

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN QUE SE EMPLEE
COMO HERRAMIENTA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS
EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO VOLUMÉTRICOS”**

REALIZADO POR:

Ponce C., Landys José

Lander, Jesiolys del Carmen

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Octubre del 2.009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN QUE SE EMPLEE
COMO HERRAMIENTA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS
EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO VOLUMÉTRICOS”**

ASESOR:

Ing. Ana Blondell
Asesor Académico

Barcelona, Octubre del 2.009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN QUE SE EMPLEE
COMO HERRAMIENTA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS
EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO VOLUMÉTRICOS”**

JURADO CALIFICADOR:

Ing. Ana Blondell
Asesor Académico

Ing. Edgar Bastos
Jurado Principal

Ing. Ronald Arias
Jurado Principal

Barcelona, Octubre del 2.009



RESOLUCIÓN

De Acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participara al Consejo de Universidades.”

AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a DIOS por todo lo que me ha dado en la vida, por ser quien soy, por la gracia de tener cerca a las personas que me aman y por permitirme cumplir las metas y los sueños que me he propuesto y por darme la fuerza de seguir adelante.

A mis Padres: Oleyis y Jesús, pilares fundamentales en mi vida, dignos de ejemplo de trabajo y constancia, quienes han brindado todo el apoyo necesario para alcanzar mis metas y sueños, y han estado allí cada día de mi vida, compartiendo los buenos y los malos ratos desde el día en que nací. Los quiero mucho y gracias.

A mis compañeros y amigos que desde cierta parte de mi carrera me acompañaron en todo momento, y siempre estuvieron allí para cualquier problema de verdad muchísimas gracias los quiero mucho, entre ellos están: Mary Gaby, Bepsy, Duvi, Ale, Leo, Norma, Jenifer, Pepeto, El Gordo, si se me paso uno de verdad disculpen pero igual saben que los quiero. A mi amigo y compañero de areas de grado Landys Ponce que en todo momento siempre me ayudo y estuvo allí para las correderas, presentaciones, etc.. De verdad que muchas gracias porque pude cumplir con tu ayuda una de mis metas.

A mis amigas de toda una vida María Virginia, Isabel, Mare aunque no estuvieron allí mare e isa yo se que ustedes siempre me acompañaron en todo momento. Y bueno a mi hermana María Virginia de verdad que esto es poco para todo lo que tu has hecho por mi sabes que te quiero mucho y te aprecio y gracias por estar allí siempre aconsejándome y apoyándome en todo.

A una persona muy especial que ha estado conmigo desde el inicio de mi carrera como es Onasis David Matute Martínez, de verdad que estos cinco años que has estado a mi lado me has llenado de mucha paciencia, comprensión y amor de verdad estoy muy feliz por haber conocido una personita tan bella como lo eres tú, siempre estuviste allí apoyándome dándome consejos y como siempre recordándome las cosas como son, tqm y sabes que cuentas conmigo.

Jesiolys Lander

Ante todo, agradezco a Dios.

A mi madre, Lidice Carmona, por ser constante y siempre apoyarme en cada ocasión que lo necesité. Por toda tu ayuda, esfuerzo y sacrificio, no hay palabras de agradecimiento que puedan resarcir tu gran aporte, para mí, este meta lograda será es un reconocimiento por todo lo que me has dado.

A mis hermanos, gracias por su apoyo.

A todos mis tíos y mis primos, gracias por siempre creer en mí, por siempre aceptarme tal como soy, por ser ejemplo de esfuerzo, por su colaboración. Sus palabras de apoyo me dieron valor en momentos difíciles en los que pensaba no poder seguir.

A mis amigos: Betsy León, Leodanys Martínez, María Méndez, Carlos González, Jennifer Chopite, Alexandra Días, Normarys Bello, José Caraballo y todos los del combo.

A mi amiga Jesiolys Lander, por ser mi compañera incondicional de áreas, pudimos lograrlo.

A todos mis profesores, gracias a todos por haberme permitido crecer profesionalmente.

Landys José Ponce Carmona



DEDICATORIAS

Primero que nada le dedico este trabajo de grado a Dios a la Virgen y a el Profesor lino valles por darme una familia tan maravillosa y acompañarme en toda mi carrera universitaria y estar a mi lado en todo momento.

A mis dos grandes amores que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento como lo son mi madre (Oleyis) y mi padre (Jesús) de verdad esto es poco para lo que ustedes se merecen los amo con todo mi alma y mil gracias por darme esa confianza y apoyo en todo momento, sino hubiese sido por ustedes no hubiese logrado esta meta, gracias por estar allí siempre que los necesite, por sus consejos y su apoyo incondicional y por querer siempre lo mejor para mí. Sin ustedes nunca lo hubiese logrado. Los quiero mucho.

A mis hermanos en especial a “Jemi”, por ser la mayor es mi deber marcar el ejemplo, aunque lo estás haciendo muy bien espero que siempre sigas así y te vamos apoyar en todo momento y bueno espero que en el momento menos pensado le des otra alegría a nuestros padres ya que ellos se lo merecen por todo lo que han hecho por nosotras te quiero hermanita, pronto una ingeniera mas para la familia. Este triunfo también lo comparto contigo.

A mis familiares y amigos por ser tan especiales conmigo y estar pendiente de mi en todo momento, muchas gracias de verdad.



Dedicatorias

A mis primos(as) que algunos están empezando este camino universitario, a quienes les deseo lo mejor y que este logro sea factor de motivación para que alcancen sus metas. No espero ser su modelo, sino la persona que les recuerde que lo que puedas proponerte lo puedes conseguir.

Jesiolys Lander



En memoria a mi madre, Damelis Carmona, por ser ejemplo de lucha, constancia y dedicación, pilar fundamental de mi formación académica y personal. Hoy cumplo mi sueño de ser un profesional, sé que me cuidas y estas feliz porque también es tu sueño.

En memoria de mi tía Meudes Carmona, mis abuelas Enriqueta Carmona y Morella Rodríguez, todas me dieron su apoyo y ganas de salir adelante, pero sobre todo me recuerdan que la vida no se termina por perder a personas tan especiales como ustedes, al contrario nos da fuerza para continuar haciéndolas feliz esto es para ustedes.

A mi mamá y papá a la vez, Lidice Carmona, la persona que más quiero en mi vida porque me enseñó que vivir era un motivo, que la ignorancia estorba, y sobre todo me enseñó que se pueden tener dos madre, esto es para ti, es mi forma de demostrarte que valió la pena todo lo que me enseñaste gracias en mi nombre y en nombre de mi mamá, eres el modelo de persona a seguir.

A mi novia Yolvict Rodríguez, por motivarme de muchas maneras a culminar con mayor éxito mi carrera.

A mi familia por su gran unión y apoyo.

A mis amigos.

Landys José Ponce Carmona



RESUMEN

Desde el punto de vista de desarrollo económico como desde el estratégico los yacimientos de gas condensado están siendo considerados de gran importancia. Para comprender las características y el comportamiento del flujo de este tipo de yacimientos, es importante la caracterización adecuada del condensado y el efecto subsiguiente de obstrucción al flujo de gas. Se considera que el comportamiento del flujo de gas y condensado en el medio poroso, es diferente del que ocurre en yacimiento, con flujo gas-petróleo ó agua-petróleo.

Por tal razón el agotamiento de presión de un yacimiento con estas características no es algo que se pueda reproducir con facilidad, en consecuencia es necesario contar con una herramienta confiable que calcule los hidrocarburos originales en sitio presentes en el yacimiento y las reservas que puedan ser recuperadas del mismo por medio de los diferentes métodos existentes.

Para desarrollar adecuadamente los cálculos de las reservas es recomendable el apoyo de una herramienta computacional que minimice el riesgo de originar errores; en este caso se diseñó un programa en lenguaje de programación Java el cual fue cargado con los datos provenientes de uno o unos yacimientos para así obtener las reservas del mismo. Los métodos utilizados son el volumétrico, el de BM y declinación de presión, considerandos yacimientos sin empuje hidráulico.



INTRODUCCIÓN

La optimización en la recuperación de reservas y el incremento de producción en yacimientos nuevos y particularmente en los maduros, es una necesidad creciente que requiere ser resuelta mediante una descripción y cuantificación más detallada y precisa de los yacimientos. La integración de las disciplinas de las geociencias, la ingeniería de petróleo y el uso de procesos estadísticos han hecho de la caracterización de yacimientos la herramienta más importante en el proceso de estimación y cuantificación hidrocarburos, es decir evaluar si un yacimiento resulta o no económicamente explotable y bajo qué condiciones debe hacerse.

La cuantificación de reservas se hace mucho más complicada en los yacimientos de condensado por su misma condición, es decir, presentan el cambio de fases y la acumulación de líquido en el pozo. Al igual que los yacimientos de gas seco y húmedo, los de condensado pueden ser estudiados por los mismos métodos de estimación de reservas, solo se debe modificar los diferentes parámetros de comportamiento de fase como lo son el factor de compresibilidad bifásico y factor volumétrico bifásico. En tal sentido debe procederse de manera cautelosa en la aplicación de estos métodos y es donde entra la ayuda de los programas computacionales, disminuyendo así la cantidad de errores asociados a cálculos matemáticos manuales.

Para elaborar los mejores planes de explotación a futuro de un yacimiento se necesita conocer el comportamiento real, o las características que más se asemejen del mismo. Una de las herramientas fundamentales para su desarrollo lo constituye la ecuación de balance de materiales (EBM). En una etapa inicial, cuando aun no se tiene suficientes datos del yacimiento



se emplea el método volumétrico, pero luego de un periodo de producción oportuno se debe aplicar la EBM u otro método como el de declinación de presión o la simulación numérica con la finalidad de obtener un mejor estimado de hidrocarburos.



ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
DEDICATORIAS.....	VIII
RESUMEN.....	XI
INTRODUCCIÓN	XII
ÍNDICE GENERAL.....	XIV
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA.....	20
1.1.- Planteamiento del Problema	20
1.2.- Objetivos	21
1.2.1.- Objetivo General.....	22
1.2.2.- Objetivos Específicos	22
CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	23
2.1.- Propiedades del Gas Natural	23
2.1.1.- Peso molecular aparente de la mezcla.....	24
2.1.2.- Gravedad específica del gas	24
2.2.- Propiedades Seudocríticas del Gas	25
2.3.- Comportamiento Real de los Gases	25
2.3.1.- Factor de compresibilidad de los gases.....	27
2.4.- Propiedades Básicas de las Rocas y los Fluidos	28
2.4.1.- Porosidad	28
2.4.1.1.- Clasificación de la porosidad	28



2.4.2.- Compresibilidad	29
2.4.2.1.- Deformaciones elásticas inelásticas	30
2.4.3.- Permeabilidad.....	32
2.4.4.- Viscosidad	33
2.4.5.- Densidad	33
2.4.6.- Gravedad °API.....	34
2.4.7.- Gravedad específica.....	35
2.4.8.- Fuerzas capilares	35
2.4.8.1.- Tensión interfacial	35
2.4.8.2.- Humectabilidad	35
2.4.8.3.- Presión capilar	36
2.4.9.- Factor de compresibilidad del gas condensado (Z_{gc}).....	36
2.4.10.- Factor volumétrico del gas.....	38
2.4.11.- Presión	38
2.4.11.1.- Presión de formación	39
2.4.11.2.- Presión inicial	39
2.4.12.- Saturación de fluidos	39
2.4.12.1.- Saturación de gas	40
2.4.12.2.- Saturación de agua	40
2.4.12.3.- Saturación de petróleo	40
2.5.- Ingeniería de Yacimientos.....	40
2.5.1.- Definición de yacimientos.....	41
2.6.- Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos.....	41
2.6.1.- Clasificación geológica	41



2.6.2.- De acuerdo al estado de los fluido	42
2.6.2.1.- Yacimientos de gas secos	42
2.6.2.2.- Yacimientos de gas húmedo	43
2.6.2.3.- Yacimientos de gas condensado	44
2.6.3.- Yacimientos de acuerdo a los mecanismos de producción	46
2.6.3.1.- Desplazamiento Hidraulico	46
2.6.3.2.- Desplazamiento por gas en solución	47
2.6.3.3.- Desplazamiento por capa de gas.....	47
2.6.3.4.- Desplazamiento por expansión de fluidos y/o roca	48
2.6.3.5.- Segregación gravitacional	48
2.6.3.6.- Desplazamiento combinado	49
2.7.- Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado	49
2.7.1.- Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento	49
2.7.2.- Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el yacimiento.....	49
2.8.- Clasificación Oficial de Recursos de Hidrocarburos.....	50
2.8.1.- Reservas	50
2.9.- Clasificación de las Reservas	51
2.9.1.- Reservas pobladas	51
2.9.2.- Reservas probables.....	52
2.9.3.- Reservas Posibles	53
2.9.4.- Reservas recuperables	55
2.10.- Reservas en Venezuela	55
2.11.- Factor de Recobro	56



2.11.1.- Criterios de abandono de un yacimientos de gas.....	57
2.12.- Métodos para el Cálculo de Reservas	58
2.12.1.- Método volumétrico	59
2.12.1.1.- Yacimientos de gas seco	59
2.12.1.2.- Yacimientos de gas húmedo y condensado.....	60
2.13.- Balance de Materiales.....	64
2.13.1.- Ecuación general: yacimiento de gas seco.....	65
2.13.1.1.- Yacimientos Volumétricos.....	66
2.13.1.2.- Yacimientos de gas con influjo de agua.....	67
2.14.- Cálculo de Balance de Materiales.....	69
2.14.1.- Método de declinación de presión (yacimientos volumétricos). 69	
2.15.- Uso de los Métodos de Predicción de Yacimientos de Gas Seco en Yacimientos de Gas Húmedo y Condensado.....	70
2.15.1.- Ecuación de balance de material para yacimientos de gas condensado	71
2.15.1.1.- Método de declinación de presión.....	72
2.15.1.2.- Predicción en base de datos de laboratorio	76
2.15.1.3.- Correlaciones de Eaton y Jacoby.....	77
2.15.1.4.- Reservas de gas y condensado a una presión de abandono dada	80
2.15.1.5.- Reconocimiento de acuífero.....	81
2.16.- Curvas de Declinación de Producción.....	84
2.16.1.- Tipos de declinación	84
2.16.2.- Tipos de curvas de declinación	85
2.17.- Simulación Numérica	86



2.18.- Factores y Limitaciones que Inciden en los Diferentes Métodos Empleados para el Cálculo de Reservas	87
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	96
3.1.- Revisión Bibliográfica	97
3.2.- Estudio de los Casos y Selección de las Ecuaciones para su Resolución.....	98
3.3.- Desarrollo y Calibración del Programa.....	99
CAPÍTULO IV: DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN.....	101
4.1.- Algoritmos de ScryGas 1.0.....	103
4.1.1.- Inicialización (datos de entrada)	103
4.1.2.- Introducir datos PVT	104
4.1.3.- Cargar histórico de producción	105
4.1.4.- Algoritmo de propiedades del gas	107
4.1.4.- Gráfico de Cole.....	112
4.1.5.- Algoritmo 3 “Calculo de las reservas de yacimientos de gas condensado”	114
4.1.6.- Algoritmo 4 “Método de declinación de presión”.....	117
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	125
5.1.- Características de los Yacimientos Usados en la Validación de ScryGas 1.0.....	125
5.2.- Ecuaciones Utilizadas en el Diseño de la Aplicación	127
5.3.- Diseño de ScryGas 1.0	129
5.3.1.- Limitaciones de la aplicación	129
5.4.- Método de Cálculo de la Aplicación	130
5.4.1.- Gráfico de Cole.....	130



5.4.2.- Método Volumétrico Estático	132
5.4.3.- Método de Declinación de Presión	133
5.4.4.- Reservas de Gas y Condensado a Pab.....	136
CONCLUSIONES	138
RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFÍA.....	140
APÉNDICE A: DATOS INICIALES ScryGas 1.0	Error! Marcador no definido.
A.1.- Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico con Presiones Anormales	Error! Marcador no definido.
A.2.- Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico con Presiones Normales	Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B: RESULTADOS ScryGas 1.0	Error! Marcador no definido.
Yacimiento N°1.....	Error! Marcador no definido.
Yacimiento N°2.....	Error! Marcador no definido.
Yacimiento N°1. Con PVT como Datos de Entrada	Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C: MANUAL DE INSTALACIÓN ...	Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D: MANUAL DE USUARIO	Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1.- Planteamiento del Problema

Los mecanismos de producción presentes en un yacimiento tienen gran influencia en la recuperación de hidrocarburos para así aprovechar al máximo la energía natural del mismo y obtener la mayor cantidad de recobro posible por los métodos primarios. En un yacimiento de gas condensado ocurre la condensación retrograda cuando la presión de fondo fluyente declina por debajo de la presión de rocío, esto trae como consecuencia la disminución en la productividad del pozo. La estimación de reservas se realiza en base a la información geológica y de ingeniería con la cual se cuenta una vez cumplida la fase de exploración. Tradicionalmente las reservas son calculadas por: Método Volumétrico, Declinación de Presión, Balance de materiales, Curvas de Declinación de Producción, y Simulación de Yacimientos.

Los métodos de cálculo de reservas, tienen implícito una gran cantidad de parámetros relacionados a las propiedades de los fluidos involucrados, que varía de acuerdo a las presiones y a los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Cuando no se cuenta con datos reales es necesario emplear correlaciones que traen consigo un porcentaje de error de acuerdo al rango de aplicabilidad de las mismas. Al realizar cálculos de forma manual pocas veces se toma en cuenta esta premisa, por tal razón los mismos presentan altos errores que pueden ocasionar un resultado no representativo de lo que realmente se tiene en el yacimiento; con este fin y con el de disminuir el tiempo de cálculo, además de presentar

un procedimiento más práctico que pueda ser utilizado por estudiantes medios así como en la industria petrolera, se procederá a diseñar y

programar, el conjunto de ecuaciones y correlaciones requeridas para el desarrollo del cálculo de reservas.

Se plantea el desarrollo de la aplicación en lenguaje de programación JAVA a fin de lograr una interface máquina-usuario sencilla que permita y facilite la utilización del mismo, el cual tendrá implícito todas las variables necesarias para evaluar los Métodos: Volumétrico, y Balance de Materiales en yacimientos de gas condensado volumétrico. También se incluirá un manual con los pasos requeridos para su uso en conjunto con las distintas ecuaciones utilizadas. Una vez realizado el programa se procederá a su validación, con la finalidad de determinar si el mismo reproduce los resultados con datos disponibles, para que pueda ser implementado como una aplicación útil para el cálculo de hidrocarburos.

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo General

Elaborar una aplicación que se emplee como herramienta para el cálculo de reservas en yacimientos de gas condensado volumétricos.

1.2.2.- Objetivos Específicos

1. Describir los métodos utilizados para la estimación de reservas en yacimientos de gas.
2. Realizar una aplicación para el cálculo de reservas en yacimientos de gas condensado volumétrico.
3. Revisar mediante el gráfico de Cole, que el yacimiento en estudio sea Volumétrico.
4. Aplicar los métodos: Volumétrico y Balance de materiales en el diseño de la aplicación.
5. Comparar los resultados obtenidos por la aplicación creada, permitiendo la estimación del grado de aplicabilidad y eficiencia de la misma en la resolución del problema.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente por metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución con el petróleo, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno y dióxido de carbono. Por su origen el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento. Este, a su vez, puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. Dependiendo de la composición de los gases estos pueden dividirse en gas seco, condensado y húmedo. El término seco o húmedo no se refiere a la presencia o ausencia de agua sino a la producción de líquido que estos pueden generar durante su fase de producción. [1]

Los análisis de laboratorio son la forma más efectiva de determinar las propiedades físicas y químicas de una muestra en particular. Sin embargo, en ausencia de datos de pruebas de laboratorio las correlaciones son alternativas para estimar muchas de las propiedades.

Las correlaciones que se presentan a continuación fueron escogidas por su confiabilidad y simplicidad para ser programadas en el computador.

2.1.- Propiedades del Gas Natural

Dado que el gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafinicos la cual varía en cantidades relativas, las propiedades físicas de una mezcla en particular dependerán de las propiedades individuales de sus componentes y de su grado de contribución en la mezcla. Durante la vida productiva del yacimiento el gas sufre una serie de cambios de fases debido a los cambios de presión y temperatura. El conocimiento de las propiedades del gas bajo estas condiciones variables es indispensable para tener un buen estimado de la recuperación de hidrocarburos que se podría tener en un yacimiento.

2.1.1.- Peso molecular aparente de la mezcla

Debido a que una mezcla de gases está compuesta de varios componentes, no se tiene un peso molecular específico y explícito. En el caso de una mezcla se habla de peso molecular aparente y es determinado por:

$$M = \sum_{i=1}^n Y_i * M_i \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

M: Peso molecular de la mezcla de gas, (Lb/Lbmol)

M_i: Peso molecular de cada componente del gas, (Lb/Lbmol)

Y_i: Fracción molar de cada componente, (Fracción)

2.1.2.- Gravedad específica del gas

La gravedad específica de un gas (ρ_g), es definida por la relación de las densidades del gas y del aire cuando ambos son medidos a la misma

temperatura y presión. A condiciones normales el gas y el aire se comportan como un gas ideal. Bajos estas condiciones si usamos la definición de

libramol ($n=m/M$) y densidad ($\rho=m/V$) y modelando este comportamiento ideal se tiene:

$$\gamma_g = \frac{(pM / RT)}{(pMa / RT)} = \frac{M}{Ma} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)

M_i : Peso molecular aparente de la mezcla de gases, (Lb/Lbmol)

M_a : Peso molecular del aire= 28,96, (Lb/Lbmol)

2.2.- Propiedades Seudocríticas del Gas

Para una mezcla de gases, Kay recomendó el uso de valores pseudocrítica para correlacionar las propiedades termodinámicas de mezclas gaseosas y líquidas de hidrocarburos. La presión y temperatura pseudocrítica (P_{sc} y T_{sc}) se pueden determinar a partir de la composición con la sumatoria de las fracciones molares o de la gravedad específica de la mezcla como se muestra en las ecuaciones 4.11 a 4.14, dependiendo de si es un gas rico o pobre.

