

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



**“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA VALIDACIÓN DE
PRUEBAS PVT DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO”**

Realizado Por:

Br. Tatiana Del Valle Tilleró Cabrera

Br. Sergio Armando Pereda Rivero

**Monografía Presentada ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Enero 2010.

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



**“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA VALIDACIÓN DE
PRUEBAS PVT DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO”**

Realizado por:

Br. Tatiana Tilleró

Br. Sergio Pereda

Barcelona, Enero de 2010.

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



**“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA VALIDACIÓN DE
PRUEBAS PVT DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Ana Blondell
Asesor Académico

Prof. Luis Castro
Jurado Principal

Prof. Ivón Ulasio
Jurado Principal

Barcelona, Enero de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el Artículo 44 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES, CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”



DEDICATORIA

Ofrendo este trabajo a DIOS, la VIRGEN DEL VALLE y al CRISTO DE PAMPATAR, por ser mis mayores guías y compañía, por darme las fuerzas necesarias para culminar una de las metas mas anheladas de mi vida.

A mi madre Carmen Cabrera y a mi padre Asdrúbal Tillerero, este trabajo se los dedico de todo corazón por ser fruto de su gran esfuerzo, por su perseverancia, paciencia y muchas otras cosas más, sus apoyos y amor incondicional han sabido guiar mis pasos y se que seguirán brindándome todo eso en cada paso que de, espero se sientan orgullosos de mi.

A mi viejito lindo (mi abuelo Pedro) por su apoyo en el logro de esta meta.

A dos personitas que han sido el mayor tesoro que Dios nos ha regalado, mis sobrinas Gabriela Valentina y Salma Valeska, para que más adelante esto les sirva de inspiración, para que estudien y luchen por lo que quieran, este logro les traerán repercusiones positivas que desarrollaran con su inteligencia (las AMO MIS CHIQUITAS).

A mis primos adolescentes y niños, Jesmary, Verónica, Betzabe, Joselin, Pedro J, Daniel, Gabriel, José F, Porilo, Jetzibel, Jerisbel, Luciano, Duilfre, Isabel, Corina, Gilberto, Oscarsito, Nicoll, que este logro los estimule a luchar por sus sueños, aquí esta la prueba de que todos podemos llegar a la meta, recuerden que un ser sin estudio es un ser incompleto, los quiero mucho y no se rindan.

Tatiana Tillerero

Principalmente a mi DIOS, eres mi guía y fiel compañero.

A una persona que en estos momentos no está físicamente conmigo, al momento de su partida le jure alcanzar esta meta, Abuela Rita. Te extraño.

Al ser que más quiero en este mundo, a mi madre, gracias por guiarme, aconsejarme y luchar por mí, madre eres lo más grande. Te amo madre bella.

Papa tu guía ya apoyo han sido primordial para mi formación, gracias Padre.

Hace aproximadamente 5 años llegaste a mi vida llenándola de amor, felicidad y paz, gracias por tus esfuerzos para lograr este objetivo. Te amo Ora.

A mis tíos Omar, Wilfredo, Mario, Zoraida, nerys, Apolinar y kike, a mi abuela edmunda, gracias por sus consejos y por ser ejemplos a seguir.

A todos mis familiares que d una o otra manera aportaron un granito de arena en mi carrera, en especial a mis hermanos Glausia, Samuel y Daniel; a mis primos Omar E, Wilfredo, Leandro; Fidel, Tatú, David, Ángel Antonio, Chuo, Anita, Morocha; Ronald, Marianni, ollantay, Luis, Chichita, Esteban, Frank. Los quiero a todos.

A mis grades amigos de la universidad (Andres Orozco, Oscar Pino, Geovanni Rocca, Edgar Moya, Leonardo Rojas, Hendarlys, Giamer Luces, Tatiana, Alvaro, Miguel, Ramón, Frank, Maria D, Chacón, Roro, M. Celeste, Adriana Salazar, Patricia Salazar, Frito, S. Gil, Roberto Leal, Mache, Rosma, Blanco, Jaikar, Emil), luchamos, reímos, sufrimos pero al final cumplimos el objetivo.

A mis compañeras de Áreas de grado Tatiana Tilleroy y Dianangela Flores, por su esfuerzo y sus compañía.

Sergio Pereda

AGRADECIMIENTO

Primeramente Gracias a DIOS, a la VIRGEN DEL VALLE y al CRISTO DE PAMPATAR, por estar siempre presenta en mí caminar y hacerme fuerte ante los obstáculos por los cuales he atravesado para alcanzar este logro, por iluminarme, cuidarme, guiarme y protegerme todos los días de mi vida.

A mis padres Carmen y Asdrúbal, por el amor, apoyo y cariño que me han brindado... y por un millón de razones más que no se pueden resumir en estas líneas. A uds les debo mi vida, todo lo que soy y lo que tengo, cada abrazo, beso, sonrisa y regaños (que fueron muchos), todo eso ha sido una bendición para mí, gracias a los dos, los AMO, son mi razón de ser.

A mi hermana Fanny, tu también has sido una bendición en mi vida, me quedo corta en palabras para agradecerte todo lo que has hecho por mi, de ti recibí siempre un mundo de apoyo que fueron esenciales para este logro; TE QUIERO MUCHISIMO.

A mi amigo y amor, Jesús R. Rodríguez. Gracias por tenerme tanta paciencia, por motivarme en los momentos mas difíciles, porque gracias a tu apoyo, cariño, comprensión y ayuda esta meta fue alcanzada, Te quiero demasiado y le pido a DIOS que nuestros caminos se sigan encontrando y enlazando (TE AMO).

A mi hermano Asdrúbal Alexander y a mi cuñado Richard, gracias por su apoyo, se que a uds también les da mucha satisfacción esta meta.

A mi tía Maribel porque sin duda alguna dios me premio con una madre mas, eres muy importante para mi, TE QUIERO.

A mis tías Luisa, Rosalba, Lilia, Rosa, Gosvinda, Liudmila, Josefa; a mis tíos Freddy, Pedro, Leonel, Chuo y Cotufa; por su granito de arena que de una u otra forma aportaron para el logro de esta meta, por la ayuda brindada y por todo el cariño que me tienen.

A mis súper amigas del alma, Karina, Naryenis, Clara, Maggie, Andreina, Patricia (a su mama y abuela), Francis, Jaigimar, Zuly; cada una de uds es un ejemplo para mi, juntas hemos reído pero también sufrido y aquí estamos y seguiremos luchando por nuestros sueños, nunca cambien son muy especiales. Gracias, siempre podrán contar conmigo, las RE-QUIERO.

A mis primas Yohisi, Rosibel, Nubia y a mi primo Freddy por su colaboración aportada en la realización de este logro, para mi son unos hermanos mas, forman parte de mi vida, con uds he compartido momentos increíbles e inolvidables y ahora vendrán mejores momentos, cuidense y recuerden que aquí estoy yo para lo que necesiten, los ADORO.

A unas amigas y amigos que formaron parte de mi carrera, de mis anécdotas en la universidad y de muchos momentos que jamás olvidare, por su contribución en este logro, a Georgina, Wendys, Rafmary, Celeste, Dariana, Zorimar, Eileen F, Mariangel, Eucarina, Dayana, Rosinic, Kardelis, Maria Gabriela, Nelcarlys, Andrés Orozco, Andrés Arenas, Luisana, Jonathan H, Morantes, Karina Dayana, Angel G, Nayibe, Alejandro J, Willians, Lander, Mario A, Quiaro, Gollo, Santiago.

A mi suegra Magaly Fernández, porque a pesar de la distancia siempre esta pendiente de mí, por sus consejos e infinito apoyo, de igual manera gracias al Sr Jesús Rodríguez, a Lucinda, Andreina, Ana, Luz María y Víctor, todos uds son muy especiales para mí porque han sabido ganarse mi cariño.

A la universidad de Oriente, a sus profesores, en especial a todos los profesores del Dpto de Ingeniería Química (Prof. Alexis Cova, Prof. Hernán Raven, Prof. Frank Parra, Prof. Yraima Salas, Prof. Luis Moreno, Prof. Oswaldo Ochoa), a los profesores de las áreas de grado (Isvelia Avendaño, José Rondón), por impartirme sus conocimientos. A la Prof. Ana Blondell, por ayudarme en todo momento, por lo consejos, y por toda su colaboración, gracias profe. A la Prof. Ivón y al Prof. Luis Castro, por su disposición y su gran esfuerzo en revisar este trabajo en tan poco tiempo, gracias.

A todos mis compañeros de las áreas de grado por compartir esa dura pero bonita experiencia, especialmente a Dianangela Flores que más que una compañera fue una amiga, siempre dispuesta ayudar y por mantener su apoyo cuando más lo necesitaba, gracias por ser parte de este Triunfo. A mi compañero Sergio pereda, gracias porque a pesar de las dificultades este logro es esfuerzo de ambos, lamentablemente las cosas no terminaron de la mejor manera pero si así lo quiso Dios por algo será, de verás gracias por haber compartido la mayor parte de esta hermosa etapa conmigo.

A una persona que en tan poco tiempo se convirtió en un gran amigo y consejero, estoy muy agradecida contigo Luis Castro Maestres, fue muy agradable compartir esos momentos a tu lado que me sirvieron de mucha ayuda.

A todos los que de alguna u otra forma compartieron conmigo los diferentes tropiezos y la infinidad de pequeños logros que al final se convirtieron en la consecución de esta meta que cierra una etapa de mi vida y me abre las puertas de nuevos retos.

Tatiana Tilleró.

A la Universidad de Oriente por haberme formado académicamente y enseñarme a estar a la altura de cualquier compromiso.

Al Departamento de Ingeniería Química y a todo su valioso personal (a los Prof. Pascual, Shirley, Fidelina, Luis Moreno, Héctor Silva, Alexis Cova, a la T.S.U Gladys Peña, a Roxana, Elisabeth) Gracias por su ayuda, enseñanzas y su amistad.

A la Prof. Ana Blondell por su gran aporte para la realización de este trabajo.

Al Ing. Luis Castro M. por su incondicional apoyo.

Sergio Pereda.

