

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



EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA ECUACIÓN DE
CRAGOE EN LA DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL
CONDENSADO DE LOS YACIMIENTOS DE GASES
CONDENSADOS DEL ORIENTE DEL PAÍS

Realizado por:

ANTÓN ISAVA JOHANNY ROSSY

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

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre de 2010.

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



EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA ECUACIÓN DE
CRAGOE EN LA DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL
CONDENSADO DE LOS YACIMIENTOS DE GASES
CONDENSADOS DEL ORIENTE DEL PAÍS

Realizado por:

ANTÓN ISAVA JOHANNY ROSSY

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

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre de 2010.

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



EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA ECUACIÓN DE
CRAGOE EN LA DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL
CONDENSADO DE LOS YACIMIENTOS DE GASES
CONDENSADOS DEL ORIENTE DEL PAÍS

JURADO:

Ing. JAIRO URICARE. Espc.

Asesor

Barcelona, Octubre de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A **Dios** todopoderoso por guiarme, iluminarme y darme el conocimiento, la salud, y las fuerzas necesarias para lograr este propósito en mi vida.

A mi **Padre Rafael Antón**, mi gran amor, el ser más maravilloso y especial que dios me pudo obsequiar como papá, has sido el mejor motivo para alcanzar este logro, gracias por tu infinita ayuda, comprensión, amor, y paciencia. Este título te lo dedico a ti porque eres la fuerza que me impulsa a luchar y ser cada día mejor Te amo con todo mi corazón.

A mi **Madre querida Yonis Isava**, por haberme dado la vida, eres mi mayor inspiración y motivación para alcanzar mis logros, gracias por apoyarme de forma incondicional, por tus consejos que me han ayudado en mi formación como persona y profesional y por siempre confiar en mí. Te amo mamita.

A mi **hermano Johan Rafael**, por ser una gran parte de mi corazón, que esto sirva como ejemplo de lucha, sacrificio y esfuerzo para llegar a conquistar los objetivos planteados en la vida, te adoro y le doy gracias a Dios por darme el privilegio de tenerte como hermano.

A mis **viejitas lindas Rosa Patiño (mi segunda madre)** y **Silvia Gómez** Por encomendarme siempre con Dios para que saliera adelante. Yo se que sus oraciones fueron escuchadas.



A la persona que Dios puso en mi camino en el momento preciso, como una luz que me ilumina, y me ayudado a levantarme cada vez que me debilito, que me ha enseñado a luchar y esforzarme por lograr lo que quiero y a no decaerme ante los obstáculos de la vida, por llenarme de mucha ternura y amor, Gracias **Wladimir Enrique** por todo tu apoyo, por estar a mi lado y compartir tu vida conmigo. Te amo.

Johanny

“Cada trecho recorrido enriquece al peregrino y lo acerca un poco más a hacer realidad sus sueños”.

Paulo Coelho.



AGRADECIMIENTOS

A Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis padres Rafael y Yonis, por darme la vida, gracias por toda su ayuda y comprensión, por creer en mí siempre y haberme apoyado en las buenas y en las malas y sobre todo por su amor incondicional, los amo.

A mi hermano Johan Rafael, por ser parte de mí en esta vida, gracias por ayudarme cuando te necesite en el camino para alcanzar esta meta.

A mi novio Wladimir, por estar allí siempre en las buenas y en las malas animándome y apoyándome en la realización de este proyecto, y por haber confiado en mí en todo momento

A mis primos, Luis Miguel, Norerquis, Nilda, Odalys, Carmen, Ana Karina, que de alguna manera colocaron su granito de arena para alcanzar esta meta, muchísimas gracias.

A mis tías, Isabel, Lérica, Yomarys, Silvia, Rosa, Benilde, Ana y a mi tío Carlos por su cariño y por estar siempre presente, los quiero.

A mi Asesor Jairo Uricare, una excelente persona, gracias por todos sus conocimientos, ayuda incondicional y sus consejos, que formaron parte de mi formación profesional y personal.



A mis grandes amigos, Mariela, Rossis, Gonzalo, Sorisbelys, Nurys, Johan, Jonathan, Mariangie, Magalis, Rafael, Andrés, Sandra, Sergio, Francisco (Tysón), la lista es interminable gracias a todos por su apoyo, su cariño y comprensión, se les quiere mucho.

A mi cuñada Daisy, por su apoyo, su cariño y comprensión en todo momento.

A todos mis compañeros de la Carrera y de las Áreas, Roselyn, Emperatriz, Rosangeles, Ninoska, Leidifer, Heider, Javier, Adriana, Blanco, Katy, Criss, Vilmarhyt, Yohana, Angelys, Ana de Moya, Angélica, Atahualpa, Cristian y a todos aquellos que no alcanzo a nombrar, que me apoyaron y me permitieron entrar en su vida durante estos años de convivir dentro y fuera del salón de clase

A los profesores, Francisco García, Lucas Álvarez y Atilio Martínez, sin su ayuda y conocimientos no estaría en donde me encuentro ahora.

A la familia Laucho, por brindarme todo su apoyo en los momentos más difíciles.

En general quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo la realización de esta tesis, con sus altos y bajos y que no necesito nombrar porque tanto ellas como yo sabemos que desde los más profundo de mi corazón les agradezco el haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo y sobre todo cariño y amistad.

Johanny



RESUMEN

Este trabajo se basó en la evaluación de la aplicabilidad de la ecuación de Cragoe en el cálculo del peso molecular del condensado de los yacimientos de gases condensados. Para la determinación de este parámetro, se pueden emplear diferentes métodos, pero es a través de las pruebas PVT'S que se pueden obtener los mejores resultados; debido a que estas son muy costosas, lo que no es rentable económicamente la realización de estas pruebas a cada pozo, por lo que el objetivo principal de este proyecto fue realizar una correlación que permita la estimación del peso molecular del condensado en los yacimientos de gases condensados del oriente de Venezuela, elaborándose una metodología que se inicia con la revisión bibliográfica para recopilar todo lo referente al tema a desarrollar, en el cual se contó con información suficiente de treinta y ocho análisis de pruebas PVT'S de los campos Aguasay, Santa Rosa, La Ceibita, San Joaquín, Zapatos, Zacarías y El Roble ; luego de la revisión se evaluó la consistencia de las pruebas PVT'S aplicando el método de recombinación matemática, lo cual presenta una alternativa sencilla y de fácil acceso; se calculó el peso molecular mediante la ecuación de Cragoe obteniéndose un porcentaje de error aproximado de 10,87 %; posteriormente se procedió al análisis estadístico, tomando como variable dependiente el peso molecular del condensado, y variable independiente la densidad relativa, se trabajó con regresiones lineales, con el uso del programa Statgraphic; obteniéndose una correlación para el peso molecular el cual redujo el porcentaje de error en un 5,23 % aproximadamente. También es de vital importancia mencionar que una mayor exactitud en el peso molecular del condensado aportaría una mejor precisión en la estimación de reservas de gas condensado.



CONTENIDO

RESOLUCIÓN	VI
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN	IX
CONTENIDO	X
INDICE DE TABLAS	XIV
INDICE DE FIGURAS	XV
CAPÍTULO I	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.3 OBJETIVOS	20
1.3.1 Objetivo General	20
1.3.2 Objetivos Específicos	20
CAPÍTULO II	21
2.1 YACIMIENTO	21
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN	22
2.2.1 YACIMIENTOS DE GAS SECO	22
2.2.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO	23
2.2.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	24
2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO FÍSICO	25



2.3.1 YACIMIENTOS SUBSATURADOS.....	25
2.3.2 YACIMIENTOS SATURADOS.....	25
2.3.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDESADO CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA	25
2.3.4 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO SIN CONDENSACIÓN RETRÓGRADA	26
2.4 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA	26
2.5 PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS	28
2.5.1 DENSIDAD.....	28
2.5.2 DENSIDAD RELATIVA.	28
2.5.3 VISCOSIDAD.....	28
2.5.4 PESO MOLECULAR.....	28
2.6 ANÁLISIS PVT	29
2.6.1 ESTUDIOS PVT PARA GAS CONDESADO.....	29
2.6.1.1 Separación Instantánea (Flash).....	30
2.6.1.2 Agotamiento a Composición Constante	31
2.6.1.3 Separación Diferencial	31
2.6.1.4 Agotamiento a Volumen Constate.....	32
2.7 INFORMACIÓN OBTENIBLE DE LAS PRUEBAS PVT'S.....	33
2.8 LIMITACIONES DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO.....	33
2.9 APLICACIONES DE LAS PRUEBAS PVT'S	34
2.10 PROCESO SIMULADO POR LAS PRUEBAS PVT'S DE GAS CONDENSADO.....	35
2.11 PRUEBAS PVT EN EQUIPOS PORTATILES.	35
2.12 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS PVT.....	36
2.12.1 REPRESENTATIVIDAD DE LAS MUESTRAS.	37
2.12.2 CONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS.	37



2.12.3 RECOMBINACIÓN MATEMÁTICA.....	38
2.12.4 BALANCE MOLAR.....	39
2.12.5 CRITERIO DE HOFFMAN. CRUMP Y HOCCOTT.....	41
2.13 ANÁLISIS ESTADÍSTICOS.....	42
2.13.1 PROGRAMA STATGRAPHIC PLUS.....	42
CAPÍTULO III.....	44
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	44
3.2 CONSISTENCIA DEL PVT.....	45
3.2.1 RECOMBINACIÓN MATEMÁTICA.....	45
3.3 DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL CONDENSADO.....	50
3.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE CRAGOE CON LOS SUMINISTRADOS POR LAS PRUEBAS PVT'S.....	50
3.4 PORCENTAJE DE ERROR ARROJADO POR LA ECUACIÓN.....	51
3.5 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....	51
CAPÍTULO IV.....	56
4.1 CONSISTENCIA DE LAS PRUEBAS PVT.....	56
4.2 DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL CONDENSADO.....	57
4.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE CRAGOE CON LOS SUMINISTRADOS POR LAS PRUEBAS PVT'S.....	58



4.4 PORCENTAJE DE ERROR ARROJADO POR LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE CRAGOE.....	62
4.5 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN	65
CONCLUSIONES.....	71
RECOMENDACIONES	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
APÉNDICE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.



INDICE DE TABLAS

TABLA 4.1 PESO MOLECULAR ESTIMADO MEDIANTE EL USO DE LA ECUACIÓN DE CRAGOE	57
TABLA 4.2 COMPARACIÓN DE LOS PESOS MOLECULARES OBTENIDOS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE CRAGOE Y LAS PRUEBAS PVT'S.	59
TABLA 4.3 PORCENTAJE DE ERROR OBTENIDO POR LA ECUACIÓN DE CRAGOE	62
TABLA 4.4 DATOS ARROJADOS POR LA ECUACIÓN 4.1	66
TABLA B.1 COMPOSICIÓN DE LA MEZCLA DE HIDROCARBUROS (RECOMBINACIÓN MATEMÁTICA)	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA B.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS HIDROCARBUROS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA B.3 PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL SEPARADOR	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA B.4 DATOS PARA CALCULAR LA DENSIDAD DEL PROPANO Y MÁS PESADOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA B.5 DATOS PARA CALCULAR LA DENSIDAD DEL LÍQUIDO.;	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA B.6 DATOS PARA EL CÁLCULO DEL PESO MOLECULAR;	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA C.1. PORCENTAJE DE ERROR ENTRE ZEXP Y ZCAL OBTENIDOS MANUALMENTE.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA C.2 PESO MOLECULAR ESTIMADO MEDIANTE EL USO DE LA ECUACIÓN DE CRAGOE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA C.3 PORCENTAJE DE ERROR ENTRE PM C7+ CRAGOE Y PM C7+ DE LOS PVT'S.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA C.4 RESULTADOS OBTENIDOS POR LA CORRELACIÓN .;	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.



INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS SECO.	23
FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO.	23
FIGURA 2.3 DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.	24
FIGURA 2.4 EFECTO DE LA GRAVEDAD API SOBRE LA PRESIÓN DE ROCÍO..... RETRÓGRADA.....	27
FIGURA 2.5 EFECTO DE LA RELACIÓN GAS-CONDENSADO SOBRE LA PRESIÓN DE ROCÍO	27
FIGURA. 2.6 PROCESO DE SEPARACIÓN INSTANTÁNEA.....	30
FIGURA 2.8 PRUEBAS DE VALIDACIÓN DE UN ANÁLISIS PVT DE GAS CONDENSADO ..	36
FIGURA 2.9 ARREGLO DE SEPARADOR Y TANQUE DE PRUEBA.	38
FIGURA 2.10 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PRUEBA CVD ENTRE LAS PRESIONES $P_{\text{ROCÍO}}$ Y P_1 ($P_{\text{ROCÍO}} > P_1$).....	39
FIGURA 2.11 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PRUEBA CVD ENTRE LAS PRESIONES P_{k-1} Y P_k ($P_{k-1} > P_k$).	40
FIGURA 2.13 CRITERIO DE HOFFMAN EN EL SEPARADOR.....	41
FIGURA 2.14 CRITERIO DE HOFFMAN PARA LA PRUEBA CVD	42
FIGURA 3.1 SUBVENTANA DE ENTRADA AL SOFTWARE STATGRAPHICS PLUS VERSIÓN	52
FIGURA 3.2 SUBVENTANA DE SELECCIÓN DEL TIPO DE ANÁLISIS	53
FIGURA 3.3 SUBVENTANA DE INTRODUCCIÓN DE DATOS.	54
FIGURA 3.4 SUBVENTANA DE CREACIÓN SIMPLE REGRESIÓN.....	54
FIGURA 3.5 SUBVENTANA CREACIÓN VARIABLE DEPENDIENTE E INDEPENDIENTE.	55



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La evaluación de las Reservas de Crudos y Gas en un yacimiento requiere de un amplio conocimiento de las propiedades físicas del fluido, tales como, presión de burbuja (P_b), presión de rocío (P_r), factor volumétrico del petróleo (B_o), la Relación Gas-Petróleo (R_s), peso molecular del condensado etc. Idealmente estas propiedades se obtienen a través de un estudio de muestras tomadas en el fondo o en la superficie del yacimiento, dicho estudio es conocido como pruebas PVT.

Las pruebas PVT'S son de gran importancia debido a que las relaciones presión, volumen, temperatura son básicas para determinar el comportamiento de los fluidos entrampados ya sea en estado gaseoso o líquidos o como una mezcla de ambos. Además la magnitud de estas relaciones, conjuntamente con otras, sirve para planificar la cadena de operaciones referentes a la producción, separación, tratamiento, acondicionamiento, manejo, distribución, procesos posteriores, mediciones y rendimiento de gases y líquidos comerciales.

Sin embargo, muchas veces los datos experimentales no se pueden emplear debido a alguna de las siguientes razones: a) las muestras recolectadas no son confiables; b) Los altos costos asociados imposibilitan la toma de muestra; c) El análisis PVT no esta disponible cuando la información es requerida. En estos casos, resulta conveniente emplear correlaciones empíricas para estimar las propiedades de los fluidos. Durante los últimos años se han desarrollado una serie de correlaciones, que permiten obtener las principales propiedades físicas de los fluidos a partir de parámetros fácilmente medibles como presión (P), temperatura del yacimiento (T_{yac}), API, Relación Gas-Condensado (RGC), %C7, gravedad específica del gas y otros.



1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Los métodos gráficos y matemáticos son ampliamente usados en la industria petrolífera para la determinación de las propiedades físicas y químicas del gas natural y del gas condensado; éstos se basan en estudios correlativos de ecuaciones propuestas para poder predecir el comportamiento de los distintos yacimientos de hidrocarburos, tomando en cuenta resultados de distintas pruebas PVT realizadas en el laboratorio. Cuando no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o porque el horizonte productor no garantiza el gasto de análisis de una prueba PVT de los fluidos del yacimiento, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías o mediante el uso de correlaciones empíricas.

La efectividad de ciertas ecuaciones varía dependiendo de las características del yacimiento, esto se debe a diferencias en su composición, lo que conlleva que a partir de muestras regionales de una base química predominante, puedan generarse resultados erróneos cuando se aplican a hidrocarburos de otras regiones. Por lo tanto el uso efectivo de las correlaciones radica en el entendimiento de su desarrollo y en el conocimiento de sus limitaciones.

Entre estas ecuaciones se encuentra la ecuación de CRAGOE que permite hacer un estimado aceptable del peso molecular del condensado cuando no se conoce la composición del mismo en los yacimientos de gas condensado. La finalidad de esta investigación está orientada a esclarecer el uso o no de la ecuación a partir de datos suministrados por pruebas PVT previamente validados para los yacimientos de gases condensados del oriente del país. El plan de trabajo parte de estudiar la aplicabilidad de la ecuación, teniendo los datos de pruebas PVT, a las cuales se les pretende evaluar su consistencia por medio del método de recombinación matemática, para así proceder a realizar el cálculo del peso molecular del condensado. Una vez obtenidos los valores, éstos se comparan y de haber un porcentaje de error significativo, se



contempla utilizar un software llamado Statgraphics el cual será utilizado como una técnica estadística para el análisis y manipulación de grandes volúmenes de datos, realizados de manera sistemática para ajustar la ecuación y minimizarle el porcentaje de error.

Esta adaptación nos permitiría contar con una herramienta eficaz y sencilla para realizar análisis cuantitativos con una mayor exactitud en el estudio de los yacimientos de gases condensados del oriente.



1.3 OBJETIVOS.

1.3.1 Objetivo General.

Evaluar la aplicabilidad de la ecuación de Cragoe en la determinación del peso molecular del condensado para los yacimientos de gases condensados del Oriente del país

1.3.2 Objetivos Específicos.

1. Verificar la representatividad y consistencia de las pruebas PVT'S de laboratorio mediante la metodología de recombinación matemática.
2. Determinar el peso molecular de los condensados en los yacimientos del Oriente del país a través de la ecuación de Cragoe a partir de datos suministrados por pruebas PVT'S validadas.
3. Comparar los resultados obtenidos por la ecuación de Cragoe con los suministrados por las pruebas PVT'S.
4. Calcular el porcentaje de error arrojado por la ecuación de Cragoe en la estimación del peso molecular del condensado.
5. Generar una correlación con el programa Statgraphics que permita la determinación del peso molecular del condensado para los yacimientos de gases condensados del oriente del país.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 YACIMIENTO

Es la porción de una trampa que contiene hidrocarburos, los cuales a su vez conforman un solo sistema conectado hidráulicamente, esta definición implica continuidad de la permeabilidad a través de todo el yacimiento. Puede definirse también como una extensión o sección volumétrica de roca porosa y permeable ubicada en el subsuelo, que se encuentra saturada con hidrocarburo en una cantidad económicamente explotable, esta acumulación de hidrocarburos yace periféricamente atrapada en la roca, gracias a la presencia de formaciones no permeables, que impiden que el hidrocarburo fluya hacia otros estratos superiores e inferiores.

Algunos yacimientos de hidrocarburos se conectan hidráulicamente a rocas que almacenan agua (acuíferos). Existen cuencas sedimentarias en donde varios yacimientos comparten un acuífero común, debido a lo cual la producción de uno de ellos puede influir en la declinación de la presión de los otros, a causa de la intercomunicación hidráulica a través del acuífero. En algunos casos particulares la trampa se encuentra totalmente ocupada por hidrocarburos y por lo tanto la trampa y el yacimiento son uno mismo.

Un yacimiento es económicamente rentable de explotar cuando posee cantidades significativas de hidrocarburo las cuales pueden ser determinadas mediante registros eléctricos, mostrando zonas altamente resistivas. El volumen poroso y permeable y debe ser interconectado para permitir que los fluidos contenidos en la roca puedan moverse a lo largo de la unidad física. Además es de gran importancia la determinación de la energía que posee el yacimiento para hacer fluir al hidrocarburo.



2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN.

2.2.1 Yacimientos de gas seco

El gas está compuesto principalmente por Metano ($\% C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y más pesados ($\% C_5^+ < 1 \%$). La obtención de líquido del gas producido solo se alcanza a temperaturas criogénicas. La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y de superficie, 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 cricondértica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburo 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 100000 (PCN/BN). La (Fig. 2.1) muestra que la mezcla de hidrocarburos es solamente gas en el yacimiento, y que normalmente la separación (o condiciones de separador) en la superficie cae fuera de la envolvente de fase. Así no se forma líquido ni en el yacimiento, ni en la superficie. La palabra “Seco” en gas seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas más pesadas que permitan la formación de líquido en la superficie. ^[7]

Un yacimiento de gas seco a menudo es llamado yacimiento de gas. Esto conlleva a confusión debido a que el gas húmedo en yacimientos algunas veces es llamado yacimientos de gas también. Más aún un gas retrógrado inicialmente existe como gas en el yacimiento.

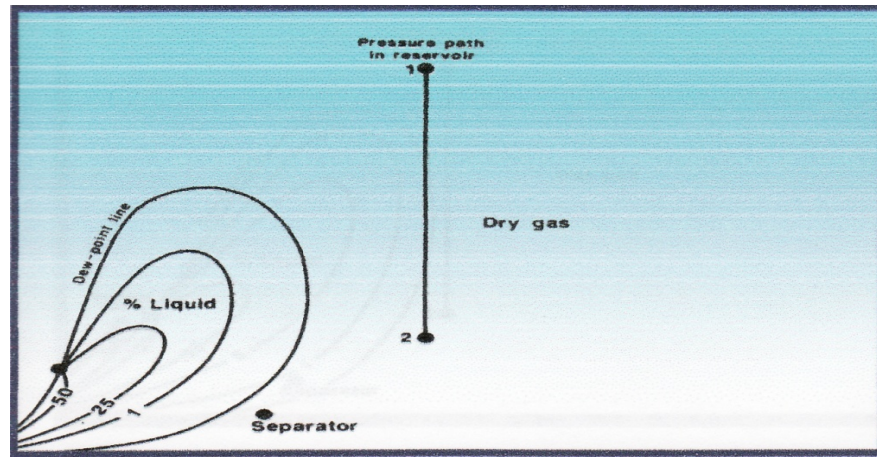


Figura 2.1 Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco. [8]

2.2.2 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, pero al salir a superficie cae en la región de dos fases, formándose una cantidad de líquido de orden de 10 BN/MMPCN. La temperatura de estos yacimientos también es mayor a la temperatura cricondertérmica. [7]

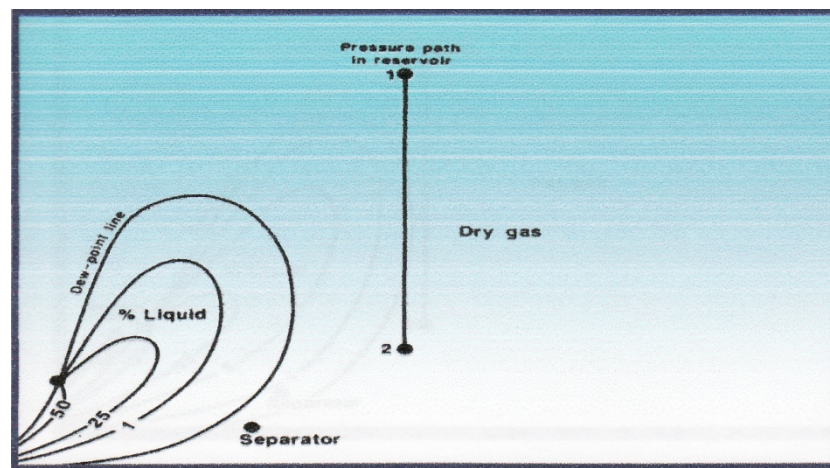


Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo. [8]



2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO FÍSICO

2.3.1 Yacimientos Subsaturados

Son aquellos cuya presión inicial es mayor que la presión de rocío ($P_i > P_{roc}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío. ^[3]

2.3.2 Yacimientos Saturados

En este caso la presión inicial es menor o igual a la de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado. ^[3]

2.3.3 Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones más pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrograde, tiene el agravante de lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor del yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones, es por ello que se deben realizar proyectos que puedan recuperar el condensado retrograde. Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrograde en el mismo al caer la presión por debajo de la presión de



rocío retrograda. Debido a que los primeros que se condensan son los menos volátiles, el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con el tiempo (a medida que la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

2.3.4 Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada:

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrado, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquidos en la 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. ^[3]

2.4 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA

La presión de rocío es aquella que permite definir cuando 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 la condensación retrógrada del líquido. Los factores que afectan en mayor grado a la presión de rocío 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. Las Figuras 2.4 y 2.5 realizadas en base a datos de Sage y Olds muestran el efecto de temperatura, gravedad API del condensado y relación gas-condensado sobre la presión de rocío retrógrada. De estas figuras se puede concluir que:

- ✓ A medida que incrementa la temperatura, aumenta la Proc.
- ✓ A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la Proc.
- ✓ A medida que incrementa la RGC, disminuye la Proc.