2.3.- Comportamiento Real de los Gases

Las leyes de los gases reales son las mismas que los gases ideales modificadas con un factor de corrección que toma en cuenta el comportamiento no ideal. Regularmente las condiciones de flujo de gas natural a través de tuberías y medios porosos son de alta presión (>50 lpc) y

moderadas temperaturas (70-250 °F). A estas condiciones el gas natural y el gas condensado tienen un comportamiento real y no ideal. En el

comportamiento real de los gases es necesario tener en cuenta el volumen ocupado por las moléculas y las fuerzas de atracción y repulsión entre ellas. Existen dos métodos analíticos para evaluar el comportamiento P.V.T de los gases:

El primero en base al factor de compresibilidad y el segundo en base a las ecuaciones de estado. [2]

El más popular en la industria es el que usa el factor de compresibilidad Z, para hacer una corrección a la ecuación de los gases ideales.

Ecuación de los gases ideales:

$$p * V = n * R * T \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Ecuación general de los gases reales:

$$p * V = Z * n * R * T \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

P: Presión absoluta.

T: Temperatura absoluta.

V: Volumen.

n: Número de moles.

Z: Factor de compresibilidad.

R: Constante universal de los gases.

El valor de R dependerá de las unidades usadas. En la ecuación del comportamiento de los gases ideales no se tiene en cuenta el volumen ocupado por las moléculas ni las fuerzas de atracción y repulsión de las

moléculas, por lo tanto, solo puede utilizarse a bajas presiones (<50 lpc) y temperaturas moderadas.

2.3.1.- Factor de compresibilidad de los gases

Todos los métodos sencillos de calcular z se basan en el principio de los estados correspondientes desarrollado por J.D. VAN DER WAALS en 1856. Este principio establece que todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales condiciones de presión y temperaturas reducidas.

Una de las características de los gases es que al ser presurizados pueden ser comprimidos y, por ende, pueden ser almacenados o confinados en recipientes de pequeño volumen. Las relaciones en la fórmula que define la ley sobre gases perfectos, todavía no está completa porque falta tomar en cuenta el factor de compresibilidad (Z).

Para gases puros, Z es adimensional y depende de las presiones y temperaturas a las que sea sometido el gas. Por tanto, valores de Z pueden determinarse experimentalmente. Sin embargo, a través del conocimiento de la temperatura y presión crítica correspondiente a cada uno de los componentes que forman el gas natural se pueden calcular presiones y temperaturas “reducidas”. Si se desea obtener el factor de compresibilidad del gas, a determinada presión y temperatura, $Z = f(T_r, P_r)$ se procede a calcular los valores de presión y temperatura reducida para luego estimar este factor usando la grafica de factores de compresibilidad de gases naturales en función de presión y temperatura seudoreducida de Standing y Katz. [3]

En 1936, W. B. Kay aplicó el principio de los estados correspondientes a mezclas de hidrocarburos. En este caso se dice que todas las mezclas de

hidrocarburos tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales condiciones de presión y temperatura seudoreducida.

El método de Standing y Katz ha tenido bastante aceptación en la industria por exactitud dentro de un 3% en relación a los valores experimentales de Z y facilidad en los cálculos. Sin embargo, el método de Standing es apropiado para llevar a cabo los cálculos manualmente, en caso de su programación se hace bastante complicado, es por esto que muchos autores han tratado de ajustar las curvas por métodos numéricos con el fin de obtener valores de Z por medio del computador. Entre estos autores se encuentra Dranchuck y Abu-Kassem quienes en 1975 propusieron una ecuación de estado que involucra once constante para calcular el factor de compresibilidad del gas mostrada en el capítulo 4. [4]

2.4.- Propiedades Básicas de las Rocas y los Fluidos

2.4.1.- Porosidad

Es la fracción del volumen bruto o total de la roca que no está ocupado por la matriz. Es decir, es la fracción del volumen total de la roca no ocupada por material sólido.

2.4.1.1.- Clasificación de la porosidad

Esta se clasifica de acuerdo a dos factores específicos como lo son:

PRIMARIA

- **ORIGEN**
28
- **CONECTIVIDAD DE LOS POROS**

- Porosidad Primaria

Se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos fueron depositados.

- Porosidad Secundaria

Se forma como resultado de un proceso geológico post-diagenético o subsecuente a la deposición del material.

- Porosidad Absoluta

Es la fracción total o bruta de la roca correspondiente al volumen de poros conectados a no entre sí.

- Porosidad efectiva

Es la fracción del volumen total o bruto de la roca correspondiente al volumen de poros conectados entre sí.

2.4.2.- Compresibilidad

La compresibilidad se define como el cambio del volumen total de la roca por

unidad de volumen total por unidad de presión diferencial. La porosidad y la permeabilidad de las rocas sedimentarias es función del grado de compactación de la roca. Las fuerzas compactantes son función de los estratos superpuestos. El efecto de la compactación natural sobre la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera.

2.4.2.1.- Deformaciones elásticas inelásticas

El esfuerzo (presión) efectivo a la que está sometida una roca en el yacimiento aumenta a medida que se producen los fluidos del yacimiento y declina la presión, ya que la presión de sobrecarga permanece constante.

$$(P_m = P_s - P) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

P_m : Presión neta de sobrecarga.

P_s : Presión de sobrecarga.

P : Presión de los fluidos dentro de los poros.

La variación de porosidad con el esfuerzo se observa en las siguientes regiones:

- **Región Elástica:** Muestra una pequeña reducción de porosidad a medida que aumenta el esfuerzo. La roca se comporta elásticamente de tal manera que al eliminar el esfuerzo ($P_m = 0$), la porosidad regresa a su valor inicial.

- **Región de Colapso de Poros:** A elevadas tensiones, los poros y granos sufren un colapso caracterizado por una reducción drástica de porosidad. La roca se comporta inelásticamente de tal manera que al eliminar el esfuerzo, la porosidad adquiere un valor menor que el inicial. Este fenómeno recibe el nombre de histeresis el cual se debe a la deformación permanente de la

matriz de la roca.

La porosidad de las lutitas es reducida en mayor grado por la compactación, que la porosidad de las areniscas. Esta reducción de porosidad se debe al reacomodo de los granos de la matriz (cambio de su arquitectura). Similarmente, la presión de sobrecarga reduce hasta un 40% la permeabilidad medida en los laboratorios.

Lo expuesto anteriormente afecta de modo considerable la compresibilidad de la formación ya que ésta depende considerablemente de la porosidad; por ello es importante tener conocimiento del tipo de deformación a la que está sujeta la formación, para así tener una mejor optimización del cálculo de compactación de la misma; también hay que reseñar la importancia de la compresibilidad del agua de formación para los diferentes valores de presión, temperatura y gas en solución.

La siguiente ecuación muestra el factor de reducción del volumen poroso por compactación y expansión del agua connata:

$$C_t = 1 - \frac{(C_w * S_{wi} + C_f) * \Delta P}{1 - S_{wi}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

C_w : Compresibilidad del agua, $Lpca^{-1}$.

C_f : Compresibilidad de la formación, $Lpca^{-1}$.

P_i : Presión inicial, $lpca^{-1}$.

P : Presión a un tiempo determinado, $Lpca^{-1}$.

S_{wi} : Saturación de agua inicial, fracción.

2.4.3.- Permeabilidad

La permeabilidad de la roca es aquel parámetro que cuantitativamente indica la capacidad del sistema de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados (canales porosos) o la facilidad con que la roca transmite fluidos.

Existen tres tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad Efectiva

Es una medida de la facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido a través de sus canales porosos en presencia de otro (u otros) fluidos.

- Permeabilidad Absoluta

El medio poroso está completamente (100%) saturado con el fluido que se mueve a través de los canales porosos. Se tiene que $K_{efec} \leq K_{abs}$.

- Permeabilidad Relativa

Es el cociente entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido dado y permeabilidad base.

2.4.4.- Viscosidad

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Todos los gases o condensados tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton. Es afectada principalmente por la presión y temperatura. La viscosidad de un gas natural o de un gas condensado puede ser determinada experimentalmente o por medio de correlaciones. La determinación de la viscosidad del gas en el laboratorio es muy difícil debido a que su valor es muy pequeño por esta razón se prefiere usar métodos numéricos en su evaluación.

2.4.5.- Densidad

Se define la densidad de una sustancia como su masa por unidad de volumen. Por consiguiente, puede obtenerse la densidad de un gas perfecto, ρ_g , a presión y temperaturas dadas sustituyendo m/M por n en la ecuación de los gases perfectos, donde m es el peso del gas en libras y M su peso molecular.

$$P * V = \frac{m}{M} * R * T \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{P * M}{R * T} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

P = Presión, Lpc

V = Volumen, PCY

m = Peso del gas, Libras

M = Peso molecular, Lb/Lbmol

T = Temperatura, °R

R = Constante universal de los gases reales, 10,73 (Lpc*Pie³) / (Lbmol*°R)

ρ_g = Densidad del gas, Lb/PCY

La densidad del agua de formación cambia cuando pasa de condiciones de yacimiento a condiciones normales debido a la liberación de gas en solución y a la expansión. Conocida la densidad del agua a condiciones normales (ρ_{wcn}) se calcula la densidad a condiciones de yacimiento (ρ_w) a través de:

$$\rho_w = \frac{\rho_w(cn)}{B_w} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

ρ_w = Densidad del agua a condiciones de yacimiento, Lb/PCY

$\rho_w (cn)$ = Densidad del agua a condiciones normales, Lb/PCN

B_w = Factor volumétrico del agua de formación, BY/BN

2.4.6.- Gravedad °API

La gravedad API es una escala arbitraria del Instituto del Americano del Petróleo, que guarda la relación con la gravedad específica para petróleos y sus derivados. Cuando más ligero es el crudo mayor es el grado API. Así pues, el grado API indica la ligereza del crudo. Un crudo muy pesado tendrá un grado API bajo.

2.4.7.- Gravedad específica

Se define como la razón de la densidad de un gas a una determinada presión y temperatura a la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente a 60°F y presión atmosférica.

2.4.8.- Fuerzas capilares

2.4.8.1.- Tensión interfacial

Todas las moléculas en un fluido se atraen con fuerzas proporcionales a su masa e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas. Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento. La tensión interfacial es la fuerza por unidad de longitud que se requiere para crear una nueva unidad de superficie, que hace que dos fluidos sean inmiscibles.

2.4.8.2.- Humectabilidad

Es la medida de la tendencia de un fluido para espaciarse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial. Se denomina fluido mojante o humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento. El fluido no mojante es aquel que tiene poca o ninguna afinidad con el sólido. El sólido puede ser la roca reservorio, una arenisca, calcitas, dolomías y otras rocas.

2.4.8.3.- Presión capilar

Se define presión capilar como la diferencia de presión a través de la interface, o también como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas) que coexisten en dicho medio.

La evidencia más común se observa al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube por dentro del tubo. Esta situación es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles gas, petróleo y agua.

Los datos de presión capilar proveen información muy útil sobre el radio de la garganta de poro efectivo, permeabilidad y al ser convertido a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca.

2.4.9.- Factor de compresibilidad del gas condensado (Z_{gc})

El factor de desviación del gas, es un factor de corrección introducido en la ecuación general de los gases ideales. Este factor se puede obtener por lo general midiendo el volumen de una muestra de gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, y luego midiendo el volumen de la misma cantidad de gas a presión atmosférica y a una temperatura suficientemente alta para que todo el material permanezca en estado

gaseoso.

$$Z = \frac{V_r}{V_i} \quad (\text{Gases Reales}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2}, \quad P * V = n * R * T \quad (\text{Ley de los gases perfectos}) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Sustituyendo la Ecuación de los Gases reales en la ley de los gases perfectos se tiene:

$$\frac{P_1 * V_1}{Z_1 * T_1} = \frac{P_2 * V_2}{Z_2 * T_2} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Si no se tiene la medición antes mencionada, se puede estimar el factor de desviación a partir de su gravedad o peso específico.

Para la aplicación el Método del factor de compresibilidad del gas condensado, hay que notar que en realidad no existen gases perfectos; sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosférica se aproximan al comportamiento ideal. Estos comportamientos están enunciados en las leyes de Boyle y Charles, la explicación de este comportamiento se basa en que las moléculas de los gases reales presentan dos tendencias [5]:

1. Se apartan entre sí por su constante movimiento cinético.
2. Se atraen por fuerzas eléctricas entre moléculas.
3. El factor de compresibilidad del gas debe determinarse para cada gas y cada combinación de gases a las condiciones de presiones y temperaturas dadas, ya que varía para cada gas o mezcla de gases y para cada temperatura y presión del gas o mezcla de gases.

2.4.10.- Factor volumétrico del gas

Es un factor que representa el volumen del gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Para efectos del estudio gran parte de esta información se tomó de los libros de reservas. Sin embargo en los yacimientos donde no se tenía esta información se procedió a determinarlo mediante la siguiente ecuación:

$$Bg = \frac{0.02829 * Z * T}{P} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

Bg: Factor Volumétrico del Gas (PCY/PCN)

Py: Presión de Yacimiento (Lpca)

Ty: Temperatura del Yacimiento (°R)

Z: Factor de Desviación del Gas.

El factor volumétrico del gas puede ser expresado también en BY/PCN cambiando la cte. de la Ec. 2.13 por: 0.00504. [6]

2.4.11.- Presión

Es la fuerza resultante de aplicar una fuerza sobre un área determinada.

$$P = \frac{F}{A} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

P: Presión (Lbs / Plg²)

F: Fuerza (Lbs)

A: Área (Plg^2)

2.4.11.1.- Presión de formación

Es llamada también presión de poros, presión de roca o presión de yacimientos, y se define como la presión a la cual están sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de los fluidos.

2.4.11.2.- Presión inicial

Es la presión original del reservorio antes de haberse producido los fluidos, y habiéndose producido cierta cantidad de fluido la perturbación de presión debido a esta producción no ha alcanzado los límites del yacimiento.

Normalmente la presión promedio y la presión inicial de un yacimiento recién descubierto se determina a través de una prueba de restauración de presión, utilizando cualquiera de los siguientes métodos: Método de Horner, Método de Muskat Modificado, Método de Dietz y Método de Matthews, Brons y Hazeebrook (MBH). [7]

2.4.12.- Saturación de fluidos

Se denomina saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por determinado fluido. Mientras mayor sea la saturación de la roca mojada por un fluido en particular, mayor será la eficiencia de recobro de ese fluido. Este es un parámetro de mucha importancia en el estudio de la factibilidad de un proyecto tanto de inyección como de producción. Se denota como S_i , donde i se sustituye por g cuando el fluido es gas; por o cuando es petróleo; y por w

si es agua.

2.4.12.1.- Saturación de gas

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

2.4.12.2.- Saturación de agua

$$S_{w_i} = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_{w_i}}{V_p} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

2.4.12.3.- Saturación de petróleo

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Petróleo}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Si las tres fases están presentes en el yacimiento, entonces se cumple que:

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad (\text{Ec. 2.18})$$

2.5.- Ingeniería de Yacimientos

La ingeniería de yacimiento, es la parte de la ingeniería de petróleo dedicada a estudiar los hechos, información y conocimiento con la finalidad de controlar las operaciones para obtener la máxima recuperación de un yacimiento a un costo mínimo. Puede definirse como la aplicación de los principios científicos a los problemas que surgen durante el desarrollo y la producción de los yacimientos de petróleo y gas.

2.5.1.- Definición de yacimientos

Un yacimiento, es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado, sin embargo, también puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad y permeabilidad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos.

2.6.- Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos

2.6.1.- Clasificación geológica

Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales destacan:

- Trampas Estructurales: Es consecuencia directa de las formaciones producidas por las fuerzas subterráneas y la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas.
- Trampas estratigráficas: Son aquellas en el que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca [8].

2.6.2.- De acuerdo al estado de los fluido

Los fluidos en un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos cuyo estado depende de la composición de dicha mezcla y de las condiciones de presión y de temperatura existentes en el yacimiento. Para una composición fija de mezcla, un diagrama de presión temperatura como el mostrado en la figura 2.1 permite clasificar los yacimientos en:

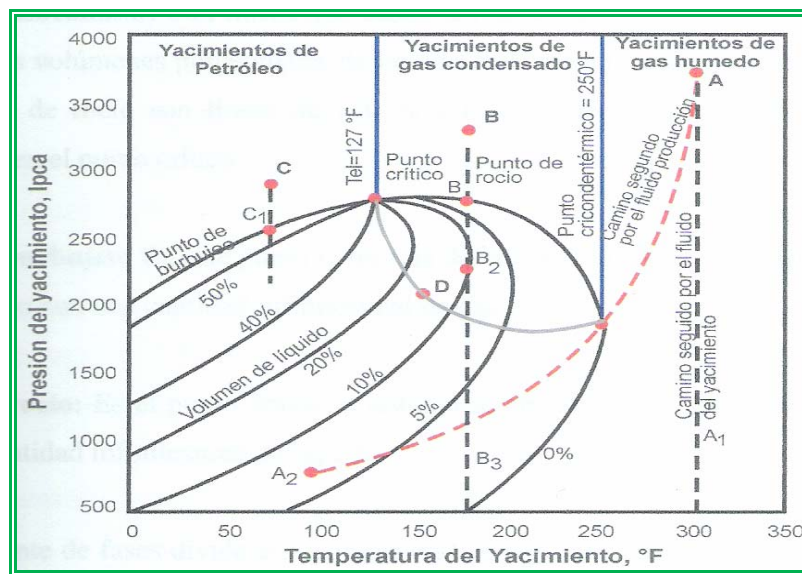


Figura 2.1.- Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen. [5]

2.6.2.1.- Yacimientos de gas secos

El gas está compuesto principalmente por Metano ($\% C1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y más pesados ($\% C5+ < 1 \%$). La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimientos y de superficie figura 2.2, sin embargo en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de líquido, la cual no es superior a 10 BN/MMPCN. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura

cricondentermica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción. Se considera que un yacimiento es de gas seco si la relación gas-petróleo es mayor de 100.000 (PCN/BN).

2.6.2.2.- Yacimientos de gas húmedo

Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento figura 2.3, pero al salir a superficie cae en la región de dos fases, formándose una cantidad de líquido del orden de 10 BN/MMPCN. La temperatura de estos yacimientos también es mayor a la temperatura Cricondentrómica.

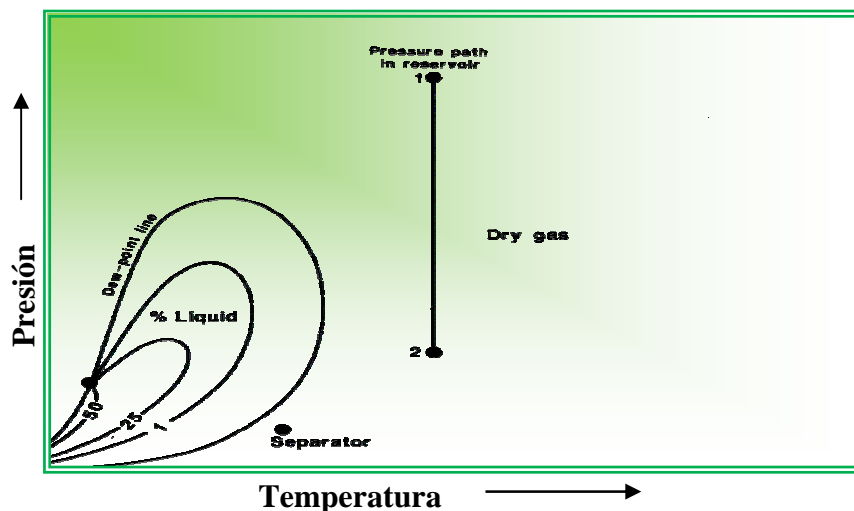


Figura 2.2.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco. [9]

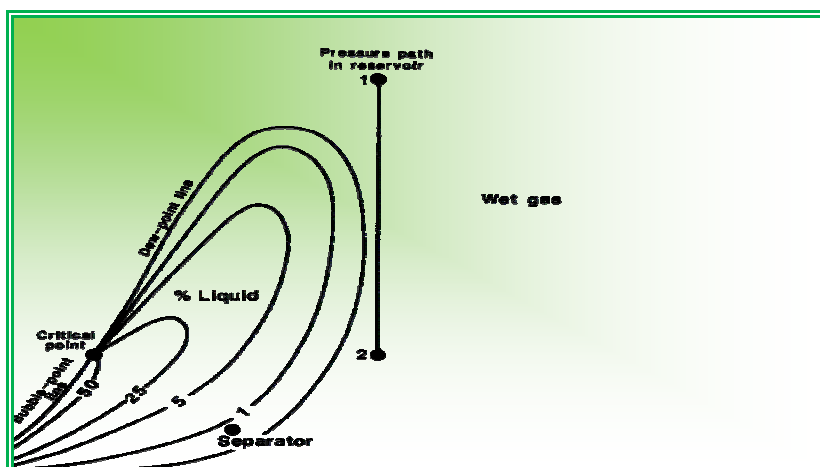


Figura 2.3.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo. [9]

2.6.2.3.- Yacimientos de gas condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante el metano (> 60%), aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor, un gas condensado se puede considerar como un gas con líquido disuelto. Dicha mezcla a condiciones de presión y de temperatura de yacimiento, se encuentra en estado gaseoso y en su trayecto a la superficie, logran condensarse sus componentes hidrocarburos más pesados, debido a la variación de sus condiciones iniciales. Figura 2.4.