RESUMEN

Este trabajo se basó en el diseño de un programa para la validación de pruebas PVT de yacimientos de gas condensado. Para alcanzar el logro de los objetivos planteados fue necesario verificar la representatividad del fluido original existente en el yacimiento STD-03 y se comparó las condiciones de este con las del laboratorio. Posteriormente se evaluó la consistencia de las pruebas PVT, aplicando los métodos de recombinación matemática, balance molar, y criterio de Hoffman; los cuales presentan una alternativa sencilla y de fácil acceso. Consecutivamente para realizar el programa se revisó y recopiló las ecuaciones a utilizar por los métodos antes mencionados, luego se desarrolló el algoritmo para llevarlo al lenguaje de programación. Finalmente una vez realizado el programa se comprobó su correcto funcionamiento validando la corrida con datos representativos del yacimiento STD-03 y comparando los valores arrojados por el programa (porcentaje de desviación del C_1 y C_7^+ , fracciones molares de la fase líquida y gráficos) con los obtenidos manualmente aplicando los mismos métodos, obteniéndose bajos porcentajes de error lo que asegura el buen funcionamiento del programa.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	viii
RESUMEN	xii
ÍNDICE GENERAL	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS	xvii
ÍNDICE DE TABLAS	xx
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN	24
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	25
1.2. OBJETIVOS	27
1.2.1. Objetivo General	27
1.2.2. Objetivos Específicos	27
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	28
2.1. YACIMIENTO	28
2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS CON BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN	28
2.2.1. Yacimiento de Gas Seco	28
2.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo	30
2.2.3. Yacimientos de Gas Condensado	31
2.3. PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA	32
2.4. CONDENSACIÓN Y VAPORIZACIÓN RETRÓGRADA	32
2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO FÍSICO	33
2.5.1. Yacimientos Subsaturados	33
2.5.2. Yacimientos Saturados	33

2.5.3. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada ...	33
2.5.4. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada	34
2.6. ANÁLISIS PVT	34
2.6.1. Estudios PVT para Gas Condensado	35
2.6.1.1. Separación Diferencial	35
2.6.1.2. Separación Instantánea (Flash).....	36
2.7. PRUEBAS PVT DE LABORATORIO.....	37
2.7.1. Procedimiento:.....	38
2.7.1.1. Recombinación	38
2.7.1.2. Composición.....	39
2.7.1.3. Prueba CCE (Expansión a Composición Constante).....	39
2.7.1.4. Prueba CVD (Agotamiento a Volumen Constante)	40
2.7.1.5. Prueba de Separador	42
2.8. INFORMACIÓN OBTENIBLE DE LAS PRUEBAS PVT	42
2.9. LIMITACIONES DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	42
2.10. APLICACIONES DE LAS PRUEBAS PVT.....	43
2.11. PROCESO SIMULADO POR LAS PRUEBAS PVT DE GAS CONDENSADO.	44
2.12. PRUEBAS PVT EN EQUIPOS PORTÁTILES.	44
2.13. VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS PVT.....	45
2.13.1. Representatividad de las Muestras	46
2.13.2. Consistencia de los Resultados.....	46
2.13.3. Recombinación Matemática	47
2.13.4. Balance Molar.....	48
2.13.5. Criterio de Hoffman. Crump y Hoccott.....	51
2.14. TOMA DE MUESTRAS	51
2.14.1. Número de muestras	52
2.14.2. Toma de muestras para análisis PVT	52

2.15. ACONDICIONAMIENTO DEL POZO DE PRUEBA PARA EL MUESTREO	53
2.16. TIPOS DE MUESTREO.....	56
2.16.1. Muestras de Fondo.....	56
2.16.2. Muestras de Superficie (recombinadas de separador).....	57
2.16.3. Muestras de cabezal.....	58
2.17. HERRAMIENTAS DE ÚLTIMA TECNOLOGÍA UTILIZADAS PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDO Y DE FORMACIÓN DE YACIMIENTOS	60
2.17.1. Muestreador del Yacimiento en la Fase Monofásico	60
2.17.2. CHDT	60
2.17.2.1. MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación) ..	62
2.17.2.1.1 Medidas en tiempo real.....	63
2.17.2.1.2. Flexibilidad.....	64
2.17.2.1.3 Rápidamente proporciona medidas de presión y de permeabilidad.....	64
2.17.2.2. Módulo Analizador de Fluidos Vivos	64
2.17.2.3 Módulo de Control de Flujo	65
2.18. ESTUDIOS ESPECIALES DE PVT.....	65
2.19. APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EQUIPOS DE ANÁLISIS PVT	67
2.19.1. Aplicaciones	67
2.19.2. Beneficios	68
2.20. PHP.....	68
2.20.1. HTML (Lenguaje de marcación de hipertextos)	69
2.20.2. MySQL 5.1	69
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....	70
3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	70
3.2. COMPROBACIÓN DE LA REPRESENTATIVIDAD DEL	

YACIMIENTO STD-03	71
3.3. CONSISTENCIA DEL PVT	71
3.3.1. Recombinación matemática.....	71
3.3.2. Balance molar	76
3.3.3. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott.....	78
3.4. ADAPTACIÓN AL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN.....	80
3.5. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS	81
CAPÍTULO IV. DESARROLLO Y DISCUSIÓN DEL TRABAJO	84
4.1. REPRESENTATIVIDAD DEL PVT	84
4.2. CONSISTENCIA DE LAS PRUEBAS PVT	86
4.3. VALIDACIÓN DE LA CORRIDA	88
CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA.....	91
APÉNDICE A.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE E	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE F	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE G.....	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.	29
Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo	30
Figura 2.3 Diagrama de fase de un yacimiento de gas condensado.	32
Figura 2.4 Proceso de Separación Diferencial de un Gas Condensado.....	36
Figura 2.5 Proceso de Separación Instantánea (flash) de un Gas Condensado .	37
Figura 2.6 Prueba CCE (Constant Composition Expansion)	40
Figura 2.7 Prueba CVD (Constant Volume Depletion).....	41
Figura 2.8 Arreglo de Separador y Tanque de Prueba	48
Figura 2.9 Conceptualización de la Prueba CVD entre las presiones	49
Figura 2.10 Conceptualización de la Prueba CVD entre las presiones	49
Figura 2.11 Conceptualización de la Prueba CVD (en reversa) entre las presiones P_1 y P_2 ($P_1 > P_2$).....	50
Figura 2.12 Distribución de Presión en Yacimientos de Gas Condensado bajo diferentes tasas de producción.	54
Figura 2.13 Muestreo de Fondo.....	57
Figura 2.14 Toma de Muestra de gas en el Separador.....	58
Figura 2.15 Herramienta de Prueba de Formación CHDT (Oilfield Review 2003/2004)	61
Figura 2.16 Representación de Los Módulos de la Herramienta CHDT (Oilfield Review 2003/2004).....	62
Figura 2.17 Herramienta MDT (Oilfield Review 2003/2004).....	63
Figura. 3.1 Diagrama de Flujo del Programa Gascond-ValPVT (Balance Molar y Criterio de Hoffman).....	82
Figura. 3.2 Diagrama de Flujo del Programa Gascond-ValPVT (Recombinación Matemática)	83

Figura 4.1. Tasa de Producción de Gas vs. Tiempo	84
Figura 4.2. Valores de RGC vs. Tiempo.	85
Figura D.1 Gráfica de Criterio de Hoffman Separador; Error! Marcador no definido.	
Figura D.2 Gráfica de Criterio de Hoffman CVD; Error! Marcador no definido.	
Figura D.3 Gráfica ajustada de Criterio de Hoffman CVD; Error! Marcador no definido.	
Figura D.4 Gráfica de Criterio de Hoffman CVD incluyendo el componente pesado..... Error! Marcador no definido.	
Figura D.5 Gráfica ajustada de Criterio de Hoffman CVD incluyendo el componente pesado	Error! Marcador no definido.
Figura G.1. Ventana Principal de acceso a la validación. Error! Marcador no definido.	
Figura G.2. Ventana de entrada a la Recombinación Matemática. Error! Marcador no definido.	
Figura G.3. Ventana de entrada de datos para la Recombinación Matemática	Error! Marcador no definido.
Figura G.4. Ventana de resultados de la Recombinación Matemática. Error! Marcador no definido.	
Figura G.5. Ventana de entrada del Balance Molar; Error! Marcador no definido.	
Figura G.6. Ventana de entada de datos para el Balance Molar..... Error! Marcador no definido.	
Figura G.7. Ventana de resultados del Balance Molar. Error! Marcador no definido.	
Figura G.8. Ventana de entrada a Hoffman Separador. Error! Marcador no definido.	

Figura G.9 Ventana de entrada de datos para Hoffman Separador. **¡Error!**
Marcador no definido.

Figura G.10. Ventana de resultados del Hoffman Separador. **¡Error!** **Marcador no definido.**

Figura G.11 Ventana de entrada del Hoffman CVD. **¡Error!** **Marcador no definido.**

Figura G.12 Ventana de entrada de datos para Hoffman CVD. **¡Error!**
Marcador no definido.

Figura G.13 Ventana de resultados del Hoffman CVD. **¡Error!** **Marcador no definido.**

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 Pruebas de Validación de un Análisis PVT de Gas Condensado..	45
TABLA 2.2 Criterios de Acondicionamiento de Pozos.	55
TABLA 2.3 Ventajas y Desventajas de los diferentes Tipos de Muestra	59
TABLA 4.1 Porcentajes de Error y Desviación de la validación de la corrida.	88
TABLA B.1 Histórico de Producción y RGC del Yacimiento Volumétrico STD 03.	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.2 Composición de la mezcla de hidrocarburos (Recombinación Matemática)	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.3 Propiedades Físicas de los Principales Componentes de los Hidrocarburos.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.4 Presión y Temperatura del Separador;	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.5 Datos para Calcular la Densidad del Propano y más Pesados	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.6 Datos para Calcular la Densidad del Líquido;	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.7 Datos para evaluar la Consistencia por Balance Molar	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.8 Valores de la Variación de Volumen, Factor de Desviación y Volumen de Líquido	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.9 Datos necesarios para el Cálculo de los Moles del Líquido durante cada etapa de agotamiento para la Consistencia por Balance Molar.	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.10 Valores de la Temperatura Crítica, Presión Crítica, Temperatura de Ebullición y la Constante (bi).....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.11 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman	

Separador**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA B.12 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman
CVD a la Presión de 3514,7**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA B.13 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman
CVD a la Presión de 2814,7**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA B.14 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman CVD a la Presión de 2014,7	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.15 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman CVD a la Presión de 1214,7	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.16 Datos para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman CVD a la Presión de 644,7	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.17 Datos del Ajuste Lineal para la Validación del PVT por el Criterio de Hoffman CVD.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA B.18 Datos ajustados para la Gráfica por el Criterio de Hoffman CVD.	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.1. Porcentaje de Error entre Zexp y Zcal obtenidos manualmente.	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.2 Validación por el Método de Balance de Masa en la primera etapa de agotamiento a 4159,7 lpca.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.3 Validación por el Método de Balance de Masa en la segunda etapa de agotamiento a 3514,7 lpca.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.4 Validación por el Método de Balance de Masa en la tercera etapa de agotamiento a 2814,7 lpca.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.5 Validación por el Método de Balance de Masa en la cuarta etapa de agotamiento a 2014,7 lpca.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.6 Validación por el Método de Balance de Masa en la quinta etapa de agotamiento a 1214,7 lpca.....	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.7 Validación por el Método de Balance de Masa en la sexta etapa de agotamiento a 644,7 lpca	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.8 Resultados de la Recombinación Matemática por el Programa Gascond-ValPVT	¡Error! Marcador no definido.
TABLA C.9 Resultados obtenidos por el Programa Gascond-ValPVT mediante el Método de Balance Molar	¡Error! Marcador no definido.

