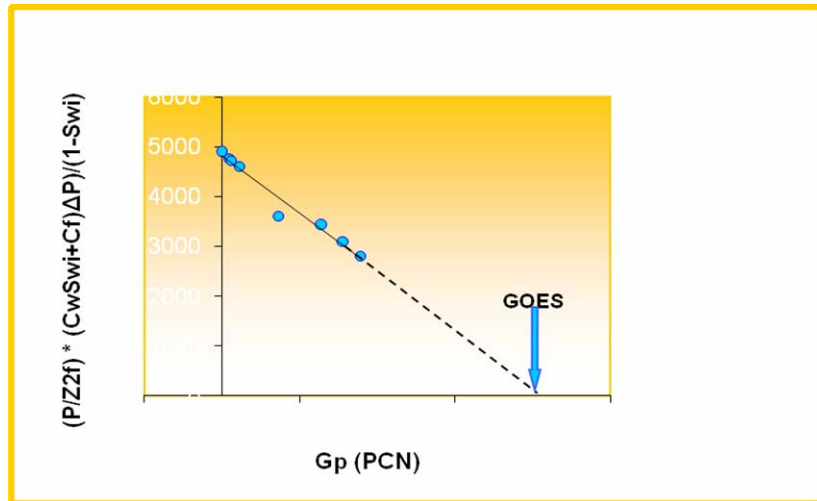


Figura 2.9 Solución gráfica a la ecuación de balance de materiales para un yacimiento volumétrico geopresurizado de gas seco.^[8]

2.8 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:

$$GOES = GCOES \cdot f_g, \quad PCN \quad (Ec. 2.32)$$

Donde:

$$F_g = \frac{n_g}{n_{gc}} = \frac{RGC}{RGC + 132790 \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Donde:

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

N_g : Moles de gas, (lbmol/Blsep)

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

M_c : Peso molecular del condensado, (lbm/lbmol)

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

$$COES = \frac{GOES}{RGCi}, \text{ BN} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

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 de producción.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos propuestos en la determinación del efecto de las compresibilidades del agua y de formación en el cálculo del GOES y reservas a través del método de declinación de presión para yacimientos de Gas Condensado, es necesario cumplir una serie de pasos indispensables para el desarrollo del mismo los cuales serán detallados a continuación:

3.1 Revisión Bibliográfica

El propósito principal es disponer de las bases teóricas necesarias para el desarrollo del proyecto, proveniente de fuentes escritas tales como manuales, textos universitarios especializados, informes técnicos, internet, etc., que permita comprender los fundamentos de la ingeniería de yacimientos, cálculo de reservas por los diferentes métodos, validación de pruebas PVT'S, entre otros puntos importantes para el desarrollo de la investigación.

3.2 Recopilación de Datos e Información del Campo

En esta etapa se recopiló cierta información disponible referente al campo. La recaudación de datos se comenzó con la selección de toda la información perteneciente a los yacimientos en estudio, datos de presión, producción, petrofísicos, pruebas realizadas, entre otros datos útiles para el proyecto. En función de la información recaudada, se procedió a escoger los yacimientos, donde se seleccionaron aquellos que contaban con suficiente información de

presión y producción, y la información en general, para llevar a cabo los cálculos necesarios en la realización de este proyecto.

3.3 Validación de PVT

La validación de la pruebas de laboratorio PVT para sistemas de gas natural 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 trabajará con el yacimiento MP-F13, y el yacimiento TIN-21, se debe resaltar que estos son seudónimos, debido a que se desconoce el verdadero nombre de los mismos, ya que son considerados datos confidenciales de PDVSA. Igualmente se trabajara con el pozo ORC-30 perteneciente al yacimiento San Juan 7 y con el yacimiento San Juan 9. Cabe acotar que solo se cuenta con el PVT del Yacimiento MP-F13, ya que, para los Yacimientos TIN-21, San Juan 7 y San Juan 9 se obtuvieron de tesis de grado, donde no contaban con los PVT'S correspondientes.

Primeramente, se procedió a evaluar la representatividad de las pruebas, 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 recombina 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 verificar la consistencia de los resultados de las pruebas PVT'S se aplicaron las siguientes pruebas de validación: recombinación matemática y criterio de Hoffman, los cuales son especificados a continuación.

3.3.1 Recombinación Matemática

Este procedimiento sólo fue realizado a la prueba PVT proveniente del yacimiento MP-F13, el cual se ejecutó por medio de un balance molar de las muestras de gas y líquido tomadas en el separador de alta presión. Se utilizaron Las fracciones molares de cada componente, 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 ser 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:

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379.4} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$N_l = \frac{\rho^l_{sep}}{Ml} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

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

N_l : Moles de líquido (lbmol/Blsep)

N_g : Moles de gas (lbmol/Blsep)

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

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

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

Balance Molar por Componente:

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i RGC_{sep}}{379,4} + \frac{X_i \times \rho_{sep}^l}{Ml}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\rho_{sep}^l}{Ml}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

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 (3.4) se comparan con los valores experimentales y se deben cumplir las siguientes condiciones:

Para el metano C_1

$$\left| \frac{Z_{C1exp} - Z_{C1calc}}{Z_{C1exp}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Para el heptano C_7^+

$$\left| \frac{Z_{C7exp}^+ - Z_{C7cal}^+}{Z_{C7exp}^+} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec. 3.6})$$

3.3.2 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Para validar el PVT del yacimiento MP-F13 mediante esta prueba, se calculó 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 graficó 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 del PVT analizado.

Las ecuaciones utilizadas para realizar los cálculos pertinentes son las siguientes

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14,7}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

P_{ci} : Presión crítica del componente i (lb/pulg²)

T_{bi} : Temperatura normal de ebullición del componente i (°R)

T_{ci} : Temperatura crítica del componente i (°R)

T : Temperatura (°R)

3.4 Método de Declinación de Presión P/Z

Inicialmente se debe obtener de manera certera los datos de presión inicial y de saturación de los cuatro yacimientos en estudio, asegurando de que presenten un comportamiento de gas condensado y se tengan estudios validados y representativos de pruebas PVT de laboratorio que demuestran dicha condición.

Luego se procede a calcular el valor de Z_{2f} mediante las ecuaciones (3.15) y (3.16) 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 Uricare. Esto se realiza para los datos de presión de cada yacimiento, las cuales corresponden a las obtenidas en pruebas de presión realizadas en diferentes fechas.

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

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) \quad (\text{Ec. 3.15})$$

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.**

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) + A_6\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right)^8 \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Para $0,96 \leq \text{Pr} \leq 1,47$ y $0,52 \leq \text{Tr} \leq 0,72$

Donde:

$$A_0 = -2,44344$$

$$A_1 = 2,42724$$

$$A_2 = 8,53764$$

$$A_3 = -1,07611$$

$$A_4 = -8,49968$$

$$A_5 = -0,333497$$

$$A_6 = 0,722323.$$

Luego de determinar el factor de compresibilidad bifásico se procede a determinar la ecuación que tiene en cuenta la reducción del volumen poroso por efecto de compactación de la roca y expansión del agua connata (compresibilidad del agua y de formación).

Determinación de la Compresibilidad Promedio de la Roca.

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w \times S_{wi} + C_f) \Delta P}{1 - S_{wi}} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Una vez calculado los valores de Z_{2f} y C_{pa} se procede a calcular el Gas Producido Total (Gpt) por cada pozo mediante la ecuación (3.18). Del mismo modo, se procede a graficar $(P/Z_{2f})C_{pa}$ vs Gpt. Luego de graficado dichos

parámetros se interpola una línea recta a través de los puntos y luego se extrapola dicha línea hasta $PCpa/Z_{2f} = 0$. El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado original en sitio (GCOES), ver figura 3.2.

El Gas Producido Total se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$G_{pt} = G_p + G_c + G_w \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

G_{pt} = Gas producido total, MMPCN.

G_p = Gas producido, MMPCN.

G_c = Condensado equivalente en gas, MMPCN.

G_w = Agua equivalente en gas, MMPCN.

Para llevar la producción de condensado y agua a su equivalente en gas, se emplearon las ecuaciones (3.19) y (3.20) respectivamente.

$$G_c = \frac{132790 \times \gamma_c \times N_c}{M_c} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Donde:

γ_c = Densidad relativa del condensado, fracción.

N_c = Condensado producido acumulado, BN.

M_c = Masa molecular del condensado, Lbmasa/Lbmol.

$$G_w = \frac{132790 \times \gamma_w \times W_p}{M_w} \quad (\text{Ec } 3.20)$$

Donde:

γ_w = Densidad relativa del agua, Fracción.

W_p = Agua producida acumulado, BN.

M_w = Masa molecular del agua, Lbmasa/Lbmol.

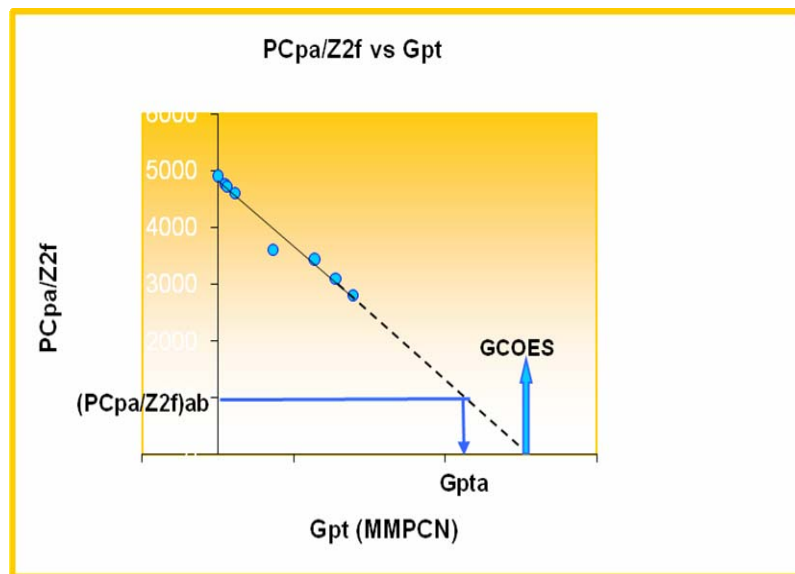


Figura 3.1 Grafica del Método de Declinación de Presión para un Yacimiento de Gas Condensado.

$$GOES = GCOES \times f_g, \text{ PCN} \quad (\text{Ec. } 3.21)$$

Donde:

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

$$COES = \frac{GOES}{RGC} , BN \quad (Ec. 3.22)$$

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 Gp, Nc, Wp y Gpt. Se grafica Gp/Nc vs Gpt y Wp/Nc vs Gpt. Una vez obtenidas las representaciones, se observa la tendencia que presentan estos valores y se toma de la gráfica los valores correspondientes de Gp/Nc y Wp/Nc a condiciones de abandono que se obtiene al interceptar el Gpta a estas mismas condiciones con la línea de tendencia. De esta forma, se introdujeron los valores en las Ecuaciones (3.23) y (3.24), determinando así, las reservas de condensado y gas.

$$Ncab = \frac{Gpta}{\left(\frac{Gp}{Nc}\right)_{ab} + 132790 \times \left[\frac{\gamma_c}{Mc} + \left(\frac{\gamma_w}{Mw}\right) \times \left(\frac{Wp}{Nc}\right)_{ab} \right]} \quad (Ec. 3.23)$$

Donde:

Ncab = Condensado producido a condiciones de abandono, BN.