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie. Entre más rico en componentes pesados (C5+) sea el gas condensado extraído menor es la RGC y la gravedad API del condensado, además el color se torna oscuro.

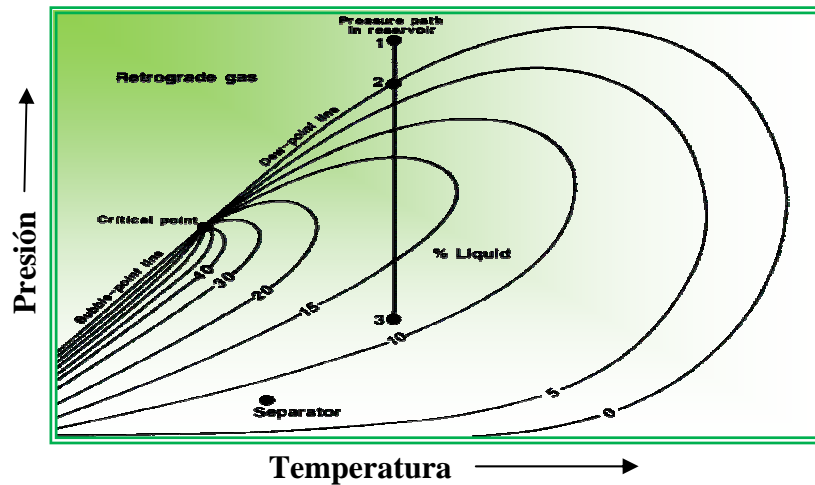


Figura 2.4.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas condensado. [9]

2.6.2.3.1.- Presión de rocío retrógrada

La presión de rocío es aquella que permite definir cuándo un gas entra en la región retrógrada. La importancia del conocimiento de la presión de rocío reside en que a presiones por debajo de ella comienza a ocurrir condensación retrógrada de líquido. Los factores que la afectan en mayor grado son temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la RGC y de la gravedad API del condensado.

2.6.2.3.2.- Condensación y vaporización retrógrada

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y ésta cae por debajo de la curva de rocío, ocurre condensación de las fracciones pesadas e intermedias del gas. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños

de la roca; por lo que no logran fluir ya que no alcanzan la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir condensación retrógrada está dado

por el depósito de las fracciones que tienen mayor valor comercial, por lo que el fluido que se produce se empobrece de tales fracciones.

La declinación de la presión produce una rápida condensación de líquido que alcanza un máximo, que permite el comienzo de una etapa. Una vez que se alcanza la condensación retrógrada máxima, ocurre vaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión. Como consecuencia se produce una disminución de la RGC y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido.

2.6.3.- Yacimientos de acuerdo a los mecanismos de producción

Se conoce como mecanismo de producción, al proceso en el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. A continuación se explica brevemente los diferentes mecanismos de producción, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

2.6.3.1.- Desplazamiento Hidraulico

Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El influjo de agua puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero, y lateral o de fondo, según la posición en la estructura del yacimiento. La efectividad de este mecanismo depende del tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca del yacimiento. Para un efectivo desplazamiento hidráulico se necesitan acuíferos de gran tamaño y una permeabilidad adecuada para que exista rápida comunicación entre yacimiento y acuífero.

Este mecanismo se caracteriza por:

- La tasa de producción de petróleo disminuye lentamente, pero en forma continua y a la vez la producción de agua aumenta.
- Rápida declinación inicial en la presión, pero esa declinación se hace cada vez menor con la producción.
- Los factores de recobro están entre 40 y 60%.

2.6.3.2.- Desplazamiento por gas en solución

Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido. Predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como un acuífero o capa de gas. Se caracteriza por:

- Rápida declinación de la presión y de la tasa de producción.
- La relación gas - petróleo (RGP), se eleva rápidamente por cierto período y luego baja también rápidamente.
- A menos que el efecto gravitatorio sea de importancia este mecanismo es de bajo factor de Recobro.

2.6.3.3.- Desplazamiento por capa de gas

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor a la de burbujeo del petróleo, existiendo una capa de gas encima de la zona de petróleo, la

cual se expande desplazando el petróleo hacia los pozos productores. Para ser efectiva, se necesita una capa original de gas grande formada por

segregación gravitacional. Para que exista una segregación gravitatoria efectiva se requiere, un yacimiento uniforme con alta permeabilidad vertical, espesor considerable o un buzamiento apreciable. La producción no controlada de gas, reduce su efectividad. Se caracteriza por:

- Baja declinación de la presión del yacimiento y de la tasa de producción.
- La relación gas petróleo de los pozos alejados del contacto gas – petróleo aumenta lentamente y para evitar que aumente bruscamente.
- El factor de recobro está entre 25 y 50%

2.6.3.4.- Desplazamiento por expansión de fluidos y/o roca

Este mecanismo de producción ocurre cuando existe una sola fase y es el resultado combinado de la expansión de la roca y de los fluidos. Este mecanismo se produce en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo.

2.6.3.5.- Segregación gravitacional

Ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación, es un flujo contra corriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura,

ayudando el drenaje total del yacimiento.

2.6.3.6.- Desplazamiento combinado

Ocurre en el yacimiento cuando actúan dos o más mecanismo de expulsión simultáneamente. [8].

2.7.- Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado

2.7.1.- Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles, el rendimiento de líquido (BN condensado/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).

2.7.2.- Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el yacimiento

En estos yacimientos la presión 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 producida no varía y 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 retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión. [10]

2.8.- Clasificación Oficial de Recursos de Hidrocarburos

Diversas organizaciones a escala mundial se manifestaron en cuanto a la necesidad de obtener un sistema único en materia de definición y clasificación de reservas. Por tal motivo el Congreso Mundial de Petróleo (WPC) de la Sociedad de Ingeniero de Petróleo (SPE) han venido trabajando de manera conjunta y en la actualidad ponen a disposición de la comunidad petrolera un sistema que aspiran tenga aceptación mundial. En Venezuela, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, es el organismo encargado de establecer las normas para la explotación de los hidrocarburos por parte de las empresas operadoras. El mismo adoptado un sistema de clasificación según la Certidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican según se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1.- Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	Probadas Probables Posibles
Facilidades de Producción	Probadas Desarrolladas Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	Primarias Suplementarias

2.8.1.- Reservas

Se entiende por reservas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que

será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuanto gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el “Gas Original en Situ” (GOES). Este cálculo obliga al conocimiento de:

- El volumen de roca productora.
- La porosidad de esta roca, que es el espacio intersticial disponible.
- La saturación de agua de estos espacios, porcentaje de poros ocupados por el agua.
- La profundidad, presión y temperaturas de las capas productivas.

Toda esta información se obtiene solo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permita además tomar los registros y las muestras necesarias.

La reserva de gas en un yacimiento es una fracción del “Gas Original in Situ”, ya que nunca se recupera el total del gas existente. Para establecerla hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, el cual implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, la relación agua-gas, su presión, permeabilidad de la roca; medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación.

2.9.- Clasificación de las Reservas

2.9.1.- Reservas pobladas

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

esta categoría se incluyen:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hallan 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 aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde la condición geológica y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles del yacimiento 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 con 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 analista 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.

2.9.2.- Reservas probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en donde la

información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza con el de las 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 falla 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 procesos, 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 en un yacimiento que resulte de reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.)

2.9.3.- Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la

información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimulación pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozos o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existen dudas razonables sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Los volúmenes adicionales asociados en 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 interpretación de parámetros de yacimientos, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón

de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.)

Además de estas reservas, el Ministerio de Energía y Minas de

acuerdo con el grado de certidumbre de las mismas ha anexado dos tipos a esta clasificación: reservas recuperables y sin descubrir.

2.9.4.- Reservas recuperables

Se llaman reservas recuperables al volumen de gas que puede ser extraído económicamente del yacimiento hasta cuando se alcance las condiciones de abandono del mismo. Se pueden calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$G_{pr} = GOES * FR \quad \text{(Ec. 2.19)}$$

Donde:

Gpr: reservas recuperables, en PCN

FR: factor de recobro, en fracción.

GOES: gas original en sitio.

2.10.- Reservas en Venezuela

Actualmente, Venezuela cuenta con vastas reservas probadas de Gas Natural por el orden de 147,5 BPC, ubicándose como el séptimo país del mundo con mayores reservas probadas de Gas Natural y el primero de América Latina. Como se observa en la figura 2.12. El 71% de las reservas probadas se encuentran en la zona oriental del país, 24% en la zona occidental, 2,5% en el Norte de Paria, 2,4% en la Plataforma Deltana y el 0,14% en la zona sur. El 90,8% de estas reservas probadas de Gas Natural corresponde a gas asociado al petróleo y 9,2% de gas no asociado.

En relación con los recursos de gas natural, Venezuela cuenta, considerando tanto tierra firme como su plataforma continental, con un total de recursos de 225 billones de pie cúbicos, de los cuales 65% son reservas

probadas, el 17% son probables y los 18% restantes son posibles. [11]

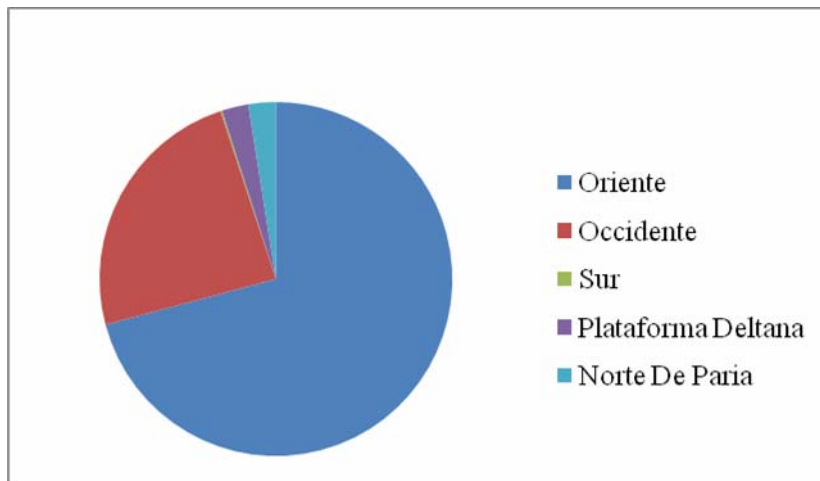


Figura 2.5.- Distribución de Reservas en Venezuela. Fuente: Propia.

2.11.- Factor de Recobro

El factor de recobro representa la fracción del volumen de gas original en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento, depende en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento, este factor se ve afectado por:

- **Presión de abandono:** Entre menor sea la presión de abandono mayor es el recobro del gas, ya que queda una menor cantidad (moles) de gas remanente en el yacimiento.

- **Presencia de acuífero:** Mientras mayor sea la actividad del acuífero menor es el recobro de gas porque hay que abandonar los pozos por alta producción de agua cuando todavía la presión del yacimiento es alta. Una

gran cantidad de gas a alta presión queda atrapada en la zona invadida por el agua.

- **Permeabilidad del yacimiento:** Entre mayor sea la permeabilidad, menor

presión de abandono se puede alcanzar en la explotación de un yacimiento de gas y por tanto el recobro será mayor.

- **Heterogeneidad del yacimiento:** En yacimientos heterogéneos donde hay grandes variaciones espaciales de permeabilidad, el agua tiende a avanzar selectivamente por la zona de mayor permeabilidad y a invadir rápidamente los pozos, esto produce bajos recobros de gas.

Para yacimientos recién descubiertos, de los cuales se dispone de poca información, se usa por analogía el factor de recobro de yacimientos similares a los descubiertos. Cuando se trata de yacimientos ubicados en zonas desconocidas, se recomienda usar los de la tabla 2.2.

Tabla 2.2.- Factor de Recobro para yacimientos ubicados en áreas desconocidas.

Tipos De Yacimientos	FR
Yacimientos volumétricos (cerrados)	0,8-0,9
Yacimientos con empuje moderado de agua	0,7-0,8
Yacimientos con empuje activo de agua	0,5-0,6

2.11.1.- Criterios de abandono de los yacimientos de gas

En general un yacimiento de gas se abandona cuando éste alcance una baja presión llamada de abandono o cuando los pozos sean inundados por agua. La presión de abandono es la presión a la cual debe abandonarse un yacimiento de gas porque su explotación a presiones inferiores a la de abandono no es rentable, ésta depende de factores técnicos y económicos:

- Precio de venta del gas.
- Índice de productividad de los pozos. A mayor índice de productividad de los pozos, menor presión de abandono se puede tener en la

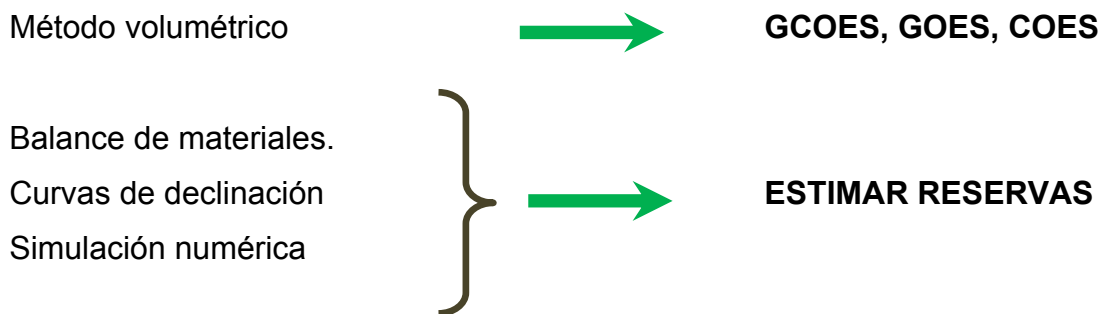
explotación de un yacimiento.

- Presión de fondo fluyente necesario para que el gas fluya hasta las estaciones de compresión o hasta las líneas de transporte de gas (gasoductos).

2.12.- Métodos para el Cálculo de Reservas

Para determinar reservas, primero es necesario estimar los volúmenes de fluidos en sitio, mediante el uso de información geológica, análisis de núcleo, registros eléctricos, etc. El conocimiento rápido del GOES luego de perforar el primer pozo es necesario para planificar la perforación de otros pozos y su consecuente producción. Como no se tienen históricos de producción y presión a ese momento, el único método para hacer la estimación del GOES es el volumétrico. Al no conocerse la extensión areal del yacimiento, este método solo permite calcular el GOES por acre de área o por acre-pie de volumen.

Una vez que se haya desarrollado el yacimiento se puede definir sus límites y calcular el volumen en una forma más exacta. Tan pronto como se disponga de datos de producción y presión, se puede aplicar el método de balance de materiales para validar el GOES volumétrico. El cálculo de un yacimiento se puede hacer por los métodos o técnicas siguientes:



2.12.1.- Método volumétrico

Este método permite la estimación de fluidos originalmente en sitio 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 solo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta incertidumbre, por lo que se habla de estimación.

2.12.1.1.- Yacimientos de gas seco

Modelando el yacimiento en forma rectangular (con forma espacial de un paralelepípedo):

$$G = 43.560 * \frac{\bar{\phi} * (1 - \overline{Swi}) * \bar{h} * A}{B_{gi}} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Donde:

G: Gas original en sitio (GOES); en PCN.

ϕ : Porosidad; en fracción.

Swi: Saturación inicial de agua, en fracción

Bgi: Factor volumétrico del gas a Pi y Tf, en PCY/PCN.

h: Espesor, en pies.

A: Área, en pie².

Pi: Presión inicial del yacimiento, lpcá.

Tf: Temperatura del yacimiento, en R.

La ecuación anterior se utiliza para calcular el gas original en sitio

(GOES), donde ϕ , \bar{h} , $\overline{S_{wi}}$ y $\overline{B_{gi}}$ son valores promedios volumétricos (o areales) representativos de todo el yacimiento y a es el área total del yacimiento.

2.12.1.2.- Yacimientos de gas húmedo y condensado

El GOES (gas original en sitio) y el COES (condensado original en sitio) de yacimientos de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a piernas de petróleo) se pueden determinar haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco, el volumen de gas condensado originalmente en sitio (GCOES) en PCN se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$GCOES = 43.560 \frac{\overline{\phi} (1 - \overline{S_{wi}}) \bar{h} * A}{\overline{B_{gi}}} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

B_{gci} : Factor volumétrico del gas condensado a la presión y temperatura inicial del yacimiento, (PCY/PCN).

Los demás parámetros fueron definidos anteriormente.

El factor volumétrico promedio del gas condensado, utilizando un

factor de compresibilidad del gas bifásico determinado a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento, suponiendo que el gas permanezca en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, f_g , se puede calcular el GOES con la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * fg \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$fg = \frac{RGCi / 379,4}{RGCi / 379,4 + 350\gamma / Mc} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

GCOES: Gas Condensado Original en Sitio, (PCN).

GOES: Gas Original en Sitio, (PCN).

fg: Fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, (fracción).

Mc: Peso Molecular del Condesado, (lb/lbmol).

γ : Gravedad Específica del Condensado.

RGCi: Relación Gas Condensado inicial, (PCN/BN).

Dividiendo el GOES por la RGCi se obtiene el Condensado Original en Sitio (COES) en BN.

$$COES = GOES / RGCi \quad (\text{Ec. 2.24})$$

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

$$\text{Reservas Recuperables de Gas} = GOES * Frg \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$\text{Reservas Recuperables de Condensado} = COES * Frc \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

Frg: Factor de recobro de gas.

Frc: Factor de recobro de Condensado.

2.12.1.2.1.- Recombinación en base a la relación del gas condensado

Recombinando las producciones de gas y condensado de superficie se obtienen las siguientes expresiones para calcular el peso molecular (M_{gc}) y la gravedad específica (γ_{gc}) del gas condensado original en sitio.

$$M_{gc} = \frac{0,07636RGC * \gamma_g 350\gamma_c}{0,002636RGC + \frac{350\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$$\gamma_{gc} = \frac{M_{gc}}{28,96} = \frac{RGC * \gamma_g + 4.584\gamma_c}{RGC + \frac{13.2800\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas separado en superficie (aire=1).

γ_c : Gravedad específica del condensado del tanque (agua=1).

M_c : Peso molecular del condensado de tanque.

RGC: Relación gas (separado) condensado (tanque), (PCN/BN).

Para un sistema de separación en varias etapas, la relación gas-condensado y la gravedad específica del gas viene dada por:

$$RGC = \frac{\sum_{i=1}^n q_{gi}}{\sum_{i=1}^n q_c} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{\sum_{i=1}^n q_{gi}} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Donde:

qgi: Tasa de flujo de gas de cada etapa de separación, (PCN/D).

γ_{gi} : Gravedad específica del gas en cada etapa de separación (aire=1).

qc: Tasa de flujo de condensado del tanque, (BN/D).

n: Número de etapas de separación (se incluye el tanque).

Fg y Bgci se pueden determinar por las siguientes ecuaciones:

$$f_g = \frac{RGC}{RGC + 132.800 \gamma_c / M_c} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$\overline{Bg_{ci}} = 0,02829 \frac{Zg_{ci} T_f}{P_i} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Donde:

Zgci: Factor de compresibilidad promedio inicial del gas condensado a Pi.

Tf: Temperatura de la formación, (°R).

Pi: Presión promedio inicial, (lpca).

2.12.1.2.2.- Recombinación de en base a la composición de fluidos del separador de alta presión

La composición del gas condensado original del yacimiento se puede determinar recombinando las muestras de gas y líquido del separador de alta presión. Para efectuar esta recombinación se necesita conocer la

composición de las muestras de gas y líquido, la densidad del líquido del separador y el encogimiento (factor volumétrico) que sufre este líquido al pasar el tanque. [10]

2.13.- Balance de Materiales

La ecuación de balance de materiales se usa para determinar la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento y especialmente para estimar la cantidad de hidrocarburo inicial en el yacimiento y predecir el comportamiento futuro y la recuperación total del gas bajo unas condiciones de abandono dadas.

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.

En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento podría ser expresado de la siguiente manera: el volumen de los fluidos presentes en el yacimiento en un momento determinado será igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos. En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse a una misma condición de presión

y temperatura para que tenga validez. Las suposiciones de este método son:

- ✓ El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
- ✓ El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua connota.
- ✓ La relación gas –agua en solución se considera se considera igual a cero.
- ✓ Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- ✓ Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- ✓ Cualquier cambio en presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

2.13.1.- Ecuación general: yacimiento de gas seco

$$\underbrace{\frac{G_p}{G}}_{\text{Recobro Total}} = \underbrace{\left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)}_{\text{Recobro Por Expansión de Gas}} + \underbrace{\frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p}_{\text{Recobro Por Expansión del Agua Connota y Reducción del Volumen Poroso por Compactación}} + \underbrace{\frac{W_e - W_p B_w}{G B_g}}_{\text{Recobro Por Intrusión de Agua}} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Donde:

G: Gas Original en Sitio, PCN.

G_p: Gas Producido acumulado hasta una presión P, (PCN).

B_{gi}: Factor volumétrico del gas a (P_i, T_y), (PCY/PCN).

B_g: Factor volumétrico del gas a (P, T_y), (PCY/PCN).