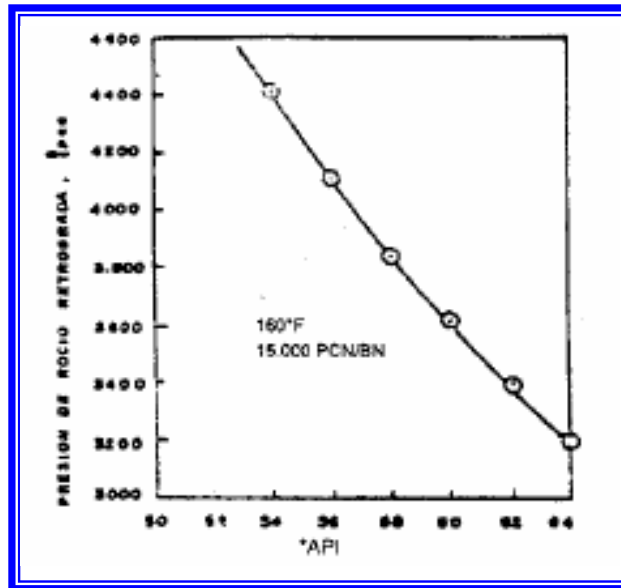


Figura 2.4 Efecto de la Gravedad API sobre la Presión de Rocío Retrógrada

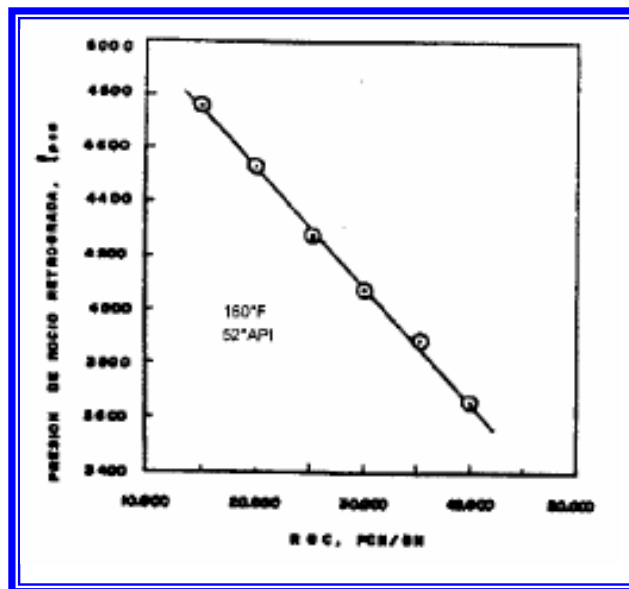


Figura 2.5 Efecto de la Relación Gas-Condensado sobre la Presión de Rocío



2.5 PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS

2.5.1 Densidad.

La densidad es una propiedad física de la materia que describe el grado de compacidad de una sustancia. La densidad describe cuán unidos están los átomos de un elemento o las moléculas de un compuesto. Mientras más unidas están las partículas individuales de una sustancia, más densa es la sustancia. Puesto que las diferentes sustancias tienen densidades diferentes, la medida de la densidad es una vía útil para identificar las sustancias. La densidad es una propiedad intensiva de la materia definida como la relación de la masa de un objeto dividida por su volumen.

2.5.2 Densidad relativa.

La densidad relativa es una comparación de la densidad de una sustancia con la densidad de otra que se toma como referencia. La densidad relativa es adimensional (sin unidades), ya que queda definida como el cociente de dos densidades para los líquidos y los sólidos, la densidad de referencia habitual es la del agua líquida, para los gases, la densidad de referencia habitual es la del aire.

2.5.3 Viscosidad.

Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir; los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad.

2.5.4 Peso molecular.

La masa molecular es un número que indica cuántas veces mayor es la masa de una molécula de una sustancia con respecto a la unidad de masa atómica. La masa molecular se determina sumando las masas atómicas relativas de los elementos cuyos átomos constituyen una molécula de dicha sustancia.



2.6 ANÁLISIS PVT

Las propiedades físicas de los fluidos atrapados en yacimientos, generalmente se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una recombinación de muestras tomadas en superficie. El conjunto de pruebas necesarias para determinar las propiedades de los fluidos se denomina Análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), y consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas se mantienen el volumen y la temperatura constante.

Las principales propiedades que se obtiene a partir de un estudio PVT son: presión de burbujeo (P_b) o presión de rocío (P_r), factor volumétrico del gas (B_g), entre otras. ^[7]

2.6.1 Estudios PVT para gas condensado

El proceso de separación gas-líquido en el yacimiento depende de la saturación de condensado retrógrado. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto con el gas hasta alcanzar una saturación mayor que la crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos de producción y la composición del sistema gas - líquido estará cambiando continuamente, a estas condiciones el proceso de separación será tipo diferencial con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

En las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores las fases de gas y líquido se mantienen en contacto sin cambio apreciable de la composición total del sistema, y en agitación permanente lo cual permite el equilibrio entre las fases. Bajo estas condiciones el proceso de separación es tipo instantáneo (flash).



Las técnicas de laboratorio usadas para obtener el comportamiento PVT deben simular la separación gas - líquido que ocurre durante la producción de gas condesando, tales como:

2.6.1.1 Separación Instantánea (Flash)

En la separación instantánea todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. En el laboratorio la disminución de la presión durante el proceso se logra manipulando el pistón móvil de la celda, como se reseña en la figura 2.6. Se obtiene más líquido en la condensación de gas durante la separación instantánea debido a que en la separación instantánea permanece mayor cantidad de gas en el sistema, del cual más y más componentes pesados se pueden condensar al disminuir la presión. La separación instantánea permite determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento al pasar a través de los separadores hacia los tanques. Esto es influenciado por las condiciones de operación, presión y temperatura en la superficie. El objetivo fundamental entonces, es proveer la información necesaria de laboratorio para optimizar las condiciones de operación en la superficie al momento de la separación.

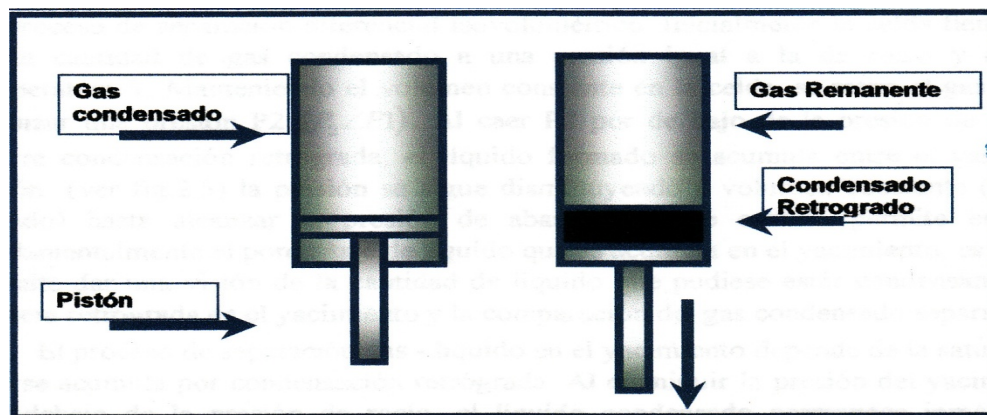


Figura. 2.6 Proceso de Separación Instantánea. ^[7]



2.6.1.2 Agotamiento a Composición Constante

Después de haber colocado en una celda para análisis PVT una cantidad de muestra recombinada de los fluidos del yacimiento, esta es sometida a un proceso de expansión a la temperatura del yacimiento. Este proceso consiste en disminuir la presión, realizando una manipulación del pistón móvil de la celda, permitiendo que aumente el volumen ocupado por la muestra y registrando estos volúmenes a las distintas presiones generadas, así como el volumen de líquido formado por condensación retrógrada. De este primer estudio se determina la presión de rocío, el volumen de saturación y los volúmenes relativos de la muestra.

Es importante recordar que la presión de rocío debe ser menor o igual que la presión del yacimiento para que la muestra sea representativa del yacimiento.

2.6.1.3 Separación Diferencial

Es aquella que ocurre cuando la composición total de los fluidos contenidos en el sistema varía durante el proceso. En este caso el gas separado es removido parcialmente del contacto con el líquido obtenido por Condensación retrógrada. La figura 2.7, ilustra un proceso de separación diferencial isovolumétrico. Inicialmente la celda tiene una cierta cantidad de gas condensado a una presión igual a la de rocío y a una temperatura T . Manteniendo el volumen constante en la celda, se retira el gas hasta alcanzar una presión P_2 ($P_2 < P_1$). Al caer P_2 por debajo de la presión de rocío, ocurre condensación retrógrada, el líquido formado se acumula entre el gas y el pistón (ver Fig.2.7) la presión se sigue disminuyendo a volumen constante (gas + líquido) hasta alcanzar la presión de abandono. Este estudio permite estimar fundamentalmente el porcentaje de líquido que se acumula en el yacimiento, es decir, permite dar una visión de la cantidad de líquido que pudiese estar condensando de manera retrógrada en el yacimiento y la comparación del gas condensado separado. El proceso de separación gas - líquido en el yacimiento depende de la saturación que se acumula por condensación retrógrada. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto



con el gas hasta que alcance una saturación mayor que la crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos productores y la composición del sistema gas - líquido estará cambiando continuamente. Bajo estas condiciones, el proceso de separación será de tipo diferencial con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

2.6.1.4 Agotamiento a Volumen Constante

En este proceso se mantiene, en la celda de análisis, un volumen constante de la muestra, asumiendo que el volumen poroso ocupado por los hidrocarburos del yacimiento no varía con cambios de presión. El volumen constante de referencia es el ocupado por la muestra en la celda al alcanzar la presión de rocío; es decir, el volumen de saturación (Fig. 2.7). Se inicia cada etapa del proceso retirando el pistón móvil de la celda hasta alcanzar la presión de análisis previamente programada, lo que ocasionará la formación de la fase líquida. Se espera hasta que el líquido alcance el equilibrio con el vapor, después de la agitación continua de la celda. Luego se extrae parte del vapor a presión constante hasta alcanzar el volumen de saturación inicial y se analiza la composición del vapor extraído. El proceso se repite hasta alcanzar la presión de abandono (situada entre 1000 Y 300 psia) y se determina la composición del fluido residual (líquido retrógrado y gas condensado) por medio de análisis cromatográficos.

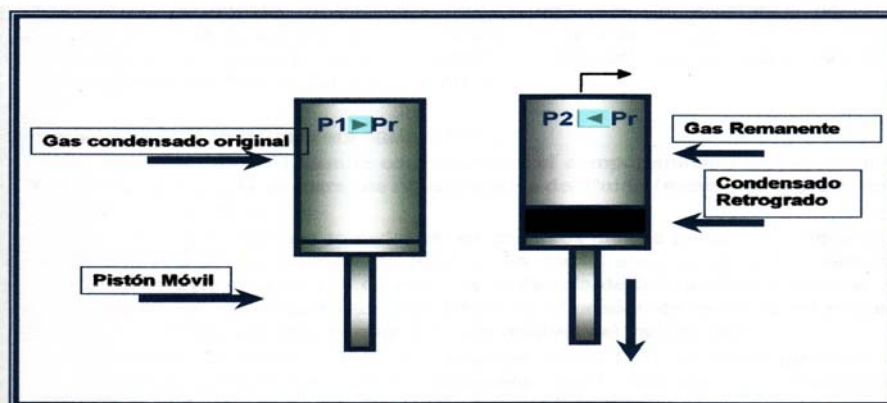


Figura. 2.7 Proceso de Separación Diferencial [7]



2.7 INFORMACIÓN OBTENIBLE DE LAS PRUEBAS PVT'S

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

2.8 LIMITACIONES DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

- El proceso de separación diferencial isovolumétrico de las pruebas de laboratorio no simulan la producción de condensado retrógrado del yacimiento, la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico (alta condensación retrógrada).
- Es bastante difícil tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento. Por esta razón muchos prefieren simular el comportamiento PVT de gas condensado por medio de ecuaciones de estado.
- La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves



errores en la predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado.