Gpta = Gas total producido a condiciones de abandono, PCN.

γ_c = Densidad relativa del condensado, Fracción.

Mc = Masa molecular del condensado, Lbmasa/Lbmol.

γ_w = Densidad relativa del agua, Fracción.

M_w = Masa molecular del agua, Lbmasa/Lbmol.

$$G_{pab} = \left(\frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} \times N_{cab} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Este procedimiento se realizó para los yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 9, y para el pozo ORC-30 perteneciente al yacimiento San Juan 7.

3.5 Variación de Compresibilidad del agua y Compresibilidad de formación

En esta etapa se procedió a variar los valores de compresibilidad del agua y de formación obtenidos mediante los datos de los yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 9 y San Juan 7, con la finalidad de observar como repercuten estas variaciones en el cálculo de las reservas. Para esto se graficaron los valores (PC_{pa}/Z_{2f} vs G_{pt}) por el método de declinación de presión explicado anteriormente, estas variaciones se realizaron a partir de 10% (10%, 20%, 30%...) para la compresibilidad de formación y del agua, tanto aumentando como disminuyendo, para observar que porcentaje de error se genera con respecto al valor original del GCOES, tomando como máximo 5%, debido a que 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. Igualmente se hicieron variaciones de las compresibilidades

del agua y de formación aumentando el porcentaje de ambos a medida que declina la presión, esto con la finalidad de observar si debe permanecer constante o si varía a lo largo de toda la producción, y en caso de que variase, cuanto puede repercutir en el cálculo de reservas.

Cabe destacar que los valores de compresibilidad y de formación originales son valores suministrados por PDVSA y adquiridos de la información recopilada de las tesis de grado.

Una vez realizada las variaciones de compresibilidad del agua y de formación a cada yacimiento se aplicará el método de declinación de presión con los valores obtenidos, calculando nuevamente el GCOES. Seguidamente se busca el porcentaje de error a través de la ecuación (3.25).

$$\% \text{ Error} = \frac{(GCOES_{original} - GCOES_{aproximado})}{GOES_{original}} \times 100 \quad (\text{Ec. 3.25})$$

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

El yacimiento MP-F13, del Campo Santa Rosa se encuentra ubicado a 10 Kms al Noreste de la ciudad de Anaco y al Suroeste de la población de Santa Rosa. Geológicamente pertenece a la Formación Naricual e inicio su producción en el año de 1973.

Originalmente el yacimiento estaba subsaturado con una presión inicial de 4550 lpc y una presión de rocío de 4000 lpc. El mismo posee unos volúmenes de Gas Condensado Original en Sitio Oficiales de 311 MMMPCN y Condesado Original en Sitio 11MMBN.

A continuación se presentan las discusiones de los resultados obtenidos durante el estudio de los Yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 9 y del pozo ORC-30 perteneciente al yacimiento San Juan 7.

4.1 Validación de las Pruebas PVT obtenidas

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

El yacimiento MP-F13 tiene una presión inicial de 4564.7 Lpca y según la prueba esta posee una presión de rocío de 4014.7 Lpca, por lo que al encontrarse la presión de rocío por debajo de la presión del yacimiento, la muestra se encontrará en una sola fase. Otro punto importante a considerar, es la presencia del punto de rocío y no de burbujeo durante la prueba de expansión a composición constante. También se evaluó la temperatura a la

cual estaba el yacimiento y a la cual se realizo la prueba, las cuales fueron de 260 °F. Esto indica que la muestra es representativa del yacimiento.

La consistencia de los PVT'S se comprobó a través de los métodos de recombinación matemática y criterio de Hoffman. Es importante resaltar que fue imposible desarrollar el método del balance molar, debido a que el PVT fue realizado hace más de 20 años y la prueba CCE carece de visibilidad.

La Tabla 4.1 presenta los resultados obtenidos por la recombinación matemática para el Yacimiento MP-F13. La información referente a la toma de las muestras y las condiciones bajo las cuales fueron realizados los análisis PVT, se muestran en el apéndice D.

Tabla 4.1 Recombinación Matemática del PVT Analizado Perteneciente al Yacimiento MP-F13.

Componente	Xi %Molar	Yi %Molar	Zi (Prueba)	Zi (Calculado)	% de Error	
CO2	2.31	5.48	5.37	5.3692	0.014	
N2	0.01	0.06	0.06	0.0582	2.9115	
C1	19.39	84.58	82.42	82.3023	0.1427	≤ 2%
C2	4.38	4.87	4.85	4.8528	0.0593	
C3	6.45	2.76	2.88	2.8889	0.3098	
i-C4	2.87	0.61	0.69	0.6889	0.1506	
n-C4	3.94	0.65	0.76	0.7649	0.6509	
i-C5	2.96	0.26	0.35	0.3543	1.2381	
n-C5	3.20	0.18	0.28	0.2855	1.9692	
C6	3.76	0.24	0.52	0.5123	1.4808	
C7+	45.73	0.31	1.82	1.8969	4.2253	≤ 5%
Sumatoria	100.00	100.00	0.00	0.0000		

De acuerdo a los valores obtenidos se puede observar que el PVT validado por esta prueba es consistente, ya que el porcentaje de error para el metano es menor al 2% y el del heptano plus es menor al 5%, lo que muestra que los dos valores principales se encuentran por debajo de los límites del porcentaje de error.

El Criterio de Hoffman fue aplicado a partir de las constantes de equilibrio, a las distintas presiones de agotamiento (Prueba CVD), y para su aplicación al separador, éstas fueron calculadas a su respectiva presión (870 Lpc) obteniendo los resultados que se pueden apreciar en la Tabla 4.2. En la figura 4.1 se puede observar que la tendencia general de los puntos obtenidos para cada una de estas presiones, es la linealidad con pequeñas desviaciones; lo cual se explica debido a que en ocasiones no se proporciona el tiempo suficiente para que se establezca el equilibrio termodinámico entre las fases a las diferentes presiones o simplemente las mediciones fueron tomadas con pequeños márgenes de error.

Tabla 4.2 Resultados de K_i y F_i para el Criterio de Hoffman Aplicado al Separador.

Componente	X_i frac	Y_i , frac	K_i	T_{bi} °R	F_i	$\text{Log}(K_i \cdot P)$
CO ₂	0.0231	0.0548	237.2294372	350,74	-10,609	5,314
N ₂	0.0001	0.0006	600	139,55	-0,841	5,717
C ₁	0.1939	0.8458	436.204229	201,27	-3,004	5,579
C ₂	0.0438	0.0487	111.1872146	332,51	-8,045	4,985
C ₃	0.0645	0.0276	42.79069767	416,25	-11,333	4,570
i-C ₄	0.0287	0.0061	21.2543554	470,78	-13,393	4,266
n-C ₄	0.0394	0.0065	16.49746193	491,08	-14,350	4,156
i-C ₅	0.0296	0.0026	8.783783784	542,12	-16,344	3,883
n-C ₅	0.032	0.0018	5.625	556,92	-17,127	3,689
C ₆	0.0376	0.0024	6.382978723	615,72	-19,667	3,377
C ₇₊	0.4573	0.0031	0.677891975	805,48	-28,482	2,771

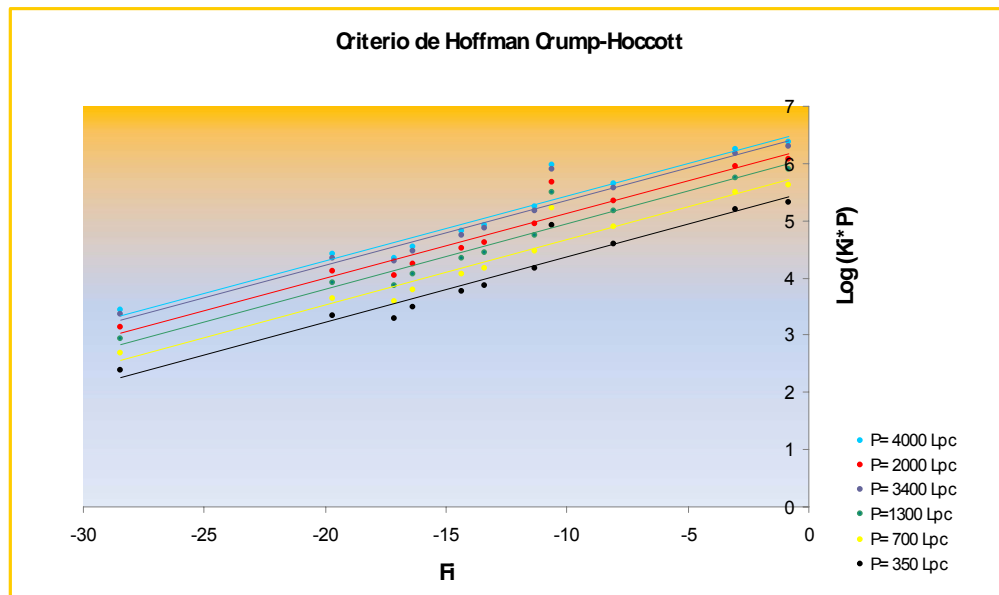


Figura 4.1 Aplicación del Criterio de Hoffman Crump-Hoccott a las distintas presiones de agotamiento

La Figura 4.2 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 comprueba que el PVT es válido, representativo y consistente, y se decidió emplear las propiedades del fluido presentadas en él para los cálculos posteriores.

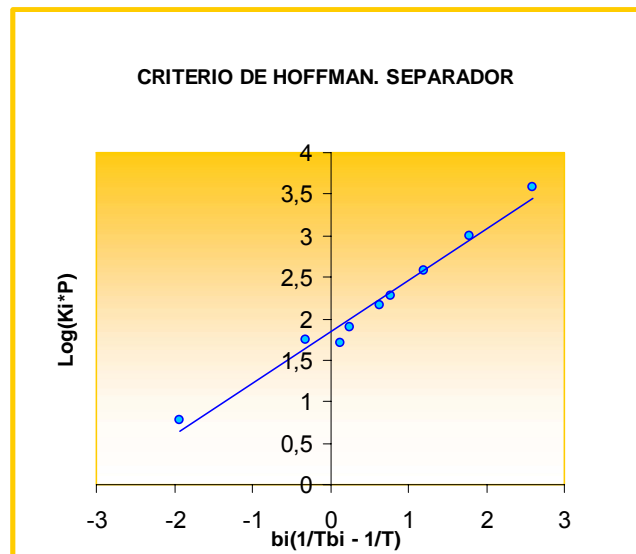


Figura 4.2 Representación del Criterio de Hoffman en el Separador

Cabe acotar que para los yacimientos TIN-21, San Juan 9 y para el pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7 no se contaba con la información suficiente de pruebas PVT para verificar su representatividad y consistencia.

4.2 Método de Declinación de Presión (P/Z_{2f}) Aplicado al yacimiento MP-F13

La Tabla 4.3 muestra los Z_{2f} para cada punto de presión y los resultados obtenidos en el proceso de cálculo de los puntos a graficar para el yacimiento MP-F13.

Tabla 4.3. Aplicación del Método P/Z_{2f} al Yacimiento MP-F13.