TABLA C.10 Resultados obtenidos por el Programa Gascond-ValPVT al aplicar el Criterio de Hoffman Separador**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA C.11 Resultados obtenidos por el Programa Gascond-ValPVT al aplicar el Criterio de Hoffman CVD**¡Error! Marcador no definido.**

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

La predicción del comportamiento de producción de un sistema de hidrocarburos juega un papel importante al momento de seleccionar la estrategia de explotación, bajo la cual se pretende producir dicho sistema. Lo antes mencionado adquiere mayor importancia si el sistema es de gas condensado, debido al comportamiento que se ha observado a nivel de campo, durante la producción de este tipo de yacimiento. Cuando se trata de un yacimiento nuevo la información que se dispone de él es de muy poca ayuda para realizar la estimación, por lo que es necesario la búsqueda de alternativas que permitan determinar el comportamiento de producción desde condiciones iniciales de presión y temperatura hasta un punto en la vida productiva.

El desarrollo y operación de los yacimientos de gas condensado para un máximo recobro, requiere ingeniería y métodos operacionales significativamente diferentes en comparación a los yacimientos de crudo o gas seco. Típicamente, los yacimientos de gas condensado se encuentran originalmente en una sola fase (gaseosa). Una vez que la presión del yacimiento, o en su defecto la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío de la mezcla entrampada, una condensación retrógrada isotérmica se presenta produciéndose un “anillo condensado”, el cual está principalmente conformado por los componentes más pesados de la mezcla. La presencia de este fenómeno termodinámico ocasiona un sin fin de problemas operacionales que se manifiestan como una reducción significativa de la productividad del pozo. La clave para reducir problemas operacionales de este tipo, y así obtener un plan de explotación eficiente, está en la detección y comprensión de factores como: propiedades de la roca y los fluidos, características geológicas, capacidad de flujo del pozo, condiciones de superficie y plan de costo los cuales están involucrados en la vida productiva del yacimiento.

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

Las pruebas PVT son de gran importancia debido a que las relaciones presión, volumen, temperatura son básicas para determinar el comportamiento de los fluidos atrapados ya sea en estado gaseoso o líquido 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/o líquidos comerciales. Por lo antes mencionado estos datos son de suma importancia, sin embargo en ocasiones estas pruebas no son hechas adecuadamente arrojando datos que no son consistentes de manera que deben de verificarse por métodos ya conocidos en la ingeniería de hidrocarburo.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mayoría de los nuevos campos petrolíferos que se han descubierto corresponden a gas condensado – petróleo volátil, asociado a altas presiones y temperaturas. Con base en lo antes mencionado, es preciso tener en cuenta la importancia que representa la información que suministran las pruebas PVT a fin de lograr disminuir la incertidumbre de los datos aportados por las pruebas de laboratorio.

Para realizar cualquier estudio de un yacimiento, se debe disponer de un análisis PVT completo, el cual corresponde a un ensayo de laboratorio en el que se puede determinar, a partir de una muestra de gas – líquido, las siguientes propiedades: volumen, densidad, volumen del gas en solución de la fase líquida basándose en que ocurren dos procesos termodinámicos simultáneamente (separación diferencial e instantánea) durante la explotación de un yacimiento. Estas técnicas de laboratorio deben simular los tipos de separación gas – líquido que ocurren durante la producción de gas condensado desde el yacimiento hasta los separadores. Dos tipos de separación se pueden presentar: diferencial, la cual ocurre en el yacimiento durante el agotamiento de presión y la instantánea que se da en las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores. Es necesario tener la certeza de que dichas pruebas fueron realizadas adecuadamente para así poder utilizar los datos suministrados por las mismas.

Las pruebas PVT proporcionan información valiosa que se utiliza para caracterizar fluidos, realizar balances de materiales composicionales, análisis nodal composicional, cálculos de reservas, simulación numérica composicional; de allí la importancia de la confiabilidad de estos datos para ser tomados en estudios integrados de yacimientos.

Para lograr la validación de un PVT de gas condensado se emplean largos periodos de tiempo, debido a la gran cantidad de cálculos que se deben realizar, ocasionando posibles errores en los mismos.

El propósito de este proyecto es diseñar un programa para la validación de pruebas PVT de yacimientos de gas condensado, así disminuir el tiempo de cálculo obteniendo resultados más exactos. Para esto se verifico la representatividad del PVT comparando mediciones de campo con las de laboratorio, luego se evaluó las consistencias de las pruebas PVT mediante la aplicación de la metodología de

recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman, posteriormente se elaboró un programa sencillo en el cual se emplearon una serie de instrucciones y condiciones en forma sistemática u organizada, de tal manera que al introducir los datos de las pruebas PVT, el mismo fue capaz de procesarlos y arrojar resultados certeros, finalmente se validó la corrida con datos representativos del yacimiento STD-03 en el programa Gascond – ValPVT.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Diseñar un Programa para la Validación de Pruebas PVT de Yacimientos de Gas Condensado.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Verificar la Representatividad del Fluido Original existente en el yacimiento STD-03 comparando las condiciones del yacimiento con las del laboratorio.
2. Evaluar la Consistencia de las pruebas PVT de laboratorio mediante la Metodología de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman.
3. Adaptar las fórmulas matemáticas empleadas en la validación de un PVT al lenguaje de programación PHP que se utiliza para la realización del programa Gascond – ValPVT.
4. Validar la Corrida con Datos representativos del yacimiento STD-03 en el Programa Gascond – ValPVT.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. YACIMIENTO

Es una extensión o sección volumétrica de roca porosa y permeable ubicada en el subsuelo, que se encuentra saturada con hidrocarburos en una cantidad económicamente explotable, esta acumulación de hidrocarburos yace periféricamente atrapada en la roca, debido a la presencia de formaciones no permeables, que impiden que el hidrocarburo fluya hacia otros estratos superiores e inferiores.

Al inicio de la explotación de un yacimiento, se hace necesario la recopilación de la mayor cantidad de información disponible que permita conocer las características y propiedades correspondientes de las rocas y fluidos que conforman el sistema, de modo de lograr una eficiente planificación y desarrollo de los campos.

Un yacimiento es económicamente rentable de explotar cuando posee cantidades significativas de hidrocarburos las cuales pueden ser determinadas por registros eléctricos, mostrando zonas altamente resistivas. El volumen poroso y permeable 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 CON BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN

2.2.1. Yacimiento de Gas Seco

Estos yacimientos se caracterizan porque tanto a las condiciones del yacimiento como a las condiciones de superficie, el gas se encuentra siempre en estado gaseoso.

Contienen principalmente metano ($\%C1 >90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C5^+ < 1\%$). La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentérmica. No presenta condensación retrógrada. Se considera que un yacimiento es de gas seco si la relación gas – petróleo es mayor de 100000 (PCN/BN). La figura 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 suficiente moléculas más pesadas que permitan la formación de líquido en la superficie.

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.

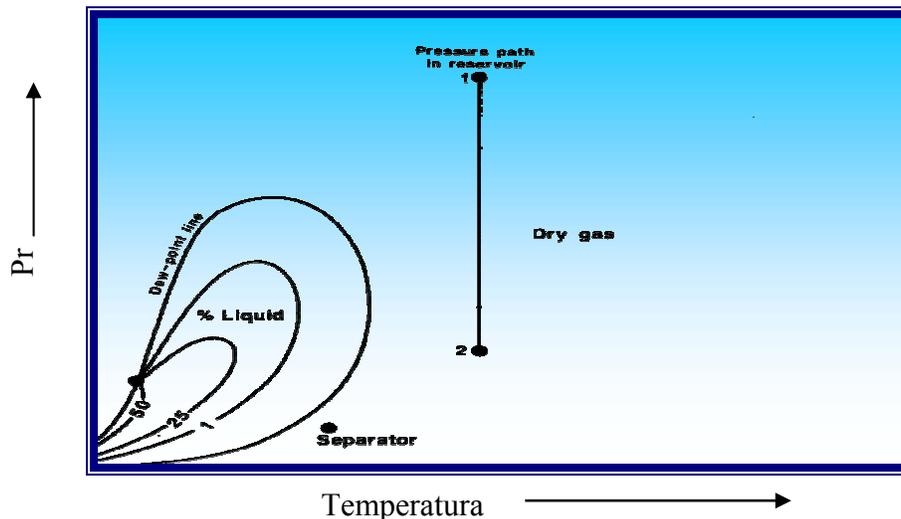


Figura 2.1 Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.

2.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo

Son aquellos yacimientos que tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentérmica. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a superficie cae en la región de dos fases generando relaciones gas – líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/ BN. En el gas húmedo, el diagrama de fase es el de una mezcla de hidrocarburos con predominio de moléculas pequeñas, el cuál caerá a temperaturas por debajo a la del yacimiento. Un diagrama de fases para gases húmedos se muestra en la figura 2.2. El paso del punto 1 a 2 en el diagrama no entra en la envolvente de fase. Así, no se formará líquido en el yacimiento. No obstante, las condiciones en el separador caen dentro de la envolvente de fase, causando que algo de líquido se forme en la superficie.

Un gas húmedo solo existe como gas en el yacimiento aunque se le reduzca la presión en el yacimiento.

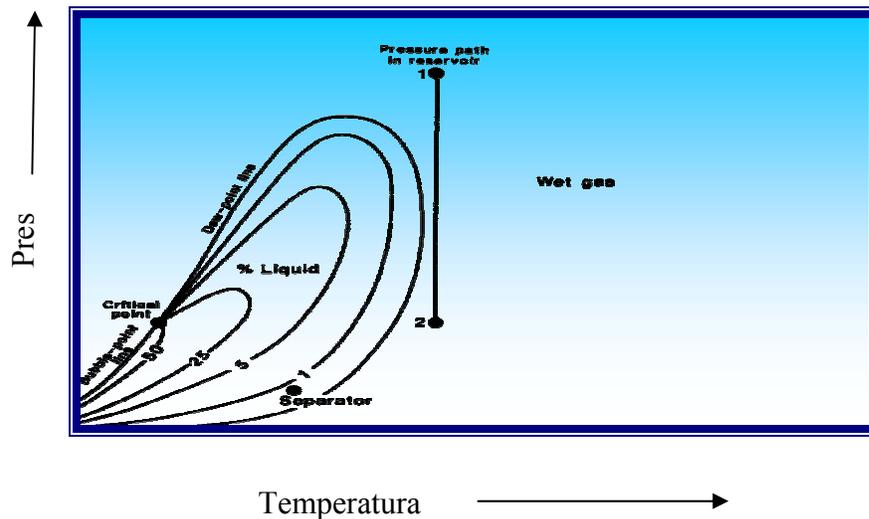


Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo

2.2.3. Yacimientos de Gas Condensado

Presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200PCN/BN.

El diagrama de fase de un gas condensado, es algo más pequeño que para petróleo, y el punto crítico está más abajo a la izquierda de la envolvente. Esos cambios son el resultado de gases retrógrados contentivos de pocos hidrocarburos pesados, menos que el petróleo.

El diagrama tiene una temperatura crítica menor que la temperatura de yacimiento y una cricondentérmica mayor a la temperatura del yacimiento (figura 2.3). Inicialmente el gas condensado esta totalmente en el yacimiento, en el punto 1. A medida que la presión en el yacimiento decrece, el gas exhibe el punto de rocío (punto 2), si se sigue reduciendo la presión, el líquido condensado de gas, forma un líquido libre en el yacimiento. En el cambio de presión según el diagrama (figura 2.3), indica que a baja presión el líquido comienza a vaporizarse. Así ocurre en el laboratorio; no obstante, es probable que no ocurra extensivamente en el yacimiento debido a que durante la producción la composición total de los fluidos del yacimiento cambian.