- No siempre es posible determinar experimentalmente el efecto de la presión y temperatura sobre las propiedades y volúmenes de las fases a presiones bajas a las cuales trabajan los separadores. Limitaciones en cuanto al tamaño de las celdas PVT que imposibilitan expandir el sistema gas - condensado a presiones del orden de 250 lpcm ya que el volumen de líquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente.

-

2.9 APLICACIONES DE LAS PRUEBAS PVT'S

Los resultados de los análisis PVT son fundamentales en la realización de diferentes tipos de cálculos, dentro de los más importantes realizados por las pruebas PVT podemos mencionar:

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



2.10 PROCESO SIMULADO POR LAS PRUEBAS PVT'S DE GAS CONDENSADO.

Las pruebas PVT de gas condensado simulan un proceso de separación diferencial, donde la fase líquida (condensado retrógrado) permanece inmóvil en la celda y la fase gaseosa se expande por disminución de la presión manteniendo constante el volumen de la celda (gas + líquido) el agotamiento de presión se alcanza retirando gas de la celda.

El proceso simulado en el laboratorio es igual al que ocurre durante la depleción de un yacimiento volumétrico de gas condensado del cual se produce únicamente la fase gaseosa y el líquido retrógrado queda retenido en el yacimiento. La suposición de que el condensado es inmóvil se justifica debido a que en la mayoría de los casos la saturación de líquido en el yacimiento por condensación retrógrada solo alcanza 10 - 15% y la saturación crítica de condensado para areniscas es del orden del 30%.

Solo en los alrededores del pozo de producción donde ocurre una elevada caída de presión puede aumentar la saturación de condensado a valores (30 - 40%) mayores que la saturación crítica y por tanto puede ocurrir flujo bifásico (gas - líquido). Pero debido a que esto solo ocurre en una pequeña porción del yacimiento, el volumen de condensado móvil es muy pequeño en comparación al inmóvil que queda retenido en los poros.

2.11 PRUEBAS PVT EN EQUIPOS PORTATILES.

Probablemente el mejor método para hacer un estudio PVT de gas condensado es el uso de un equipo portátil de pruebas que puede ser trasladado fácilmente a los pozos, Este equipo usa una cámara (o separador) para simular el yacimiento. La cámara es calentada a la temperatura del yacimiento y los fluidos son sometidos a diferentes presiones para simular el agotamiento de presión de un yacimiento. Luego de que ocurre la separación diferencial gas - líquido en la cámara, el gas separado pasa a un



separador portátil el cual puede operar a varias presiones, lo cual permite determinar aquella que optimice la recuperación de líquido (condensado). La ventaja más importante de este método es que usan muestras de gran volumen. [3]

2.12 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS PVT.

La validación de las pruebas PVT de laboratorio para sistemas de gas condensado incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio. Un análisis PVT debe ser representativo y consistente para poder ser utilizado en estudios integrados de yacimientos de gas condensado. Si un análisis PVT es consistente pero no representativo puede ser usado en la elaboración de correlaciones y en ajustes de ecuaciones de estado. Un resumen de las pruebas que se deben realizar para validar un PVT de gas condensado se muestra en la Figura 2.8.

REPRESENTATIVIDAD	<ul style="list-style-type: none">- $T_{yac} = T_{lab}$- $RGC_i = RGC_{lab}$- La prueba de separación instantánea debe mostrar punto de rocío, si muestra punto de burbujeo el yacimiento es de petróleo volátil o la muestra estaba contaminada con líquido.- Pozo estabilizado- P_{sep} y T_{sep} constantes durante la toma de muestras- $P_{yac} \geq P_{proc}$
CONSISTENCIA	<ul style="list-style-type: none">- Recombinación Matemática- Balance molar- Criterio de Hoffman (Separador y Prueba CVD)

Figura 2.8 Pruebas de Validación de un Análisis PVT de Gas Condensado. [7]

**2.12.1 Representatividad de las Muestras.**

Consiste en chequear si la muestra de gas condensado es representativa del fluido original existente en el yacimiento. Con este fin se debe comprobar que:

- La temperatura a la que fue realizada la prueba en el laboratorio debe ser igual a la del yacimiento o a la de la zona (profundidad) donde se tomó la muestra.
- La relación gas condensado de la muestra recombinada (PCN/BN) debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento o de la zona donde se tomó la muestra.
- La prueba CCE debe mostrar punto de rocío, si muestra punto de burbujeo, el yacimiento es de petróleo volátil o la muestra estaba contaminada con líquido y no es representativa.
- El pozo produjo estabilizadamente antes de la toma de la muestra.
- La presión y la temperatura del separador debieron permanecer constantes durante las tomas de la muestra de gas y líquido.

2.12.2 Consistencia de los Resultados.

Consiste en verificar si las pruebas fueron recombinadas apropiadamente en el laboratorio. Para ello se comparan la composición total experimental con la calculada en base a una recombinación matemática de los fluidos del separador, se observa si los resultados muestran la presencia de un punto de rocío retrógrado el cual corresponde a una presión a partir de la cual se observa formación de líquido retrógrado por expansión.

Si los resultados muestran punto de burbujeo en vez de punto de rocío es porque el yacimiento es de petróleo volátil en vez de gas condensado, la muestra recombinada tiene más líquido que la muestra representativa del yacimiento. Y si en cambio los resultados no muestran puntos de rocío ni de burbujeo es porque el



yacimiento es de gas húmedo en vez de gas condensado o la muestra tiene menos componentes pesados (líquidos) que la muestra representativa del yacimiento.

La consistencia interna del proceso de agotamiento realizado en el laboratorio se puede verificar mediante el uso de un programa que calcule por balance molar el número de moles de gas y de líquido en cada etapa del proceso de agotamiento así como la composición molar del líquido y las constantes de equilibrio para cada componente de cada etapa. Si algunos de estos parámetros resulta negativo en algún momento, el proceso de agotamiento es considerado inconsistente y, por lo tanto no representa el comportamiento real del fluido en el yacimiento.

2.12.3 Recombinación Matemática.

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una P y T. Se calculan los moles de gas (N_g), moles de gas condensado (N_{gc}) y moles de líquido para cada etapa de agotamiento. Se calcula la densidad del líquido en el separador por Standing y Katz y con estos valores se procede a calcular los Z_i que luego se comparan con los Z_i experimentales y se calcula un porcentaje de error para cada componente. Cuando el porcentaje de error es menor a 2% para el metano y menor al 5% para el C_7^+ se concluye que el PVT es consistente. La Figura 2.8 muestra el arreglo del separador y tanque de prueba para la prueba Z de recombinação matemática.

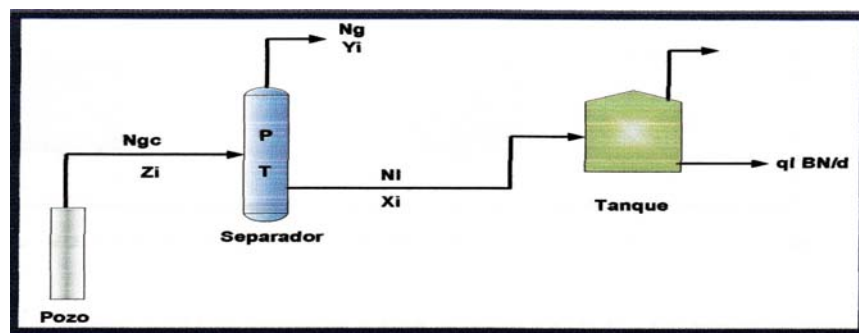


Figura 2.9 Arreglo de Separador y Tanque de Prueba. ^[5]



2.12.4 Balance Molar

Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) haciendo un balance molar de fluido en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono de la prueba o en reversa (backwards) desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la prueba consiste en chequear que se cumpla $X_i > 0$.

El método directo parte de un volumen base (V_s) de muestra a una presión $P = P_{\text{rocío}}$, se tiene:

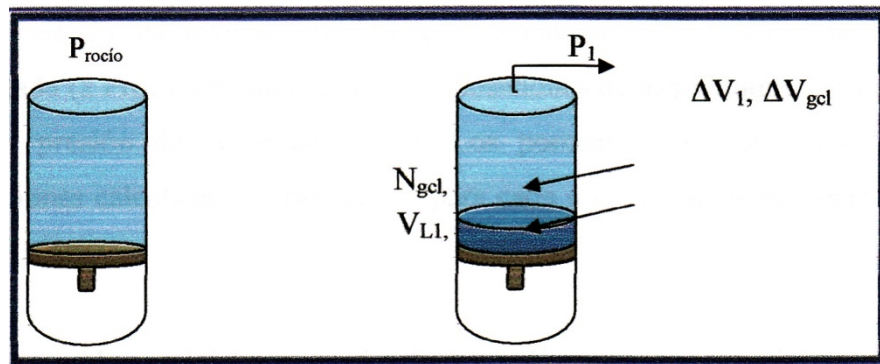


Figura 2.10 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones

$P_{\text{rocío}}$ y P_1 ($P_{\text{rocío}} > P_1$). [5]

En la prueba CVD se expande a una presión $P_1 (< P_{\text{rocío}})$ y luego se retira un volumen de gas (ΔV_1) hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial. Debido a la disminución de presión por debajo de la presión de rocío se genera un volumen de líquido retrógrado. La composición del líquido retrógrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones P_{k-1} y P_k .

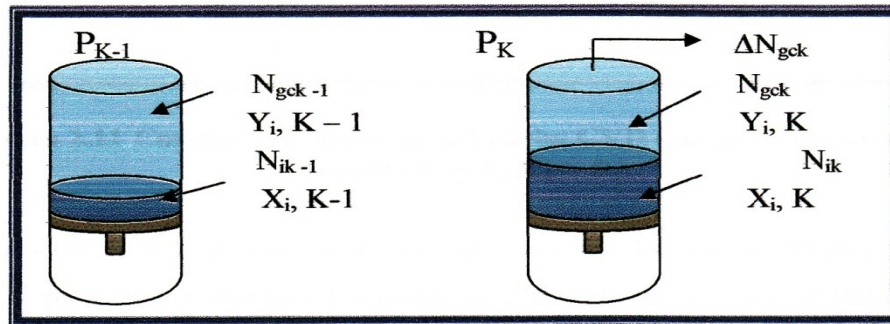


Figura 2.11 Conceptualización de la prueba CVD entre las Presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$). [5]

Se realiza el balance molar por componente para calcular los valores de X_i y posteriormente se calculan los valores K_i . El método en reversa consiste en calcular la composición de la mezcla recombinada (a P_{roc}) partiendo de las composiciones de gas y líquido en equilibrio a última presión de la prueba CVD. Los porcentajes de diferencia entre las composiciones calculada y experimental para cada uno de los componentes deben ser menores de $\pm 5\%$.

Los cálculos se inician conociendo los volúmenes y composiciones del gas y Líquido (retrógrado) a la menor presión de la prueba CVD. Se hace un balance molar por componentes entre la presión P_1 (última) y P_2 (penúltima) teniendo en cuenta el gas retirado para agotar la presión de P_2 a P_1 como se muestra a continuación:

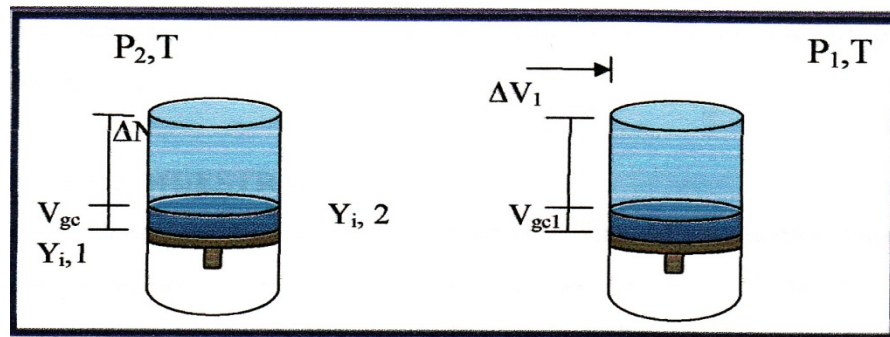


Figura 2.12 Conceptualización de la prueba CVD (en reversa) entre las presiones P_1 y P_2 ($P_1 > P_2$). [5]



Luego se hace un balance molar por componente. De acuerdo al procedimiento explicado, para aplicar este procedimiento se requiere que la prueba CVD reporte la composición de líquido retrógrado a la menor presión de la misma.

De acuerdo a Wilson y Brule este método arroja mejores resultados que el directo en el caso de gas condensado con baja condensación retrógrada.