Presion (Lpca)	Z _{2f}	C _{pa}	PC _{pa} /Z _{2f}	G _p (MMPCN)	G _c (MMPCN)	G _w (MMPCN)	G _{pt} (MMPCN)	G _p /N _c (MPCN/BN)	W _p /N _c (BN/BN)
4514.7	0.91845	1	4915.59	451.73	2.338	17.57	471.63	134.01	0.706
4344.7	0.90814	0.99615	4765.77	9179.98	3.463	26.96	9493.7	105.78	0.395
4279.7	0.90431	0.99853	4725.59	11674.72	4.425	35.01	12060.3	101.94	0.361
4145.7	0.89662	0.99696	4609.67	21452.35	4.67	36.92	22312.37	76.34	0.32
3125.7	0.84688	0.97689	3605.54	69179.07	5.515	43.04	72624.08	66.16	0.351
2898.7	0.83793	0.99486	3441.57	119003.05	6.502	50.32	127603.91	58.85	0.481
2585.7	0.82685	0.99291	3104.99	144435.14	7.412	56.78	155290.07	61.61	0.532
2312.7	0.81838	0.99381	2808.46	166111.01	8.511	65.42	178180.32	65.39	0.549

El C_{pa} es un factor de corrección que toma en cuenta la compresibilidad del agua (C_w) y de formación (C_f) con el fin de obtener un estimado correcto del Gas Condensado Original en sitio (GCOES).

La Figura 4.3 presenta la gráfica correspondiente a PC_{pa}/Z_{2f} en función del G_{pt} del Yacimiento MP-F13. En la cual se puede observar que los puntos graficados presentan una tendencia de línea recta. Esta línea de tendencia es confiable y se ajusta perfectamente al comportamiento dado por la historia de presión y producción, debido a que, el valor de R² se acerca a 1 el cual indica en cuanto se corresponden los valores estimados con los datos reales, por lo que la ecuación obtenida puede emplearse para el cálculo de G_{pt} a cualquier presión.

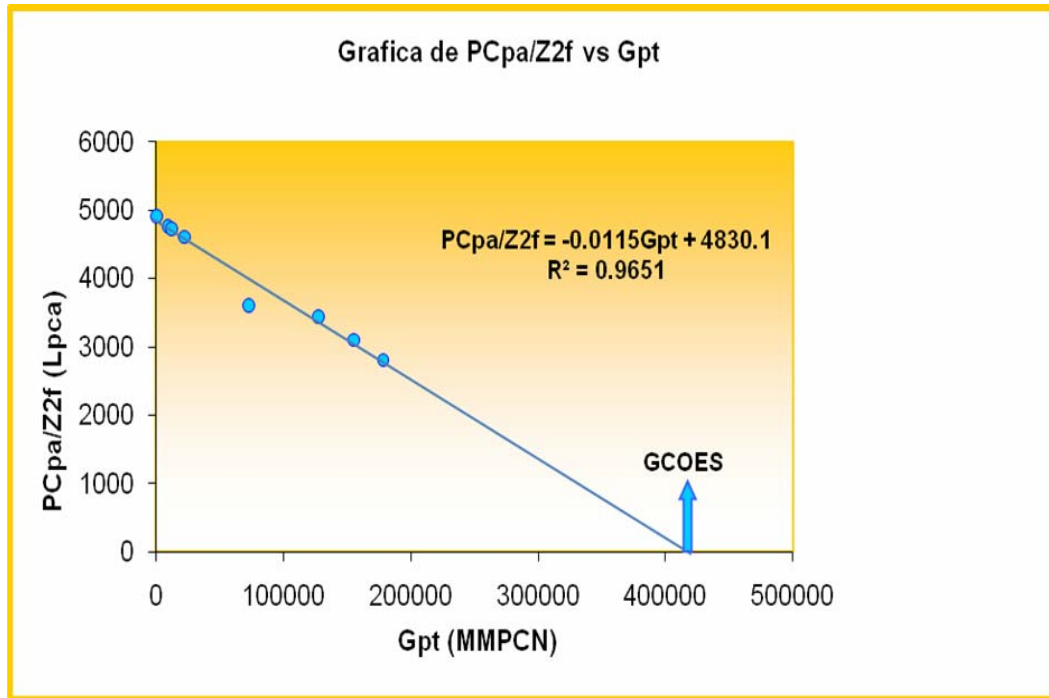


Figura 4.3 Representación Gráfica del Método $P/Z_{2f}C_{pa}$ para el Yacimiento MP-F13.

De la ecuación de la recta obtenida, se calculó el GCOES y el gas producido total (Gpta) a la presión de abandono de 870 lpc y a través de las ecuaciones (3.21) y (3.22) se obtuvo el GOES y COES respectivamente, los cuales son mostrados en la Tabla 4.4.

Es importante resaltar que tanto la presión de abandono como la historia de Presión-Producción del yacimiento MP-F13 fueron suministrados por PDVSA, esta última se muestra en el apéndice B.

Tabla 4.4 Valores obtenidos de GCOES y GOES para el yacimiento MP-F13.

GCOES (MMPCN)	420.010
GOES (MMPCN)	407.41
COES (MMBN)	13.886
Gpta (MMPCN)	328613.26

Se realizaron las gráficas para la obtención del gas y condensado a condiciones de abandono, estas están representadas en la Figura 4.4 la cual representa los puntos de G_p/N_c en función de G_{pt} , para obtener el punto a las condiciones de abandono, que resultó ser de 51.16 MMPCN/BN. Y la Figura 4.5 muestra la gráfica de W_p/N_c en función de G_{pt} , donde el valor para el punto de abandono es de 0.66BN/BN.

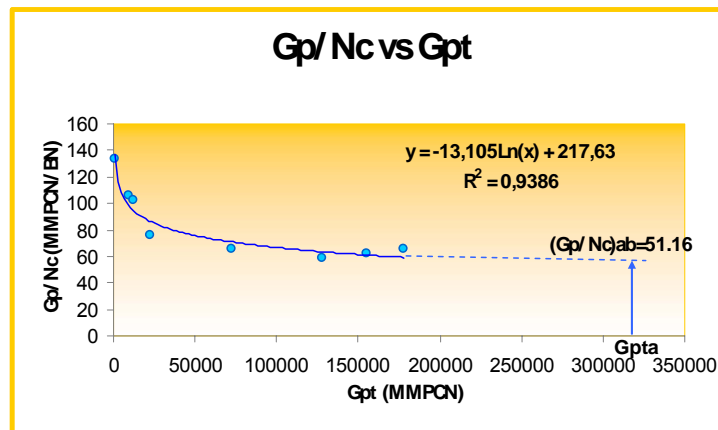


Figura 4.4 Representación Gráfica G_p/N_c vs. G_{pt} para el yacimiento MP-F13.

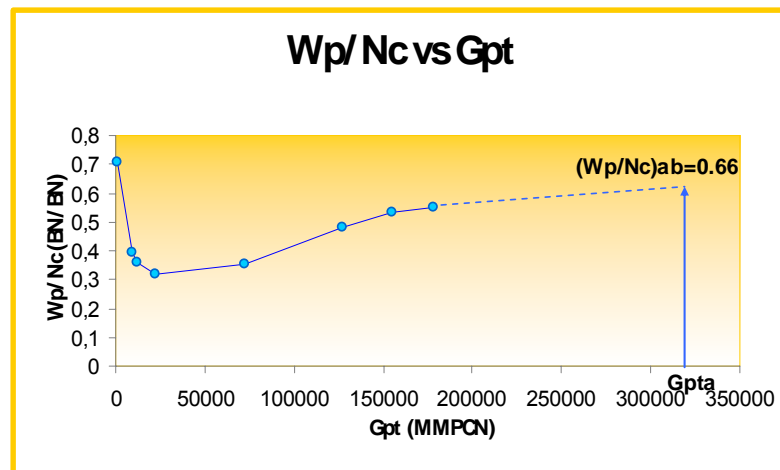


Figura 4.5 Representación Gráfica Wp/Nc vs. Gpt para el yacimiento MP-F13.

De los puntos tomados de ambas gráficas, se calculó tanto el condensado como el gas, a condiciones de abandono, utilizando las ecuaciones (3.23) y (3.24), los valores obtenidos se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Reservas de Gas y Condensado a condiciones de abandono.

Ncab (BN)	57,81320724
Gpab (MMPCN)	2957,836086

Los resultados obtenidos del método de declinación de presión para los yacimientos TIN-21, San Juan 9 y pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7 así como las tablas de los datos graficados, se pueden observar en el Apéndice C.

4.3 Variación de la Compresibilidad del Agua y Compresibilidad de la Formación

Se realizaron variaciones de la compresibilidad del agua partiendo de su valor real de $2 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y de la compresibilidad de formación a partir de su valor original de $16 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, para observar si repercuten o no en el cálculo del gas original en sitio y reservas. Estas compresibilidades pueden generar una sobreestimación o subestimación del gas original en sitio y reservas, que pueda influir en la apreciación de la producción, y a su vez en su valor económico.

En las tablas 4.6 y 4.7, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES del yacimiento MP-F13 (necesario para la construcción de las graficas). Así mismo en las Figuras 4.6 y 4.7, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de formación respecto al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento MP-F13.

Tabla 4.6 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (aumentando) del yacimiento MP-F13.

GCOESreal (MMPCN)	%Variacion Cf	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
420010	10	419860.8696	0.035
420010	20	419713.0435	0.071
420010	30	419556.5217	0.108
420010	40	415793.1034	1.004
420010	50	415637.931	1.041
420010	60	415491.3793	1.076
420010	70	415344.8276	1.111
420010	80	415189.6552	1.148
420010	90	415043.1034	1.183
420010	100	414896.5517	1.217

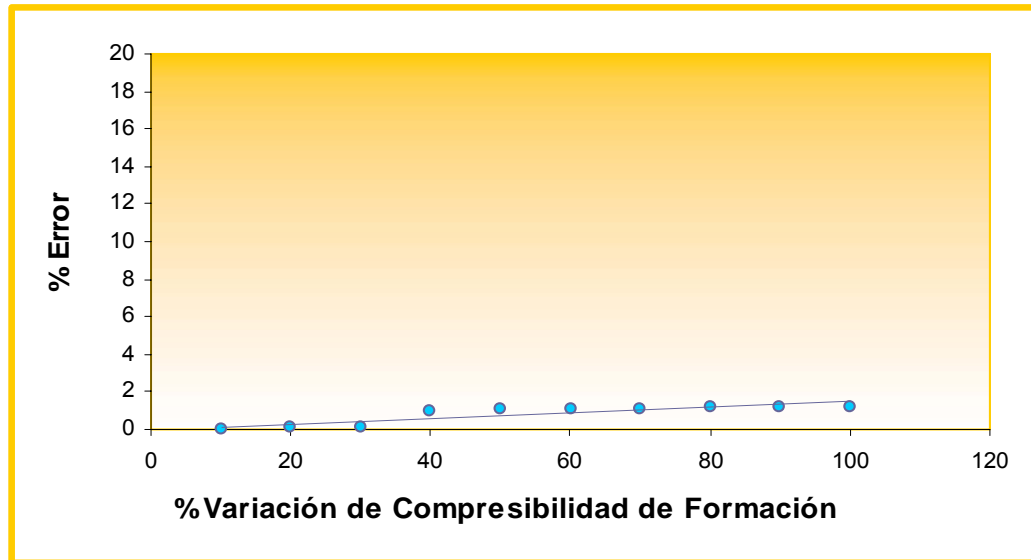


Figura 4.6 Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de Formación (aumentando) del yacimiento MP-F13.