El comportamiento retrógrado ocurre a condición de yacimiento para gases con menos de 1% de heptano plus (C_7^+), sin embargo para esos gases la cantidad de líquido retrógrado es despreciable.

También los retrógrados son conocidos como gas condensado retrógrado, gas condensado o simplemente condensado.

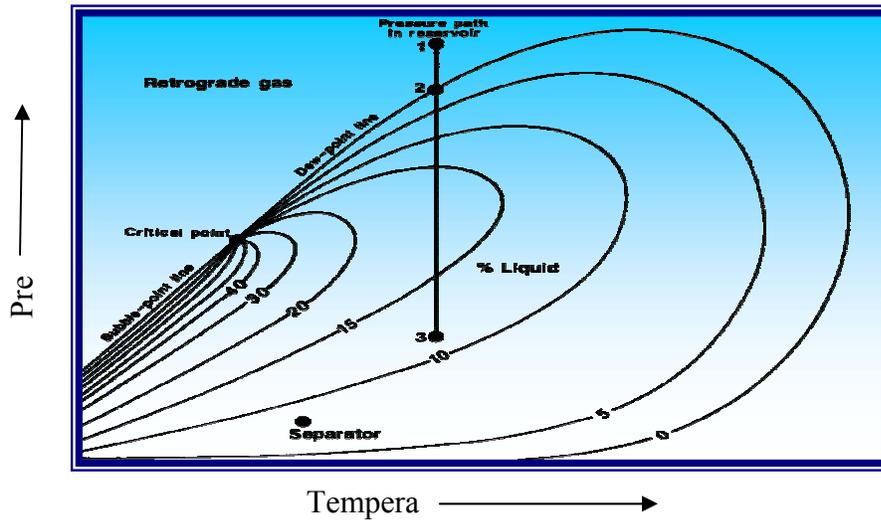


Figura 2.3 Diagrama de fase de un yacimiento de gas condensado.

2.3. 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.

2.4. 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.

2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO FÍSICO

2.5.1. Yacimientos Subsaturados

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

2.5.2. Yacimientos Saturados

En este caso la presión inicial es igual a la de rocío. La mezcla se encuentra 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.

2.5.3. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada

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/ MMMPCN 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).

2.5.4. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada

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.

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 (depleción) 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 constantes.

Las principales propiedades que se obtienen a partir de un estudio PVT son: presión de burbujeo (P_b) o presión de rocío (P_r), factor volumétrico del petróleo (B_o), factor volumétrico del gas (B_g), solubilidad del gas en el petróleo (R_s), entre otras.

Para que un estudio PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el mismo.

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 de 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 condensado, las cuales se muestran a continuación:

2.6.1.1. 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 2.4, 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.2.4) la presión 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 condensado de manera retrógrada en el yacimiento y la comparación del gas separado.

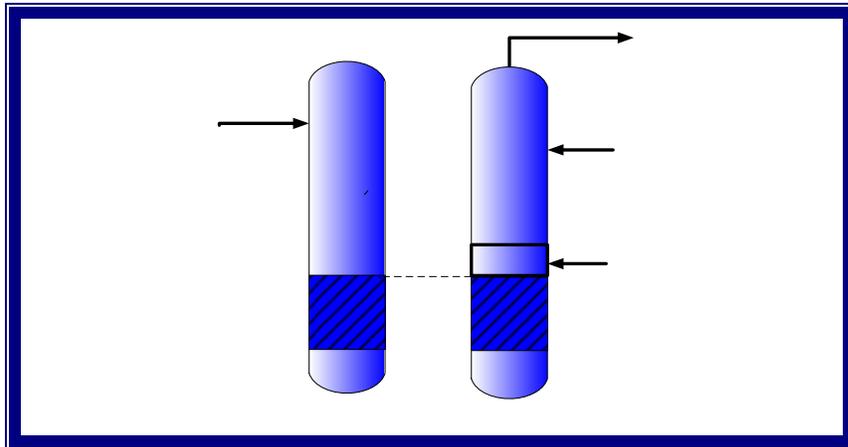


Figura 2.4 Proceso de Separación Diferencial de un Gas Condensado

2.6.1.2. 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 2.5.

Más líquido se condensa en la separación instantánea que en la diferencial 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

Gas Condensado original

$P_1 > P_r$

presión.

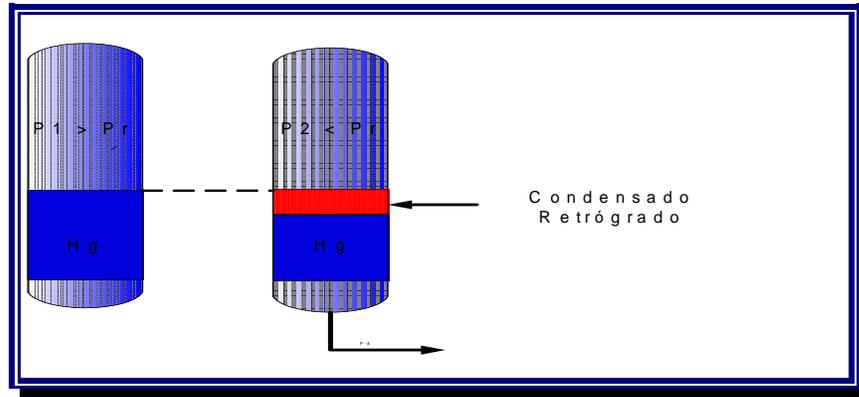


Figura 2.5 Proceso de Separación Instantánea (flash) de un Gas Condensado

La separación instantánea permite determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido 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 es proveer la información necesaria de laboratorio para optimizar las condiciones de operación en la superficie al momento de la separación.

2.7. PRUEBAS PVT DE LABORATORIO

El equipo de laboratorio usado en estudios PVT de condensado difiere del usado en estudios PVT de petróleo negro por dos razones:

- La presión del punto de rocío de la mayoría de los sistemas de condensado no pueden ser detectados por un cambio brusco en la relación presión – volumen del sistema.
- La fase líquida constituye una pequeña parte del volumen total de la celda. Por lo tanto es necesario tener métodos más precisos para medir pequeñas cantidades de líquido. Una de las celdas más usadas en los

estudios PVT de gas condensado es la ventana de vidrio que permite visualizar el punto de rocío y la formación de líquido por disminución de presión.

2.7.1. Procedimiento:

2.7.1.1. Recombinación

Las muestras de gas y líquido tomadas del separador de alta presión deben ser recombinadas a las mismas condiciones de presión y temperatura del separador para obtener un fluido que sea representativo del yacimiento. Las muestras de fluido tomadas a diferentes condiciones se deben descartar porque al recombinarlas no representan el fluido original del yacimiento.

Las muestras están ahora listas para ser recombinadas en la misma relación en que fueron producidas. Como tenemos muestras de gas del separador de la primera etapa y líquido del separador de la primera etapa, debemos tener la relación gas – líquido producido en la misma forma. Si la relación gas – líquido de producción fue medida en el campo de esta forma entonces podemos proseguir directamente con la recombinación. Si la relación fue medida en el campo en la forma de gas de separador primario por barriles de líquido del separador de segunda etapa o por barril de líquido del tanque de almacenamiento entonces, una prueba de encogimiento de laboratorio debe ser corrida para simular las condiciones de separación del campo. El encogimiento obtenido puede ser usado para convertir la relación medida en campo a la forma necesaria para la recombinación. Una vez que los productos del separador han sido recombinados, las composiciones pueden ser medidas y comparadas con la composición calculada. Esto verificará la exactitud de la recombinación física.

2.7.1.2. Composición

En la determinación de las muestras de gas y líquido se usan las técnicas de: cromatografía, destilación, destilación simulada por cromatografía y/o espectrometría de masas. La muestra recombina en el laboratorio se le determina su composición total. Esta debe ser comparada con la composición de la mezcla gas – líquido obtenido matemáticamente en base a los datos del separador.

Las diferencias entre los porcentajes molares deben ser menores del 5% para el C_7^+ y de 2% para el C_1 . Si las composiciones de la mezcla recombina físicamente en el laboratorio y matemáticamente mediante ecuaciones, son mayores que los porcentajes mencionados anteriormente, el proceso de recombina debe ser revisado cuidadosamente para determinar la fuente de error y corregirlo hasta obtener una muestra representativa del yacimiento.

2.7.1.3. Prueba CCE (Expansión a Composición Constante)

Después de haber colocado en una celda para análisis PVT una cantidad de muestra recombina 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 mayor o igual que la presión del yacimiento para que la muestra sea representativa del mismo. La presión de rocío se determina visualizando el momento en que empieza a formarse la condensación retrógrada. En este punto se observa el enturbamiento (neblina) de la fase gaseosa, el cual desaparece al poco tiempo cuando las gotas de líquido se segregan hacia la parte inferior de la celda. Durante el proceso de expansión no se retira gas de la celda.

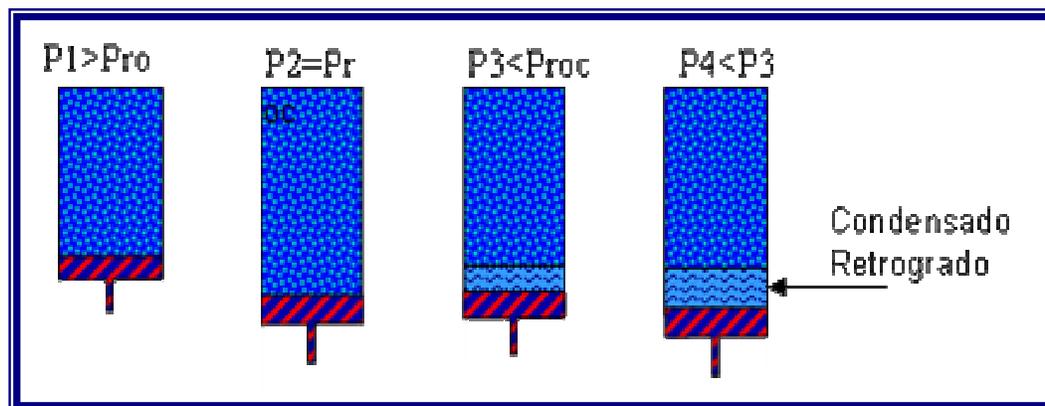


Figura 2.6 Prueba CCE (Constant Composition Expansion)

2.7.1.4. Prueba CVD (Agotamiento a Volumen Constante)

Generalmente consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la mezcla recombinada, de tal manera que el volumen de gas + líquido acumulado en la celda permanezca constante al finalizar cada desplazamiento. El gas retirado a presión constante es llevado a un laboratorio de análisis donde se mide su volumen y se determina su composición. Los factores de compresibilidad (z) del gas retirado y la mezcla bifásica (gas + líquido) remanentes en la celda y el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda se deben determinar a cada presión.

Este proceso es continuado hasta alcanzar la presión de abandono, a ese momento se analizan la fase líquida y gaseosa remanente en la celda. Un balance molar permite comparar la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas.