2.12.5 Criterio de Hoffman. Crump y Hoccott

Hoffman y sus colaboradores propusieron un método para correlacionar valores de K_i de mezclas de hidrocarburos que han tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en graficar, $\text{Log}(K_i \cdot P)$ vs. F_i . A una presión dada los puntos ($\text{Log}(K_i \cdot P)$, F_i) correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar este criterio a la prueba CVD se debe obtener un número de rectas igual al número de presiones de los agotamientos y al aplicarlo al separador se obtiene una sola. Dispersión de los puntos muestra malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases (por ejemplo, no se permitió el tiempo suficiente para que ocurriera equilibrio en los diferentes agotamientos de presión). Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados. [4]

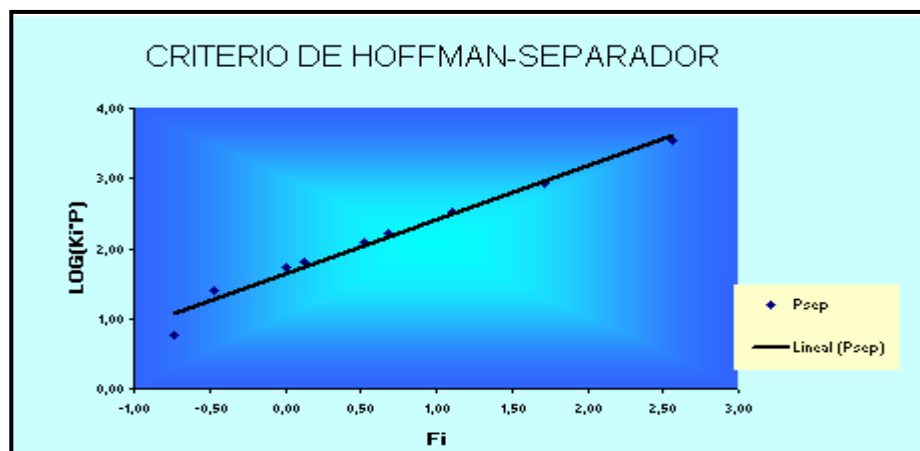
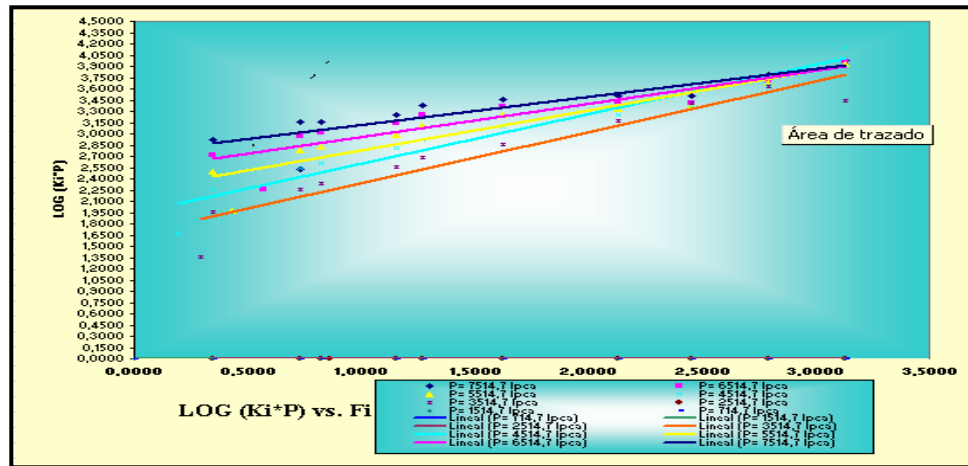


Figura 2.13 Criterio de Hoffman en el separador. [4]

Figura 2.14 Criterio de Hoffman para la prueba CVD. ^[4]

2.13 ANÁLISIS ESTADÍSTICOS

La palabra estadística se refiere en el uso común a los datos numéricos o cuantitativos, o sea los “datos estadísticos”, pero estadística tiene también un significado adicional mucho más especializados en este segundo sentido estadística se refiere al grupo de técnicas o metodología que se han desarrollado para la recopilación, la presentación y el análisis de datos cuantitativos, de tal manera que se pueda generar un modelo que pueda definir el comportamiento de ese conjunto de datos, es decir, el uso de modelos estadísticos, radica en examinar técnicas que permitan desarrollar ecuaciones de algún tipo aplicables a un conjunto de datos de campos existentes. ^[10]

2.13.1 Programa Statgraphic Plus.

STATGRAPHICS Plus es un paquete estadístico y gráfico más sencillo que facilita la realización de los diversos análisis estadísticos. Además dispone de facilidades como el StatAdvisor que aporta interpretaciones instantáneas de los resultados; el



Capítulo II. Marco Teórico.

StatFolio que permite guardar y reutilizar los análisis; gráficos interactivos; StatGallery que permite combinar textos y gráficos múltiples en varias páginas y un diseño de 32-bit que permite manejar problemas de gran magnitud.

La estructura de STATGRAPHICS aporta al usuario información sobre relaciones entre datos así como gráficos a color de gran calidad, aún cuando el usuario desconozca por dónde debe comenzar a realizar el análisis. Para ello se dispone de herramientas como StatFolio y StatAdvisor, y gráficos interactivos. El programa permite ajustar cualquier tipo de modelo no lineal con hasta 12 parámetros. El usuario debe introducir tan solo la función y STATGRAPHICS PLUS hace el resto. Mediante gráficos 3D se pueden explorar los datos de modo visual sobre la pantalla y detectar rápidamente deficiencias en el modelo. El programa una vez introducidas las variables de interés, ajusta instantáneamente todas las posibles regresiones, ordenadas según ajusten R^2 (Coeficiente de Determinación) o Malows, y muestra un resumen de algunos estadísticos en una tabla de regresión. ^[10]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Para la elaboración del presente proyecto se estableció una secuencia de actividades, basadas en cumplir con los objetivos definidos para el alcance del proyecto. De esta manera se estableció un conjunto de etapas y actividades a realizar con una secuencia bien definida.

El tipo de investigación es documental; en relación a este tipo de investigación. Arias (2006) señala:

“La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis crítico e interpretación de datos secundarios, es decir los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”^[1]

La etapa inicial de este trabajo consistió en la recopilación de toda la información necesaria para desarrollar este tema, y así tener una mayor comprensión del mismo, por lo tanto se requirió de diferentes materiales bibliográficos relacionados con los análisis de pruebas de laboratorio, en especial para las pruebas de yacimientos de gas condensado, tales como libros, publicaciones técnicas, tesis; la información de pruebas de los campos del norte de Monagas y del estado Anzoátegui fueron suministradas por el Ingeniero Jairo Uricare, los cuales aportaron información de interés para el desarrollo exitoso del proyecto.



3.2 CONSISTENCIA DEL PVT

Se revisó que los resultados experimentales de las pruebas realizadas en los campos Aguasay, Santa Rosa, San Joaquín, Zacarías, La Ceibita y El Roble no presentaron errores de medición, para ello se seleccionó los datos de las fracciones de gas y líquido del separador de la prueba de laboratorio perteneciente al campo Aguasay del estado Monagas, el cual se indica en el apéndice A y B. La consistencia se probó manualmente mediante el método de recombinación matemática.

3.2.1 Recombinación matemática

Este método recombina matemáticamente las muestras de gas y líquidos tomadas en el separador a una presión y temperatura. Se calcula el RGC del separador mediante la siguiente ecuación:

$$RGC_{sep} = \frac{RGC_{PCN} / BN}{Bl_{sep} / BN} \quad (\text{Ec 3.1})$$

Donde:

RGC_{sep}: relación gas-condensado en el separador.

Bl: factor volumétrico del líquido a condición del separador.

Se realizó un balance molar por fase a partir de la siguiente ecuación:

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (\text{Ec 3.2})$$

Siendo

$$N_g = RGC_{sep} / 379,4 \quad (\text{Ec 3.3})$$



$$Nl = \ell l_{sep} / Ml$$

(Ec 3.4)

$$Ml = \sum M_i \cdot X_i$$

(Ec 3.5)

Donde:

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

N_g : moles de gas (lbmol/Blsep)

N_l : moles de líquido (lbmol/Blsep)

M_l : peso molecular del líquido del separador (lbm/lbmol)

ℓl_{sep} : densidad del líquido a P y T del separador (lbm/Blsep)

Luego un balance molar por componente:

$$Z_i N_{gc} = Y_i N_g + X_i N_l$$

(Ec 3.6)

Sustituyendo las ecuaciones 3.3 y 3.4 en la ecuación anterior y sustituyendo Z_i , se tiene que:

$$Z_i = \frac{Y_i RGC_{sep} / 379.4 + X_i \rho l_{sep} / Ml}{RGC_{sep} / 379.4 + \rho l_{sep} / Ml}$$

(Ec 3.7)

Donde:

Z_i : composición del gas condensado (fracción molar)



Capítulo III. Metodología.

Yi: composición del gas de separador (fracción molar)

Xi: composición del líquido de separador (fracción molar)

Para utilizar la ecuación anterior se tomaron los valores de Xi, Yi y RGCsep del PVT, se calculó la densidad y el peso molecular del líquido. El cálculo de la densidad se realizó mediante el método de Standing y Katz el cual dice que:

$$\rho_{lsep} = \rho_{cn}^l + \Delta\rho_P - \Delta\rho_T \quad (\text{Ec 3.8})$$

Donde:

ρ_l : densidad de la mezcla líquida a P y T (lbm/pie³)

ρ_{CN} : densidad de la mezcla a 14.7 Lpca y 60 °F (lbm/pie³)

$\Delta\rho_P$: densidad corregida por efecto de presión (lbm/pie³)

$\Delta\rho_T$: densidad corregida por temperatura (lbm/pie³)

La seudodensidad de la mezcla a condiciones normales se calcula en base a mezclas de soluciones ideales, suponiendo que a 14.7 Lpca y 60 °F el metano se encuentra en fase líquida, en base a la siguiente ecuación:

$$\rho_{c_3}^+ = \frac{\sum_3^n Mi * Xi}{\sum_3^n \left(\frac{Mi * Xi}{\rho_{li}} \right)} \quad (\text{Ec 3.9})$$

$$\rho_{c_2}^+ = \rho_{c_3}^+ \left(1 - 0,01386 * w_2 - 0,000082 * w_2^2 \right) + 0,379 * w_2 + 0,0042 * w_2^2 \quad (\text{Ec 3.10})$$



$$\rho_{cn} = \rho_{c_2} + (1 - 0,012 * w_1 - 0,000158 * w_1^2) + 0,0133 * w_1 + 0,00058 * w_1^2 \quad (\text{Ec 3.11})$$

$$w_1 = \frac{100 * M_1 * X_1}{\sum_1^n (M_i * X_i)} \quad (\text{Ec 3.12})$$

$$w_2 = \frac{100 * M_2 * X_2}{\sum_2^n (M_i * X_i)} \quad (\text{Ec 3.13})$$

Donde:

ℓ_{3+} : densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados a CN (lbm/pie³)

ℓ_{2+} : densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados a CN (lbm/pie³)

ℓ_i : densidad líquida del componente i a CN (lbm/pie³)

M_i : peso molecular del componente i (lbm/lbmol)

X_i : fracción molar del componente i de la mezcla

W_1 : porcentaje en peso del C_1 en la mezcla

W_2 : porcentaje en peso del C_2 en la mezcla

Posteriormente se realizaron ajustes de presión y temperatura usando las siguientes correcciones:

$$\Delta\rho_p = 10^{-3} * (0,167 + 16,181 * 10^A) * P - 10^{-8} * (0,299 + 263 * 10^B) * P^2 \quad (\text{Ec 3.14})$$



Capítulo III. Metodología.

$$\Delta\rho_T = [0,0133 + 1524 * (\rho_{cn} + 0,0048)]^{2,45} * (T - 60) - [8,1 * 10^{-6} - 0,0622 * 10^{(-0,076 * \rho_{cn})}] * (T - 60)^2 \quad (\text{Ec 3.15})$$

Donde:

$$A = -0,0425 \ell_{\text{ICN}}$$

$$B = -0,0603 \ell_{\text{ICN}}$$

Luego se calculan los $Z_{\text{ic}}^{\text{cal}}$ usando la ecuación 3.7, se comparan con los valores de $Z_{\text{ic}}^{\text{exp}}$ y se calcula el error usando las ecuaciones 3.16 y 3.17 el cual debe ser $\leq 2\%$ para el metano y $\leq 5\%$ para el C_7^+ . Los valores se encuentran en la tabla C1, los X_i y Y_i se toman de la tabla B2 y las propiedades físicas de los compuestos del gas natural de la tabla B3 así como las condiciones de separador de la tabla 4. los valores necesarios para calcular la densidad del líquido se reflejan en las tablas B5 y B6.

$$\%C_1 = \left| \frac{Z_{\text{ic}1 \text{ exp.}} - Z_{\text{ic}1 \text{ cal.}}}{Z_{\text{ic}1 \text{ exp.}}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec 3.16})$$

$$\%C_7 = \left| \frac{Z_{\text{ic}7 + \text{ exp.}} - Z_{\text{ic}7 + \text{ cal.}}}{Z_{\text{ic}7 + \text{ exp.}}} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec 3.17})$$



3.3 DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL CONDENSADO.

Para este proyecto se realizó el cálculo del peso molecular del condensado mediante la ecuación de Cragoe cuando no se conoce la composición del mismo, de la siguiente manera:

$$M_c = \frac{44.29\gamma_c}{1.03\gamma_c} \quad (\text{Ec 3.18})$$

$$M_c = \frac{6084}{^{\circ}\text{API} - 5.9} \quad (\text{Ec 3.19})$$

Donde:

M_c : peso molecular del condensado (lbm/lbmol)

γ_c = Densidad relativa del condensado (agua = 1)

$^{\circ}\text{API}$ = Gravedad API del condensado

Para utilizar las ecuaciones anteriores se tomaron los valores de $B\gamma_c$ y $^{\circ}\text{API}$ del PVT y los valores se muestran en la Tabla B.6 del apéndice B

3.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE CRAGOE CON LOS SUMINISTRADOS POR LAS PRUEBAS PVT'S.