En la gráfica se muestra que a medida que aumenta el porcentaje de variación de la compresibilidad de la formación aumenta el porcentaje de error, sin embargo este incremento no se considera significativo, ya que es de 1.22% aproximadamente lo que indica que el porcentaje de error es aceptable debido a que no sobrepasa el 5%, lo que demuestra que el efecto de este factor no repercute en el cálculo del gas original en sitio y reservas en el yacimiento MP-F13.

Tabla 4.7 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (disminuyendo) del yacimiento MP-F13.

GCOESreal (MMPCN)	%Variación Cf	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
420010	10	420165.22	0.037
420010	20	420313.04	0.072
420010	30	420460.87	0.107
420010	40	420617.39	0.145
420010	50	420765.22	0.180
420010	60	420913.04	0.215
420010	70	421069.57	0.252
420010	80	421217.3913	0.287
420010	90	421365.2174	0.323

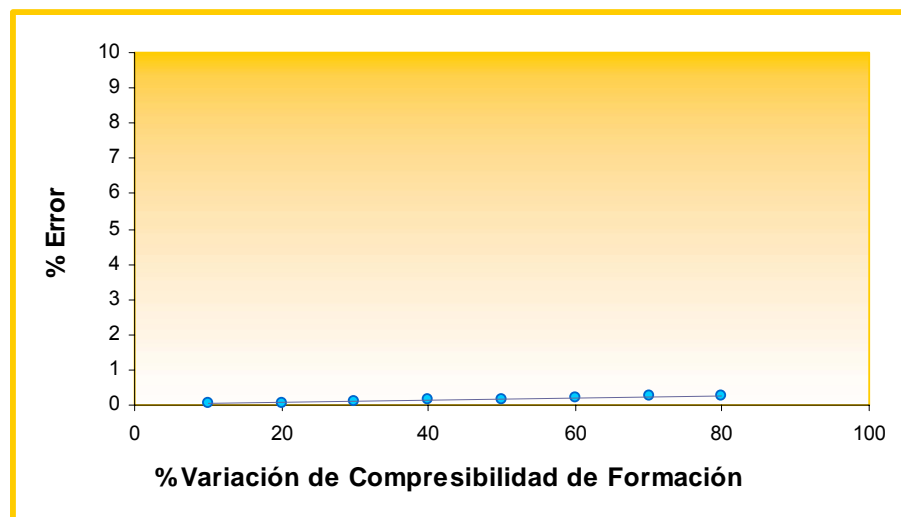


Figura 4.7 Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de Formación (disminuyendo) del yacimiento MP-F13.

Este mismo comportamiento sucede al disminuir el porcentaje de variación de la compresibilidad de formación, pero en este caso se realizó la variación hasta un 90% debido a que al disminuir la compresibilidad de formación en un 100% esta se hacia cero. Esta variación nos arrojó un porcentaje de error de 0.32 aproximadamente, el cual de igual forma se

puede considerar despreciable el valor de este factor a la hora de calcular las reservas del yacimiento.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta con los límites máximos a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad de la formación del yacimiento MP-F13.

Tabla 4.8 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad de Formación del Yacimiento MP-F13.

	Original	Aumento de Cf (+100%)	Disminucion de Cf (-90%)
GCOES (MMMPCN)	420.01	414.8965517	421365.2174
GOES (MMMPCN)	407.41	402.4496552	408724.2609
COES (MMBN)	13.886	13.71675716	13930.61557
Gpta (MMPCN)	328613.26	324557.48	421365.2174
% Error		1.217	0.323

En las tablas 4.9 y 4.10, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES del yacimiento MP-F13 (necesario para la construcción de las graficas). Igualmente en las Figuras 4.8 y 4.9, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad del agua en función al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento MP-F13.

Tabla 4.9 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (aumentando) del yacimiento MP-F13.

GCOESreal (MPCN)	%Variación Cw	GCOESexp. (MPCN)	%Error
420010	10	420008.6957	0.001
420010	20	420000	0.002
420010	30	419991.3043	0.004
420010	40	419991.3043	0.004
420010	50	419982.6087	0.007
420010	60	419982.6087	0.007
420010	70	419973.913	0.009
420010	80	419973.913	0.009
420010	90	419965.2174	0.011
420010	100	419956.5217	0.013

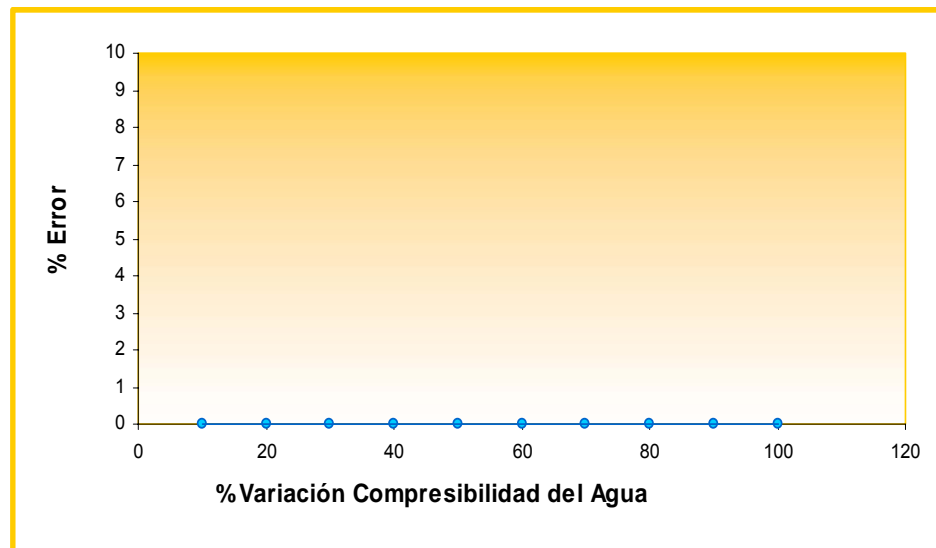


Figura 4.8 Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de la Compresibilidad del Agua (aumentando) del yacimiento MP-F13.

En cuanto a la compresibilidad del agua se observa de igual forma un incremento en el porcentaje de error al aumentar el porcentaje de variación de la misma, este porcentaje de error se considera ínfimo, ya que por mas

iteraciones que se realizaron en su aumento (100%) no se logró que ocurriera un cambio significativo a la hora de estimar reservas.

Tabla 4.10 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (disminuyendo) del yacimiento MP-F13.

GCOESreal (MMPCN)	%Variación Cw	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
420010	10	420017.39	0.002
420010	20	420017.39	0.002
420010	30	420026.09	0.004
420010	40	420034.78	0.006
420010	50	420034.78	0.006
420010	60	420043.48	0.008
420010	70	420043.48	0.008
420010	80	420052.17	0.010
420010	90	420060.87	0.012

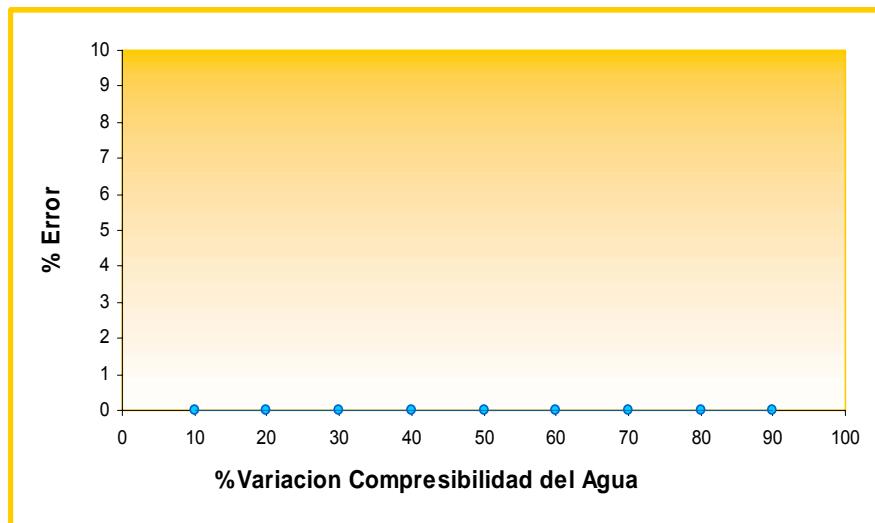


Figura 4.9 Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de Variación de la Compresibilidad del Agua (disminuyendo) del yacimiento MP-F13.

Al disminuir el porcentaje de variación de la compresibilidad del agua se reflejó un aumento en el porcentaje de error, sin embargo este aumento no

representa el porcentaje de error máximo aceptable en la estimación de reservas.

Se puede observar que tanto aumentando como disminuyendo la compresibilidad del agua para el yacimiento MP-F13 solo se produjo un porcentaje de error de 0.01 respecto al GCOES original, lo que indica que la compresibilidad del agua se mantiene prácticamente constante en el rango de variaciones. La tabla 4.11 nos refleja que el valor de este factor (compresibilidad del agua) no resulta imperante en el cálculo del gas original en sitio y reservas del yacimiento, ya que la estimación de las mismas no presentan un cambio significativo.

A continuación se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad del agua del yacimiento MP-F13.

Tabla 4.11 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad del Agua del Yacimiento MP-F13.

	Original	Aumento de Cw (+100%)	Disminución de Cw (-90%)
GCOES (MMPCN)	420.01	419.9565217	420.06087
GOES (MMPCN)	407.41	407.3578261	407.4590439
COES (MMBN)	13.886	13.88404315	13.88749298
Gpta (MMPCN)	328613.26	328859.95	328566.947
	% Error	0.013	0.012

Así mismo se hicieron variaciones de las compresibilidades de formación y del agua aumentando el porcentaje de ambos mientras que declina la presión, esto con la finalidad de observar como afecta en el calculo de GOES y reservas si a medida que ocurre el agotamiento de presión aumenta la compresibilidad de formación y del agua, debido a que al disminuir la presión del yacimiento la presión de las capas suprayacentes provocan que la

compresibilidad de la formación aumente, requiriéndose menor presión para cambiar en una unidad de volumen en la formación. Los resultados obtenidos de las reservas originales y modificadas con las variaciones se muestran en la tabla 4.12.

Tabla 4.12 Reservas Originales y Modificadas con disminución de Compresibilidad de formación y del Agua con agotamiento de presión del Yacimiento MP-F13.

	Original	Aumento Cf con agotamiento de presión	AumentoCw con agotamiento de presión
GCOES (MMMPCN)	420,01	416,0086207	420
GOES (MMMPCN)	407,41	403,5283621	407,4
COES (MMBN)	13,886	13,75352291	13,88548057
Gpta (MPCN)	328613,26	327745,6521	328684,3851
	% Error	0,953	0,002

Se observa que el porcentaje de error del GCOES con respecto al real es mínimo a lo largo de toda la declinación de presión lo cual demuestra que el valor puede permanecer constante durante toda la producción del hidrocarburo sin alterar en gran medida el valor de GOES y reservas estimados.

A continuación, se mostrará el análisis realizado al yacimiento TIN-21. Es necesario resaltar que por exigencias de PDVSA no se presentarán algunos datos tales como nombre, arena, campo, etc en el yacimiento a analizar, debido a que son considerados datos confidenciales, sin embargo en las tablas se presentará la Historia de Presión-Producción, y algunos datos del yacimiento

4.3.1 Variación de la Compresibilidad de Formación del Yacimiento TIN-21

En las tablas 4.13 y 4.14, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación, la cual tiene un valor original de $30 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES del yacimiento TIN-21 (necesario para la construcción de las graficas). Así mismo en las Figuras 4.10 y 4.11, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de formación respecto al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento TIN-21.