C_w, C_f: Compresibilidad del agua y de la formación, (Pulg²/Lbs).

S_{wi}: Saturación inicial del agua, frac.

ΔP: Cambio en la presión promedio del yacimiento (P_i-P), (Lpca)

We: Intrusión de agua, (BY).

Wp: Agua producida acumulada, (BN).

Bw: Factor volumétrico del agua, (BY/BN).

La Ecuación de Balance De Materiales para Yacimientos de Gas se puede expresar en función de P/z. Sabiendo que:

$$Bg = \frac{0.00504 * z * T}{P} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Tenemos que:

$$\frac{Bgi}{Bg} = \frac{zi * P}{z * Pi} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Reemplazando la ecuación de 2.48 y 2.49 en la Ecuación General de Yacimiento de gas y despejando en función de P/z, tenemos:

$$\frac{P}{z} = \frac{\frac{Pi}{zi} * \left[1 - \frac{Gp}{G} \right]}{1 - \left(\frac{Cw * Swi + Cf}{1 - Swi} \right) * \Delta p - \left[\frac{We - Wp * Bw}{0.00504 * Ty * G} \right] * \frac{Pi}{zi}} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

2.13.1.1.- Yacimientos Volumétricos

El término Volumétrico aplica a yacimientos donde el volumen poroso ocupado por hidrocarburos permanece constante, es decir, que no tiene entrada de agua.

- No existe empuje hidráulico.
- En yacimientos de arenas consolidadas con presiones normales, la

compresibilidad del agua y de la formación son muy pequeñas en comparación con las compresibilidades del gas.

Tomando en cuenta estas consideraciones, la Ecuación General de Balance de Materiales para yacimientos de gas queda de la siguiente forma:

$$\frac{Gp}{G} = 1 - \frac{Bgi}{Bg} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

$$\frac{P}{z} = \frac{Pi}{zi} * \left[1 - \frac{Gp}{G} \right] \quad (\text{Ec. 2.38})$$

En yacimientos con presiones anormales y con fuerte compactación en los cuales no se puede despreciar la reducción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos debido a la expansión del agua y reducción del volumen poroso, la Ecuación General de Balance de Materiales para yacimientos de gas queda de la siguiente forma:

$$\frac{Gp}{G} = \left(1 - \frac{Bgi}{Bg} \right) + \frac{Bgi}{Bg} * \left[\frac{Cw * Swi + Cf}{1 - Swi} \right] * \Delta p \quad (\text{Ec. 2.39})$$

$$\frac{P}{z} = \frac{\frac{Pi}{zi} * \left[1 - \frac{Gp}{G} \right]}{1 - \left(\frac{Cw * Swi + Cf}{1 - Swi} \right) * \Delta p} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

2.13.1.2.- Yacimientos de gas con influjo de agua

Un acuífero representa un volumen de agua depositado en las rocas

subyacentes que está en contacto con una acumulación de hidrocarburos. Los acuíferos pueden ser de distintos tipos por su tamaño y/o la disponibilidad de una fuente de abastecimiento continua de agua. Por tanto un acuífero puede ser grande, mediano o pequeño en tamaño y confinado cuando tiene fuente exterior de agua que lo alimente, y no confinado cuando su volumen de agua de nutre de una fuente exterior adicional. [2]

- **Sin tener en cuenta C_w y C_f .**

$$\frac{Gp}{G} = \left(1 - \frac{Bgi}{Bg}\right) + \left[\frac{We - Wp.Bw}{G * Bg}\right] \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$\frac{P}{z} = \frac{\frac{Pi}{zi} * \left[1 - \frac{Gp}{G}\right]}{1 - \left[\frac{We - Wp.Bw}{0.00504 * Ty * G}\right] * \frac{Pi}{zi}} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

- **Teniendo en cuenta C_w y C_f**

$$\frac{Gp}{G} = \left(1 - \frac{Bgi}{Bg}\right) + \frac{Bgi}{Bg} \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi}\right] \Delta p + \frac{We - WpBw}{GBg} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$$\frac{P}{z} = \frac{\frac{Pi}{zi} * \left[1 - \frac{Gp}{G}\right]}{1 - \left(\frac{Cw * Swi + Cf}{1 - Swi}\right) * \Delta p - \left[\frac{We - Wp * Bw}{0.00504 * Ty * G}\right] * \frac{Pi}{zi}} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

Los métodos de BM usados en la evaluación de yacimientos de petróleo con empuje hidráulico pueden ser utilizados en yacimientos de gas entre los que se encuentran [9]:

- Método de la EBM
- Método de Van Everdingen y Hurts
- Método del acuífero de Pote.
- Método de Havlena y Odeh

2.14.- Cálculo de Balance de Materiales

2.14.1.- Método de declinación de presión (yacimientos volumétricos)

Este método es una de las bases técnicas más utilizadas en ingeniería de yacimientos. La grafica P vs. Gp no es una línea recta y su extrapolación a P/z = 0 produce grandes errores.

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} - \frac{R * T_y * G_p}{379.4 * (43560) * V_b * \phi * (1 - S_{wi})} \quad (\text{Ec. 2.45})$$

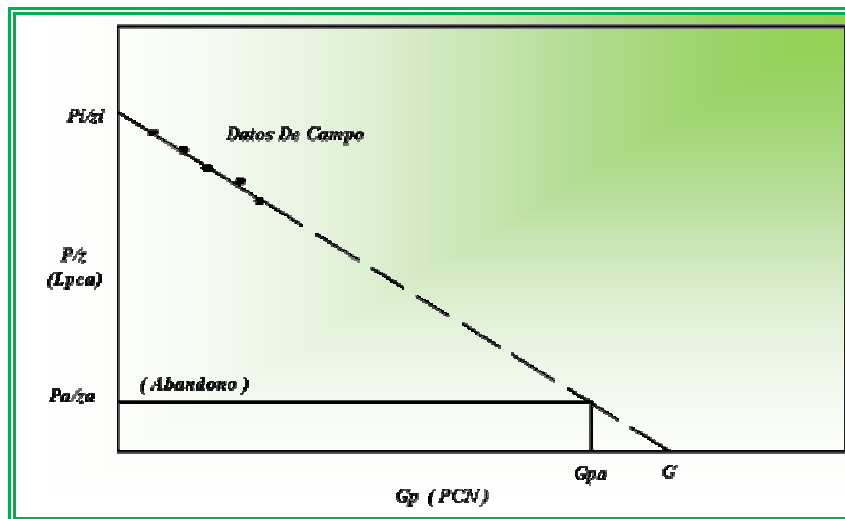


Figura 2.6.- Variación de P/z con Gp para un Yacimiento Volumétrico. [9]

La figura 2.6 ilustra la conocida técnica de cotejo y producción. Los puntos en la figura muestran el comportamiento observado en el campo. Luego de ajustar los puntos grafica o matemáticamente a una línea recta, la

extrapolación de la línea $P/z = 0$ permite calcular el GOES, el cual se puede comparar con el valor obtenido por el método volumétrico de cálculo de reservas.

Para determinar el GOES y el COES, se aplican las ecuaciones 2.22 y 2.24 definidas en el Método Volumétrico.

2.15.- Uso de los Métodos de Predicción de Yacimientos de Gas Seco en Yacimientos de Gas Húmedo y Condensado

Los métodos anteriormente explicados para el cálculo de reservas son aplicables para yacimientos de gas seco, pero también pueden ser utilizados en los yacimientos de gas húmedo, gas condensado sin condensación retrograda en el yacimiento, gas condensado con poca o despreciable

condensación retrogradas en el yacimiento. El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Usar el factor de compresibilidad del gas húmedo o gas condensado en vez del Z del gas seco en caso de estar por debajo de la presión de saturación.
2. En el caso de BM mientras que el fluido permanezca monofásico en el yacimiento, pueden usarse los cálculos de gas seco siempre y cuando se modifique la producción acumulativa de gas GP para incluir el condensado líquido producido. Esto se debe hacer debido a que el líquido producido en superficie (o la mayor parte de él) se encuentra en el yacimiento en fase gaseosa. Este caso el GP, debe incluir la producción de gas en los separadores la producción de condensado y agua convertida en gas ($GPequiv.liq$).

2.15.1.- Ecuación de balance de material para yacimientos de gas condensado

Históricamente la predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado ha sido muy difícil debido a los cambios de fases que frecuentemente ocurren en estos yacimientos, tales como, condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío, vaporización del condensado retrogrado a bajas presiones (<1000 lpc) y la vaporización del agua connata.

Dependiendo de las características del yacimiento se recomienda el uso de simuladores composicionales cuando el yacimiento sea grande (50-100 MMBN de reservas de condensado) y se tenga buena información sobre propiedades de las rocas y los fluidos del mismo, o bien el uso de los modelos analíticos cuando el yacimiento sea pequeño y no se disponga de la información necesaria para hacer un estudio de simulación composicional.

Para predecir el comportamiento de estos yacimientos, uno de los métodos utilizados es balance de materiales composicional (BMC). Este tipo de balance es similar al convencional (no composicional) en muchos aspectos, como por ejemplo, no tiene en cuenta los gradientes de presión y saturación que ocurre en los yacimientos en un momento dado, pero en cambio tiene en cuenta los cambios de la mezcla original de hidrocarburos con presión.

La ecuación de balance de materiales para yacimientos de gas condensado viene expresada de la siguiente manera:

$$\frac{G_{pt}}{GCOES} = \left(1 - \frac{Bgci}{Bgc}\right) + \frac{Bgci}{Bgc} \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta p + \frac{We - WpBw}{GCOES^* Bgc} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

2.15.1.1.- Método de declinación de presión

A continuación se presenta el método de declinación de presión para determinar las reservas de yacimientos de gas condensado volumétricos con presiones normales o anormales y condensación retrograda en el yacimiento.

-Ecuación Básica

La ecuación básica de este método se puede deducir en base al siguiente balance molar:

$$n_p = n_i - n_r \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde:

n_p : Moles de fluido (gas separado + condensado + vapor de agua) producido, lbmol.

n_i : Moles de gas condensado original en sitio, lbmol.

n_r : Moles de fluido (gas condensado + condensado retrogrado) remanentes en el yacimiento a una presión P, lbmol.

$$n_p = \frac{G_p}{379.4} \quad (\text{Ec. 2.48})$$

$$n_i = \frac{G}{379.4} \quad (\text{Ec. 2.49})$$

$$n_r = V_{ph} * C_t \left[\frac{(1 - V_c) * P}{Z_{gc} * R * T_f} + \frac{V_c * \rho_c}{M_c} \right] \quad (\text{Ec. 2.50})$$

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w * S_{wi} + C_f) * \Delta P}{1 - S_{wi}} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Donde:

Gp: Producción de fluido (gas sep + cond. + vapor de agua) equivalente en gas, (PCN). (Se obtiene de la ecuación: Gp sep. + Gp equiv liq., PCN)

G: Gas condensado original en sitio, (PCN)

Vph: Volumen poroso ocupado por hidrocarburos, (PCY)

Cpa: Factor que tiene en cuenta la reducción del Vph por efecto de compactación de la roca y expansión del agua connata.

Vc: Fracción volumétrica de condensado retrogrado.

Pc y Mc: Densidad y peso molecular del condensado retrogrado en (lbs / PCY) y (lb. / lbmol)

Zgc: Factor de compresibilidad del gas condensado.

R: 10.73 (ctte. Universal de los gases).

Tf: Temperatura de la formación (o del yacimiento), (°R).

p: Presión actual del yacimiento, (lpca).

Cw: Compresibilidad del agua, (1/lpc)

Swi: Saturación de agua inicial

Cf: Compresibilidad de formación, (1/lpca)

Δp: Caída de presión, (lpca).

Reemplazando las Ec.2.62 a 2.65 en la Ec.2.47 se obtiene:

$$\frac{G_p}{G} - 1 = \frac{379.4 * V_{ph} * C_{pa}}{G} * \left[\frac{(1 - V_c) * p}{Z_{gc} * R * T_f} + \frac{V_c * \rho_c}{M_c} \right] \quad (\text{Ec. 2.52})$$

Aplicando la ecuación general de los gases reales a la presión original del yacimiento (pi) tenemos:

$$\frac{V_{ph}}{G} = \frac{Z_{gci} * R * T_f}{379.4 * p_i} \quad (\text{Ec. 2.53})$$

y sustituyendo la Ec.2.67 en la Ec.2.66 obtenemos finalmente

$$(1 - V_c) * \frac{p * C_t}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_t * R * T_f}{M_c} = \frac{p_i}{Z_{gci}} * \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (\text{Ec. 2.54})$$

Llamando $F(P/Z_{gc})$ al lado izquierdo de la ecuación 2.54, ésta se puede escribir en la forma siguiente:

$$F(P/Z_{gc}) = \frac{p_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (\text{Ec. 2.55})$$

$$F(P/Z_{gc}) = (1 - V_c) * \frac{P * C_t}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_t * R * T_f}{M_c} \quad (\text{Ec. 2.56})$$

- Casos especiales

- Si no hay condensación retrógrada ($P > P_{roc}$) o ésta es muy pequeña (despreciable).

$$V_c = 0 \text{ y } F(P/Z_{gc}) = \frac{P * C_t}{Z_{gc}} \quad (\text{Ec. 2.57})$$

- Si la presión es normal y la compactación de la formación es despreciable.

$$C_t = 1 \text{ y } F(P/Z_{gc}) = (1 - V_c) * \frac{P}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_t * R * T_f}{M_c} \quad (\text{Ec. 2.58})$$

- Si cumple simultáneamente las condiciones anteriores:

$$V_c = 0, C_t = 1 \text{ y } F(P/Z_{gc}) = \frac{P}{Z_{gc}} \quad (\text{Ec. 2.59})$$

- De acuerdo a la ecuación 2.69 al graficar $F(P/Z_{gc})$ Vs. G_p se obtiene una línea recta, los puntos extremos de la recta son:

$$\checkmark G_p = 0 \Rightarrow F(P/Z_{gc}) = \frac{P_i}{Z_{gci}}$$

$$\checkmark F(P/Z_{gc}) = 0 \Rightarrow G = G_p \text{ (gas condensado original en sitio en PCN).}$$

Procedimiento de Cálculo

- Calcular Z_{gc} , V_c , P_c y M_c a los diferentes valores de presión que se dispongan del yacimiento. Para determinar estos valores es necesario hacer un cálculo de vaporización instantánea a cada presión.

Considerando despreciable la condensación retrógrada, $V_c = 0$ sólo es necesario calcular la variación de Z_{gc} con presión manteniendo constante la composición del gas condensado.

- Determinar los valores de la función $F(P/Z_{gc})$ a las diferentes presiones y graficar los pares de puntos $(F(P/Z_{gc}), G_p)$ 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 $F(P/Z_{gc}) = 0$. El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado en sitio en PCN.
- Calcular las reservas de gas condensado en PCN (G_{pa}) a una presión

de abandono P_a , entrando con el valor de F (P_a/Z_{gca}) y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de G_{pa} .

- Si desea conocer el gas condensado producido acumulado, G_p a una presión dada, P se entra con el valor F (P/Z_{gc}) y se lee el valor correspondiente de G_p .

2.15.1.2.- Predicción en base de datos de laboratorio

Este método de predicción se basa en resultados de prueba PVT de gas condensado de separación diferencial isovolumetrica donde la fase líquida (condensado retrogrado) permanece inmóvil en el fondo de la celda y la fase gaseosa se expande durante el agotamiento de presión. Este proceso es similar al que ocurre durante el agotamiento natural de presión de un yacimiento volumétrico de gas condensado, del cual se produce únicamente

la fase gaseosa y el líquido retrogrado queda retenido en los anales porosos más pequeño de la formación.

Este método permite calcular específicamente:

- Volúmenes originales de gas (GOES) y condensado (COES) de yacimientos de gas condensado volumétrico con presiones normales (no es necesario tener en cuenta la compresibilidad de la formación ni la de agua connata).
- Reservas de gas y condensado a diferentes presiones durante el agotamiento natural.
- Historias de producción y composición del gas (separado) y del condensado (tanque), así como también de la relación gas – condensado (RGC).
- Volumen de condensado retrogrado a diferentes presiones.

- Porcentajes de recobro de gas y condensados a una presión de abandono dada.

Suposiciones

Antes de aplicar un método de predicción es necesario comprobar si las suposiciones que se hicieron durante el desarrollo no se alejan significativamente del comportamiento real ni de las características del yacimiento a ser estudiado. En este método se tienen las siguientes suposiciones:

- El yacimiento es uniforme y todos sus poros están interconectados entre sí.
- No hay acumulación de condensado en la formación cercana a los pozos, ni en el fondo de los mismos que dificulte el flujo de gas condensado.
- El condensado retrogrado no tiene movilidad en el yacimiento y por tanto no se produce.
- El volumen poroso ocupado por el gas condensado permanece constante. No existe intrusión de agua ni reducción del volumen poroso por compactación.
- El gas condensado no está asociado a una zona de petróleo.
- La separación gas – líquido que ocurre en el yacimiento es de tipo diferencial.

2.15.1.3.- Correlaciones de Eaton y Jacoby

Eaton y Jacoby mejoraron las correlaciones de Jacoby y Cols usando datos de análisis PVT y de pruebas de pozos de 27 sistemas de gas condensado (25) y crudos volátiles (2). El comportamiento del PVT de cada mezcla fue

determinado experimentalmente en el laboratorio y luego por balance de materiales, obtuvieron el comportamiento de producción por depleción. Con los datos obtenidos previamente elaboraron las correlaciones usando el método estadístico de regresión múltiple.

Bases de las correlaciones

- Los datos usados en el desarrollo de las correlaciones fueron obtenidos de cálculos de depleción (en base a estudios PVT) y a datos de pruebas de producción de los pozos.
- Toda la información requerida en el uso de las correlaciones es fácilmente obtenida en las pruebas de producción durante la completación de los pozos.
- Se consideró un volumen unitario de yacimiento 1 BPH (barril de espacio poroso ocupado por hidrocarburos).
- La RGC (PCN/BN) proviene de todo el gas producido en los separadores por 1 BN de condensado de tanque. Esto minimiza el efecto de las condiciones de separación que puede variar de un sistema a otro.
- Las presiones usadas en la correlación son las presiones actuales de los yacimientos que pueden ser o no las presiones de rocío o de burbujeo de las mezclas.

Rangos de las variables usadas

Presión del yacimiento. $p \Rightarrow 4000-12000$ lpc

Temperatura del yacimiento. $T_f \Rightarrow 160-290^\circ\text{F}$

Relación gas-condensado (petróleo), $\text{RGC} \Rightarrow 2500-60000$ PCN/BN

Gravedad del líquido de tanque, $^\circ\text{API} \Rightarrow 45-65^\circ$

Las variables correlacionadas fueron las mismas que usaron Jacoby, Koeller y Berry.

Correlaciones

Gas separador original en sitio (GOES)

$$\text{Ln GOES} = 4.5484 + 0.0831 \text{ Ln RGC} + 0.4265 \text{ Ln } p - 0.3185 \text{ Ln } T_f \quad (\text{Ec. 2.60})$$

Esta correlación predice los valores experimentales con un desviación estándar de los errores de 3.57%.

Producción Acumulada de Gas de Separador (Gp)

$$G_p = 0.926 \times \text{GOES, PCN/BPH} \quad (\text{Ec. 2.61})$$

Esta es la producción obtenida de gas por agotamiento de presión desde la presión actual del yacimiento hasta una presión de abandono de 500 lpca.

Condesado Original en sitio (COES)

$$\text{Ln COES} = 2.60977 - 0.90398 \text{ Ln RGC} + 0.48940 \text{ Ln } p - 0.30084 \text{ Ln } T_f + 0.29243 \text{ Ln } ^\circ\text{API} \\ (\text{Ec.2.62})$$

Esta ecuación reproduce la data experimental con una desviación standard de los errores de 2.64%.

Producción acumulada de gas condensado (Np)

$$\ln N_p = -20.243 - 0.65314 \ln RGC + 1.3921 \ln p + 2.7958 \ln \text{°API} \quad (\text{Ec. 2.63})$$

Desviación standard de los porcentajes de error, 14.1 %.