En esta etapa se establecieron comparaciones entre los diferentes valores obtenidos mediante el uso del modelo matemático que ofrece Cragoe y los obtenidos mediante



pruebas de laboratorio, con el propósito de conocer la diferencia existente entre ambos métodos.

3.4 PORCENTAJE DE ERROR ARROJADO POR LA ECUACIÓN

Se calculó el porcentaje de desviación que existe entre los valores estimados por la ecuación y los suministrados por las pruebas PVT'S con el fin de evaluar si el modelo matemático es aplicable a los yacimientos del oriente del país mediante la siguiente ecuación:

$$\%Error = \left| \frac{PM_{exp} - PM_{cal}}{PM_{exp}} \right| \times 100 \quad (Ec 3.20)$$

Donde:

PMcal: peso molecular calculado del condensado (lb/lbmol).

PM exp: peso molecular experimental del condensado. (lb/lbmol).

3.5 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Luego de recopilar y analizar todos los datos obtenidos se procede a realizar la correlación para corregir los valores obtenidos mediante la ecuación, esto se realiza por medio de una técnica estadística que estudia la relación lineal entre una variable (criterio) y una o más variables (independientes). La media muestral de la variable dependiente nos da una estimación general de la media poblacional; se procede a mejorarla estimando una media diferente para cada subpoblación definida a partir de unos valores concretos de las variables independientes. En un modelo de regresión lineal estas medias son función de los valores de las variables independientes; y la expresión explícita de la función que mejor ajuste el modelo dependerá de la



Capítulo III. Metodología.

naturaleza de la relación existente entre las variables. En tal caso se estimará dos parámetros, a (ordenada en el origen) y b (pendiente), que definen la recta con la que se estimará el valor medio de la variable dependiente (Y) a partir de cualquier valor particular de la variable independiente (X) de la forma:

$$Y = a + bX$$

Dicha recta será la que mejor se ajuste a la nube de puntos muestrales según el criterio conocido por el nombre de mínimos cuadrados. El valor así calculado podrá ser tomado también como predicción individual del valor de la variable dependiente, mejorando la estimación de la media muestral total si los datos realmente se ajustan al modelo lineal. El software utilizado se denomina Statgraphics Plus Versión 5.1. Figura 3.1.

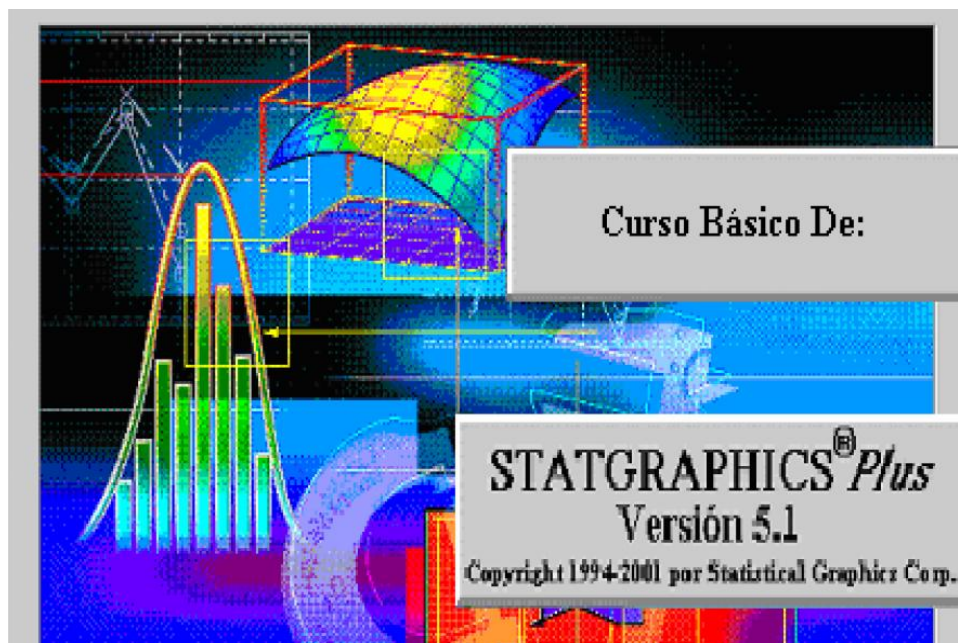


Figura 3.1 Subventana de entrada al Software Statgraphics Plus versión 5.1



A continuación se describe en forma detallada los pasos a seguir para la realización de la correlación.

- ✓ Al obtener todos los datos necesarios de análisis de laboratorio de los diferentes campos del norte de Monagas y del estado Anzoátegui, se introducen en el software Statgraphics Plus versión 5.1 de la siguiente manera: después de abrir la ventana principal hacer clic en el ícono de análisis de datos ya existentes o introducir nuevos datos como se muestra en la figura 3.2. Luego se abrirá la ventana de la hoja de cálculo como señala la figura 3.3. En la columna 1 se encuentran los datos del peso molecular del condensado de los PVT'S, en la columna 2 se encuentran los datos de las densidades relativas del condensado y en la columna 3 se encuentran los datos de los grados API.

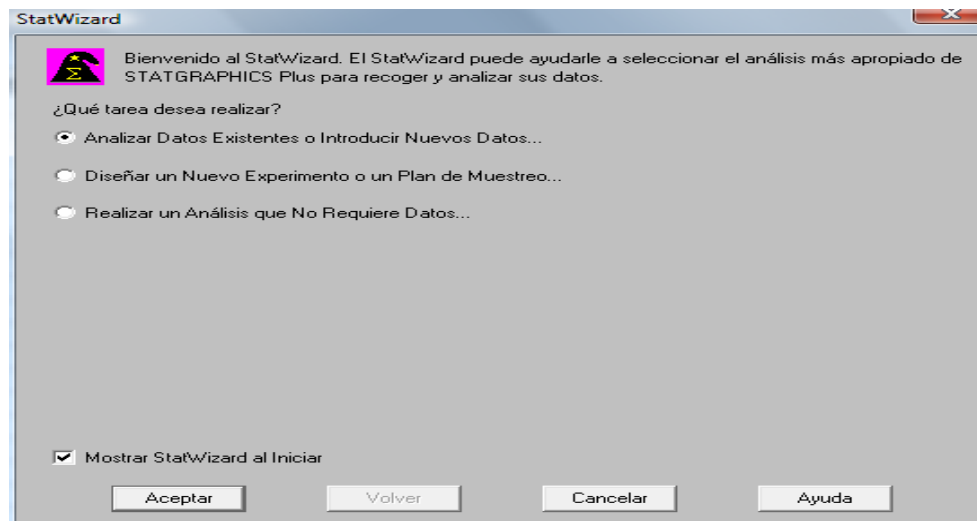


Figura 3.2 Subventana de Selección del Tipo de Análisis



Capítulo III. Metodología.

	PM FVT'S	Grav Espc	Grados API	PM Gracoe	Col_5	Col_6	Col_7	Col_8	Col_9
1	166	0,8314	38,7	185,4114099					
2	164	0,8263	39,7	179,6604173					
3	177	0,841	36,8	197,0787831					
4	156	0,8119	43	164,8741449					
5	157	0,8312	38,7	185,1803219					
6	167	0,8299	39	183,6895102					
7	177	0,8318	38,6	195,8749849					
8	157	0,8205	41	173,460358					
9	179	0,7935	46,8	148,6009091					
10	179	0,8325	38,3	186,6907595					
11	165	0,8287	39,3	182,330467					
12	133	0,797	46	151,498412					
13	159	0,8096	46	162,6913975					
14	152	0,7976	45,9	152,0038898					
15	150	0,82	39	172,9419048					
16	185	0,8314	38,7	185,4114099					
17	150	0,7839	49	141,0765177					
18	147	0,8071	43,8	160,3699372					
19	159	0,7949	46,5	149,7495576					
20	119	0,7761	50,8	135,3819181					

Figura 3.3 Subventana de Introducción de Datos.

- ✓ Al finalizar con la introducción de los datos se debe hacer click en el ícono Dependencia y aparecerán en la pantalla varias opciones asociadas, hacer clic en regresión simple. (Figura 3.4).

	PM FVT'S	Grav Espc	Grados API	PM Gracoe	Col_5	Col_6	Col_7	Col_8	Col_9
1	166	0,8314	38,7	185,4114099					
2	164	0,8263	39,7	179,6604173					
3	177	0,841	36,8	197,0787831					
4	156	0,8119	43	164,8741449					
5	157	0,8312	38,7	185,1803219					
6	167	0,8299	39	183,6895102					
7	177	0,8318	38,6	195,8749849					
8	157	0,8205	41	173,460358					
9	179	0,7935	46,8	148,6009091					
10	179	0,8325	38,3	186,6907595					
11	165	0,8287	39,3	182,330467					
12	133	0,797	46	151,498412					
13	159	0,8096	46	162,6913975					
14	152	0,7976	45,9	152,0038898					
15	150	0,82	39	172,9419048					
16	185	0,8314	38,7	185,4114099					
17	150	0,7839	49	141,0765177					
18	147	0,8071	43,8	160,3699372					
19	159	0,7949	46,5	149,7495576					
20	119	0,7761	50,8	135,3819181					

Figura 3.4 Subventana de Creación Simple Regresión.



Capítulo III. Metodología.

- ✓ Posteriormente se abrirá una subventana en donde se escogerá la variable dependiente y la variable independiente para el modelo estadístico, luego seleccionar el ícono OK para obtener los resultados. (Figura 3.5).