Tabla 4.13 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (aumentando) del yacimiento TIN-21

GCOESreal (MMPCN)	% Variación Cf	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
247926.7016	10	241907.6923	2.428
247926.7016	20	241830.7692	2.459
247926.7016	30	241748.7179	2.492
247926.7016	40	240438.7755	3.020
247926.7016	50	240357.1429	3.053
247926.7016	60	239060.9137	3.576
247926.7016	70	238979.6954	3.609
247926.7016	80	237696.9697	4.126
247926.7016	90	237616.1616	4.159
247926.7016	100	236346.7337	4.671

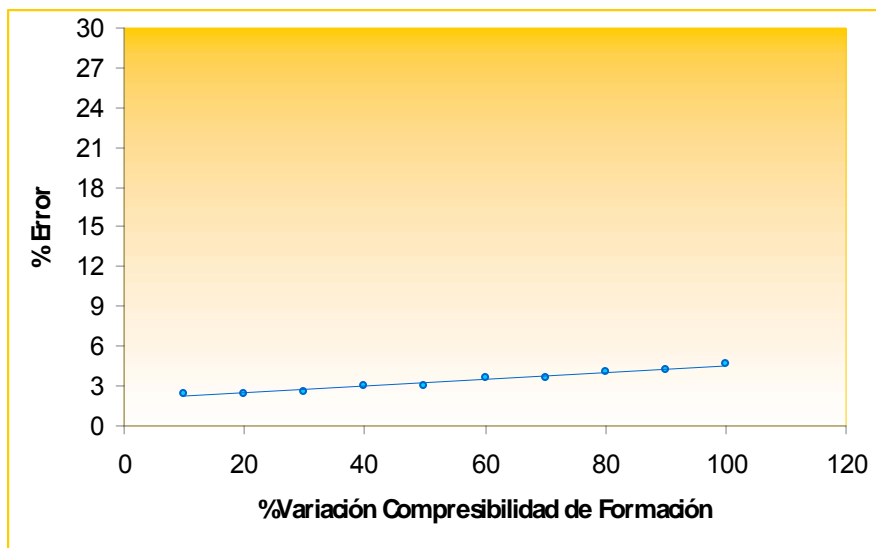


Figura 4.10 Porcentaje de Error respecto al Porcentaje de variación de la Compresibilidad de Formación (aumentando) del yacimiento TIN-21.

En la gráfica se muestra que a medida que aumenta el porcentaje de variación de la compresibilidad de la formación aumenta el porcentaje de error con un incremento de 4.67% aproximadamente, lo que significa un valor bastante alto con respecto al tomado como tope en nuestro estudio (5%), demostrándonos que si la variación se hubiese realizado por encima de un 100% se hubiese alcanzado este porcentaje, sin embargo para nuestros fines el efecto de este factor no repercute en el cálculo del gas original en sitio y reservas en el yacimiento TIN-21.

Tabla 4.14 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (disminuyendo) del yacimiento TIN-21

GCOESreal (MMPCN)	% Variación Cf)	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
247926.7016	10	243314.433	1.860
247926.7016	20	244658.0311	1.318
247926.7016	30	244735.7513	1.287
247926.7016	40	246093.75	0.739
247926.7016	50	246171.875	0.708
247926.7016	60	247539.267	0.156
247926.7016	70	247623.0366	0.122
247926.7016	80	249005.2632	0.435
247926.7016	90	249089.4737	0.469

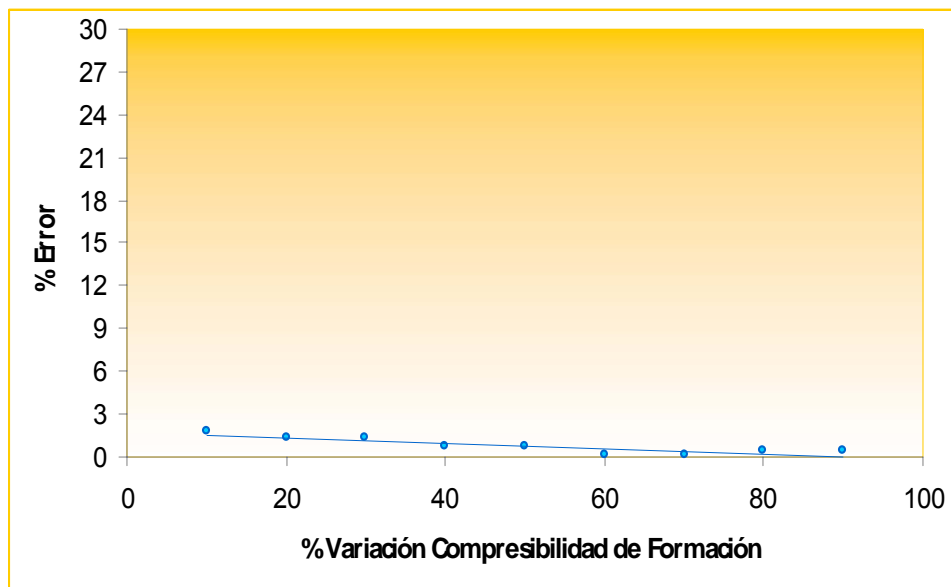


Figura 4.11 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad de Formación (disminuyendo) del yacimiento TIN-21.

Al disminuir el porcentaje de variación de la compresibilidad de formación se observa que el porcentaje de error disminuye, esto puede

deberse a una sobrestimación en el valor real suministrado de la compresibilidad de formación, ya que a medida que la variación iba acercándose a 100% el porcentaje de error disminuía, es decir, el valor real debería ser mas pequeño que el aportado por PDVSA.

A pesar de que el valor fue sobrestimado el máximo porcentaje de error arrojado fue de 1.86%, lo que refleja que de igual forma se puede considerar despreciable el valor de este factor a la hora de calcular las reservas del yacimiento.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad de la formación del yacimiento TIN-21.

Tabla 4.15 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad de Formación del Yacimiento TIN-21.

	Original	Aumento de Cf (+100%)	Disminucion de Cf (-90%)
GCOES (MMPCN)	247.9267016	236.3467337	249.0894737
GOES (MMPCN)	229.332199	218.6207286	230.4077632
COES (MMBN)	25.68109731	24.48160455	25.80154123
Gpta (MMPCN)	203558.9843	198770.818	202185.8391
	% Error	4.671	0.469

4.3.2 Variación de la Compresibilidad del Agua del Yacimiento TIN-21

En las tablas 4.16 y 4.17, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua, con un valor original de 3×10^{-6} lpc^{-1} y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES (necesario para la construcción de las graficas). Igualmente en las Figuras 4.12 y 4.13, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la

Compresibilidad del agua en función al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento TIN-21.

Tabla 4.16 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (aumentando) del yacimiento TIN-21

GCOESreal (MMPCN)	% Variación Cw	GCOESexpe. (MMPCN)	%Error
247.926702	10	243.23196	1.894
247.926702	20	243.23196	1.894
247.926702	30	243.23196	1.894
247.926702	40	243.2268	1.896
247.926702	50	243.2268	1.896
247.926702	60	243.2268	1.896
247.926702	70	243.22165	1.898
247.926702	80	243.22165	1.898
247.926702	90	243.22165	1.898
247.926702	100	243.21649	1.899

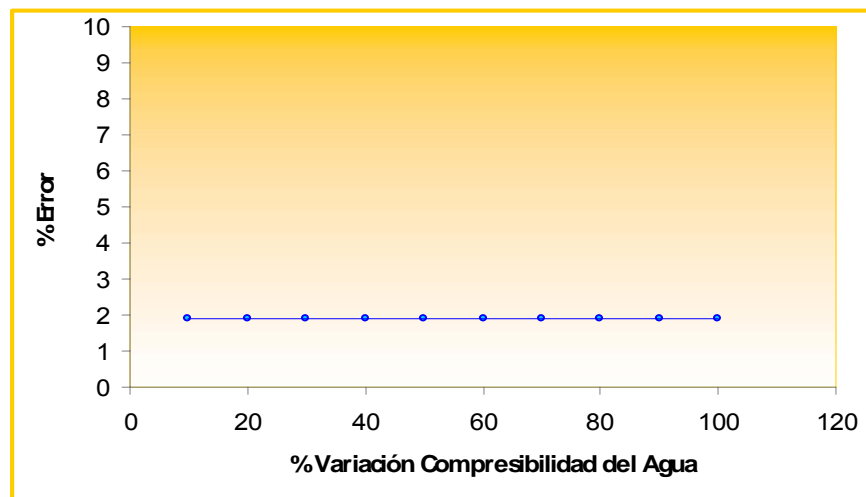


Figura 4.12 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del Agua (aumentando) del yacimiento TIN-21.

Al hacer variaciones aumentando la compresibilidad del agua en el yacimiento en estudio se pudo notar que por mas variaciones que se

realizaron de la misma, se obtuvo un porcentaje de error de 1.9%, lo cual nos indica que no incide en gran magnitud en el cálculo de reservas y se puede mantener constante a lo largo de toda la producción.

Tabla 4.17 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (disminuyendo) del yacimiento TIN-21

GCOESreal (MMMPN)	Variación de Cw	GCOESexp. (MMMPN)	%Error
247.9267016	10	243.23711	1.892
247.9267016	20	243.23711	1.892
247.9267016	30	243.23711	1.892
247.9267016	40	243.24227	1.889
247.9267016	50	243.24227	1.889
247.9267016	60	243.24227	1.889
247.9267016	70	243.24742	1.887
247.9267016	80	243.24742	1.887
247.9267016	90	243.24742	1.887

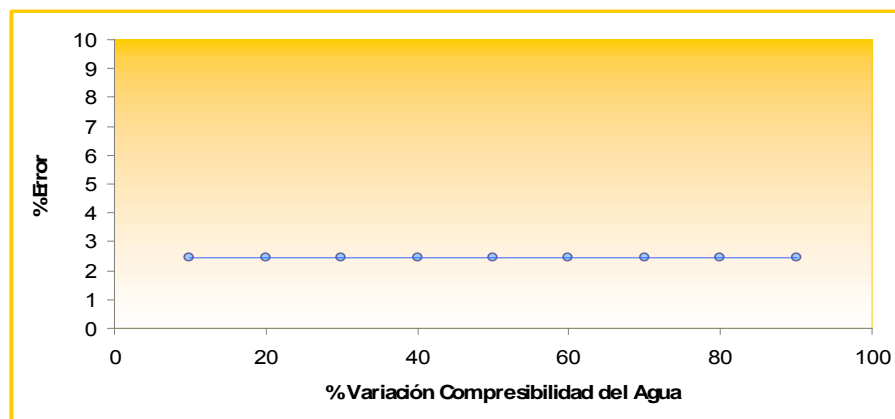


Figura 4.13 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del Agua (disminuyendo) del yacimiento TIN-21.

Al disminuir el porcentaje de variación de la compresibilidad del agua se observa que se mantiene prácticamente constante a lo largo de toda la variación con cambios infinitesimales en el porcentaje de error.

Se puede observar que tanto aumentando como disminuyendo la compresibilidad del agua para el yacimiento TIN-21 solo se produjo un porcentaje de error de 1.9% respecto al GCOES original, lo que indica que la compresibilidad del agua no repercute en gran magnitud en el cálculo de GOES y reservas como se observa en la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad del Agua del Yacimiento TIN-21.