La principal desventaja de este método es lo pequeño de la muestra recombinada inicial, de tal manera que un error de medida de las muestras de gas y líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.

En este proceso se mantiene en la celda, 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.

Se inicia cada etapa del proceso retirando el pistón móvil de la celda hasta alcanzar la presión de análisis previamente programada, lo que ocasionaría la formación de una 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 (entre 1000 – 300 Lpca) y se determina la composición del fluido residual (líquido retrógrado y gas condensado) por medio de análisis cromatográficos.

El registro de los volúmenes de vapor extraídos y remanentes en la celda y condensado retrógrado permite obtener las relaciones PVT.

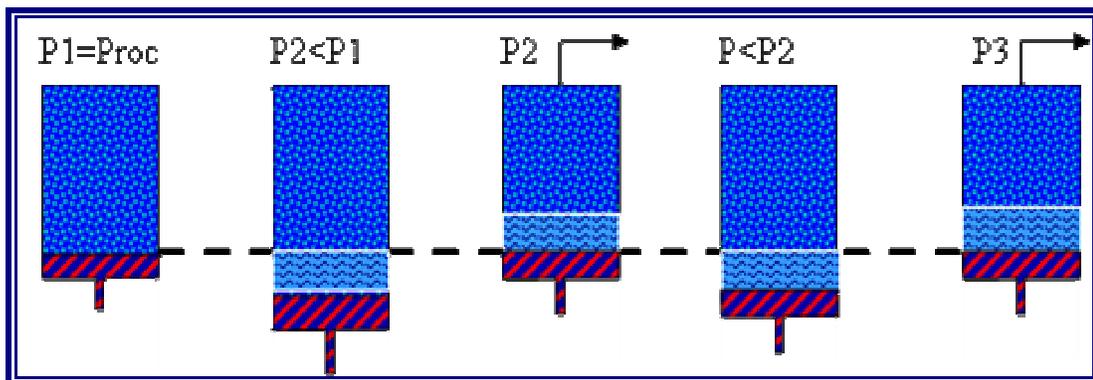


Figura 2.7 Prueba CVD (Constant Volume Depletion)

2.7.1.5. Prueba de Separador

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P, T) en superficie sobre el rendimiento de líquido y sus propiedades (RGC, °API). Al variar la presión del separador se puede obtener una presión óptima que genere la mayor cantidad de condensado en el tanque. La muestra de gas condensado saturada a la presión de rocío es pasada a través de un separador y luego expandida a presión atmosférica. La presión óptima de separación es aquella que produce la mayor cantidad de líquido en el tanque, menor RGC y mayor gravedad API del condensado; es decir, estabiliza la mayor cantidad de gas en fase líquida.

2.8. INFORMACIÓN OBTENIBLE DE LAS PRUEBAS PVT

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados (o en general del pseudocomponente más pesado).
- Comportamiento 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-líquido.

2.9. 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.

2.10. APLICACIONES DE LAS PRUEBAS PVT

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 reciclado (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.

2.11. PROCESO SIMULADO POR LAS PRUEBAS PVT 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.

2.12. PRUEBAS PVT EN EQUIPOS PORTÁTILES.

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 usa muestras de gran volumen.

2.13. 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 Tabla 2.1.

TABLA 2.1 Pruebas de Validación de un Análisis PVT de Gas Condensado.

REPRESENTATIVIDAD	<ul style="list-style-type: none"> - $T_{yac} = T_{lab}$ - $RG_{Ci} = RG_{Clab}$ - 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 - $P_{yac} \geq P_{roc}$
CONSISTENCIA	<ul style="list-style-type: none"> - Recombinación Matemática - Balance molar - Criterio de Hoffman (Separador y Prueba CVD)

2.13.1. 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.

2.13.2. 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 punto 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.

2.13.3. 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 de recombinação matemática.

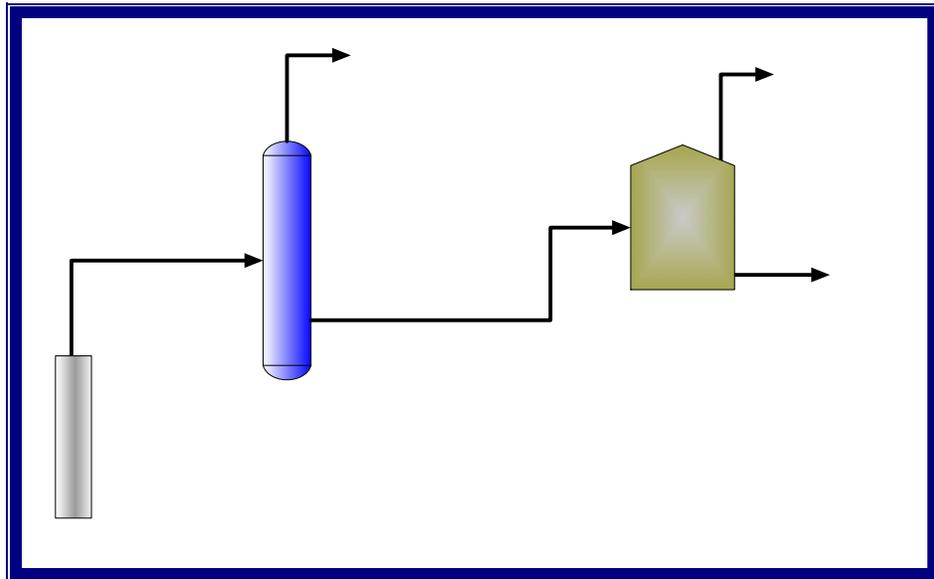


Figura 2.8 Arreglo de Separador y Tanque de Prueba

2.13.4. 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:

Pozo

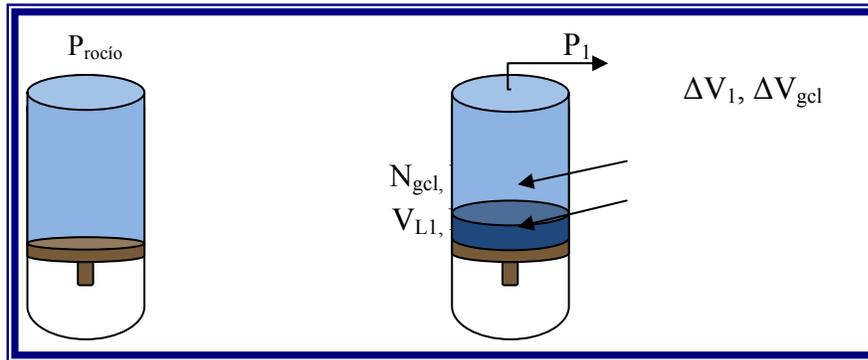


Figura 2.9 Conceptualización de la Prueba CVD entre las presiones P_{rocio} y P_1 ($P_{rocio} > P_1$).

En la prueba CVD se expande a una presión $P_1 (< P_{roc})$ 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 .

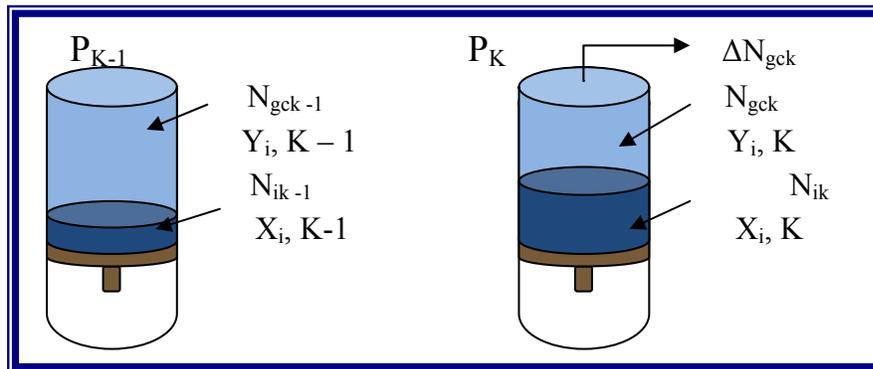


Figura 2.10 Conceptualización de la Prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$)

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

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 componente 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:

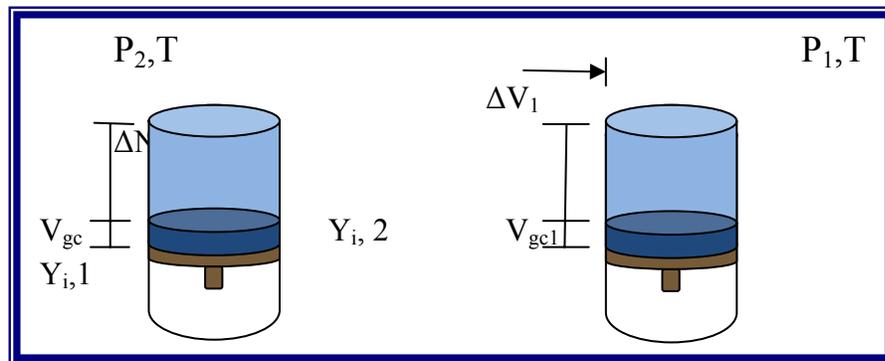


Figura 2.11 Conceptualización de la Prueba CVD (en reversa) entre las presiones P_1 y P_2 ($P_1 > P_2$)

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 del líquido retrogrado 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.

2.13.5. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

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

2.14. TOMA DE MUESTRAS

Las muestras deben ser tomadas en los primeros días de producción antes de que ocurra una significativa caída de presión del yacimiento, o al menos cuando la presión sea mayor o igual a la de rocío de la mezcla de hidrocarburo original.

Una vez que la presión del yacimiento haya declinado por debajo de la presión de rocío, ya no es posible conseguir muestras que representen el fluido original del yacimiento.

Si la muestra se toma cuando $P_{yac} < P_{roc}$ puede ocurrir lo siguiente:

- Si el condensado retrógrado es inmóvil, la muestra presenta una composición menos rica en componentes pesados (C_7^+) que la original del yacimiento y la presión de rocío medida es igual a la presión actual del yacimiento.
- Si el condensado retrógrado ha alcanzado movilidad (lo cual podrá ocurrir a presiones de formación máxima de condensado), la muestra resultante

después de la combinación daría una presión de rocío mayor que la presión actual del yacimiento y podría hasta ser mayor que la presión original del yacimiento.

2.14.1. Número de muestras

Cuando el yacimiento es pequeño, una muestra es representativa del fluido almacenado en la formación. Si el yacimiento es grande, de gran espesor y/o muy heterogéneo, se requiere varias muestras de diferentes pozos para caracterizar correctamente los fluidos del yacimiento.