2.15.1.4.- Reservas de gas y condensado a una presión de abandono dada

Para calcular las reservas se fija una presión de abandono y se calcula $F(P/Z_{gc})$ a esa presión y se corta obteniendo un G_{pt} a presión de Abandono como se ilustra en la figura Para obtener las reservas de gas y condensado se realiza el siguiente procedimiento:

$$\frac{G_{pt}_{ab}}{Nc_{ab}} = \left(\frac{G_{p_{sep}}}{Nc} \right)_{ab} + 132.800 \frac{\gamma_c}{Mc} + 132.800 \left(\frac{Wp}{Nc} \right)_{ab} \frac{\gamma_w}{18} \quad (\text{Ec. 2.64})$$

Se debe conocer:

$$\left(\frac{G_{p_{sep}}}{Nc} \right)_{ab} \text{ y } \left(\frac{Wp}{Nc} \right)_{ab}$$

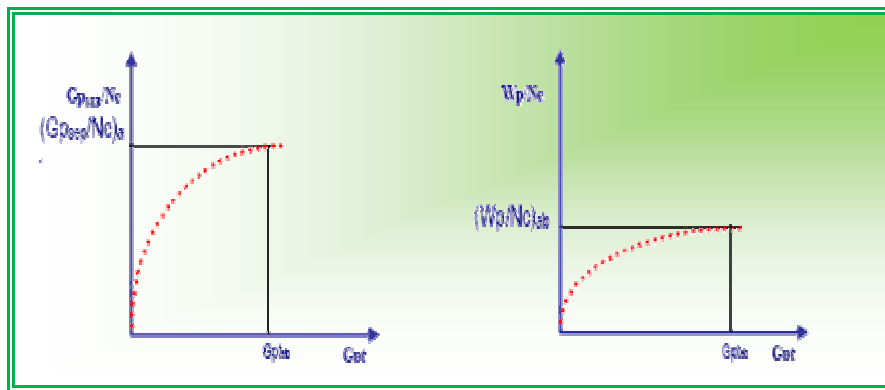


Figura 2.7.- Determinación de $[G_{p_{sep}}/Nc]_{ab}$ Y $[Wp/Nc]_{ab}$ [9]

Con los valores obtenidos en las graficas de la figura 5 las reservas de condensado son iguales a:

$$Nc_{ab} = \frac{Gpt_{ab}}{\left(\frac{Gp_{sep}}{Nc}\right)_{ab} + 132.800\left(\frac{\gamma_c}{Mc} + \frac{\gamma_w}{18}\left(\frac{Wp}{Nc}\right)_{ab}\right)} \quad (\text{Ec. 2.65})$$

Las reservas de gas se calculan:

$$Gp_{sep)_{ab}} = \left(\frac{Gp_{sep}}{Nc}\right)_{ab} * Nc_{ab} \quad (\text{Ec. 2.66})$$

Obtención de las reservas remanentes de gas y condensado

$$\text{Reservas Remanentes de Gas} = Gp_{sep)_{ab}} - Gp)_{actual} \quad (\text{Ec. 267})$$

$$\text{Reservas remanentes de Condensado} = Nc_{ab} - Nc)_{actual} \quad (\text{Ec. 268})$$

2.15.1.5.- Reconocimiento de acuífero

El término que involucra los fluidos producidos será:

$$F = Gpt Bgc + Wp Bw \quad (\text{Ec. 2.69})$$

Donde:

F: Término que involucra los fluidos producidos, (BY)

Gpt: Producción de fluido (gas de separador + condensado equivalentes en gas), (PCN)

Bgc: Factor volumétrico del gas condensado a P y T, (BY/PCN)

Wp: Producción de agua acumulada, (BN)

Bw: Factor volumétrico del agua a P y T, (BY/BN)

La producción de gas en los separadores (Gpsep) la producción de líquido (condensado + agua) convertida en gas (Gpequiv.liq.), la cual está dada por:

$$G_{pt} = G_p + G_c + G_w, \text{ PCN} \quad (\text{Ec. 2.70})$$

$$G_c = 132800 \frac{\gamma_c N_c}{M_c} \quad (\text{Ec. 2.71})$$

$$G_w = 132800 \frac{\gamma_w W_p}{M_w} \quad (\text{Ec. 2.72})$$

Donde:

γ_c, γ_w : Gravedades específicas del condensado y agua de tanque.

Mc, Mw: Pesos moleculares del condensado y del agua de tanque, (lb/lbmol)

Nc: Condensado Producido, BN

Gpt: Producción de fluidos equivalente en gas, (PCN)

Gp: Producción acumulada de gas, (PCN)

Gc: Producción acumulada de condensado, (PCN)

Gw: Producción acumulada de agua, (PCN)

Egc es el término que describe la expansión del gas condensado

$$E_{gc} = B_{gc} - B_{gci} \quad (\text{Ec. 2.73})$$

E_{fw} es el término que describe la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso

$$E_{fw} = B_{gci} \frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} (P - P_i) \quad (\text{Ec. 2.74})$$

El siguiente término incluye la expansión de los fluidos y la compactación del volumen poroso explicados anteriormente, E_t

$$E_t = E_{gc} + E_{fw} \quad (\text{Ec. 2.75})$$

Cole propone graficar el término F/E_t en el eje de las ordenadas y la producción de fluidos, G_{pt} en el eje de las abscisas, del cual se obtiene un comportamiento de curva que comparado con la Figura 2.8.

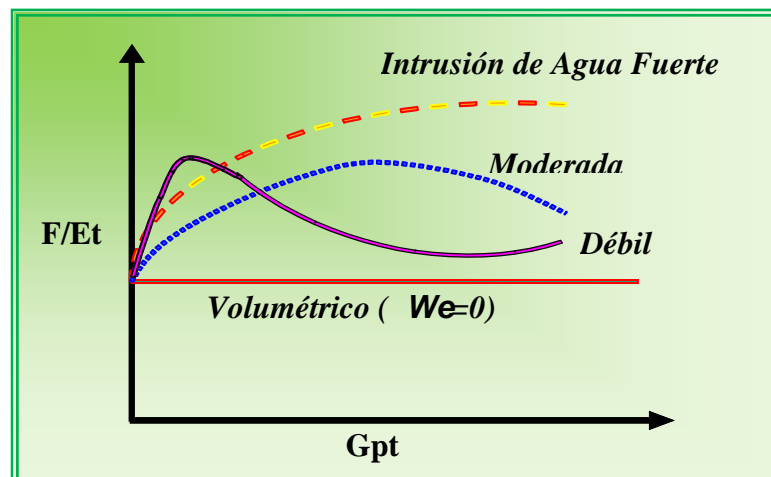


Figura 2.8.- Grafico de Cole para Yacimiento de Gas. [9]

2.16.- Curvas de Declinación de Producción

La declinación es el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, se origina como consecuencia de una disminución de la presión de este, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo. Otro factor que origina una caída de presión es el factor mecánico.

Las curvas de declinación de producción representan el método más usado, en la predicción del comportamiento de un pozo, grupo de pozos, yacimiento o campo, ya que, este es fácil y confiable. Las curvas de declinación permiten estimar las reservas a recuperar durante la vida productiva y hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el balance de materiales.

Las curvas de declinación se basan en: “Que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continúen haciendo en el futuro”. Se debe tener en cuenta que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, los cuales se deben tener en cuenta al momento de hacer las predicciones.

2.16.1.- Tipos de declinación

De acuerdo a las causas que influyen en la declinación de producción se tienen la Declinación Energética y la Declinación Mecánica. La declinación total será la suma de la declinación energética más la declinación mecánica. La primera de ellas es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.

La declinación mecánica está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: avenamiento, daño a la formación, producción de asfalteno, y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, etc. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como capacidad de pérdida de producción, ya que consideran que este involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánicos.

2.16.2.- Tipos de curvas de declinación

Básicamente se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica, se representan los comportamientos cualitativos de estas curvas, al ser representadas en papel de coordenadas cartesianas, papel semilog y papel log – log. Por lo general, se selecciona el tiempo y la producción acumulada como las variables independientes y se utilizan el eje de las abscisas para graficarlas. Entre las variables dependientes más utilizadas se encuentra el logaritmo de la tasa de producción.

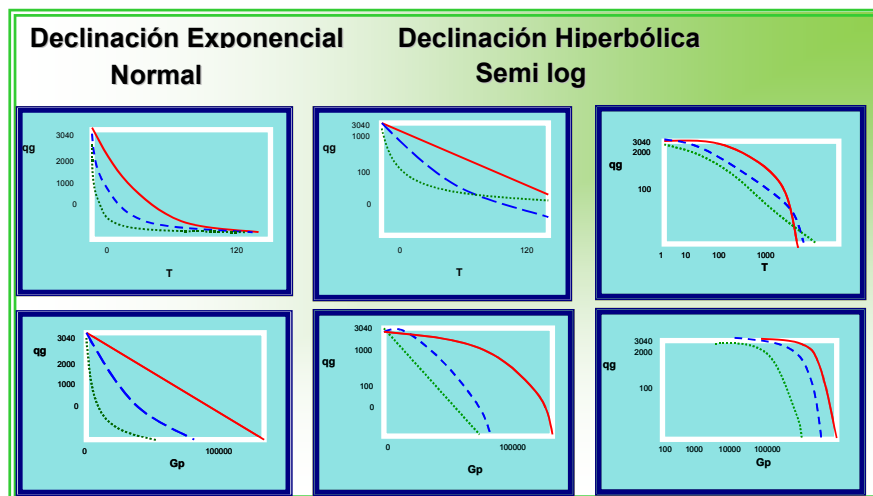


Figura 2.9.- Tipos de declinación. Fuente: propia

El procedimiento de extrapolación es de naturaleza empírica pero representa el sistema que se está analizando. Si el sistema no es afectado significativamente, a algún cambio en las operaciones del yacimiento, el método de extrapolación dará una representación razonable del comportamiento futuro. Dado que la extrapolación de la curva hiperbólica se hace asintótica al eje horizontal se debe tener cautela en las predicciones pues estas pueden ser optimistas. En la práctica se utiliza la extrapolación exponencial como una extensión de la declinación hiperbólica hasta el límite económico.

2.17.- Simulación Numérica

Es el proceso que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos. La simulación numérica se basa en las ecuaciones generales de flujo de fluidos en medios porosos, por lo tanto, es importante conocer como se obtienen estas ecuaciones y que tan complejas pueden ser según los casos, así como también, como pueden simplificarse, para ajustarlas a problemas particulares.

Las ecuaciones de flujo están basadas en dos principios físicos básicos:

- Ley de la Conservación de la Masa.
- Ley de Darcy.

Un modelo matemático físico, se define como el conjunto de ecuaciones de conservación de masa y o energía que se cree describe adecuadamente los procesos que tienen lugar en los sistemas bajo estudio: pozo, yacimiento, campo, etc).

Los procesos que ocurren en un yacimiento son básicamente flujo de fluidos y transferencia de masa y energía en medios porosos gobernados por sus respectivas leyes físicas (Darcy, Fourier, Fick, entre otras) y modificadas con el concepto de permeabilidad relativa.

Un modelo numérico de simulación, no es más que un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático. En estos casos el yacimiento es visualizado como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se subdivide el yacimiento.

2.18.- Factores y Limitaciones que Inciden en los Diferentes Métodos Empleados para el Cálculo de Reservas

Los diferentes métodos empleados para el cálculo de reservas, con el tiempo han traído innumerables problemas a los ingenieros de yacimientos, debido a las discrepancias entre los volúmenes obtenidos mediante estos, comparativamente con los resultados obtenidos al validarlos con la historia de producción después del desarrollo de los yacimientos. A continuación se presentan algunos factores y limitaciones que inciden en el cálculo de cada uno de ellos.

- **Método Volumétrico:** Este método se basa principalmente en la determinación del volumen de roca del yacimiento, su porosidad y saturación de agua inicial.
- ✓ **Volumen de roca del yacimiento:** En cuanto a la determinación del volumen se presentan limitaciones relacionadas con la elaboración de los mapas isópacos estructurales, debido a que la información en la

cual se basan los mismos es la correspondiente a la profundidad del horizonte de interés y su espesor observado en los pozos perforados en el área, sin embargo, la exactitud con la que los mapas representan el subsuelo se ve limitada por la cantidad de pozos perforados ya que las líneas isópacas y estructurales son tendencias trazadas en base a los puntos en los cuales la información de topes y espesores es conocida, debido a ello, la cantidad de pozos perforados tiene una influencia directa sobre la construcción de estos mapas convirtiéndose en una fuerte limitante en los yacimientos jóvenes los cuales no han sido atravesados por un significativo número de pozos.

- ✓ **Datos Sísmicos:** La ubicación de fallas, límites de roca y contactos entre fluidos normalmente está ligado a cierta incertidumbre relacionada también con el número de pozos perforados y con la disponibilidad o no de datos sísmicos, cuya interpretación se convierte también en un factor de gran importancia ya que tiende a generar confusión y es común observar diferentes puntos de vista al ser analizados por diferentes interpretes.
- ✓ **Porosidad y saturación de agua:** Los datos de porosidad promedio y saturación de agua inicial son estimados a partir de promedios calculados utilizando la información de los pozos perforados; bien sea por perfiles o análisis de núcleos; esto también constituye una limitante para la exactitud de este método puesto que a medida que el yacimiento es más anisotrópico y menor es la cantidad de pozos perforados dicho promedio se aleja más de representar las verdaderas propiedades iniciales del yacimiento profundizando la brecha entre los volúmenes reales en sitio y los calculados con el método volumétrico.
- ✓ **Factor de Compresibilidad del Gas:** La estimación del factor de compresibilidad del gas o Z del cual depende el factor volumétrico del

gas tiene también una fuerte influencia en los resultados arrojados por este método; en este caso, la ausencia de un análisis PVT validado o el uso de un PVT erróneo podría introducir un fuerte error a la estimación de los volúmenes originales en sitio.

- **Método de Balance de Materiales:** Este método se basa en la ley de la conservación de la masa uno de los principios fundamentales de la ingeniería de yacimientos. La aplicación de este principio se hace con el propósito de realizar la deducción del volumen de hidrocarburo presentes originalmente en el yacimiento y para la predicción del comportamiento del fluido y la presión en el mismo. Cuando el yacimiento ha producido

durante un periodo de tiempo, y se dispone de historia, tanto de producción como de presión se emplea este método y son estos datos y otros los que van a incidir en la aplicación de este método.

Una visión de estos factores se presenta a continuación:

- ✓ **Histórico de presión y Producción:** En vista de que este método depende de la historia de producción y presiones del yacimiento; la obtención de dichos datos se va a convertir en su principal limitante; en algunos casos, los datos de presión son muy escasos lo que lleva al ingeniero a inferir el comportamiento de presión del yacimiento a partir de pocos puntos conocidos, este procedimiento, puede alejarse de la realidad en la medida en que los intervalos inferidos se hagan más largos en el tiempo introduciendo errores en el cálculo de las reservas; además, errores en la medición de las tasas de producción suelen afectar estos cálculos, esto, suele presentarse comúnmente en yacimientos de gas húmedo y gas condensado y es debido a que hasta hace algunos años se le prestaba poca atención a la producción

de gas por su bajo valor económico, gran parte de la producción de gas era incinerada y no se contabilizaban correctamente los volúmenes producidos teniendo esto una fuerte influencia en el método de balance de materiales.

- ✓ **Yacimientos Jóvenes:** La aplicación de este método se dificulta para yacimientos jóvenes ya que algunos factores como la presencia de un acuífero no son apreciables sino hasta luego de que el yacimiento ha sido moderadamente producido, en estos casos la utilización del método podría arrojar resultados sorprendentemente distantes de los reales.

- ✓ **Análisis PVT:** Similarmente al método volumétrico, los parámetros PVT constituyen una fuente de error cuando no son estimados correctamente.
- ✓ **Intrusión de Agua:** En los casos en los cuales hay intrusión de agua la estimación de los volúmenes de agua que penetran al yacimiento puede convertirse en un problema siempre que no se cuente con información adecuada acerca de la zona de agua, esto, no es poco probable debido a que la exploración en estas zonas no producen beneficios económicos.

- **Declinación de Presión:** Varios factores afectan la validez del método de declinación de presión e impiden que los puntos (P/Z_{gc} , G_{pt}) caigan sobre una línea recta. Algunos de estos factores se discuten a continuación:
 - ✓ **Presencia de un acuífero:** Para un yacimiento la presencia de un acuífero disminuye la caída de presión de un yacimiento. La grafica P/Z_{gc} vs G_{pt} no es una línea recta sino una curva con concavidad

hacia arriba. Este comportamiento es difícil de detectar al comienzo de la explotación del yacimiento porque los acuíferos no responden inmediatamente a una caída de presión en el contacto agua-gas sino que tardan cierto tiempo en responder sobre todo si el acuífero es grande. Debido al retraso de en la respuesta todos los yacimientos se comportan inicialmente como si fueran volumétricos.

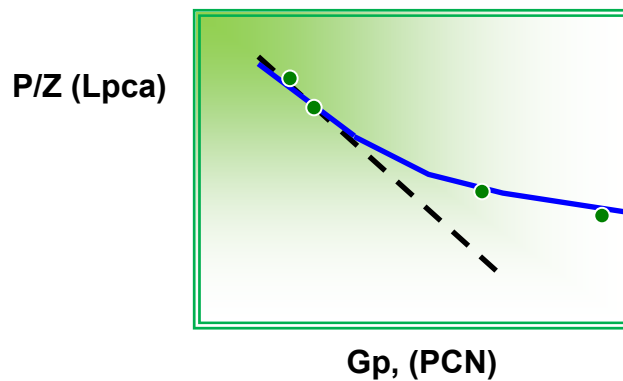


Figura 2.10.- Presencia de un Acuífero.

- ✓ **Presión Normal:** En este caso la gráfica P/Z_{gc} vs G_{pt} presenta dos rectas con pendientes diferentes. Una vez que el yacimiento alcanza una presión normal, la pendiente permanece constante pero más inclinada que la pendiente inicial. Si la pendiente inicial es extrapolada hasta las condiciones de abandono, el GCOES puede ser dos veces el verdadero.

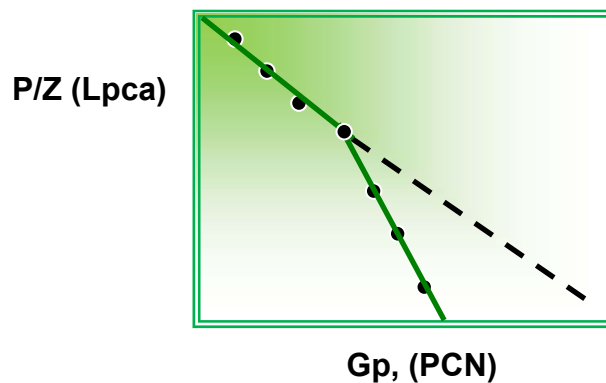


Figura 2.11.- Presión Normal.

- ✓ **Condensación retrograda en el yacimiento:** La composición del gas y a la caída adicional de presión cuando ocurre condensación en el yacimiento.

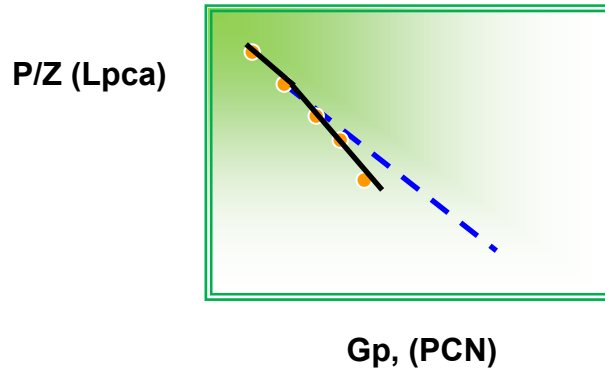


Figura 2.12.- Condensación Retrógrada. [9]

- ✓ **Yacimientos con doble permeabilidad:** Cuando un yacimiento presenta doble permeabilidad se produce una rápida declinación de P/Z_{gc} durante la primera etapa de agotamiento del gas en las fracturas, la extrapolación de este comportamiento rinde un GCOES muy bajo. Posteriormente la pendiente disminuye cuando ocurre un balance entre la capacidad de flujo de la fractura y la matriz no fracturada; y los cálculos de reservas y comportamiento futuro se debe hacer extrapolando este último comportamiento lineal.

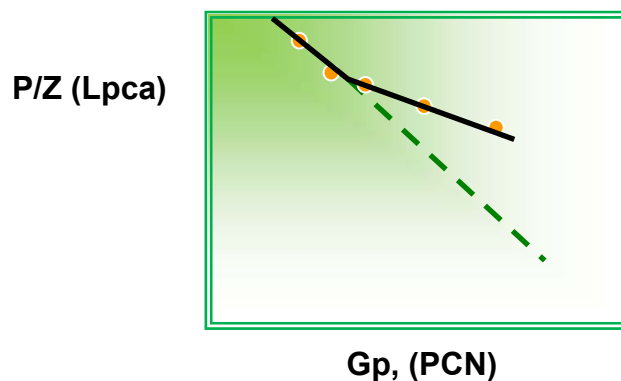


Figura 2.13.- Doble Permeabilidad.

- **Curvas de Declinación de Producción:** Dado que este método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo o yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación del método. Entre estos factores tenemos:
 - ✓ **Periodos desiguales de tiempos en las medidas:** Algunas mediciones hechas en los pozos, a intervalos desiguales de tiempo, dificultan la definición de la tendencia de su comportamiento. Habrá entonces periodos de tiempo donde se tendrá que interpolar para completar la tendencia con los riesgos que esto implica. Este factor es de cierta importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente, pero el efecto será menor cuando se usen las tasas de producción, porque estas se asignan mensualmente.
 - ✓ **Cambio en la Productividad de los Pozos:** Cuando los niveles de producción de un pozo llegan a los valores bajos son sometidos a ciertas reparaciones, con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Esto por supuesto afectara la tendencia de producción del pozo. Cuando el cambio de productividad en un pozo es significativo o más de un pozo del yacimiento experimenta cambios similares, también se afectara la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento.
 - ✓ **Completación de Nuevos Pozos:** Cada vez que se completa un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento se incrementara, lo cual altera la tendencia del comportamiento anterior a dicha completación. En este caso, habrá que esperar hasta que se observe una nueva tendencia para proceder a la aplicación de este método. Sin embargo, si se necesitara una tendencia, podría trazarse una tendencia paralela a la anterior por el nuevo valor de la tasa de producción del yacimiento.