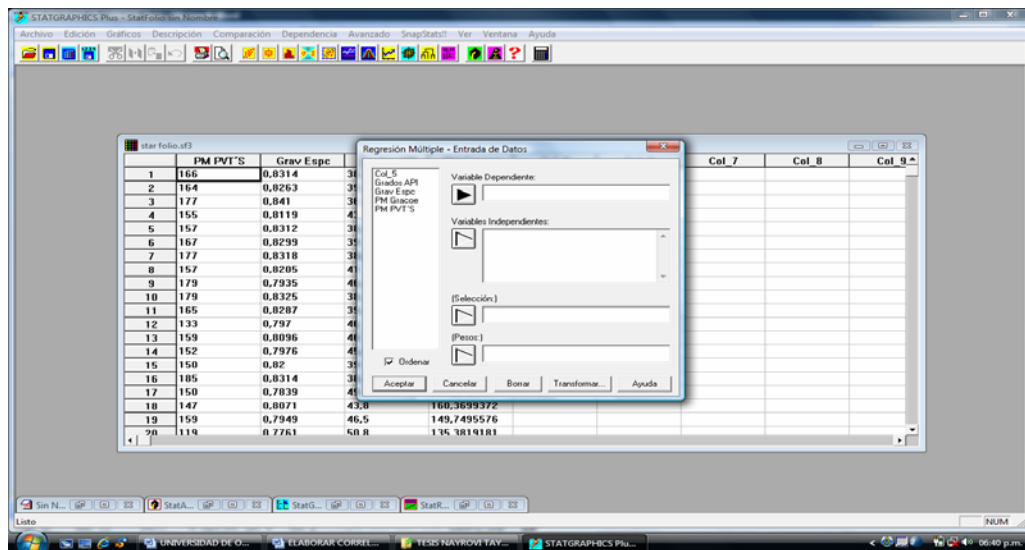


Figura 3.5 Subventana Creación Variable Dependiente e Independiente.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO Y DISCUSIÓN

Analizando la cantidad de 37 pruebas de laboratorio disponibles, encontramos que los campos de gas condensado involucrados presentan características diferentes a pesar de producir el mismo tipo de fluido pero su gravedad API varía debido a su localización, por ejemplo los campos de Monagas poseen una menor gravedad API y un mayor porcentaje de C_7^+ en comparación con los campos del área tradicional de Anaco donde estas especificaciones son todo lo contrario, lo que evidencia que la gravedad API es inversamente proporcional al porcentaje de componentes pesados, mientras más rico sea el gas en componentes pesados menor será su gravedad API

4.1 CONSISTENCIA DE LAS PRUEBAS PVT

Se evaluó la consistencia de uno de los análisis PVT'S proveniente del campo Aguasay, localizado en el estado Monagas; esto se realizó haciendo uso del método de recombinación matemática, este permite determinar la composición del fluido producido por el pozo, a partir de la composición del gas y el líquido que salen del separador a condiciones de presión y temperatura constante, es importante especificar que este toma en cuenta ecuaciones para hacer correcciones por presión y temperatura en la obtención de la densidad del líquido en el separador, la cual se calculó utilizando el método de Standing y Katz, esto debido a que el método de recombinación se realiza en el separador de alta, donde la mezcla sufre cambios causados por la separación de las fases. Todos estos procedimientos se hacen con el fin de calcular correctamente la composición del gas condensado (Z_i) para cada componente que luego se compararon con las suministradas con el PVT.



Mediante dicho método se obtuvo un porcentaje de error para el metano (C_1) de 0,2286 % y para el componente pesado C_7^+ de 1,6447 % (estos resultados se pueden apreciar en el apéndice C.1) lo cual indica que no existe error de consistencia de los resultados según lo especificado por este método.

4.2 DETERMINACIÓN DEL PESO MOLECULAR DEL CONDENSADO

La evaluación de reservas de gas condensado requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos como lo es el peso molecular del condensado el, cual se obtiene mediante estudios de muestras tomadas en el fondo o en la superficie del yacimiento, tal estudio son las llamadas pruebas PVT'S, sin embargo debido a numerosas razones existen correlaciones para hacer un estimado de dicha propiedad como lo es la ecuación de CRAGOE. A partir de la ecuación de Cragoe se calculó el peso molecular de los condensados de los diferentes yacimientos del oriente a partir de las gravedades específicas y los grados API mediante datos suministrados por pruebas PVT'S, con el propósito de evaluar la aplicabilidad de dicha ecuación, tales resultados se muestran a continuación.

Tabla 4.1 Peso Molecular Estimado Mediante el uso de la Ecuación de Cragoe

Campo	PM C_7^+ Cragoe
Aguasay	185,411
Aguasay	179,660
Aguasay	197,078
Aguasay	164,874
Aguasay	185,180
Aguasay	183,689
Aguasay	185,874



Tabla 4.1 Peso Molecular Estimado Mediante el uso de la Ecuación de Cragoe

Campo	PM C₇⁺ Cragoe
Aguasay	186,690
Aguasay	182,330
Sta Rosa	151,498
Zapatos	162,691
El Roble	152,003
Merecure	172,941
San Joaquín	185,411
El Roble	141,076
Aguasay	160,369
Zapatos	149,749
Sta Rosa	135,381
La Ceibita	184,719
Aguasay	107,216
Aguasay	108,947
Sta Rosa	142,825
Zacarias	151,582
Sta Rosa	148,600
Sta Rosa	173,460

4.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE CRAGOE CON LOS SUMINISTRADOS POR LAS PRUEBAS PVT'S.

Luego de realizar los cálculos del peso molecular del condensado a partir de datos de densidades relativas y los grados °API, se procedió a comparar estos valores con los



Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.

arrojados por las pruebas PVT'S. A continuación se muestra una tabla donde se observan ambos valores.

Tabla 4.2 Comparación de los Pesos Moleculares Obtenidos Mediante la Ecuación de Cragoe y las Pruebas PVT'S.

Campo	PM C₇⁺ GRACOE	PM C₇⁺ PVT'S
Aguasay	185,411	166
Aguasay	179,660	164
Aguasay	197,079	177
Aguasay	164,874	155
Aguasay	185,180	157
Aguasay	183,690	167
Aguasay	185,875	177
Sta Rosa	173,460	157
Sta Rosa	148,601	179
Aguasay	186,691	179
Aguasay	182,330	165
Sta Rosa	151,498	133
Zapatos	162,691	159
El Roble	152,004	152
Merecure	172,942	150
San Joaquín	185,411	185
El Roble	141,077	150
Aguasay	160,370	147
Zapatos	149,750	159
Sta Rosa	135,382	119
La Ceibita	184,720	162

**Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.**

Tabla 4.2 Comparación de los Pesos Moleculares Obtenidos Mediante la Ecuación de Cragoe y las Pruebas PVT'S.

Campo	PM C₇₊ GRACOE	PM C₇₊ PVT'S
Aguasay	107,217	99,1
Aguasay	108,947	100,9
Sta Rosa	142,825	140
Zacarias	151,582	132
San Joaquín	147,224	142
Sta Rosa	149,915	135
San Joaquín	149,092	135
San Joaquín	163,162	150
San Joaquín	154,311	146
San Joaquín	152,088	143
El Roble	148,928	115
El Roble	149,997	131
Zacarias	181,545	134
Aguasay	177,053	147
Aguasay	203,638	168
Aguasay	111,512	103,5

En la tabla 4.2 se observa que los resultados obtenidos mediante el uso de la ecuación de Cragoe son relativamente altos comparados con los obtenidos en los análisis de laboratorio, el campo Zacarías es el que representa la mayor diferencia en los resultados, seguidamente a éste se encuentran los campos Santa Rosa, El Roble, Aguasay y la Ceibita; sin embargo los campos San Joaquín, y Zapatos, fueron los que más se acercaron a los valores reales.



Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.

En la figura 4.1 se puede apreciar que existe una notable diferencia entre los resultados obtenidos y los valores suministrados por las pruebas de laboratorio, lo que demuestra que no existe una alta confiabilidad en la aplicación de la ecuación de Cragoe en la estimación del peso molecular de los condensados para estos yacimientos de gas condensado. Es de gran importancia resaltar la variación existente entre algunas de las características de los reservorios como lo es la densidad relativa, ya que esta se encuentra alrededor de 0,79 para los campos Santa rosa y El roble y con 46 °API, sin embargo Aguasay y la Ceibita cuenta con 0,84 aproximadamente y 38 °API lo que indica que estos depósitos son ricos en componentes pesados en comparación con los antes mencionados, lo que los hace yacimientos con comportamiento de fluidos totalmente distintos.

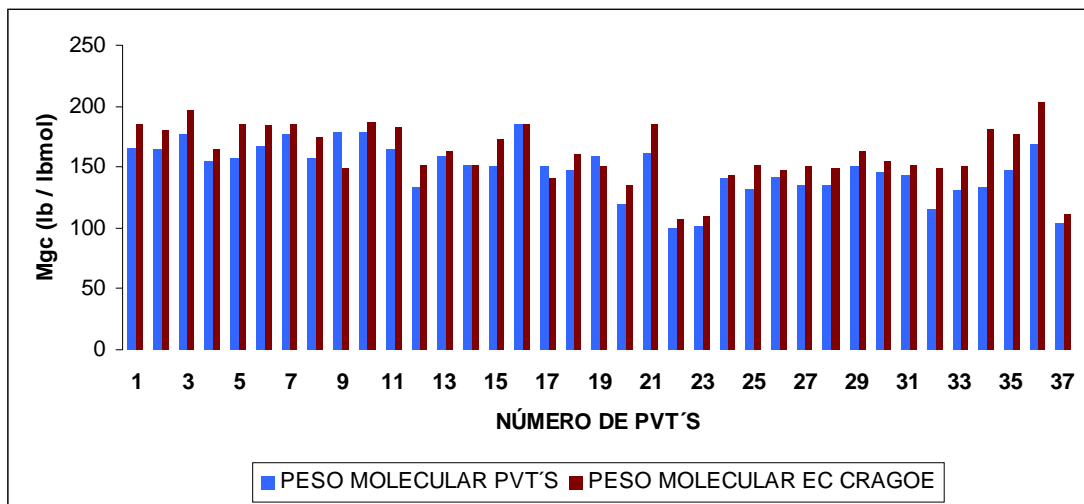


Figura 4.1 Comparación de los Pesos Moleculares Obtenidos Mediante la Ecuación de Cragoe y las Pruebas PVT'S



4.4 PORCENTAJE DE ERROR ARROJADO POR LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE CRAGOE

Al analizar las características de los reservorios que tienen porcentaje de error alto en comparación con los que tienen porcentaje de error bajo son parecidos a excepción de La Ceibita que es el que más difiere en cuanto a la caracterización del condensado. Tomamos como ejemplo los campos de Zacarías, El roble y Santa Rosa con un margen de 11 a 25 % de error, con Gravedades API entre 45° y 46°, y con densidad relativa de 0,79 a 0,81 aproximadamente; los cuales se asemeja en sus valores a los que poseen un menor porcentaje de error que son los campos San Joaquín y Zapatos, teniendo una gravedad API entre 45° y 46° y una densidad relativa de 0,80.

Demostrando que en los resultados obtenidos existe una notable diferencia entre los valores que arroja la ecuación de Cragoe y los reales mostrados por los análisis de PVT'S, alrededor de un margen de 5 a 21% de error, lo cual indica que este modelo matemático no puede ser aplicado para efectuar cálculos en los yacimientos del oriente del país ya que ocasionaría una errónea caracterización en una de las propiedades más importantes del condensado como lo es la estimación del peso molecular cuando no se conozca la composición del mismo, esto debido a que esta ecuación fue diseñada y evaluada hace muchos años para los yacimientos del Golfo de México, lo cual indica que son fluidos con comportamientos totalmente diferentes y con condiciones distintas a los encontrados en Venezuela.

Tabla 4.3 Porcentaje de Error Obtenido por la Ecuación de Cragoe

Campo	%Error PM C₇₊ Cragoe
Aguasay	11,693
Aguasay	9,549
Aguasay	11,343

**Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.**

Tabla 4.3 Porcentaje de Error Obtenido por la Ecuación de Cragoe

Campo	% Error PM C₇₊ Cragoe
Aguasay	17,949
Aguasay	9,993
Aguasay	5,014
Sta Rosa	10,484
Sta Rosa	16,982
Aguasay	4,296
Aguasay	10,503
Sta Rosa	13,908
Zapatos	2,321
El Roble	0,002
Merecure	15,294
San Joaquín	0,222
El Roble	5,948
Aguasay	9,095
Zapatos	5,817
Sta Rosa	13,766



Tabla 4.3 Porcentaje de Error Obtenido por la Ecuación de Cragoe

Campo	% Error PM C₇₊ Cragoe
Aguasay	8,190
Aguasay	7,975
Sta Rosa	2,018
Zacarias	14,835
San Joaquín	3,679
Sta Rosa	11,047
San Joaquín	10,438
San Joaquín	8,774
San Joaquín	5,692
San Joaquín	6,355
El Roble	29,502



Tabla 4.3 Porcentaje de Error Obtenido por la Ecuación de Cragoe

Campo	% Error PM C₇₊ Cragoe
Zacarias	35,481
Aguasay	20,443
Aguasay	21,212
Aguasay	7,740
Aguasay	6,370
El Roble	14,501
La Ceibita	14,024

4.5 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Debido a la variación existente entre los pesos moleculares estimados con la ecuación de Cragoe y los reales obtenidos de análisis PVT'S y luego de haber corroborado que este se ve afectada por características propias de los fluidos, se realizó un modelo estadístico para establecer una correlación, con el propósito de corregir los valores obtenidos mediante el uso de la ecuación. Se realizaron dos modelos estadísticos para obtener la variación de confiabilidad de la correlación, dependiendo de las variables independientes involucradas en la corrección.