	Original	Aumento de Cw (+100%)	Disminucion de Cw (-90%)
GCOES (MMMPCN)	247.9267016	243.21649	243.24742
GOES (MMMPCN)	229.332199	224.9752533	225.0038635
COES (MMBN)	25.68109731	25.19319745	25.19640129
Gpta (MMPCN)	203558.9843	202977.4544	202920.5767
	% Error	1.899	1.887

En la tabla 4.19 se observa que el valor del GCOES obtenido al disminuir las compresibilidades del agua y de formación se mantiene invariable a medida que ocurre el agotamiento de presión, dando así un porcentaje de error de cero lo que demuestra que el valor puede permanecer constante durante toda la producción del hidrocarburo sin alterar el valor de GOES y reservas estimados.

Tabla 4.19 Reservas Originales y Modificadas con disminución de Compresibilidad de formación y del Agua con agotamiento de presión del Yacimiento TIN-21.

	Original	Aumento Cf con agotamiento de presión	Aumento Cw con agotamiento de presión
GCOES (MMPCN)	247.9267016	247.9267016	247.9267016
GOES (MMPCN)	229.332199	229.332199	229.332199
COES (MMBN)	25.68109731	25.68109731	25.68109731
Gpta (MMPCN)	203558.9843	201014.1526	203508.0876
	% Error	0	0

A continuación, se mostrará el análisis realizado al pozo ORC-30. El pozo ORC-30 pertenece al yacimiento San Juan 7, del Campo Orocuál está situado aproximadamente a 20 kms al Noreste de la ciudad de Maturín, en el Distrito Piar del Estado Monagas. Geológicamente pertenece a la Formación San Juan e inicio su producción en el año 2000.

Originalmente el yacimiento estaba subsaturado con una presión de 8084 lpc y una presión de rocío de 6719 lpc. El mismo posee un Gas Condensado Original en Sitio Oficial de 466263 MMPCN.

El yacimiento San Juan 7 presenta una compresibilidad de formación de $3.5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y una compresibilidad del agua de $2.9 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$

4.3.3 Variación de la Compresibilidad de Formación del Pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7

En las tablas 4.20 y 4.21, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES (necesario para la construcción de las

graficas). Así mismo en las Figuras 4.14 y 4.15, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de formación respecto al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento San Juan 7.

Tabla 4.20 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (aumentando) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7

GCOESreal (MMPCN)	% Variacion Cf	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
267553.6481	10	261886.5546	2.118
267553.6481	20	261882.3529	2.120
267553.6481	30	261873.9496	2.123
267553.6481	40	261865.5462	2.126
267553.6481	50	261861.3445	2.128
267553.6481	60	260757.3222	2.540
267553.6481	70	260748.954	2.543
267553.6481	80	260744.7699	2.545
267553.6481	90	260736.4017	2.548
267553.6481	100	260728.0335	2.551

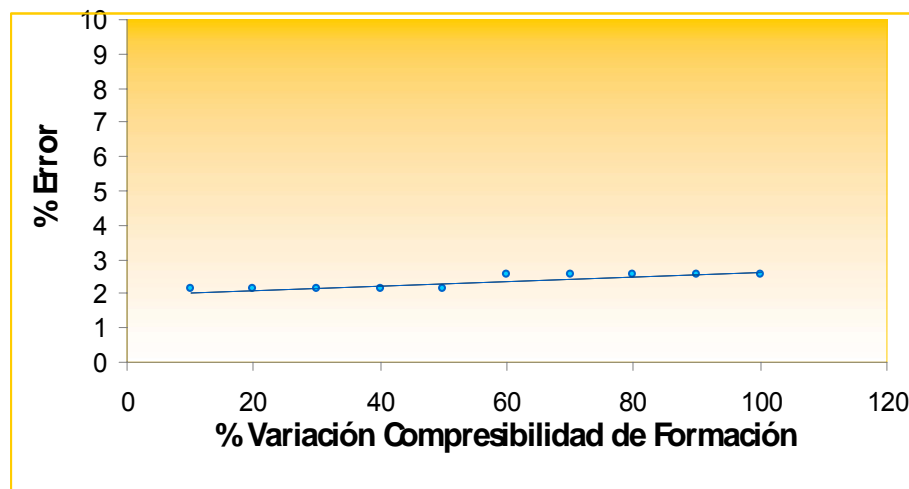


Figura 4.14 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad de formación (aumentando) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7.

En la gráfica se muestra que a medida que aumenta el porcentaje de variación de la compresibilidad de la formación aumenta el porcentaje de error, sin embargo este incremento se considera prácticamente constante y no significativo, ya que es de 2.6% aproximadamente, esto nos demuestra que el efecto de este factor no repercute en el cálculo del gas original en sitio y reservas en el yacimiento San Juan 7.

Tabla 4.21 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (disminuyendo) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7

GCOESreal (MMPCN)	% Variación Cf	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
267553.6481	10	261903.3613	2.112
267553.6481	20	261907.563	2.110
267553.6481	30	261915.9664	2.107
267553.6481	40	261924.3697	2.104
267553.6481	50	261928.5714	2.102
267553.6481	60	261936.9748	2.099
267553.6481	70	261941.1765	2.098
267553.6481	80	263054.8523	1.681
267553.6481	90	263063.2911	1.678

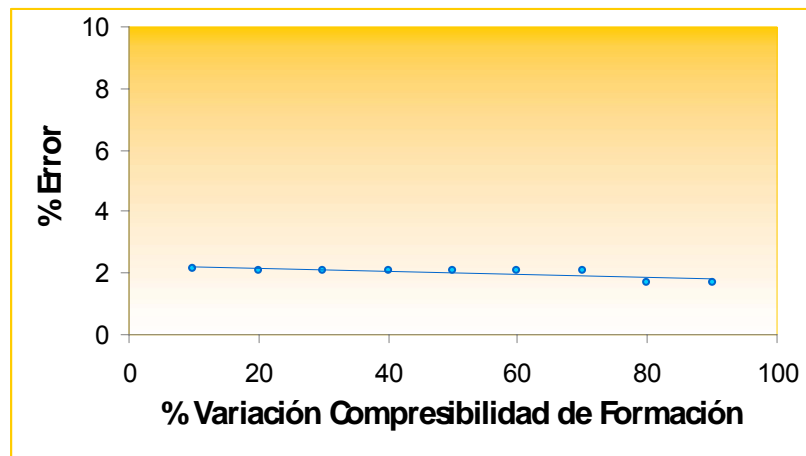


Figura 4.15 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad de formación (disminuyendo) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7.

Al disminuir la compresibilidad de formación se observa que el porcentaje de error disminuye dentro de un rango despreciable alcanzando un máximo porcentaje de error de 2.11% y un mínimo de 1.68% aproximadamente, lo cual indica que a lo largo de toda la variación no habrá repercusión en el cálculo de GOES y reservas.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad de la formación del yacimiento San Juan 7.

Tabla 4.22 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad de Formación del Yacimiento San Juan 7.

	Original	Aumento de Cf (+100%)	Disminucion de Cf (-90%)
GCOES (MMMPCN)	267.5536481	260.7280335	263.0548523
GOES (MMMPCN)	252.3030901	245.8665356	248.0607257
COES (MMBN)	22.93664456	22.35150323	22.55097507
Gpta (MMPCN)	187379.209	183978.1798	182960.6301
	% Error	2.551	1.681

4.3.4 Variación de la Compresibilidad del Agua del Pozo ORC-30 del yacimiento San Juan 7

En las tablas 4.23 y 4.24, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES (necesario para la construcción de las graficas). Igualmente en las Figuras 4.16 y 4.17, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad del agua en función al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento TIN-21.

Tabla 4.23 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (aumentando) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7

GCOESreal (MMPCN)	% Variacion Cf	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
267553.6481	10	261894.958	2.115
267553.6481	20	261894.958	2.115
267553.6481	30	261894.958	2.115
267553.6481	40	261894.958	2.115
267553.6481	50	261894.958	2.115
267553.6481	60	261894.958	2.115
267553.6481	70	261890.7563	2.117
267553.6481	80	261890.7563	2.117
267553.6481	90	261890.7563	2.117
267553.6481	100	261890.7563	2.117

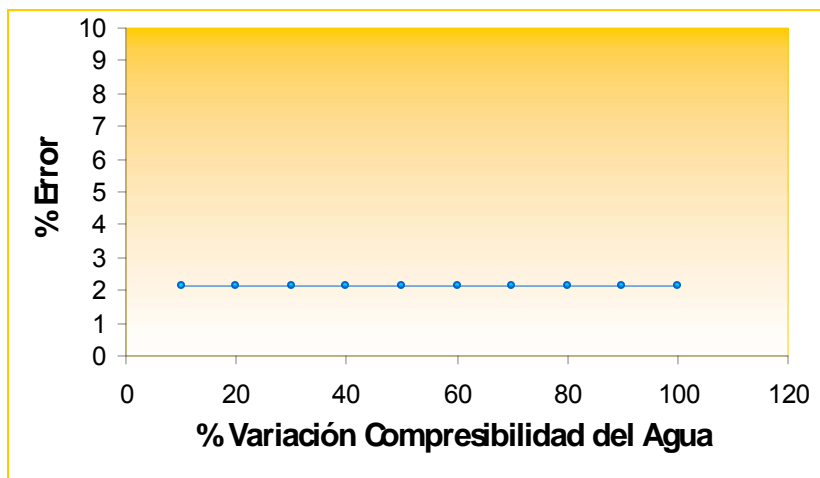


Figura 4.16 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del agua (aumentando) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7.

En la grafica 4.16 demuestra que al aumentar la compresibilidad del agua no afecta en el cálculo de GOES y reserva esto ya que el porcentaje de error al aumentar en un 100% la compresibilidad se mantiene prácticamente constante con un 2.11% aproximadamente.

Tabla 4.24 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (disminuyendo) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7

GCOESreal (MMPCN)	% Variacion Cf	GCOESexp. (MMPCN)	% Error
267553.6481	10	261894.958	2.115
267553.6481	20	261894.958	2.115
267553.6481	30	261894.958	2.115
267553.6481	40	261894.958	2.115
267553.6481	50	261894.958	2.115
267553.6481	60	261894.958	2.115
267553.6481	70	261894.958	2.115
267553.6481	80	261894.958	2.115
267553.6481	90	261899.1597	2.113

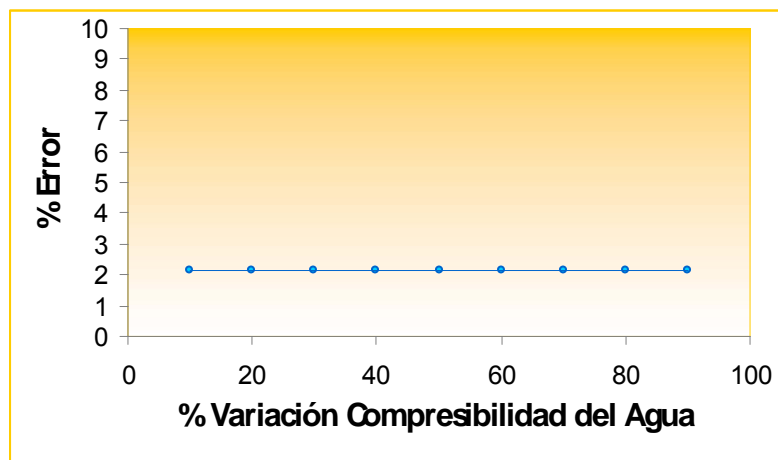


Figura 4.17 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del agua (disminuyendo) del pozo ORC-30 yacimiento San Juan 7.