2.14.2. Toma de muestras para análisis PVT

Al momento de tomar las muestras para una prueba PVT, se espera que éstas sean representativas del fluido original del yacimiento, por lo cual los pozos seleccionados para este fin deben cumplir con las siguientes condiciones:

- El pozo a muestrear debe ser preferiblemente un pozo nuevo, con alto índice de productividad (bajo draw-down), de tal manera que la presión alrededor del pozo sea la más alta posible y asegura una buena limpieza del pozo. Se debe evitar el muestreo de pozos con daño o estimular éstos antes del muestreo.
- El pozo debe presentar bajo corte de agua (< 5%), y en caso tal, se debe tener cuidado en muestrear únicamente la columna de petróleo con el pozo cerrado o tomar las muestras en superficie en un separador trifásico.
- Antes de tomar la muestra para realizar un análisis PVT, se debe acondicionar el pozo de prueba con el objetivo de reemplazar el crudo alterado (no representativo) de sus zonas adyacentes con crudo representativo original del yacimiento. El factor determinante para lograr dicho objetivo es la estabilización del pozo, que incluye presiones de cabezal y fondo, tasas de gas y petróleo.
- Las propiedades del petróleo en yacimientos de gran espesor varían considerablemente con profundidad, el muestreo para determinar esta variación

requiere de técnicas especiales que permiten tomar muestras representativas en un intervalo dado de profundidad.

- El pozo a ser considerado para la toma de muestra, debe poseer una RGP y \circ API representativa del yacimiento; además el pozo se recomienda estar lo más alejado posible de los contactos GPO y CAPO.
- El pozo debe estar estabilizado, es decir, q_1 , q_g , P_{cabezal} y P_{wf} deben ser constantes, con tiempo mínimo de 24 horas. Si dichas condiciones no se cumplen, las muestras tomadas son solo parcialmente representativas del yacimiento, lo cual conduce a obtener valores desviados de los datos reportados por la prueba.

2.15. ACONDICIONAMIENTO DEL POZO DE PRUEBA PARA EL MUESTREO

Una vez que el pozo de prueba ha sido seleccionado deberá ser apropiadamente acondicionado para el muestreo. El factor más importante para un buen muestreo es la estabilización del pozo. Esto implica que el pozo debe tener presiones de cabezal y fondo estables, lo mismo que tasas de producción de gas y líquido.

El acondicionamiento de los pozos de muestreo consiste en ponerlos en producción a una tasa estabilizadora tan baja como sea posible con el fin de generar pequeñas diferencias de presión ($P_y - P_{\text{wf}}$, pressure Drawdown) y aumentar la presión de fondo fluyente con el fin de reducir la condensación retrógrada cerca del pozo.

La figura 2.12 muestra la distribución de presión en un yacimiento sub saturado a dos tasas de producción q_2 y q_1 . Se observa que al reducir la tasa de flujo de q_1 a q_2 se logra aumentar la presión de fondo fluyente a un valor superior a la presión de rocío y eliminar la condensación retrógrada alrededor del pozo. A una tasa q_2 , el gas condensado que fluye del pozo es representativo del yacimiento original. En el caso de yacimientos saturados por mas que se reduzca la tasa de producción no se logra

alcanzar que la presión de fondo fluuyente sea igual o mayor a la presión de rocío. Es deseable, pero no siempre se consigue, que bajas tasas de flujo produzcan pequeños gradientes de presión alrededor del pozo, de tal manera que al aumentar la presión de fondo fluuyente se produzca revaporización total o parcial del líquido acumulado en el pozo. Sin embargo, si un pozo ha estado produciendo a una tasa estable no muy alta, entonces es preferible tomar las muestras a esta tasa que ajustarla a valores bajos. En yacimientos de baja permeabilidad si la tasa de flujo es cambiada, se puede necesitar hasta tres meses para estabilizar el pozo, dependiendo de la permeabilidad de este.

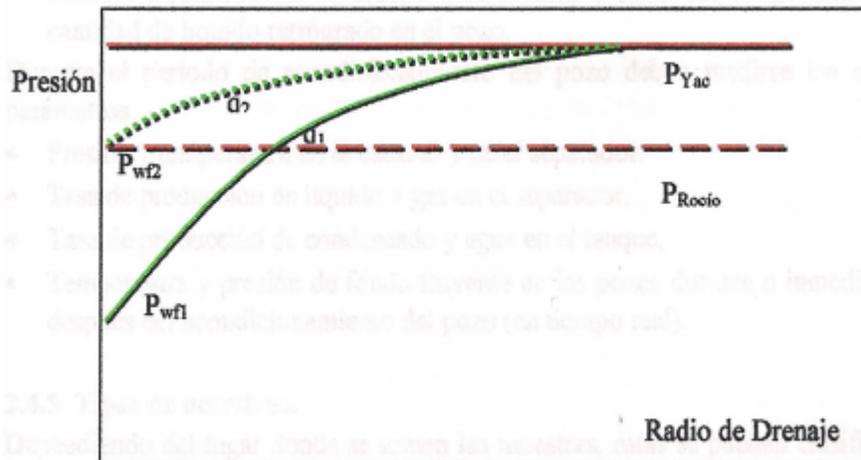


Figura 2.12 Distribución de Presión en Yacimientos de Gas Condensado bajo diferentes tasas de producción.

En los procedimientos de acondicionamiento, todos coinciden básicamente en buscar condiciones estabilizadas en el pozo de prueba por medio del monitoreo de parámetros de producción y reducción secuencial de las tasas de flujo en superficie; esto se debe hacer sin considerar el tipo de muestreo.

El éxito de un buen muestreo y la obtención de muestras representativas dependen del buen acondicionamiento del pozo de muestra; existen diversos criterios de acondicionamiento de pozos de prueba, los cuales se pueden apreciar en la tabla

2.2.

Todas estas técnicas persiguen que no exista saturación de condensado retrógrado en las cercanías del pozo, esta cantidad depende de tres factores: la presión, la cantidad de gas que pasa a través del pozo y la permeabilidad relativa al líquido condensado.

En un tiempo de producción temprano la presión del yacimiento esta por encima de la presión de rocío original, esto generalmente sirve de parámetro para evaluar la calidad de las muestras de fluido. Se debe considerar el hecho de que la presión de fondo al momento de tomar las muestras sea mayor que la presión de rocío estimada no es suficiente indicativo de que la muestra sea representativa, es por ello que todos los autores aconsejan acondicionar el pozo de muestreo.

TABLA 2.2 Criterios de Acondicionamiento de Pozos.

CORELAB	MOSES	INTEVEP
<p>1. Una vez seleccionado el pozo para la muestra se debe asegurar que el fluido que produzca sea monofásico.</p> <p>2. La tasa de producción y la RGC deben presentar condiciones estabilizadas durante al menos 12 horas y estas deben ser registradas.</p> <p>3. Si existe producción de agua, se debe corregir por gradiente de presión, para ubicar el nivel de agua y gas presente.</p>	<p>1.- Dejar de producir los pozos hasta alcanzar la estabilización de las saturaciones de líquido y gas en el área de drenaje del pozo.</p> <p>2._ Estabilizar el pozo a bajas tasas hasta que P_{wf} y P_{wh} se estabilicen</p> <p>3._ Tomar las muestras.</p>	<p>1._ Producir el pozo ha una tasa alta hasta que RGC sea estable.</p> <p>2._ Reducir la tasa y medir la RGC, si no se estabiliza aumentar la tasa de producción, medir la RGC y repetir hasta alcanzar condiciones de flujo estable.</p> <p>3._ Evaluar si la diferencia de presión es mínima, si esto ocurre se formará menor cantidad de líquido retrógrado en el pozo.</p>

2.16. TIPOS DE MUESTREO.

Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras, éstas se pueden clasificar de la forma siguiente:

2.16.1. Muestras de Fondo

El muestreo en el fondo del pozo, consiste en bajar una herramienta especial (muestreador) de 6 pies de longitud y 1 1/2 pulgadas de diámetro que tiene una cámara (600-700cc) donde se acumula la mezcla de hidrocarburos a la presión y temperatura del punto de muestreo. Se recomienda tomar la muestra en el fondo con el pozo fluyendo a una baja tasa de flujo estabilizada. La presión de fondo fluyente en el punto de muestreo debe ser mayor que la presión de rocío de tal manera que el fluido se encuentre en una sola fase. Se deben tomar por lo menos 3 muestras. A todas las muestras se le debe determinar en el campo la presión de saturación a la temperatura atmosférica y la diferencia entre ellas no debe ser superior a 30lpc.

El mejor lugar del muestreo es el punto más profundo en el pozo por donde pasa el fluido que viene de la formación y donde la presión no sea menor que la presión de saturación de la mezcla. Si el pozo produce agua, se debe revisar el nivel de agua y/o líquido en el pozo con un registrador continuo de presión de la columna de fluido. La muestra de gas condensado debe tomarse justo encima de la interfase.

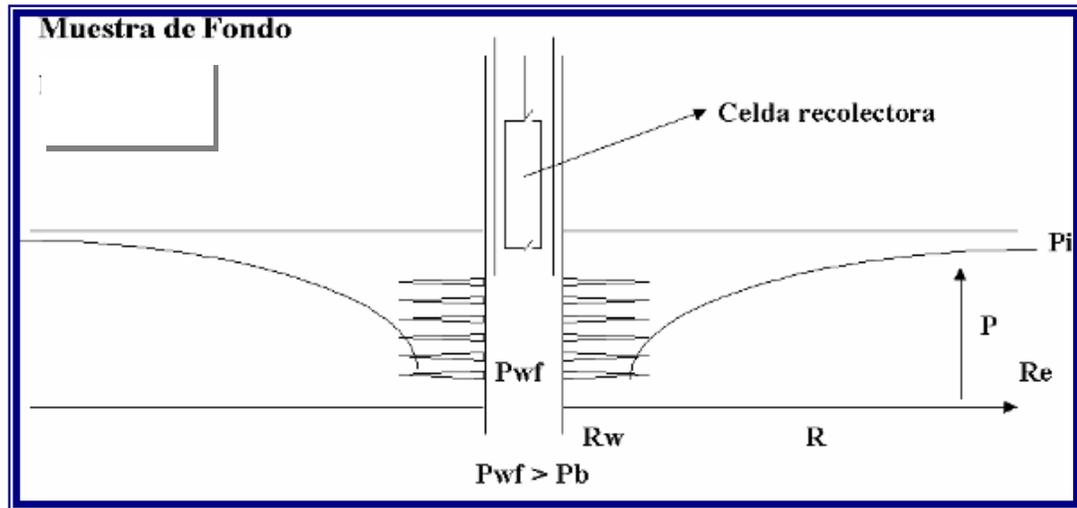


Figura 2.13 Muestreo de Fondo

2.16.2. Muestras de Superficie (recombinadas de separador)

El muestreo en el separador es generalmente aplicable a todos los tipos de crudos y consiste en extraer muestras de líquido y gas en el separador de alta, después de largos periodos de flujo estabilizados, medir las tasas correspondientes en forma precisa y recombinar las muestras de acuerdo a la RGP medida. Es el tipo de muestreo más recomendado en la práctica porque evita la contaminación de la muestra con líquidos (agua, condensado retrógrado, etc.) acumulados en el fondo del pozo.

Algunas recomendaciones a seguir para la toma de muestra de superficie son:

1. Las muestras de gas y líquido deben ser tomadas simultáneamente.
2. El separador debe estar operando a condiciones estabilizadas de presión, temperatura y flujo.
3. Determinar con mucha precisión las condiciones del separador durante la toma de las muestras (presión, temperatura, RGP, y q_g).
4. Para el muestreo de gas, se recomienda llenar un cilindro evacuado.
5. Para el muestreo de líquido se recomienda usar la técnica de desplazamiento de mercurio (la muestra de líquido desplaza al mercurio del cilindro).