- ✓ **Interrupción de los Programas de Producción:** Esporádicamente ocurren cierres de producción en los pozos que alteran la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento. Estos cierres pueden ser debidos a varias razones, entre ellas carencia de mercados, caída del fluido eléctrico, etc. Una vez que se produce la apertura del yacimiento, se obtendrán, muy probablemente, nuevos niveles de producción, lo que limita la aplicación del método.
- ✓ **Veracidad de Información Disponible:** Este factor tendrá un efecto importante cuando no se conozca la metodología usada para asignar los valores de producción a los pozos, y por ende, al yacimiento en estudio.
- ✓ **Prorrateo:** En países donde existe restricción en las tasa de producción (prorrateo), los yacimientos no producen a su potencial y por tanto el método no podrá aplicarse. Este es un factor poco importante en nuestro país donde las restricciones a la producción son insignificantes.

- **Simulación Numérica:** Se podría pensar que el uso de esta técnica arrojaría resultados acertados en el cálculo de las reservas en los yacimientos por ser un método computarizado, sin embargo, este al igual que los métodos anteriores dependen de los valores estimados inicialmente lo cual hace un tanto inseguro la simulación. En el caso de los yacimientos de gas condensado la simulación no puede procesar las permeabilidades relativas ya que se ha demostrado que el condensado retrogrado se caracteriza por baja tensión interfacial, por las cuales las saturaciones en la cara de la arena van a variar a medida que el pozo se está produciendo ocasionando estimaciones un tanto erróneas, así como también no pueden cuantificar la condensación retrograda que se origina en el pozo ya que estos solo estiman condensación en el yacimiento.

Normalmente antes de predecir el comportamiento del yacimiento se coteja el comportamiento de producción observado durante el tiempo que dicho yacimiento ha sido producido; la exactitud con la que el simulador es capaz de reproducir el comportamiento pasado del yacimiento nos da una idea de la exactitud con la que será capaz de predecir el comportamiento próximo; entonces en el caso de yacimientos jóvenes, en donde no existe un histórico de producción lo suficientemente extenso para cotejarlo con lo arrojado por la simulación, la confiabilidad de la predicción realizada por la simulación se ve disminuida.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La metodología utilizada en esta investigación se basó en la realización de un proyecto factible, el cual radica en el diseño de modelos dirigidos a resolver problemas de carácter práctico, fundamentados en una investigación de tipo documental y luego en el desarrollo tecnológico de los resultados obtenidos de la misma. Esta metodología varía según la fase del proyecto, es decir, en la primera etapa se emplean técnicas e indagación y en etapas siguientes se usan técnicas prácticas de aplicaciones computacionales para su desarrollo y posterior análisis de resultados. [11]

En principio se evaluaron los casos a presentarse y las características a la hora de estudiar el comportamiento de los yacimientos de gas condensado, escogiendo como área de aplicabilidad los yacimientos sin empuje hidráulico (volumétricos), con el objetivo de crear un programa capaz de estimar las reservas de gas y condensado, mediante los métodos: Volumétrico y balance de materiales (declinación de presión). Además la aplicación permitirá al usuario la posibilidad de realizar el cálculo aun si no disponga de datos PVT, mediante la utilización de correlaciones, y en el caso de contar con datos PVT podrá evaluar el porcentaje de error existente al utilizar correlaciones.

En tal sentido fue necesaria la aplicación de una metodología organizada la cual se dividió en distintos puntos para facilitar el ordenamiento de cada una de las fases. Para proporcionar una mejor visualización se presenta en forma esquematizada en la Figura 3.1 la metodología desarrollada para esta investigación.

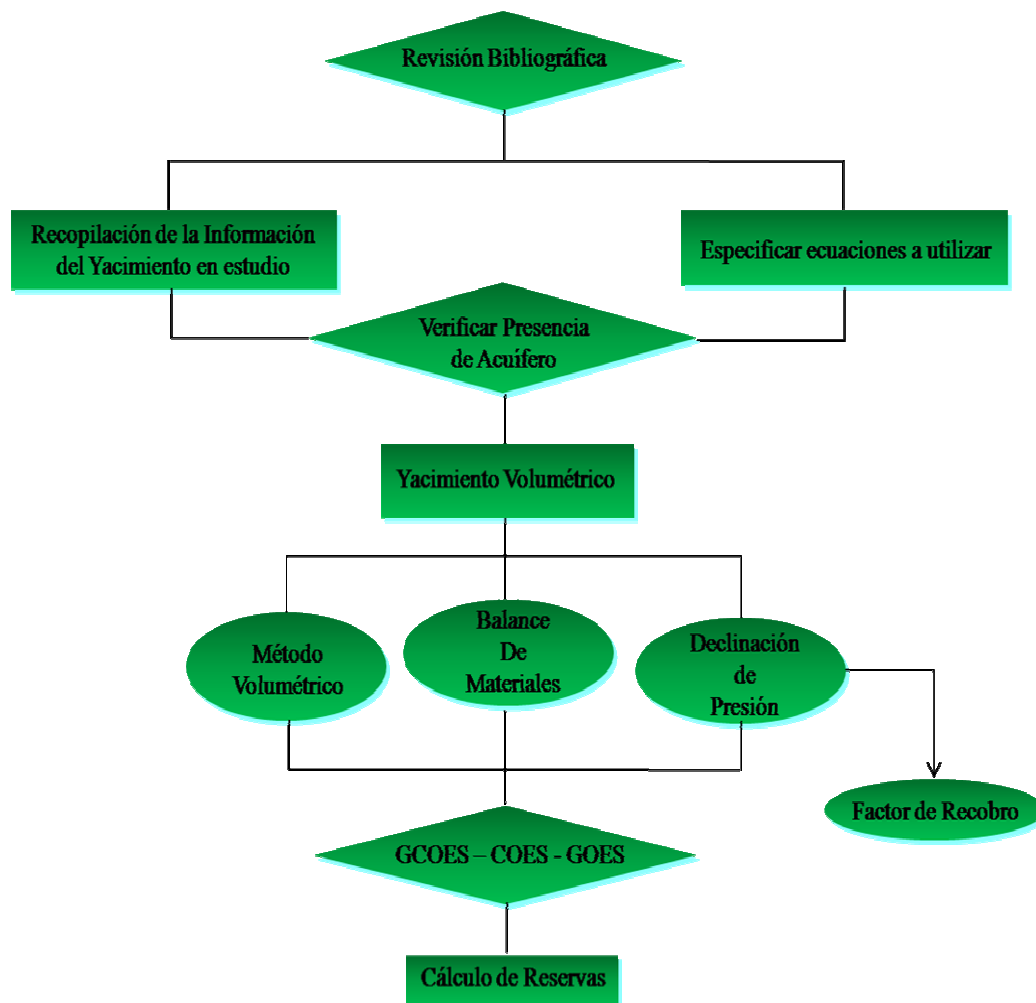


Figura 3.1.- Diagrama de Bloque de la Metodología Aplicada.

3.1.- Revisión Bibliográfica

Esta fase involucra la recolección y revisión de la información relacionada directa o indirectamente con el tema a desarrollar, libros, revistas, trabajos de grado, trabajos técnicos y cualquier otro tipo de estudios previos, y todo el material bibliográfico que ayude al óptimo desarrollo del estudio relacionado con las reservas, los métodos aplicados para el cálculo de éstas en yacimientos de gas y los diferentes factores que influyen sobre la misma con

el fin de tener la fuente teórica necesaria para la estimación de reservas. Adicionalmente se buscará toda la data necesaria de yacimiento que se requiera para utilizarlo en la aplicación diseñada, como: histórico de producción, datos de presiones, datos petrofísicos entre otros, lo cual constituye la herramienta inequívoca para emitir juicios y conclusiones de los resultados obtenidos.

3.2.- Estudio de los Casos y Selección de las Ecuaciones para su Resolución

Luego de haber identificado los pasos para resolver la Ecuación de Balances de Materiales, así como para estimar las propiedades del gas se realizó la clasificación y selección de las correlaciones que mejor reproducen las variables implícitas en las ecuaciones, a fin de ubicar y desarrollar solo los casos referentes a yacimientos de gas condensado sin empuje hidráulico. Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de estas se muestran en el siguiente capítulo.

Al jerarquizar las ecuaciones a utilizar la aplicación tendrá la capacidad de calcular las reservas de un yacimiento cuando no se disponga de datos PVT, lo que permitió realizar el cálculo por alguna de esas dos vías y en ese sentido evaluar cuan alejadas están de la realidad las correlaciones disponibles para estimar propiedades del gas, tales como el factor de compresibilidad del gas condensado y factor de compresibilidad bifásico, factor volumétrico del gas entre otras. Luego de calcular las propiedades del gas se realiza el Gráfico de Cole para distinguir en una forma cualitativa la actividad del acuífero asociado a un yacimiento en caso de que exista [9].

En base a los resultados obtenidos por el Grafico de Cole se permitirá la corrida del programa puesto como se menciona anteriormente solo se trabajara con yacimientos volumétricos.

3.3.- Desarrollo y Calibración del Programa

Actualmente la tecnología ofrece una gran variedad de recursos con los que no se contaba años atrás, los cuales pueden ser aprovechados no solo en el ámbito industrial, sino también en el educativo. Una forma es mediante la creación de programas de fácil uso que interactúen con el usuario y que estén diseñados para permitir además de la realización de cálculos, una visualización global de lo que estos representan. La aplicación fue creada en Lenguaje de programación Java, Editor Netbeans IDE 6.5.1 y Base de Datos: MySQL versión 5.0.5, con fines didácticos que les permite a los usuarios familiarizarse con el cálculo de las reservas. Se escogió este lenguaje por su fácil uso y por tener una gran cantidad de herramientas, que permitieran el diseño de una interfaz visual con múltiples aplicaciones.

Es importante resaltar que el usuario podrá acceder a la base de datos principal que sustenta la aplicación donde podrá observar detalladamente todos los archivos cargados, así como los usuarios permitidos para usar la aplicación, verificar datos iniciales entre otros, todo esto será descrito detalladamente en los apéndices C y D.

Las restricciones planteadas durante la creación de esta aplicación fueron:

- Fácil manejo, es decir, una interfaz que presente en forma ordenada y sencilla los datos a introducir para el cálculo.
- Capacidad de Graficar los puntos calculados.

Terminada la fase de programación se procede al análisis de resultados mediante el uso de datos de históricos de yacimientos. Dentro de esta información se encuentran: Datos petrofísicos, datos PVT, e históricos de producción. La fase de algoritmos usados en el programa se describe en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN

ScryGas es una aplicación que estima reservas de gas y condensado en yacimientos de gas condensado volumétricos. Su funcionamiento se efectúa bajo ambiente Windows y contiene una variedad de herramientas analíticas necesarias para efectuar el cálculo de las reservas de los yacimientos de gas condensado volumétricos.

Para iniciar la aplicación se debe ejecutar el acceso directo (SG) en el escritorio de su computador, el cual lo llevara a la ventana de inicio de ScryGas 1.0 figura 4.1. Todos los pasos de instalación están descritos en el apéndice C (Manual de Instalación). En esta ventana estará la opción donde podrá acceder su usuario y contraseña, al hacerlo se desplegara el menú principal figura 4.2.



Figura 4.1.- Ventana de Inicio de la Aplicación ScryGas 1.0.



Figura 4.2.- Ventana Menú Principal de la Aplicación ScryGas 1.0.

En el menú principal se encontrarán las opciones de: Carga de Datos Iniciales, Grafico de Cole, Método Volumétrico, Método de Declinación de presión, Reservas de Gas y Condensado a Pab, y Reportes de Resultados; el uso detallado de estas opciones y de la aplicación en general están descritas en el apéndice D del Manual de Usuario. En este capítulo solo se muestran las ecuaciones y correlaciones necesarias para desarrollar ScryGas 1.0, es decir, los diferentes algoritmos necesarios para el cálculo de reservas en yacimientos de gas condensado volumétricos.

4.1.- Algoritmos de ScryGas 1.0

4.1.1.- Inicialización (datos de entrada)

- Presión Inicial, (Pi) (Lpca)
 - Temperatura del Yacimiento (Tf) (°F)
 - Saturación del Agua Inicial (Swi) (Fracción)
 - Compresibilidad de la Formación (Cf) (Lpc⁻¹)
 - Compresibilidad del Agua (Cw) (Lpc⁻¹)
 - Gravedad API (°API)
 - Relación del Gas Condensado Inicial (RGCi) (PCN/BN)
- Valor Conocido (PVT).
- Presión de Rocío (Proc) Lpca
 - Valor Desconocido, (Correlaciones).*
- Gravedad Especifica del Gas (yg)
- Factor de Compresibilidad del Gas Y del Gas Condensado (Z) y (Z2F)
 - Valor Conocido (PVT).
 - Valor Desconocido (Correlaciones).*

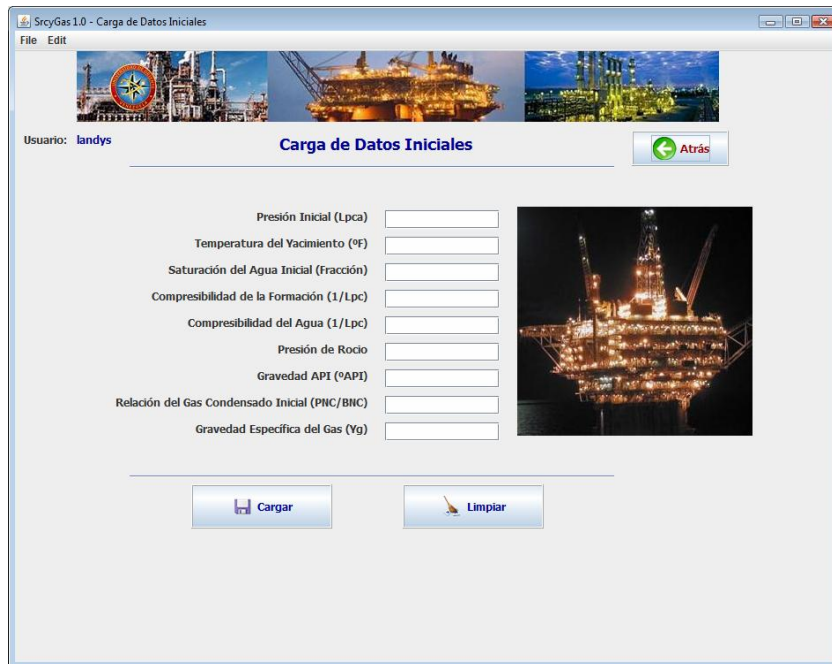


Figura 4.3.- Ventana Carga de Datos Iniciales de la Aplicación ScryGas 1.0.

4.1.2.- Introducir datos PVT

Los datos PVT a introducir deben hacerse a través de la siguiente tabla

Presión (Lpca)	Zgc	Z2f	Bg(BY/BN)	Bw (BY/BN)

Si no se dispone de datos PVT la aplicación evaluará la situación planteada y directamente seguirá el procedimiento de la sección 4.4.4 Algoritmo 1 “propiedades del gas”. Los valores desconocidos por defecto deben tener cero en la tabla que será cargada al programa en archivo Excel.xls.



Figura 4.4.- Ventana Carga de Datos PVT de la Aplicación ScryGas 1.0.

4.1.3.- Cargar histórico de producción

Debe hacerse a través de la siguiente tabla:

Fecha	Presión (Lpca)	Gp (MMPCN)	Nc (MMBN)	Wp (MMBN)
	9507.4	1574.7	0.4	0



Figura 4.5. Ventana Carga de Histórico de Producción de la Aplicación ScryGas 1.0.

A manera de ejemplo se colocan valores en la tabla notando que los mismos deben ser escritos utilizando el punto (.) como separador de decimal y sin especificar miles. El Gp, debe en millones de PCN, Nc, y Wp en millones de BN con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de la aplicación.

En el caso de que la presión de rocío no se conozca se recomienda sea calculada a partir de la correlación de Marruffo, Maita, Him y Rojas [9], con el fin de tenerla como un dato de entrada:

$$\%C_7^+ = 10260 * (RGC * \gamma_g)^{-0.8499} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$P_{roc} = K_1 * \left[\frac{RGC^{K_2}}{(\%C_7^+)^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$A = K_4 * T_5^K - K_6 * (\%C_7^+)^{K_7} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

$\%C_7^+$ = Porcentaje de C_7^+ de la mezcla (gas condensado)

RGC= Relación gas-condensado, PCN/BN

API= Gravedad específica del gas separador (aire=1)

T= Temperatura del yacimiento, °F

Proc= Presión de rocío, lpc

Valores Constantes:

$K_1 = 346.7764689$	$K_5 = 0.281255219$
$K_2 = 0.0974139$	$K_6 = 0.00068358$
$K_3 = -0.294782419$	$K_7 = 1.906328237$
$K_4 = -0.047833243$	$K_8 = 8.417626216$

Algoritmos en los cuales se incluyen las correlaciones para evaluar los diferentes escenarios:

4.1.4.- Algoritmo de propiedades del gas

- Si se desconocen los valores de B_w , se asume $B_w = 1$ para cada valor de presión.
- Si no se conocen los valores de B_g (Datos PVT), se deben calcular a partir de las siguientes ecuaciones:

Conociendo la $^{\circ}API$ se calcula la **Gravedad Específica (γ_c)**

$$\gamma_c = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Peso molecular del condensado se obtiene:

$$M_c = \frac{6084}{API - 5.9} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Recombinación en Base a la **Relación Gas-Condensado**

$$R_{gc} = \frac{q_g}{q_c} (PCN / BN) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Recombinando las relaciones de gas y condensado de superficie se obtienen las siguientes expresiones para calcular el peso molecular (M_{gc}) y la gravedad específica (γ_{gc}) del gas condensado original en sitio en caso de presentar estos datos disponibles.

Para un sistema de separación en varias etapas la relación gas-condensado y la gravedad específica del gas separado vienen dadas por:

$$RGC = \frac{\sum_{i=1}^n q_{gi}}{q_c} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} * q_{gi}}{\sum_{i=1}^n q_{gi}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Donde:

q_{gi} : Tasa de flujo de gas de cada etapa de separación, PCN/d.

γ_{gi} : Gravedad específica del gas en cada etapa de separación (aire=1)

q_c : Tasa de flujo de condensado de tanque, BN/d.

n : Numero de etapas de separación (se incluye el tanque)

RGC = relación gas (separado), condensado (tanque), PCN/BN

Peso molecular del Gas Condensado

$$M_{gc} = \frac{0.07636 * RGCi * \gamma_g + 350 * \gamma_c}{0.002636 * RGCi + 350 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Gravedad Específica del gas Condensado

$$\gamma_{gc} = \frac{RGCi * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGCi + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas separado en superficie (aire = 1)

γ_c : Gravedad específica del condensado de tanque (agua = 1)

M_c : Peso molecular del condensado de tanque, (lb/lbmol)

M_{gc} : Peso molecular del gas condensado, (lb/lbmol)

$^\circ\text{API}$: Gravedad API del Condensado.

Propiedades pseudocríticas del gas condensado

- Si $\gamma_{gc} > 0.75$ (Gas Rico)

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * \gamma_{gc} - 11.1 * (\gamma_{gc})^2 \quad (\text{Lpca}) \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71.5 * (\gamma_{gc})^2 \quad (^\circ\text{R}) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

- Si $\gamma_{gc} \leq 0.75$ (Gas Pobre)

$$P_{sc} = 677 + 15 * \gamma_{gc} - 37.5 * (\gamma_{gc})^2 \quad (\text{Lpca}) \quad (\text{Ec. 4.13})$$

$$T_{sc} = 168 + 325 * \gamma_{gc} - 12.5 * (\gamma_{gc})^2 \quad (^\circ\text{R}) \quad (\text{Ec. 4.14})$$

Cuando el gas natural tiene impurezas (CO_2 y H_2S) se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz al método de Standing y Katz [9]

$$T_{sc} = (T_{sc})_{sc} - F_{sk} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

$$P_{sc} = \frac{(P_{sc})_{sc} * (T_{sc})_c}{(T_{sc})_{sc} + B(1 - B) * F_{sk}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$F_{sk} = 120((Y_{\text{CO}_2} + Y_{\text{H}_2\text{S}})^{0.9} - (Y_{\text{CO}_2} + Y_{\text{H}_2\text{S}})^{1.6}) + 15(Y_{\text{H}_2\text{S}}^{0.5} - Y_{\text{H}_2\text{S}}^4) \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Nota: Cuando no se conoce la composición del gas se debe reemplazar las

sumatorias de las ecuaciones 4.15 y 4.16 por la T_{sc} y P_{sc} calculados en base a la γ_g .

- **Presión y Temperatura pseudocrítica**

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}c} \quad \text{Adimensional} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

$$T_{sr} = \frac{T_y + 460}{T_{sc}c} \quad \text{Adimensional} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

Factor de compresibilidad del gas Método de Brill y Beggs presentado por Standing [9]

$$Z_g = A + \frac{(1-A)}{e^B} + C * P_{sr}^D \quad (\text{Ec. 4.20})$$

Donde:

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.101 \quad (\text{Ec. 4.21})$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr}) * P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] * P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9*(T_{sr}-1)}} * P_{sr}^6 \quad (\text{Ec. 4.22})$$

$$C = 0.132 - (0.32 * \log T_{sr}) \quad (\text{Ec. 4.23})$$

$$D = \text{anti log}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2) \quad (\text{Ec. 4.24})$$

Se calcula el factor de compresibilidad bifásico por la correlación de Reyes, Piper, McCain y Piper [9]

$$Z_{2f} = A_0 + (A_1 * P_{Sr}) + A_2 \left(\frac{1}{T_{Sr}} \right) + A_3 (P_{Sr})^2 + A_4 \left(\frac{1}{T_r} \right)^2 + A_5 \left(\frac{P_{SR}}{T_{Sr}} \right) \quad (\text{Ec. 4.25})$$

Donde:

$A_0 = 2.24353$	$A_3 = 0.000829231$
$A_1 = - 0.0375281$	$A_4 = 1.53428$
$A_2 = - 3.56539$	$A_5 = 0.131987$

Factor volumétrico inicial y a las diferentes presiones del gas condensado

$$\bar{B}_{gci} = 0.00504 * \frac{\bar{Z}_{gci} * (T_f + 460)}{\bar{P}_i} \quad (\text{BY / PCN}) \quad (\text{Ec. 4.25})$$

Donde:

\bar{Z}_{gci} : Factor de compresibilidad promedio inicial del gas condensado a \bar{P}_i y

T_f . Se puede determinar por el método de Standing y Katz.