El mismo comportamiento se observa al disminuir la compresibilidad del agua, pero en este caso se varió hasta un 90% ya que al disminuir la compresibilidad por encima de este porcentaje se hacía cero, resultando

hasta este punto un valor constante de 2.11% aproximadamente por lo que no afecta en gran magnitud en la estimación de reservas del yacimiento.

A continuación se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad del agua del yacimiento San Juan 7.

Tabla 4.25 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad del Agua del Yacimiento San Juan 7.

	Original	Aumento de Cw (+100%)	Disminución de Cw (-90%)
GCOES (MMMPCN)	267.5536481	261.8907563	261.8991597
GOES (MMMPCN)	252.3030901	246.9629832	246.9709076
COES (MMBN)	22.93664456	22.45118029	22.45190069
Gpta (MMPCN)	187379.209	183459.3904	183356.195
% Error		2.117	2.113

En la tabla 4.26 se observa que el porcentaje de error del GCOES con respecto al real es mínimo a lo largo de toda la declinación de presión lo cual demuestra que el valor puede permanecer constante durante toda la producción del hidrocarburo sin alterar en gran magnitud el valor de GOES y reservas estimados.

Tabla 4.26 Reservas Originales y Modificadas con disminución de Compresibilidad de formación y del Agua con agotamiento de presión del Yacimiento San Juan 7.

	Original	Aumento Cf con agotamiento de presión	Aumento Cw con agotamiento de presión
GCOES (MMMPCN)	267,5536481	267,5579399	267,5579399
GOES (MMMPCN)	252,3030901	252,3071373	252,3071373
COES (MMBN)	22,93664456	22,93701248	22,93701249
Gpta (MMPCN)	257241,3834	257431,9461	257253,3921
% Error		0,002	0,002

El yacimiento San Juan 9, del Campo Orocuál está situado aproximadamente a 20 kms al Noreste de la ciudad de Maturín, en el Distrito Piar del Estado Monagas. Geológicamente pertenece a la Formación San Juan e inicio su producción en el año 1998.

Originalmente el yacimiento estaba subsaturado con una presión de 7880 lpc y una presión de rocío de 7850 lpc. El mismo posee un Gas Condensado Original en Sitio Oficial de 232022 MMPCN.

El yacimiento San Juan 9 presenta una compresibilidad de formación de $3.5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y una compresibilidad del agua de $2.9 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$

4.3.5 Variación de la Compresibilidad de Formación del yacimiento San Juan 9

En las tablas 4.27 y 4.28, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES (necesario para la construcción de las graficas). Así mismo en las Figuras 4.18 y 4.19, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad de formación respecto al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento San Juan 7.

Tabla 4.27 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (aumentando) del yacimiento San Juan 9

GCOESreal (MMPCN)	%Variación de Cf	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
1206274.51	10	1254285.71	3.980
1206274.51	20	1254265.31	3.978
1206274.51	30	1254244.89	3.977
1206274.51	40	1254224.49	3.975
1206274.51	50	1254204.08	3.973
1206274.51	60	1254183.67	3.972
1206274.51	70	1254163.27	3.970
1206274.51	80	1254142.86	3.968
1206274.51	90	1229040	1.887
1206274.51	100	1229000	1.884

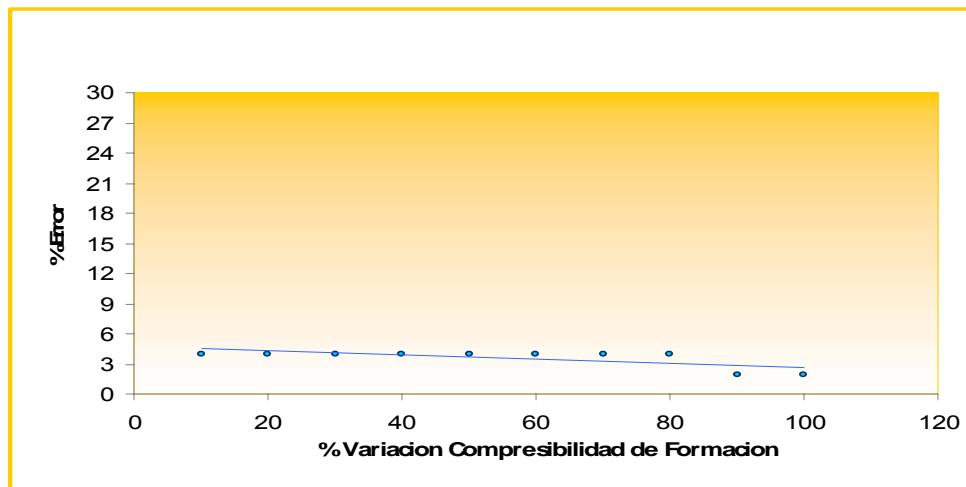


Figura 4.18 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad de formación (aumentando) del yacimiento San Juan 9.

En la figura 4.18 del yacimiento San Juan 9, se observa que a medida que se aumenta la variación de compresibilidad de la formación en un rango de 10 en 10 por ciento, se mantiene un valor constante aproximado de 3,9 % de error hasta llegar al 80% de alteración, sin embargo, al perturbarse en un 90 y 100% dicho parámetro, arroja porcentajes de error de aproximadamente

1,88% lo cual nos indica una subestimación del valor de compresibilidad real y una disminución en el porcentaje de error a medida que se aumenta dicha variación, sin repercutir notoriamente en el cálculo de gas original en sitio y reservas.

Tabla 4.28 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad de formación (disminuyendo) del yacimiento San Juan 9

GCOESreal (MMPCN)	%Variación de Cf	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
1206274.51	10	1254346.94	3.985
1206274.51	20	1254367.35	3.987
1206274.51	30	1280520.83	6.155
1206274.51	40	1280541.67	6.157
1206274.51	50	1280562.5	6.158
1206274.51	60	1280583.33	6.160
1206274.51	70	1280604.17	6.162
1206274.51	80	1280625	6.164
1206274.51	90	1280666.67	6.167

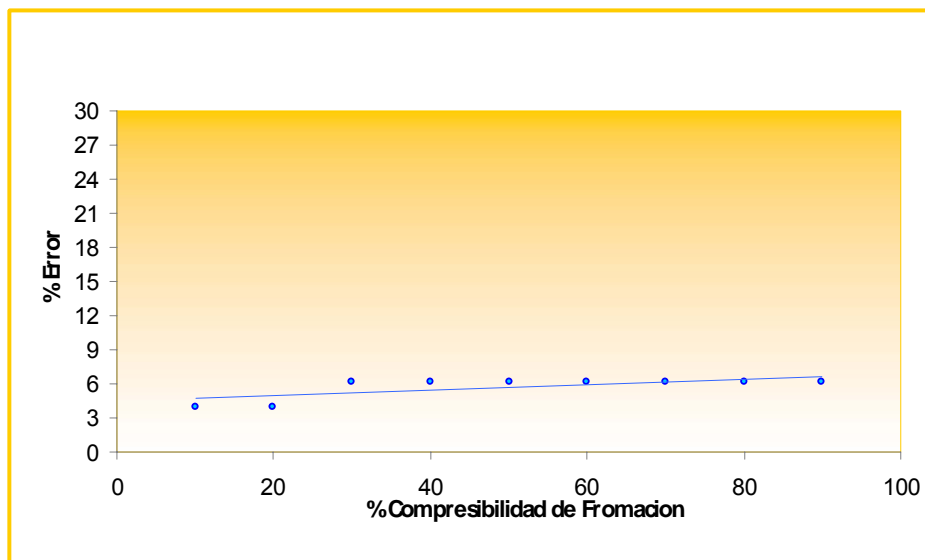


Figura 4.19 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad de formación (disminuyendo) del yacimiento San Juan 9.

En este caso se observa que a medida que disminuye el porcentaje de variación de la compresibilidad de formación, el porcentaje de error va aumentando de forma considerable, debido a que, hasta variaciones de 10 y 20%, el porcentaje de error en el cálculo de GCOES se mantiene en un rango constante aproximado de 3,98% y al alcanzar variaciones de 30% en adelante arroja un valor de 6,15% en ascenso hasta alcanzar el 100% de variación. Esto nos indica que al realizar alteraciones disminuyendo la compresibilidad de formación por encima de un 30% mediante el método de declinación de presión, la repercusión en el cálculo de gas original en sitio y reservas se hace notar, debido a que alcanza valores de porcentaje de error de 6% con respecto a cifras reales, y el valor máximo de error aceptado para que dichos cálculos no se vean afectados es de un 5%. Aunque ya no se considere aceptable este valor debido a que supera el límite máximo de error, se debe destacar que no se aleja de dicho valor por más de 1.5% lo que nos hace pensar que con ciertas modificaciones en los estudios realizados al yacimiento, se puede encontrar un valor de compresibilidad de formación más aproximado que al realizarle variaciones por debajo de su valor real, no arroje valores no aceptables sino que se mantenga siempre dentro del umbral de error.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad de la formación del yacimiento San Juan 9.

Tabla 4.29 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad de formación del Yacimiento San Juan 9

	Original	Aumento de Cf (+100%)	Disminución de Cf (-90%)
GCOES (MMPCN)	1206.27451	1229	1280.66667
GOES (MMPCN)	1120.62902	1141.741	1189.739336
COES (MMBN)	135.0155446	137.5591566	143.3420887
Gpta (MMPCN)	812734.0164	835861.7918	855622.0768
	% Error	1.884	6.167

4.3.6 Variación de la Compresibilidad del Agua del yacimiento San Juan 9

En las tablas 4.30 y 4.31, se muestran los valores obtenidos de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua y el porcentaje de error respecto al valor real de GCOES (necesario para la construcción de las graficas). Igualmente en las Figuras 4.20 y 4.21, se muestran las representaciones gráficas del Porcentaje de Variación de la Compresibilidad del agua en función al Porcentaje de Error del GCOES obtenido del yacimiento San Juan 9.

Tabla 4.30 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (aumentando) del yacimiento San Juan 9

GCOESreal (MMPCN)	%Variación de C_w	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
1206274.51	10	1254326.53	3.984
1206274.51	20	1254306.12	3.982
1206274.51	30	1254306.12	3.982
1206274.51	40	1254306.12	3.982
1206274.51	50	1254306.12	3.982
1206274.51	60	1254306.12	3.982
1206274.51	70	1254306.12	3.982
1206274.51	80	1254306.12	3.982
1206274.51	90	1254306.12	3.982
1206274.51	100	1254306.12	3.982

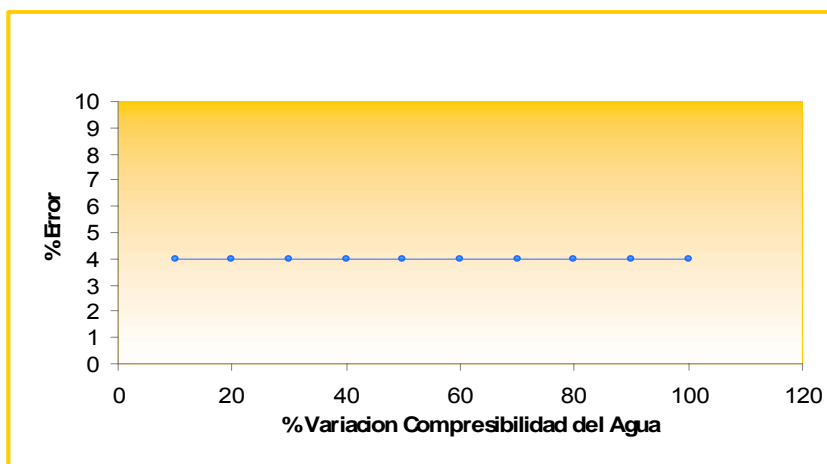


Figura 4.20 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del agua (aumentando) del yacimiento San Juan 9.