6. Las muestras deben ser tomadas en el separador de mayor presión, no en el tanque. La relación gas-condensado se mide entre el gas del separador de prueba y el líquido del tanque. Este último valor se corrige tomando en cuenta el factor de merma del líquido al pasar del separador al tanque.

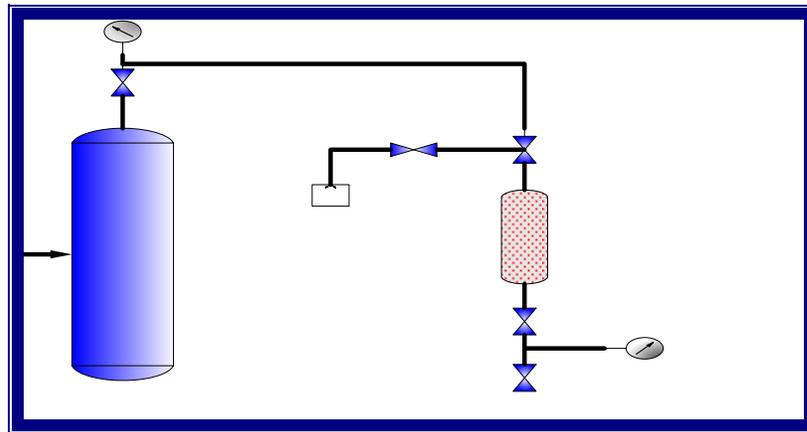


Figura 2.14 Toma de Muestra de gas en el Separador

2.16.3. Muestras de cabezal

Si se está produciendo un fluido monofásico a condiciones de cabezal del pozo, se puede tomar la muestra directamente en el cabezal. La muestra se hace fluir a un cilindro graduado usando la técnica de desplazamiento o un pequeño separador portátil, para finalmente ser analizada en laboratorio.

Este tipo de muestra es poco realizable, dado que el yacimiento debe ser altamente subsaturado. Por otra parte, la gran ventaja de este método de muestreo es su rapidez.

La Tabla 2.3 muestra las ventajas y desventajas que presentan cada uno de los muestreos descritos anteriormente.

Bomba c
vacío

TABLA 2.3 Ventajas y Desventajas de los diferentes Tipos de Muestro

TIPOS DE MUESTREO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Superficie	<ul style="list-style-type: none"> - La muestra no se contamina con fluidos acumulados en el pozo. - Menor costo y riesgo que el de fondo. - Permite tomar muestras de gran volumen. - Las muestras son de fácil manejo en el campo y superficie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Los resultados dependen de la exactitud de la medición de las tasas de flujo. - Resultados erróneos cuando se tiene separación gas-líquido deficiente. - Pequeños errores de medición de tasa del flujo y recombinación generan muestras no representativas.
Fondo	<ul style="list-style-type: none"> - No requiere de medición de tasas de flujo. - No es afectado por problemas de separación gas-líquido en el separador. - Excelente para el muestreo de gases condensados subsaturados siempre y cuando la muestra no se contamine en el fondo del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> - No toman muestras representativas cuando $P_{wf} < P_{roc}$. - No sirve para yacimiento de gas condensado. - Volumen de muestra pequeña. - Puede ocurrir fuga durante la sacada del muestreador a superficie. - Posible pescado por rotura de guaya. - Peligro de accidentes en el manejo de la muestra de alta presión.
Cabezal	<ul style="list-style-type: none"> - Rápido y de bajo costo. - No requiere de medición de tasas de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se debe usar si $P_{cab} < P_{roc}$. - Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos que ocurre durante el muestreo.

2.17. HERRAMIENTAS DE ÚLTIMA TECNOLOGÍA UTILIZADAS PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDO Y DE FORMACIÓN DE YACIMIENTOS

2.17.1. Muestreador del Yacimiento en la Fase Monofásico

Un muestreador de yacimiento de fluidos monofásicos (SRS) es un sistema avanzado y único para todas las aplicaciones en los muestreos superficiales. El diseño de (SRS) mantiene el muestreo en una condición monofásica con una presión por encima de la presión de yacimiento, y es un instrumento para recobrar las muestras en el hoyo. Esta tecnología provee una verdadera muestra representativa y es esencial para las medidas de muestreo requeridas en condiciones inalteradas, algo parecido como la presurización de las medidas de pH en la formación de agua o deposición de asfaltenos en el análisis de petróleo.

El SRS permite controlar la contaminación del muestreo del yacimiento si un muestreo es rápido. Un inalterable muestreo es recuperado en la superficie en un estado monofásico sin el requerimiento de la recombinación antes de la transferencia.

Esta herramienta es capaz de tomar 600cc de fluido del yacimiento manteniéndolo en estado monofásico a una presión muy por encima de la presión de fondo desde que se toma la muestra en la cara de la arena hasta que la muestra es llevada al laboratorio.

Tiene aplicación en todas las operaciones de muestreo superficiales que requieren una muestra monofásica inalterada y sin contaminante, es esencial para estudios de flujo negro, acuíferos y pH.

2.17.2. CHDT

Es una herramienta para pruebas de formación que perfora a través del revestidor de

acero, el cemento y la roca para medir las presiones de yacimiento y obtener muestras del fluido de formación. Utilizada en pozos entubados, taponea el orificio que perfora aislando la formación del pozo después de realizada la prueba y los operadores pueden reanudar la producción sin necesidad de efectuar costosas reparaciones del revestidor o la cementación.



Figura 2.15 Herramienta de Prueba de Formación CHDT (Oilfield Review 2003/2004)

El CHDT tiene cuatro módulos (figura 2.16) incluido un artículo de potencia, un modulo de control, un modulo de probeta de pozo entubado y un modulo de cámara para muestras. El modulo de potencia suministra energía a través del cable. El modulo de control controla las etapas de perforación y de pruebas de presión. El modulo de probeta ancla la herramienta, la sella contra el revestidor, perfora y tapona el orificio. La unidad de obtención de muestra, recoge la muestra de fluido.

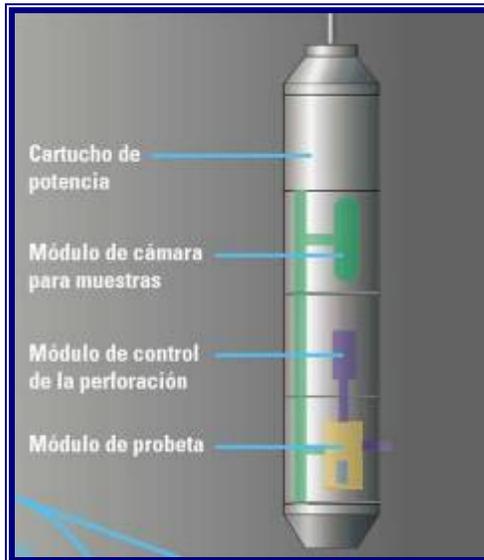


Figura 2.16 Representación de Los Módulos de la Herramienta CHDT (Oilfield Review 2003/2004)

Lo más reciente en materia de evaluación de formaciones en pozos entubados, radica en la capacidad de medir la presión y obtener muestras de fluido sin poner en peligro la integridad del revestimiento y la producción futura del pozo.

La presión del gas es una de las propiedades claves que emplean los ingenieros, geólogos y petrofísicos para caracterizar zonas de interés. Se puede medir de varias maneras, algunas de las cuales permite la obtención de muestras de fluidos de la formación.

2.17.2.1. MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación)

El MDT (figura 2.16) se utiliza rutinariamente para obtener muestras de fluidos y medir las presiones de la formación en pozos abiertos; utilizado para medir la capacidad productiva, la presión, la permeabilidad, y la extensión de un gas, implican el aislamiento de la zona de interés con empacaduras temporales, luego se abren válvulas de la herramienta de prueba dejando fluir el pozo, para producir fluidos del gas a través de la columna de perforación. Por ultimo, el especialista en prueba cierra

el pozo y las válvulas, desancla las empacaduras y extrae la herramienta del pozo.

Las muestras de fluido CHDT se obtienen una vez que se ha establecido una combinación adecuada ante la herramienta y la formación. La herramienta monitorea la resistividad de la tipificación del fluido y se puede combinar con el analizador óptico de fluidos OFA, el analizador de fluidos vivos LFA y los módulos de bombeo de la herramienta MDT para realizar la tipificación avanzada del fluido y el monitoreo de la contaminación. Ella puede incorporar cámaras para muestras aptas de fluidos con H₂S.

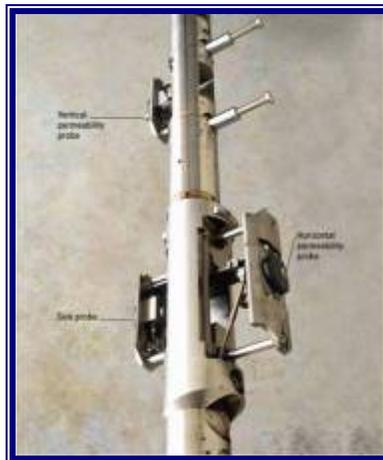


Figura 2.17 Herramienta MDT (Oilfield Review 2003/2004)

2.17.2.1.1 Medidas en tiempo real

El MDT Schlumberger Verificador Modular de la Dinámica de Formación, proporciona rápidamente las medidas de presión exactas y un análisis de calidad superior del fluido de prueba. También puede medir la permeabilidad, y anisotropía. En un solo viaje la herramienta de MDT puede adquirir la mayoría de los datos necesarios para evaluar exacta y oportunamente una formación.

2.17.2.1.2. Flexibilidad

La llave a esta herramienta notable es un plan innovador modular, que permite personalizar la herramienta para los requerimientos de las aplicaciones. Los módulos MDT ensamblados pueden satisfacer las necesidades exactas y metas del programa de adquisición de datos. Este diseño hace la herramienta flexible y compatible con casi todos los módulos y permite que el MDT trabaje como herramienta de nueva tecnología.

2.17.2.1.3 Rápida y proporcionalmente proporciona medidas de presión y de permeabilidad

Los MDT trabajan como herramienta usando un sistema de medida con excelente resolución, repetible y proporciona una respuesta dinámica para presiones medidas. Estas presiones exhiben una respuesta excelente con ningún compromiso en exactitud o resolución. Los controles durante la prueba en la línea de flujo aseguran el flujo monofásico de la muestra. Estos rasgos innovadores proporcionan el sistema de medición más eficaz y exacta de la permeabilidad disponible.

2.17.2.2. Módulo Analizador de Fluidos Vivos

El módulo analizador de fluidos vivos (LFA) utiliza nuevas técnicas de empaque y bombeo en los empaquetadores armables duales. El módulo LFA mide las propiedades ópticas del fluido en la línea de flujo. El módulo de LFA emplea un espectrómetro de absorción visible y cercano infrarrojo de luz para cuantificar la cantidad de fluido contenido en el depósito y traslada los fluidos en la línea de flujo. La luz se transmite a través del fluido, como él fluye más allá del espectrómetro de LFA. La cantidad de luz absorbida por el fluido depende en adelante de la composición del fluido. Un segundo sensor en el módulo de LFA es el refractómetro de gas, que puede usarse para diferenciar entre el gas y líquido. La absorción óptica visible y cerca de la región infrarroja se usa para la discriminación del fluido y su cuantificación; el cambio en el índice de refracción se usa para el descubrimiento de gas libre y metano, la presencia de ambos se usa para medir la contaminación y

supervisar el volumen de gas presente en el yacimiento.