T_f : Temperatura de la formación, °R

P_i : Presión promedio inicial, Lpca.

Cabe destacar que al disponer de histórico de presión y producción, tanto el factor de compresibilidad del gas condensado como el factor volumétrico se calcularán para cada nivel de presión.

Una vez calculadas las propiedades del gas el usuario podrá exportar un reporte de resultados como lo muestra en la Tabla 4.1, usuario podrá exportar un archivo pdf. Como se menciono anteriormente los pasos de uso para ScryGas 1.0 se describen en el apéndice A. Es importante señalar que la columna de Z_{2f} aparecerá completamente llena por defecto de cálculo

pero el valor tomado por encima de la presión de roció será el Zg y por debajo de esta el Z2f.

Tabla 4.1.- Reporte Propiedades del Gas Aplicación ScryGas 1.0.



ScryGas 1.0

Resultado Propiedades del Gas

Usuario: Landys Ponce

Presión (Lpca)	Zg	Z2f	Bg (By/PCN)
5514.7	1.0566645	1.075127	7.484235E-4
5164.7	1.0175414	1.0379658	7.695542E-4
4464.7	0.93849695	0.9652902	8.21056E-4
3514.7	0.8221269	0.8701708	9.67049E-4
3064.7	0.7566109	0.8265257	0.0010534177

4.1.4.- Gráfico de Cole

El término que involucra los fluidos producidos será:

$$F = G_{pt} B_{gc} + W_p B_w \quad (\text{Ec. 4.26})$$

Donde:

F: Término que involucra los fluidos producidos, (BY)

G_{pt}: Producción de fluido (gas de separador + condensado equiv. en gas), (PCN)

B_{gc}: Factor volumétrico del gas condensado a P y T, (BY/PCN)

W_p: Producción de agua acumulada, (BN)

B_w: Factor volumétrico del agua a P y T, (BY/BN)

La producción de gas en los separadores (G_{psep}) la producción de líquido (condensado + agua) convertida en gas (G_{pequiv.liq.}), la cual está dada por:

(Ec. 4.28)

$$G_{pt} = G_p + G_c + G_w, \text{ PCN}$$

$$G_c = 132800 \frac{\gamma_c N_c}{M_c} \quad (\text{Ec. 4.29})$$

$$G_w = 132800 \frac{\gamma_w W_p}{M_w} \quad (\text{Ec. 4.30})$$

Donde:

γ_c, γ_w : Gravedades específicas del condensado y agua de tanque respectivamente.

M_c, M_w : Pesos moleculares del condensado y del agua de tanque, (lb/lbmol)

N_c : Condensado Producido, BN

G_{pt} : Producción de fluidos equivalente en gas, (PCN)

G_p : Producción acumulada de gas, (PCN)

G_c : Producción acumulada de condensado, (PCN)

G_w : Producción acumulada de agua, (PCN)

Egc es el término que describe la expansión del gas condensado

$$E_{gc} = B_{gc} - B_{gci} \quad (\text{Ec. 4.31})$$

Efw es el término que describe la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso

$$E_{fw} = B_{gci} \frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} (P - P_i) \quad (\text{Ec. 4.32})$$

El siguiente término incluye la expansión de los fluidos y la compactación del volumen poroso explicados anteriormente, Et

$$Et = Egc + Efw \quad (\text{Ec. 4.33})$$

Cole propone graficar el término F/Et en el eje de las ordenadas y la producción de fluidos, Gpt en el eje de las abscisas, del cual se obtiene un comportamiento de curva figura 4.6 que comparado con la Figura 2.9 permite representar la actividad del acuífero.

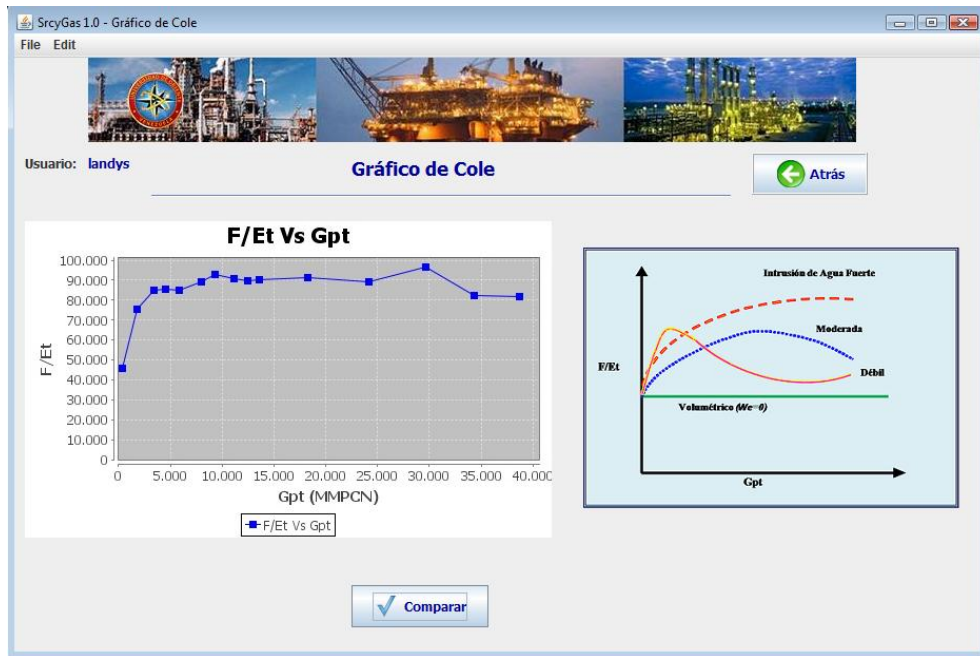


Figura 4.6. Grafico de Cole de la Aplicación ScryGas 1.0.

4.1.5.- Algoritmo 3 “Calculo de las reservas de yacimientos de gas condensado”

Dependiendo de las características del yacimiento, se recomienda el uso de Simuladores composicionales cuando el yacimiento es grande y se tiene buena información sobre las propiedades de la roca y fluido del mismo, o

modelos analíticos sencillos cuando el yacimiento es pequeño y no se dispone de la información necesaria para hacer un estudio de simulación composicional. Los modelos analíticos frecuentemente utilizados en la industria petrolera son los siguientes:

Introducir como nuevos datos (adicionales)

Área (A),	(acre-pie)
Espesor (h),	(pies)
Porosidad (\emptyset)	(Fracción)

En la figura 4.7 se muestra la ventana de carga de datos adicionales para el método volumétrico de cálculo de GCOES.

ScryGas 1.0 - Método Volumétrico

File Edit

Usuario: landys

Método Volumétrico

Atrás

Porosidad (Fracción)

Area (Acre-Pie)

Espesor (Pies)

Calcular Limpiar

GCOES (PCN)

GOES (PCN)

COES (MMBN)

Gpr (PCN)

Figura 4.7. Ventana Método Volumétrico de la Aplicación ScryGas 1.0.

Determinación del GCOES, GOES Y COES

- **Método volumétrico**

$$GCOES = 7758 \frac{\bar{\phi}(1 - \bar{S}_{wi}) \bar{h} * A}{B_{gci}} \text{ (PCN)} \quad (\text{Ec. 4.34})$$

Donde:

$\bar{\phi}$: Porosidad promedio, (fracción).

\bar{S}_{wi} : Saturación promedio de agua connata, fracción.

B_{gci} : Factor volumétrico del gas condensado la presión inicial y temperatura del yacimiento, (BY/PCN).

h : Espesor, (pies).

A : Área, (acre).

Para el cálculo del factor volumétrico promedio del gas condensado se utilizó un factor de compresibilidad bifásico del gas a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento, suponiendo que el gas permanezca en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas (f_g), y se puede calcular el GOES por la ecuación siguiente:

$$GOES = GCOES \times f_g \text{ (PCN)} \quad (\text{Ec. 4.35})$$

Los parámetros necesarios para aplicar las ecuaciones anteriores se pueden obtener por recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque en base a la relación gas condensado o en base a la composición de los fluidos, como se muestra en el capítulo 2.

$$f_g = \frac{RGCi}{RGCi + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 4.36})$$

Donde:

GCOES: Gas Condensado Original en Sitio, (PCN).

GOES: Gas Original en Sitio, (PCN).

fg: Fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, (fracción).

Mc: Peso Molecular del Condensado, (lb/lbmol).

γ_c : Gravedad Específica del Condensado.

RGCi: Relación Gas Condensado Inicial, (PCN/BN).

Dividiendo el GOES por la RGCi se obtiene el Condensado Original en Sitio (COES) en BN.

$$\text{COES} = \text{GOES} / \text{RGCi} \quad (\text{Ec. 4.37})$$

Cálculo de las reservas recuperables o probadas

$$\text{Gpr} = \text{GOES} * \text{FR} \quad (\text{Ec. 4.38})$$

El factor de recobro utilizado se tomara de la Tabla 2.2 Factor de Recobro para yacimientos ubicados en áreas desconocidas.

Donde:

Gpr: Reservas recuperables, en PCN.

GOES: Gas original en sitio.

FR: Factor de recobro, en fracción.

4.1.6.- Algoritmo 4 “Método de declinación de presión”

Se obtiene Zgc, Z2f, a los diferentes valores de presión que se dispongan del

yacimiento a partir PVT y se interpola para obtener los respectivos valores de Z2f a las diferentes presiones que se dispongan del yacimiento ^[9]. Si no son conocidos, calcular por ecuaciones 4.20 o 4.25 según sea el caso.

Se calcula el Cpa:

$$Cpa = 1 - \left[\frac{(CwSwi + Cf) * (Pi - P)}{1 - Swi} \right] \quad (\text{Ec. 4.39})$$

Luego se calcula el Gpt por ecuación 3.28

Se determinan los valores de la función F (PCpa/Zgc) y se grafican los pares de puntos (F (PCpa/Zgc), Gpt) en un sistema de coordenadas rectangulares como se muestra en la figura 4.8 generada para este método por la aplicación.

$$\frac{P * \left\langle 1 - \left[\frac{(CwSwi + Cf) * (Pi - P)}{1 - Swi} \right] \right\rangle}{Zgc} \quad (\text{Ec. 4.40})$$

Donde:

P: Presión del yacimiento (Lpca)

Cpa: Factor que tiene en cuenta la reducción del volumen poroso del yacimiento por efecto de la compactación de la roca y la expansión del agua connata

Zgc: Factor de compresibilidad del gas condensado (Zg o Z2f) según sea el caso.

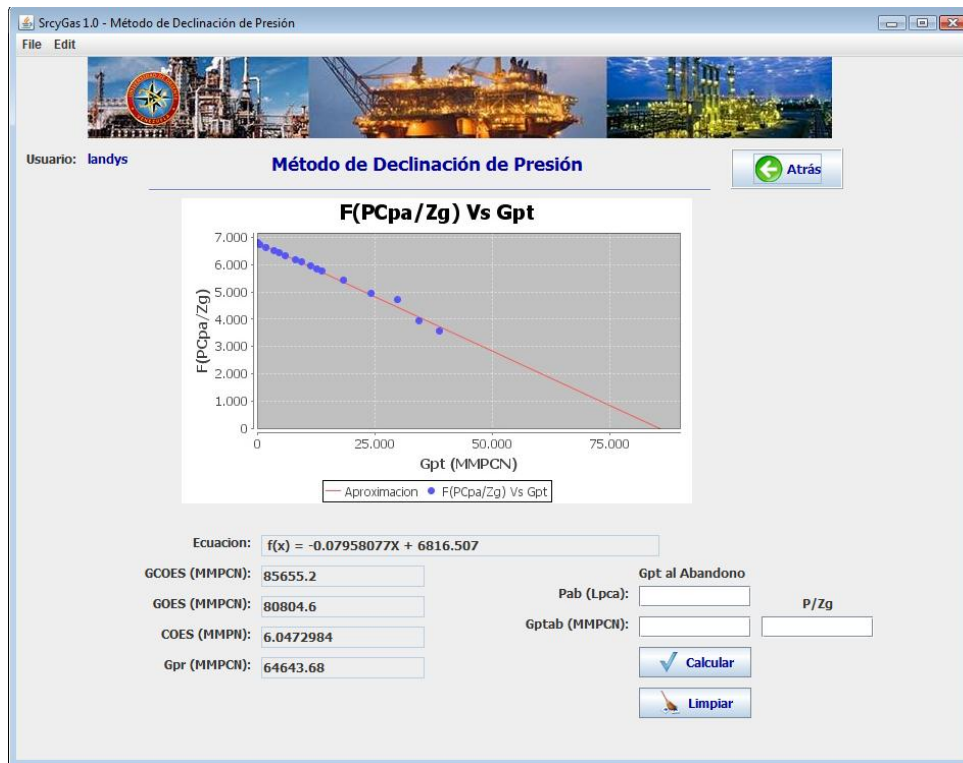


Figura 4.8. Variación PCpa/Zgc para un Yacimiento Volumétrico de Gas Condensado de la Aplicación ScryGas 1.0. [5]

Se interpola una línea recta a través de los puntos usando el método de los mínimos cuadrados.

$$y = ax + b \quad (\text{Ec. 4.41})$$

$$a = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (\text{Ec. 4.42})$$

$$b = \frac{\sum y_i - a \sum x_i}{n} \quad (\text{Ec. 4.43})$$

Donde:

$y = \text{PCpa}/Z^2f$

$x = \text{Gpt}$

Obteniendo así las ecuaciones:

$$\frac{PCpa}{Zgc} = aGpt + b \quad (\text{Ec. 4.44})$$

$$a = \frac{n \sum Gpti \left(\frac{PCpa}{z_{gc}} \right)_i - \sum Gpti \sum \left(\frac{PCpa}{z_{gc}} \right)_i}{n \sum Gpti^2 - \left(\sum Gpti \right)^2} \quad (\text{Ec. 4.45})$$

$$b = \frac{\sum \left(\frac{PCpa}{z_{gc}} \right)_i - a \sum Gpti}{n} \quad (\text{Ec. 4.46})$$

Despejando Gpt de la ecuación 4.44 tenemos:

$$Gpt = \frac{\left(\frac{PCpa}{Zgc} \right) - b}{a} \quad (\text{Ec. 4.47})$$

Se hace (PCpa/Z2f)=0, quedando así entonces:

$$GCOES = \frac{-b}{a} \quad (\text{Ec. 4.48})$$

Se extrapola la recta hasta F(PCpa/Z2f)=0. El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado original en sitio (GCOES).

Calcular las reservas de gas condensado en PCN (G_{ptab}) a una P_{ab} , entrando con el valor de F (P_{ab}/Z_{gcab}) o $P_{ab}C_{pa}/Z_{gcab}$ y leyendo sobre el eje de las abscisas el valor de G_{ptab} .

$$G_{ptab} = \frac{\left(\frac{P_{ab}C_{pa}}{Z_{gcab}}\right)^{-b}}{a} \quad (\text{Ec. 4.49})$$

Para determinar el GOES y el COES, se aplican las ecuaciones 4.35 y 4.37 definidas en el Método Volumétrico.

-Reservas de Gas y Condensado a una Presión de abandono dada:

A la presión de abandono se tiene:

$$G_{ptab} = G_{pab} + 132800 \left(\frac{N_{cab}\gamma_c}{M_c} + \frac{W_{pab}\gamma_w}{18} \right) \quad (\text{Ec. 4.50})$$

Donde:

G_{ptab} : Reservas recuperables de gas condensado a P_{ab} , (PCN)

G_{pab} : Reservas de gas de separador a P_{ab} , (PCN)

N_{cab} : Reservas de condensado a P_{ab} , (BN)

W_{pab} : Producción de agua acumulada a P_{ab} , (BN)

Dividiendo ambos lados de la ecuación anterior por N_{cab} y $(G_p/N_c)_{ab}$ se obtiene la ecuación:

$$N_{cab} = \frac{G_{ptab}}{\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{ab} + 132800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} + \left(\frac{W_p}{N_c}\right)_{ab} \right)} \quad (\text{Ec. 4.51})$$

$\left(\frac{Gp}{Nc}\right)_{ab}$ y $\left(\frac{Wp}{Nc}\right)_{ab}$ se pueden obtener graficando Gp/Nc y Wp/Nc vs Gpt (Figura 2.7), a partir de los datos de campo, extrapolando hasta la Gpt_{ab}.

-Esto se puede hacer analíticamente de la manera siguiente:

Se calcula la pendiente para los 3 últimos puntos (Gp/Nc vs Gpt y Wp/Nc vs Gpt) y se promedian, para obtener un valor aproximado de la última pendiente.

Luego usando estas pendientes y la ecuación de la recta calculamos el valor de (Gp/Nc)_{AB} y (Wp/Nc)_{AB} para Gpt = Gpt_{ab}

Para Gp/Nc vs Gpt tenemos:

$$m = \frac{(Gp / Nc)_2 - (Gp / Nc)_1}{Gpt_2 - Gpt_1} \quad (\text{Ec. 4.52})$$

$$\left(\frac{Gp}{Nc}\right)_{ab} = m(Gpt_{ab} - Gpt_{ult}) + (Gp / Nc)_{ult} \quad (\text{Ec. 4.53})$$

Y para Wp/Nc vs Gpt:

$$m = \frac{(Wp / Nc)_2 - (Wp / Nc)_1}{Gpt_2 - Gpt_1} \quad (\text{Ec. 4.54})$$

$$\left(\frac{Wp}{Nc}\right)_{ab} = m(Gpt_{ab} - Gpt_{ult}) + (Wp / Nc)_{ult} \quad (\text{Ec. 4.55})$$

Donde:

Gpt_{ult} = Gas condensado acumulado hasta el último año de producción.

(Nc/Nc) = Relación de gas producido por barril de condensado producido para el último año de producción.

(Wp/Nc) = Relación agua producida por barril de condensado para el último año de producción.

-Las reservas de gas se calculan a partir de Nc_{ab} y $(Gp/Nc)_{ab}$ de la ecuación:

$$Gp_{ab} = \left(\frac{Gp}{Nc} \right)_{ab} Nc_{ab} \quad (\text{Ec. 4.56})$$

Las reservas remanentes de gas se obtienen por las ecuaciones:

$$R. \text{Remanentes de gas} = Gp_{ab} - Gp_{ult} \quad (\text{Ec. 4.57})$$

$$R. \text{Remanentes de condensado} = Nc_{ab} - Nc_{ult} \quad (\text{Ec. 4.58})$$

Donde:

Gp_{ult} = Producción acumulada de gas de separador para el último año de producción, PCN

Np_{ult} = Producción acumulada de condensado para el último año de producción, BN



Figura 4.9. Ventana Cálculo de Reservas de Gas y Condensado a Pab de la Aplicación ScryGas 1.0.

Por último el usuario podrá estimar el factor de recobro y verificar cuan alejado esta del valor usado en el método volumétrico tomado de la tabla 2.2 esto en caso de disponer de histórico de agua producida acumulada (w_p). La figura 4.9 muestra la ventana de cálculo de reservas a una Pab dada.

$$Frg = \frac{Gp_{ab}}{GOES} \quad (\text{Ec. 4.59})$$

$$Frc = \frac{Nc_{ab}}{COES} \quad (\text{Ec. 4.60})$$

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El desarrollo de este trabajo de grado se basó en la elaboración de una Aplicación que permite aplicar la Ecuación de Balance de Materiales, y Método Volumétrico en la estimación de reservas para Yacimientos de Gas Condensado sin acuífero activo como ya se ha especificado anteriormente, en el cual se incluyen diversas correlaciones para determinar cada uno de los parámetros presentes en dichos métodos, en caso de que no estén disponibles como datos de entrada, específicamente lo referente a propiedades del gas. La construcción de esta aplicación (ScryGas 1.0), se creó también con la finalidad de realizar los cálculos de manera más rápida y factible, y así contar con una herramienta más accesible para el análisis de reservas de gas y condensado.

Para una mejor comprensión por parte del lector de este capítulo se fraccionó en varias etapas las cuales se explican a continuación.

5.1.- Características de los Yacimientos Usados en la Validación de ScryGas 1.0

Para la validación de ScryGas 1.0 se usó la información de dos yacimientos de gas condensado volumétricos. EL primer yacimiento en estudio sus datos están publicados en el paper N° 2398 de la SPE el cual es un Yacimiento de Gas Condensado Volumétrico con Presiones Anormales, y cuyas características se resumen en la tabla 5.1, los datos restantes se encontrarán disponibles en el apéndice A.

El segundo yacimiento proviene de la fuente [10], donde se disponen de pocos datos (puntos de presión) pero que permitirán la ejecución de la aplicación, además cuenta con datos PVT con lo que podrá evaluarse cuan alejadas están las correlaciones de los mismos, es decir, se hará una corrida de la aplicación cargando los datos PVT suministrados y luego se hará sin introducir las propiedades del gas y obtenerlas a fin de ver el porcentaje de desviación de las correlaciones descritas en el capítulo anterior. Para este caso el yacimiento es de gas condensado volumétrico con presiones normales ($C_{pa}=1$). Las características iniciales se resumen en la tabla 5.2, los datos restantes se encontraran en el apéndice A.