Primero se realizó el modelo estadístico tomando en cuenta las siguientes variables:

- ✓ Peso molecular del condensado (lb/lbmol).
- ✓ Densidad relativa.



Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.

Tomando como variable dependiente el peso molecular, y como variable independiente la densidad relativa. Originando como resultado la siguiente correlación.

$$PM_{\text{corregido}} = -370,409 + (644,14 * \text{Dens Relativa}) \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Donde:

$PM_{\text{corregido}}$: Peso molecular corregido del condensado (lb/lbmol).

Dens Relativa : Densidad relativa.

El coeficiente de correlación que arrojó esta ecuación es de 0,83. A continuación se muestran en la tabla 4.1 los valores obtenidos a través de la correlación 4.1

Tabla 4.4 Datos Arrojados por la Ecuación 4.1

Campo	PM C ₇ ⁺ Cragoe	PM C ₇ ⁺ Ecuación 4.1	%Error PM C ₇ ⁺ Cragoe	%Error PM C ₇ ⁺ Ecuación 4.1
Aguasay	185,411	165,128	11,693	0,524
Aguasay	179,660	161,843	9,549	1,314
Aguasay	197,078	171,312	11,343	3,213
Aguasay	164,874	152,568	6,370	1,568
Aguasay	185,180	165,000	17,949	5,095
Aguasay	183,689	164,162	9,993	1,698



Tabla 4.4 Datos Arrojadados por la Ecuación 4.1

Campo	PM C₇⁺ Cragoe	PM C₇⁺ Ecuación 4.1	%Error PM C₇⁺ Cragoe	%Error PM C₇⁺ Ecuación 4.1
Aguasay	185,874	165,386	5,014	6,561
Sta Rosa	173,460	158,107	10,484	0,705
Sta Rosa	148,600	140,716	16,982	21,387
Aguasay	186,690	165,837	4,296	7,353
Aguasay	182,330	163,389	10,503	0,975
Sta Rosa	151,498	142,970	13,908	7,496
Zapatos	162,691	151,086	2,321	4,976
El Roble	152,003	143,357	0,002	5,686
Merecure	172,941	157,785	15,294	5,190
San Joaquín	185,411	165,128	0,222	10,741
El Roble	141,076	134,532	5,948	10,311
Aguasay	160,369	149,476	9,095	1,684
Zapatos	149,749	141,617	5,817	10,932
Sta Rosa	135,381	129,508	13,766	8,830
La Ceibita	184,719	164,742	14,024	1,692



Tabla 4.4 Datos Arrojadados por la Ecuación 4.1

Campo	PM C₇⁺ Cragoe	PM C₇⁺ Ecuación 4.1	%Error PM C₇⁺ Cragoe	%Error PM C₇⁺ Ecuación 4.1
Aguasay	107,216	99,104	8,190	0,004
Aguasay	108,947	101,294	7,975	0,391
Sta. Rosa	142,825	136,013	2,018	2,847
Zacarias	151,582	143,034	14,835	8,359
San Joaquín	147,224	139,621	3,679	1,675
Sta. Rosa	149,914	141,746	11,047	4,997
San Joaquín	149,091	141,102	10,438	4,520
San Joaquín	163,162	151,408	8,774	0,939
San Joaquín	154,311	145,096	5,692	0,619
San Joaquín	152,088	143,421	6,355	0,294
El Roble	148,927	140,973	29,502	22,585
El Roble	149,997	141,811	14,501	8,252



Capítulo IV. Desarrollo y Discusión.

Tabla 4.4 Datos Arrojadados por la Ecuación 4.1

Campo	PM C₇⁺ Cragoe	PM C₇⁺ Ecuación 4.1	%Error PM C₇⁺ Cragoe	%Error PM C₇⁺ Ecuación 4.1
Zacarias	181,545	162,938	35,481	21,596
Aguasay	177,052	160,297	20,443	9,046
Aguasay	203,637	174,533	21,212	3,888
Aguasay	111,511	104,451	7,740	0,918
Promedio	--	--	10,877	5,645

En la tabla 4.4 se puede observar que el promedio de la diferencia entre el peso molecular obtenido mediante la ecuación y los PVT'S tomando en cuenta todos los datos es de 10,87 %, es un valor bastante representativo, mientras que al utilizar la correlación esta diferencia disminuye a 5,64 %.

Es importante hacer notar que mediante el uso de la correlación disminuye significativamente el porcentaje de error en comparación con resultados obtenidos mediante el modelo matemático de Cragoe, lo que nos permitiría hacer el uso de ésta con un mayor grado de confiabilidad, ya que nos acercaría aún más a resultados reales en vista de que el porcentaje de diferencia es de 5.23% entre ambos métodos.

Con el fin de disminuir el porcentaje de error de la nueva correlación, se realizó un segundo Modelo Estadístico en el cual se tomó en cuenta como variable dependiente el peso molecular y como variable independiente los grados API, para estudiar si existe una correlación que permita disminuir los márgenes de error. El modelo estadístico arrojó la siguiente correlación:



$$PM_{\text{corregido}} = 271,398 - (2,77397 * \text{API}) \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

Esta correlación arrojó un coeficiente de correlación de -0,81, el estadístico de Durbin-Watson examinó los residuos para determinar si existía una correlación significativa basada en el orden en el que fueron introducidos los datos en el fichero, dado que el P-Valor es superior a 0,05 no hay indicio de autocorrelación serial en los residuos. Por tal motivo la correlación que más se adapta a la corrección del peso molecular es la correlación 4.1 antes mencionada.

Con la intención de mejorar la correlación 4.1 se realizaron otras iteraciones experimentando con otros valores o coeficientes para mejorar el % de error que se obtuvo con la ecuación antes mencionada y la correlación resultante fue la siguiente:

$$PM_{\text{corregido}} = -370,409 + (805,175 * \text{Dens}_{\text{Relativa}}/1,25) \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

$$PM_{\text{corregido}} = -116,404 + (407,718 * \text{Dens}_{\text{Relativa}}^2) \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

$$PM_{\text{corregido}} = -370,409 + (429,427 * \text{Dens}_{\text{Relativa}} * 1,5) \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

Dando como resultado el mismo coeficiente de correlación (0,83) que el que se obtuvo con la ecuación 4.1 lo que indica que el porcentaje de error no se vio afectado con el factor utilizado en estas iteraciones.



CONCLUSIONES

1. Se determinó mediante cálculos manuales que el PVT estudiado es consistente según lo especificado por el método de recombinación matemática.
2. El uso de la ecuación de CRAGOE en la estimación del peso molecular de los yacimientos del oriente del país es poco confiable ya que arroja un promedio de error de 10,87 %.
3. El uso de la densidad relativa como variable independiente, arroja un P-Valor inferior al 0,05 lo que indica que si existe una correlación.
4. Mediante el uso del programa estadístico se obtuvo una ecuación con coeficiente de correlación igual a 0,83.
5. El porcentaje de error promedio del peso molecular corregido a través de la ecuación 4.1 es de 5,64%.
6. Se comprobó que el porcentaje de error del peso molecular obtenido a través de Cragoe disminuyó un 5,23% mediante el uso de la correlación.
7. Los grados API como variable independiente arroja un coeficiente de correlación igual a -0,81 lo que indica que no hay una posible correlación.



RECOMENDACIONES

1. Utilizar la correlación desarrollada en este trabajo para calcular el Peso Molecular del condensado en los yacimientos de gases condensados del oriente del país cuando no se conozca la composición del mismo.
2. Se sugiere la extensión de la investigación en el proceso de correlacionar otros parámetros de producción que pueden inferir en el cálculo del peso molecular.
3. Realizar un estudio más detallado de todas las propiedades físicas de los yacimientos de gas condensado para poder saber con mayor exactitud la razón por la cual la ecuación de Cragoe no puede ser aplicada.
4. Realizar un estudio que determine la repercusión de estas ecuaciones en la determinación de reservas.



BIBLIOGRAFÍA

1. Arias O, Fidas G., **“El Proyecto de Investigación”**, Tercera Edición, Editorial Episteme, Caracas – Venezuela (1999).
2. Jr McCain, William D., **“The properties of petroleum fluids”**, Segunda Edición, Capitulo 5, **“The Five Reservoir Fluids”**, New York - EEUU (1990).
3. La Greca, L. y Hernández, P., **“validación de Pruebas PVT y uso de Ecuaciones de Estado para Predecir el Comportamiento de los Fluidos en Yacimientos de Gas Condensado”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2005).
4. Lezama, D. y Cabeza, L., **“Creación de un Programa Computacional que Evalúe la Consistencia de Pruebas PVT y Construya Curvas de Influjos para Yacimientos de Gas condensado”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2007).
5. Noles C, Imervic D., **“Diseño de un Programa para la Validación de Pruebas PVT de Yacimientos de Gas Condensado y su Aplicación a las Reservas mediante las Correlaciones Eaton y Jacoby”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2006).
6. Pérez, R. y Martínez, M., **“Ingeniería de Gas Natural”**, Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo, Venezuela (1994).



7. Rojas, Gonzalo, “**Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**”, Segunda Edición, Puerto La Cruz, Venezuela (2005).
8. Tilleró, T. y Pereda, S., “**Diseño de un Programa para la Validación de Pruebas PVT de Yacimientos de Gas Condensado**”, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2010).
9. Gómez, Patricia, “**Propuesta de Correlación Empírica para la corrección de la Medición del Flujo de Gas en Tuberías del Distrito Anaco**”, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2004).
10. Tayupo, Nayrovi, “**Elaboración de correlaciones para la Estimación del Punto de Rocío en los Yacimientos de gas Condensado del Oriente del país**”, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Anzoátegui – Venezuela (2007).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:

TÍTULO	Evaluación de la Aplicabilidad de la Ecuación de Cragoe en la determinación del Peso Molecular del Condensado de los Yacimientos de Gases Condensados del Oriente del País.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Antón I., Johanny R.	CVLAC: 17.672.665 E MAIL: johannyanton@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

ECUACIÓN DE CRAGOE

PESO MOLECULAR

ORIENTE DE VENEZUELA

PRUEBAS PVT'S

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Escuela de Ingeniería y Ciencias. Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo se basó en la evaluación de la aplicabilidad de la ecuación de Cragoe en el cálculo del peso molecular del condensado de los yacimientos de gases condensados. Para la determinación de este parámetro, se pueden emplear diferentes métodos, pero es a través de las pruebas PVT'S que se pueden obtener los mejores resultados; debido a que estas son muy costosas, lo que no es rentable económicamente la realización de estas pruebas a cada pozo, por lo que el objetivo principal de este proyecto fue realizar una correlación que permita la estimación del peso molecular del condensado en los yacimientos de gases condensados del oriente de Venezuela, elaborándose una metodología que se inicia con la revisión bibliográfica para recopilar todo lo referente al tema a desarrollar, en el cual se contó con información suficiente de treinta y ocho análisis de pruebas PVT'S de los campos Aguasay, Santa Rosa, La Ceibita, San Joaquín, Zapatos, Zacarías y El Roble ; luego de la revisión se evaluó la

consistencia de las pruebas PVT'S aplicando el método de recombinación matemática, lo cual presenta una alternativa sencilla y de fácil acceso; se calculó el peso molecular mediante la ecuación de Cragoe obteniéndose un porcentaje de error aproximado de 10,87 %; posteriormente se procedió al análisis estadístico, tomando como variable dependiente el peso molecular del condensado, y variable independiente la densidad relativa, se trabajó con regresiones lineales, con el uso del programa Statgraphic; obteniéndose una correlación para el peso molecular el cual redujo el porcentaje de error en un 5,23 % aproximadamente. También es de vital importancia mencionar que una mayor exactitud en el peso molecular del condensado aportaría una mejor precisión en la estimación de reservas de gas condensado.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Uricare Jairo, Esp.				X	
	CVLAC:	11.342.890			
	E_MAIL	Uricare2@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	10	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Evaluación.de.la.ecuación.de.cragoe.doc	Aplication/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Química

INSTITUCIÓN:

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

Artículo 41: " Los trabajos de grados son de exclusiva propiedad de la universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines Con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario".

AUTOR

TUTOR

**POR LA SUBCOMISION DE
TESIS**