Cuando nos referimos al aumento de la variación de la compresibilidad del agua en el yacimiento San Juan 9, hacemos notar que su porcentaje de error se mantiene prácticamente constante a lo largo de toda la alteración alcanzando un valor máximo de 3,98% aproximadamente, indicándonos que la cifra no repercute significativamente en el cálculo de gas original en sitio y reservas.

Tabla 4.31 Valores de GCOES para cada variación de compresibilidad del agua (disminuyendo) del yacimiento San Juan 9

GCOESreal (MMPCN)	%Variación de C_w	GCOESexp. (MMPCN)	%Error
1206274.51	10	1254326.53	3.984
1206274.51	20	1254326.53	3.984
1206274.51	30	1254326.53	3.984
1206274.51	40	1254326.53	3.984
1206274.51	50	1254326.53	3.984
1206274.51	60	1254326.53	3.984
1206274.51	70	1254326.53	3.984
1206274.51	80	1254326.53	3.984
1206274.51	90	1254326.53	3.984

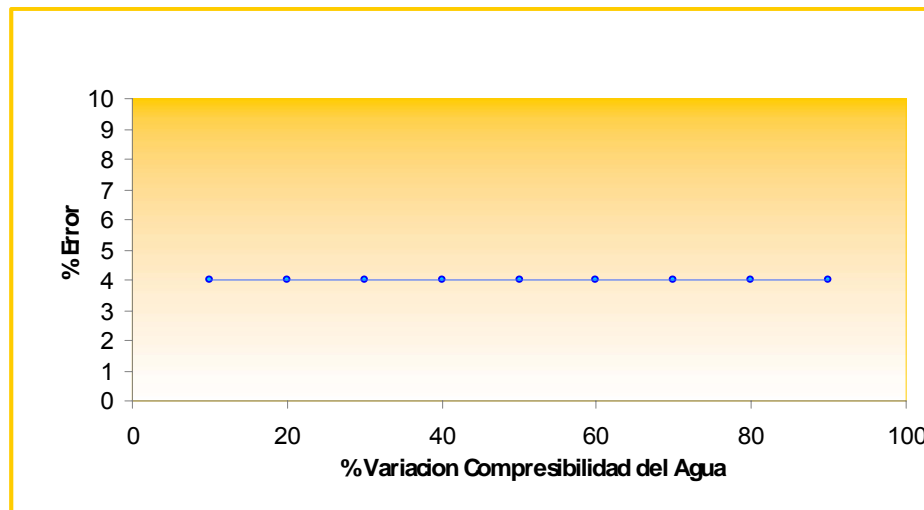


Figura 4.21 Porcentaje de error respecto al porcentaje de variación de la Compresibilidad del agua (disminuyendo) del yacimiento San Juan 9.

En el caso de la disminución de la variación de la compresibilidad del agua en este yacimiento, se observa que por más alteraciones que se realicen hasta llegar a un 100% por debajo del valor real, el porcentaje de error se mantendrá constante a lo largo de todo el proceso, con un valor de 3,98% aproximadamente el cual se considera inofensivo y sin repercusión en el cálculo de gas original en sitio y reservas.

A continuación se muestran los valores obtenidos de GCOES, GOES, COES y Gpta a una variación del 100% (aumentando) y 90% (disminuyendo) de la compresibilidad del agua del yacimiento San Juan 9.

Tabla 4.32 Reservas Originales y Modificadas con Variaciones de Compresibilidad del Agua del Yacimiento San Juan 9

	Original	Aumento de Cw (+100%)	Disminución de Cw (-90%)
GCOES (MMMPCN)	1206.27451	1254.30612	1254.32653
GOES (MMMPCN)	1120.62902	1165.250385	1165.269346
COES (MMBN)	135.0155446	140.3916127	140.3938972
Gpta (MMPCN)	812734.0164	845471.6877	844862.0181
	% Error	3.982	3.984

La tabla 4.33 muestra que el porcentaje de error del GCOES con respecto al real es de 5.35% aproximadamente a lo largo de toda la declinación de presión, lo cual indica que aunque en pequeña proporción supera el valor aceptable de 5% máximo esto demuestra que a medida que produce el yacimiento las compresibilidades del agua y de formación influyen en la estimación de reservas debido a que el valor de GOES se aleja del valor original. Esto puede afectar al momento de la planificación de producción del yacimiento.

Tabla 4.33 Reservas Originales y Modificadas con disminución de Compresibilidad de formación y del Agua con agotamiento de presión del Yacimiento San Juan 9.

	Original	Aumento Cf con agotamiento de presión	Aumento Cw con agotamiento de presión
GCOES (MMMPCN)	1206.27451	1141.77778	1141.77778
GOES (MMMPCN)	1120.62902	1060.711558	1060.711558
COES (MMBN)	135.0155446	127.7965732	127.7965732
Gpta (MMPCN)	812734.0164	763218.234	769815.517
	% Error	5.347	5.347

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. La prueba PVT realizada al yacimiento MP-F13 es consistente.
2. Los resultados obtenidos de GCOES, GOES y COES mediante el método Declinación de Presión para el yacimiento MP-F13 fueron de 420.010 MMMPCN, 407.41 MMMPCN, 13.886 MMBN, respectivamente
3. Los valores de GCOES, GOES y COES obtenidos a través del método Declinación de Presión para el yacimiento TIN-21 fueron de 247.93 MMMPCN, 229.33 MMMPCN, 25.68 MMBN, respectivamente.
4. Los resultados obtenidos de GCOES, GOES y COES mediante el método Declinación de Presión para el yacimiento San Juan 7 fueron de 267.55 MMMPCN, 252.30 MMMPCN, 22.94 MMBN, respectivamente.
5. Los valores de GCOES, GOES y COES obtenidos a través del método Declinación de Presión para el yacimiento San Juan 9 fueron de

1206.27 MMMPCN, 1120.63 MMMPCN, 135.02 MMBN, respectivamente.

6. La compresibilidad de formación no afecta en el cálculo de GOES y reservas para los yacimientos MP-F13, TIN-21, y San Juan 7.
7. La compresibilidad del agua no repercute en la estimación de reservas en los yacimientos en estudio, ya que esta presenta un porcentaje de error promedio de 2.001%.
8. Para los yacimientos MP-F13, TIN-21 y San Juan 7 las compresibilidades del agua y de formación no influyen en la estimación de reservas a medida que ocurre el agotamiento de presión.
9. A medida que declina la presión en el Yacimiento San Juan 9 las compresibilidades del agua y de formación afectan en 5.34% el cálculo de GOES y reservas.
10. La compresibilidad del agua fue variada hasta un 90% del valor real en los yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 7 y San Juan 9.
11. La compresibilidad de formación se varió hasta un 90% por encima del valor real en los 4 yacimientos en estudio.

5.2 Recomendaciones

1. Realizar este análisis con una muestra más amplia de yacimientos, que fortalezcan las bases de la investigación realizada.
2. Verificar que los valores de compresibilidad del agua y de formación sean los correctos avalados por el laboratorio encargado de realizar los estudios y/o pruebas al yacimiento, para así evitar la subestimación o sobreestimación de los mismos.
3. Contar con la información completa requerida de cada yacimiento (pruebas PVT, data de producción, data de presión, datos petrofísicos) para realizar un buen análisis de los mismos.

BIBLIOGRAFÍA

1. BRUZUAL, G. (2007). **“Caracterización física de yacimientos”**. Puerto La Cruz.
2. CIED. (1999). **“Reservas y Comportamiento de Producción de Yacimientos de Gas”**. PDVSA, Puerto la Cruz.
3. CRAFT, B. y HAWKINS M. (1968). **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. Tecnos. Madrid.
4. DA SILVA, A. (2010). **“Propiedades de la Roca Yacimiento”**. Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>.
5. FERREBUS, A. (2010). **“Yacimientos de Gas”**. Disponible en: <http://html.rincondelvago.com/yacimiento-de-gas.html>.
6. GONZÁLEZ De J., **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**, Ediciones FONINVES, Caracas, 1980.
7. ROJAS, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. PDVSA. Puerto la Cruz. (2003).
8. ROJAS, G. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz. (2002).
9. ROJAS, G. y LAPREA, M. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. Fundaudo. Puerto la Cruz. (1989).

10. 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).
11. SENER. **“Reservas de Hidrocarburos”**. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/204/reservas.doc>. (2009).
12. 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.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	Determinación del efecto de las compresibilidades del agua y formación en el cálculo del GOES y reservas para los yacimientos de gas condensado
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Mora, Paola	CVLAC: 18. 847.971 E MAIL: paolamora03@gmail.com
Rojas, Fernando	CVLAC: 18. 825. 783 E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Compresibilidad

GOES

Condensado

Gas condensado

Yacimiento

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio realizado tiene como finalidad determinar el efecto que causa la variación de la compresibilidad del agua y de formación en el cálculo del GOES y reservas, lo cual fue obtenido mediante el método de declinación de presión en yacimientos que muestran presiones anormales, donde la gráfica propia del método presenta dos rectas con pendientes diferentes y si el comportamiento inicial es extrapolado de esta forma hasta las condiciones de abandono el GOES calculado puede ser hasta dos veces el verdadero. Se revisó la información suministrada de los yacimientos MP-F13, TIN-21, San Juan 7 y San Juan 9, tales como historiales de presión-producción, datos petrofísicos, propiedades físicas y datos generales. Seguidamente, se aplicó el método de declinación de presión de los 4 yacimientos en estudio a fin de estimar el GOES y las reservas respectivas. Luego de haber determinado las reservas originales para cada uno de los yacimientos, se continuó con la variación de los factores de compresibilidad del agua y de formación, con crecimientos y decrecimientos de 10 en 10% hasta alcanzar el 100%, manteniendo uno de los dos parámetros fijo, analizando los valores de GCOES al finalizar cada corrida de variación en la gráfica de declinación de presión de los yacimientos en estudio. 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% 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 la compresibilidad del agua en los yacimientos en estudio; ocurrió que por más variaciones que se hicieran a dicho parámetro, nunca se llegó al porcentaje de error máximo de 5%, lo cual muestra la poca influencia que tienen estas modificaciones en el cálculo de la reservas, a diferencia de las variaciones realizadas en la disminución de la compresibilidad de formación en el yacimiento San Juan 9 donde se alcanzó un porcentaje de error de 6.15% lo cual nos demuestra que no se deben tomar valores arbitrarios de este parámetro al disminuir la variación en gran magnitud ya que repercute en el cálculo de Gas Original en Sitio y reservas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS x	TU	JUx
Uricare, Jairo	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	10	11
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Determinación_Compresibilidad_agua_GOES.doc	Application/ msword

CARACTERES 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:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Química.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá lo participar al Consejo Universitario, para su aprobación.

Mora Paola

AUTOR

Rojas Fernando

AUTOR

Ing. Uricare Jairo

ASESOR /JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