Para efectos de la redacción de este trabajo los yacimientos descritos anteriormente serán llamados en lo sucesivo “Yacimiento N° 1”, y “Yacimiento N° 2”, respectivamente.

Tabla 5.1.- Características del Yacimiento N°1.

Datos Iniciales Del Yacimiento Con Presiones Anormales	
Pi, Lpca	9507
Ty, °F	262
Swi, Fracción	0.2
Cf, lpc ⁻¹	2.9e-6
Cw, lpc ⁻¹	3e-6
Porosidad, Facción	0.24
°API	54.1
RGCi, PCN/BN	13362.083
Proc, Lpca	4108
Gravedad del Gas	0.737
Área, acres	460
h, pies	65

Tabla 5.2.- Características del Yacimiento N° 2.

Datos Iniciales Del Yacimiento Con Presiones Normales	
Pi, Lpca	5514.7
Ty, °F	315
Swi, Fracción	0.18
Cf, lpc ⁻¹	3.5e-6
Cw, lpc ⁻¹	2.9e-6
Porosidad, Facción	0.13
°API	41.1
RGCi, PCN/BN	4546
Proc, Lpca	4244.7
Gravedad del Gas	0.815
Área, acres	2790
h, pies	18

5.2.- Ecuaciones Utilizadas en el Diseño de la Aplicación

En ausencia de datos de campo, las correlaciones y ecuaciones incluidas dentro de la construcción de ScryGas 1.0 presentan una alternativa viable para estimar las propiedades de los fluidos presentes en los yacimientos estudiados; sin embargo, estas pueden tener diferentes limitaciones y rangos de aplicación que justificaran su presencia dentro de la metodología de elaboración ya planteada, con el fin de obtener los resultados más certeros y que permitan un amplio rango de aplicabilidad de la aplicación diseñada.

Dentro de las ecuaciones utilizadas se encuentra la correlación de

Marruffo, Maita, Him y Rojas para la determinación de la presión de Roció, la cual se escogió debido a que el porcentaje de error es bajo (5%) en comparación con la de Nemeth y Kennedy (9.7%), aunque también se tomo en cuenta que esta correlación presenta un rango de aplicación óptimo en cuanto a RGC, °API y gravedad del gas que permite su empleo en la mayoría de los yacimientos, cuando esta presión no sea un dato disponible.

En cuanto a las propiedades pseudocríticas del gas se tiene que puede determinarse en base a la composición de la gravedad específica del gas (γ_g), donde se emplea la correlación de Standing debido a su gran uso y sencillez de formulación.

Para el cálculo del factor de compresibilidad (Z), por encima de la presión de roció (yacimiento subsaturado) se emplea el ajuste matemático obtenido por Brill y Beggs, el cual presenta un rango de error entre 2.63 y 3.93%, donde las presiones pseudoreducidas se encuentran entre 0 y 13 y la temperatura pseudoreducida entre 1.2 y 2.4; otro factor que incidió directamente en la elección de esta ecuación fue que es de fácil programación debido a su estructura. Por debajo de la presión de roció (yacimiento saturado) se utilizó la correlación de Reyes, Piper y Mc Cain para determinar el Z_{2f} ; sin embargo esta presenta un error de 3.66% aunque sus resultados pueden tener mayores errores para gases condensados muy ricos, por lo que las estimaciones del GCOES se pueden ver afectadas y desviarse de su valor real. Cabe destacar que no se pudo encontrar otra ecuación de Z_{2f} que no presentara tal limitación, teniendo que emplear la anterior nombrada.

Luego de determinar cada uno de los parámetros anteriormente

mencionados, se realizaron los cálculos pertinentes para obtener el GCOES, GOES y COES, en los cuales se toma en cuenta el valor de Cpa para todos

los casos, corrigiendo automáticamente aquellos yacimientos que presenten presiones anormales.

5.3.- Diseño de ScryGas 1.0

Esta aplicación se diseñó y programó en lenguaje de programación Java, con el Editor Netbeans IDE 6.5.1 y la Base de Datos: MySQL versión 5.0.5, para aplicar la EBM en yacimientos de gas condensado volumétricos, la cual se basa en un modelo tipo tanque, tomando en consideración la expansión del gas por declinación de presión, la expansión del agua connata y reducción del volumen poroso por compactación. Todas estas ecuaciones y algoritmos de programación están descritos en el capítulo IV.

5.3.1.- Limitaciones de la aplicación

- Los datos de Gp, Nc y Wp que se cargan en la aplicación deben estar en las mismas dimensiones, es decir, todos en MM (millones), esto a fin de permitir la correcta operación matemática de las ecuaciones y la congruencia en los resultados obtenidos en cuanto a dimensiones.
- Los archivos que se importan en a la aplicación deben ser del formato Microsoft Office Excel.xls es decir en formato 97-2003, además se debe configurar los datos utilizando el punto (.) como separador de decimales y sin definir formato de miles.
- Requiere de una buena historia de producción y presión para aplicar el gráfico de cole y el método de declinación de presión (datos validados), para este caso en particular los datos estaban ya validados puesto estos procedimientos fueron realizados en los trabajos de

donde fueron tomadas.

- Para Gas Condensado Rico, los resultados presentan mayor porcentaje de error, debido a la utilización de la correlación de Mc Cain para el cálculo del Z2f.

5.4.- Método de Cálculo de la Aplicación

5.4.1.- Gráfico de Cole

Este es el primer procedimiento a realizar por defecto, es decir, a fin de verificar que la data que será cargada sea de un yacimiento volumétrico, que es para el caso que fue desarrollada esta aplicación. Al realizar el gráfico de cole para el yacimiento N° 1 es posible observar el comportamiento volumétrico del yacimiento figura 5.1, además se ratifica lo expuesto en el paper 2938 de la SPE donde se indica dicha condición.

En yacimientos donde la compresibilidad de la formación es un aporte significativo de energía, tales como en estos yacimientos el gráfico de cole es confiable puesto considera el efecto de la compresibilidad de la formación y de los fluidos.

Para el yacimiento N° 2 el comportamiento no fue tan claro figura 5.2 como para el yacimiento N°1 esto pudo deberse a varias razones, la principal los pocos puntos que se disponen (solo 5 puntos de presión) lo que no necesariamente representa el comportamiento real de producción del yacimiento y que permita identificar la presencia de un acuífero; por otra parte es importante señalar que el factor de compresibilidad presentó el comportamiento esperado, ya que fue disminuyendo a medida que la presión

decaía, pero luego se produjo un salto abrupto al caer por debajo de la presión de rocío, (apéndice B), lo que generó una caída brusca en la

tendencia del gráfico de cole dificultando la interpretación del mismo. En tal razón no se puede tener certeza en asegurar si el mismo es volumétrico o posee una intrusión de agua débil, pero para fines prácticos y a fin de validarlo con los métodos de cálculo de reservas volumétrico y declinación se utilizara estos datos, es decir, verificar si existe mucha diferencia entre ellos.

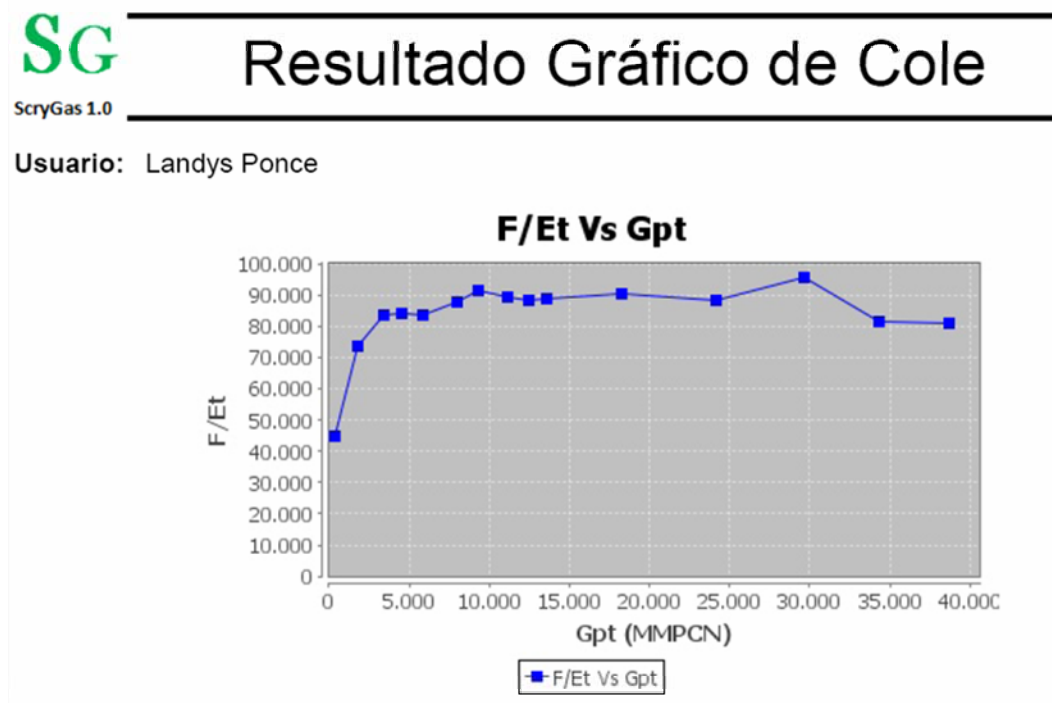


Figura 5.1. Gráfico de Cole del Yacimiento N° 1.

Usuario: Landys Ponce

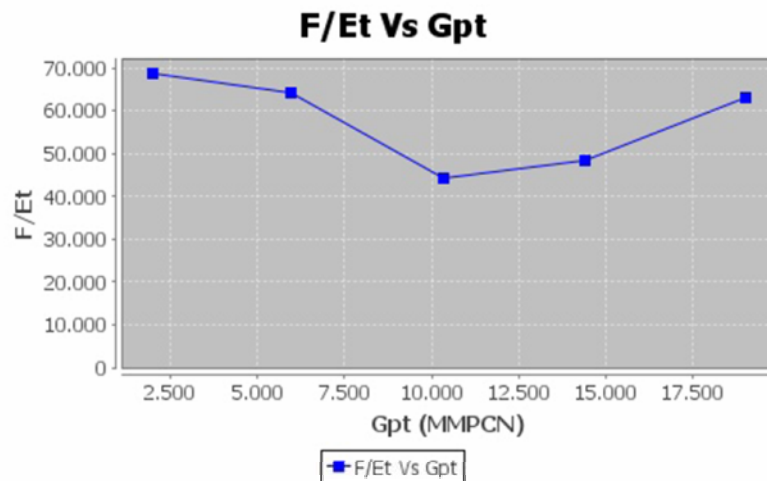


Figura 5.2.- Gráfico de Cole del Yacimiento N° 2.

5.4.2.- Método Volumétrico Estático

Se procedió a calcular los valores de GCOES, GOES y COES por el método volumétrico obteniéndose para el yacimiento N° 1, los siguientes resultados: 83.120 MMMPCN, 78.41 MMMPCN y 5.8 MMBN respectivamente figura 5.4. Al comparar el GCOES obtenido, con el mostrado en la fuente de 80.087 MMMPCN, arroja un porcentaje de error de 3.5%. Para los valores de GOES y COES, no fue posible compararlos puesto no están reflejados en dicha fuente, sin embargo el bajo porcentaje de error mostrado respecto al cálculo de GCOES permite inferir que estos están en rangos aceptables.

En cuanto al yacimiento N° 2 los valores resultaron para: GCOES: 55.49 MMPCN, GOES: 48.7 MMPCN y COES: 10.7 MMBN, mostrados

en la figura 5.4; de los datos provenientes de la fuente (10), se conoce que: 53.73MMPCN, 47.19MMPCN, 10.38MMPCN indicando que la aplicación representa adecuadamente los cálculos, puestos los realizados en la fuente se hicieron de manera manual.

5.4.3.- Método de Declinación de Presión

Ya calculados el grafico de Cole y el método volumétrico se procede a la validación por medio del método de declinación de presión; la aplicación ScryGas 1.0 realiza la interpolación de los valores PCpa/Zgc por la método de los mínimos cuadrados lo que garantiza un mejor ajuste. En el caso del yacimiento N° 1 se pudo observar que los puntos se comportaron casi de manera lineal figura 5.3, al extrapolar la recta hasta PCpa/Z2f = 0 se obtuvo el valor de GCOES = 85.65 MMPCN. Cuando se compara con el GCOES volumétrico calculado por la aplicación y el suministrado por la fuente presenta un porcentaje de diferencia similar.

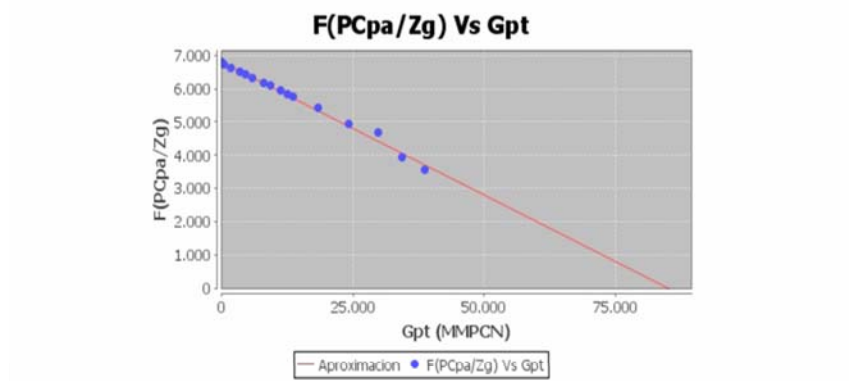


Figura 5.3. Gráfica Método de Declinación de Presión del Yacimiento N° 1.

Para el caso del Yacimiento N° 2, se debe recordar la poca cantidad de puntos de presión, por lo que la extrapolación de la tendencia del comportamiento de producción pueda no sea la indicada como se comentó en el gráfico de Cole, no obstante según el valor tomado de la fuente el GCOES es de 56 MMPCN y el obtenido mediante ScryGas1.0 figura 5.5 resultado de 55.59 MMPCN, lo que supone un porcentaje de error 0.7 % lo que ratifica el buen cotejamiento de la aplicación de la estimación de reservas de gas y condensado, como una herramienta adicional para estudios y cuantificación de hidrocarburos originalmente en sitio.



Figura 5.4.- Reservas de Gas y Condensado del Yacimiento N°1.



Figura 5.5.- Reservas de Gas y Condensado del Yacimiento N°2.

De los métodos: Volumétrico y Declinación de Presión, se puede obtener las reservas de gas recuperables (Gpr), considerando un factor de recobro de 0.8 como se dijo en el capítulo 4, los resultados se muestran en las figuras 5.4 y 5.5, y donde se observa que para el yacimiento N° 1 como para el N° 2, presentan un porcentaje de diferencia no mayor al 2%, permitiendo así validar los resultados por ambos métodos.

5.4.4.- Reservas de Gas y Condensado a Pab

Para el caso de reservas de gas y condensado a una Pab fijada como se describió en el capítulo anterior es un procedimiento analítico y que no siempre reproduce los valores reales para la estimación del factor de recobro de gas y condensado así como de las y reservas de gas y condensado a una presión de abandono fijada, esto puesto necesita de buenos datos de producción y datos confiables que sean representativos del yacimiento. Sin embargo se quiso incluir a manera de contar con un procedimiento que permita comprar y analizar con otros siempre cuando se cuente con ello, es decir, en el caso cuando se estiman factores de recobro en yacimientos se hace por experiencia de producción o en base a estudios de las curvas de declinación de presión.



ScryGas 1.0

Reporte Reservas de Gas y Condensado a Pab

Usuario: Landys Ponce

Pba (Lpca): 1014.7

Gptab (MMPCN): 38595.484

R. Remanentes de Gas (PCN): 1.85180692E10

R. Remanentes de Condensado (BN): 2708476.2

Frg: 0.6172142

Frc: 0.6329538

Gpr (PCN): 3.01373399E10

Gprc (BN): 6798476.0

Figura 5.6. Reservas de Gas y Condensado a Pab del Yacimiento N°2.

El procedimiento fue aplicado solo para el yacimiento N° 2 puesto contaba con histórico de agua acumulada y a fin de compararlo con los valores obtenidos de manera manual de la fuente de donde se tomo la data, en este caso solo será posible con el valor del gas producido al abandono puesto es el valor reportado ($G_{pab} = 38.4$ MMM). Los resultados obtenidos mediante ScryGas se muestran en la figura 5.6, donde se observa que ($G_{pab} = 38.595$ MMM) es decir prácticamente el mismo valor mostrando que reproduce los datos de manera acertada.

En cuanto a los factores de recobro de gas y condensado, 0.61 y 0.63 respectivamente no se puede asegurar que sean representativos del comportamiento del yacimiento puesto la incertidumbre al no contar con datos suficientes de este yacimiento.

CONCLUSIONES

- ✚ La aplicación diseñada, demostró ser una herramienta muy útil y de uso sencillo para el cálculo de hidrocarburos originales en sitio, en yacimientos volumétricos de gas condensado cumpliéndose así el objetivo principal de esta investigación.
- ✚ Cuando se analiza el gráfico de cole se debe contar con la mayor cantidad de puntos de presión disponibles para tener un comportamiento real de la actividad de acuífero.
- ✚ Es necesario contar con suficientes datos para evaluar cada uno de los métodos de la aplicación ScryGas 1.0.
- ✚ El método analítico para estimar reservas de gas y condensado no siempre es confiable por lo que se recomienda utilizarlo con precaución.

RECOMENDACIONES

- ✚ Se recomienda la utilización de ScryGas 1.0 en yacimientos de gas condensado volumétricos, que dispongan o no de datos PVT para lo cual no se justifique grandes inversiones de dinero en la aplicación de simuladores numéricos mas avanzados
- ✚ Validar los datos antes de introducirlos a la aplicación a fin de obtener resultados certeros que reflejen el comportamiento real del yacimiento.
- ✚ Se recomienda el uso del manual de usuario a fin de disminuir los errores por mala carga de datos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Barberi, E., **“El Pozo Ilustrado”**. Primera Edición CD-ROOM. Caracas, Venezuela, (1998).
2. Lee, J. y Wattenborger, R., **“Gas reservoir Engineering”**. SPE Text Book. Series.Vol 5.
3. Katz, D. y Cols. **“Handbook of Natural Gas Engineering”** Mc Graw-Hill Co., New York, (1984).
4. Ahmed, T. **“Hydrocarbon Phase Behavior”**. Gulf Publishing Company, E.U.A (1989).
5. CEPET. **“Actualización de Ingeniería de Yacimientos”**. Modulo IV. Puerto La Cruz, (1991).
6. Bruzual, J. **“Análisis PVT y Correlaciones Para Estimar Propiedades de los Fluidos”**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, (2002).
7. Pirson, S. **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega. Barcelona (1965).
8. Craft, B. y Hawkins, M. **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial Tecno. Madrid (1968).
9. Macain, W. **“The Properties of Petroleum Fluids”**. Pennwell Books. Tulsa, (1990).

10. Rojas, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. Puerto La Cruz (2003).
11. Ministerio del Poder Popular Para la Energía y Petróleo. **“Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos”**. Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, Caracas, Venezuela (2005).
12. Arias, F., **“Mitos y errores en la elaboración de Tesis y Proyectos de Investigación”**. Editorial Episteme, C.A. Caracas (2001).
13. Duggan J, **“The Anderson “L” An Abnormaly Pressure Gas Reservoir in South Texas”**, SPE 2938, Presentado en el 45th Annual Fall Meeting, Houston, October, 1970.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN QUE SE EMPLEE COMO HERRAMIENTA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO VOLUMÉTRICOS
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
PONCE C., LANDYS J.	CVLAC: 17.956.230 E MAIL:
LANDER, JESIOLYS C.	CVLAC: 17.730.799 E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Balance de materiales.

Gas condensado.

Estimación de reservas.

Yacimiento volumétrico

Lenguaje de programación java.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Desde el punto de vista de desarrollo tanto económico como el estratégico los yacimientos de gas condensado están siendo considerados de gran importancia. Para comprender el comportamiento del flujo de este tipo de yacimientos, es importante la caracterización adecuada del condensado. Se considera que el comportamiento del flujo de gas y condensado en el medio poroso, es diferente del que ocurre en yacimiento, con flujo gas-petróleo ó agua-petróleo. Por tal razón el agotamiento de presión de un yacimiento con estas características no se puede reproducir con facilidad, en consecuencia es necesario contar con una herramienta confiable que calcule los hidrocarburos originales en sitio y las reservas recuperables por medio de los diferentes métodos. Para desarrollar adecuadamente los cálculos de las reservas es recomendable el apoyo de una herramienta computacional que minimice el riesgo de originar errores; en este caso se diseñó una aplicación en lenguaje de programación Java el cual fue cargado con los datos provenientes de dos yacimientos para así obtener las reservas del mismo. Los métodos utilizados son el volumétrico, el de Balance de Materiales y declinación de presión, considerandos yacimientos sin empuje hidráulico.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Blondell, Ana	CVLAC:				
	E_MAIL	anablondell			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Bastos, Edgar	CVLAC:				
	E_MAIL	Ergarbastosgmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Arias, Ronald	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

09	10	28
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estimación de reservas.doc (Colocar el nombre del Archivo)	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 De Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”

Ponce C., Landys J.

AUTOR

Lander, Jesiolys C.

AUTOR

Blondell, Ana

TUTOR

Bastos, Edgar

JURADO

Arias, Ronald

JURADO

Patiño, Ray

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