2.17.2.3 Módulo de Control de Flujo

El Módulo de Control de Flujo (MRCF) es la cámara más moderna dónde el flujo puede medirse con proporción precisa y controladamente. El MRCF también puede usarse durante las pruebas múltiples eso requiere un control de la tasa de flujo. El volumen se limita a 1 (un) litro. El módulo crea un pulso de presión en la formación bastante grande para que la multisonda realice las medidas.

2.18. ESTUDIOS ESPECIALES DE PVT

Los estudios especiales realizados en los equipos PVT son los siguientes:

➤ **Precipitación de asfáltenos por métodos gravimétricos:** consiste en introducir a la celda (equipos de detección de sólidos) una muestra de fondo que haya sido tomada manteniendo presión, la cual se estabiliza a la presión y a la temperatura a condiciones de yacimiento. La presión se va disminuyendo dentro de la celda hasta que comience la precipitación de los sólidos que se encontraban en solución. El punto en el cual se inicia la precipitación se denomina umbral de flotación (onset), por encima de esta presión los sólidos están en solución. Cuando las presiones están por encima y por debajo del punto de burbuja, se hace una inyección de muestra estabilizada en las dos etapas, luego se realiza un proceso diferencial y posteriormente una liberación flash. Al realizarse este estudio pueden obtenerse dos resultados:

1. Que el contenido de asfáltenos en solución permanezca aproximadamente constante, en cuyo caso no hay precipitación.
2. Que el contenido de asfáltenos descienda hasta llegar a un mínimo en las cercanías del punto de burbuja, existiendo la posibilidad que el proceso

sea reversible, es decir, que los asfáltenos puedan redisolverse a presiones inferiores al punto de burbuja o al regresar a la presión inicial.

- **Hinchamiento:** la prueba de hinchamiento (swelling test) consta en inyectar gas a un fluido de yacimiento al cual se le conoce su composición, relación gas-petróleo y su comportamiento presión-volumen, para luego variar la variación de la presión de saturación. Para evaluar el hinchamiento volumétrico de la muestra, se define un parámetro conocido como factor de hinchamiento, que corresponde con la relación entre el volumen de saturación para cada una de las etapas de inyección de gas (V_{sat} a $P_{sat}(i)$) y el volumen de saturación de la muestra original (V_{sat} a $P_{sat}(o)$). Este valor aumenta a medida que se inyecta más gas al sistema. La relación descrita viene dada por:

$$FH = v_{sat} @ P_{sat}(i) / v_{sat} @ P_{sat}(o)$$

- **Determinación de La Constante de Equilibrio (K):** para hallar la constante de equilibrio (K), es necesario que el sistema sea bifásico, se realizan pruebas en el laboratorio como liberación diferencial y luego con el líquido que queda, se realiza la liberación flash. Esto se hace con la finalidad de obtener la composición de la fase gaseosa y líquida respectivamente. Luego se calcula la constante de equilibrio, que es la relación entre la fracción molar del componente de la fase de vapor (Y) y la fracción molar del mismo componente en la fase líquida (X).

$$K = Y/X$$

Los valores experimentales se comparan con los valores teóricos calculados. El gráfico de la figura muestra el comportamiento de las constantes de equilibrio en función de la presión, donde, a medida que la presión aumenta, el valor de todas las constantes de equilibrio disminuyen.

2.19. APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EQUIPOS DE ANÁLISIS PVT

Las propiedades físicas y los datos de comportamiento de fase (PVT), proveen la información requerida para el manejo de la producción del yacimiento. Una medida de la compresibilidad inicial del fluido y un factor de encogimiento son requeridos para determinar la relación gas-petróleo, provee una entrada para la estimación de recobro y una evaluación de los cálculos de Balance de Materiales en el yacimiento; CCE, CVD y una medida de viscosidad son requeridos para entender el comportamiento del fluido en el yacimiento, los cuales influyen en la economía y el recobro.

Un análisis composicional combinado con las propiedades de los fluidos medidas físicamente es utilizado como entrada y base para el desarrollo de las ecuaciones de estado. Ahora estos datos pueden ser usados para entender el comportamiento de fases, evaluación de varios escenarios de producción, optimización de la producción del yacimiento y un máximo recobro y una óptima producción económica.

2.19.1. Aplicaciones

- Descripción del comportamiento de fases.
- Datos completos de PVT.
- Para identificar los potenciales problemas de sólidos.
- Para medir la movilidad y viscosidad del fluido y el flujo fraccional.
- Para medir GOES, compresibilidad y disminución de datos para estimar el recobro del yacimiento.
- Es ideal para análisis de muestreo inalterados de sólidos.

2.19.2. Beneficios

- Provee dependencia de datos exactos.
- Ofrece mínimo giro alrededor del tiempo.
- Exactitud en la cuantificación de la presión del punto de rocío y volumen de líquido en gas condensado.
- Interpretación de resultados expertos.
- Permite una detección temprana del potencial de sólidos (cera y asfáltenos) para la seguridad en los problemas de flujo.
- Proveen una definición de la segunda fase de líquido inmiscible o de los procesos de formación de la fase sólida.
- Maximizan la producción económica.
- Requerimiento de un mínimo volumen en el muestreo.

2.20. PHP 5.2.5

Es un lenguaje de programación del lado del servidor que puede ser desplegado en la mayoría de los servidores web, sistemas operativos y plataformas de manera gratuita y rápida con una gran librería de funciones y mucha documentación. Generalmente se ejecuta en un servidor web, tomando el código PHP como su entrada y creando páginas web como salida y puede ser incrustado dentro del código HTML. Las páginas que se ejecutan en el servidor pueden realizar accesos a bases de datos, conexiones en red, y creación de otras aplicaciones con interfaz gráfica usando las bibliotecas Qt o GTK+. Cuando el cliente hace una petición al servidor para que le envíe una página web, el servidor ejecuta el intérprete de PHP. Este procesa el script solicitado que generará el contenido de manera dinámica (por ejemplo obteniendo información de una base de datos). El resultado es enviado por el intérprete al servidor, quien a su vez se lo envía al cliente. Mediante extensiones es también posible la generación de archivos PDF, Flash, así como imágenes en diferentes formatos.

2.20.1. HTML (Lenguaje de marcación de hipertextos)

Lenguaje empleado para la realización de documentos de hipertexto e hipermedia. Es el lenguaje empleado para generar páginas en Internet con textos, gráficos y enlaces (links).

2.20.2. MySQL 5.1

Es una base de datos relacional, multihilo y multiusuario usada en aplicaciones, ya sea en forma de programas como de espacios web dinámicos que permiten al usuario interactuar con ellos.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

La finalidad de una prueba PVT es simular correctamente el comportamiento del yacimiento, por lo que es necesario tener muestras representativas del fluido original en dicho yacimiento.

La información presentada de un estudio PVT puede estar influenciada por una serie de eventos que pueden alterar la representatividad de la muestra y la validez del informe. Estos eventos incluyen las condiciones de muestreo, la forma como se realiza el transporte de la muestra y las condiciones bajo las cuales se llevan a cabo los experimentos.

Debido a esto es necesario realizar un proceso de validación, con la finalidad de determinar la representatividad de las muestras y consistencia de las pruebas de laboratorio.

A continuación se describen en detalle las etapas desarrolladas para esta investigación basadas en los objetivos planteados.

3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta etapa consistió en la recopilación y revisión de toda la información disponible en libros, internet, artículos de la SPE (Society Petroleum Engineers), monografías de grado, tesis e informes de pasantías referentes al tema en estudio.

3.2. COMPROBACIÓN DE LA REPRESENTATIVIDAD DEL YACIMIENTO STD-03

Determinar la representatividad de las muestras constituye la primera etapa de validación de los datos reportados en un informe PVT.

La verificación de la representatividad, permitió corroborar si la muestra de gas condensado es representativa del fluido original existente en el yacimiento. Con este fin se comprobó que: la temperatura a la que se efectuó el análisis corresponde a la temperatura del yacimiento, la relación gas – condensado medida experimentalmente es aproximadamente igual a la medida durante el muestreo en el pozo (se mantiene estable), la presión de saturación es menor o igual a la presión del yacimiento y si el PVT mostraba punto de rocío.

3.3. CONSISTENCIA DEL PVT

Se revisó que los resultados experimentales de las pruebas no presentaran errores de medición. La consistencia se probó manualmente mediante tres métodos: recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman, Crump y Hoccott. Además se comprobó la consistencia con el programa Gascond – ValPVT.

3.3.1. Recombinación matemática

En este método se recombina matemáticamente las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una P y T. Se calcula el RGC del separador mediante la siguiente ecuación:

$$RGC_{Sep} = \frac{RGC(PCN / BN)}{BL(BL_{Sep} / BN)} \quad (Ec.3.1)$$

Donde:

RGCsep: relación gas-condensado en el separador.

Bl: factor volumétrico del líquido a condición de 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:

$$N_g = RGC_{sep} / 379.4 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$N_l = \rho_{sep}^l / M_l \quad (\text{Ec 3.4})$$

$$M_l = \sum M_i * X_i \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde:

N_{gc} : moles del 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)

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

Luego, un balance molar por componente:

$$Z_i N_{gc} = Y_i N_g + X_i N_l \quad (\text{Ec.3.6})$$

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

$$Z_i = \frac{(Y_i * RGC_{sep} / 379.4) + (X_i * \rho_{l_{sep}} / Ml)}{RGC_{sep} / 379.4 + (\rho_{l_{sep}} / Ml)} \quad (\text{Ec.3.7})$$

Donde:

Z_i : composición del gas condensado (fracción molar)

Y_i : composición del gas de separador (fracción molar)

X_i : composición del líquido de separador (fracción molar)

Para utilizar la ecuación anterior se tomaron los valores de X_i , Y_i y RGC_{sep} del PVT, se calculo la densidad y el peso molecular del líquido. El cálculo de la densidad se realizó mediante el método de Standig y Katz el cual dice que:

$$\rho_l = \rho_{l_{CN}} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_T \quad (\text{Ec.3.8})$$

Donde:

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

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

$\Delta\rho_p$: corrección por efecto de presión (lbm/pie³)

$\Delta\rho_T$: corrección por efecto de temperatura (lbm/pie³)

La pseudodensidad 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:

$$\rho_{3+} = \frac{\sum_3^n Mixi}{\sum_3^n \frac{Mixi}{\rho_i}} \quad (\text{Ec.3.9})$$

$$\rho_{2+} = \rho_{3+} (1 - 0.01386W_2 - 0.000082W_2^2) + 0.379W_2 + 0.0042W_2^2 \quad (\text{Ec.3.10})$$

$$\rho_{ICN} = \rho_{2+} (1 - 0.012W_1 - 0.000158W_1^2) + 0.0133W_1 + 0.00058W_1^2 \quad (\text{Ec.3.11})$$

$$W_1 = \frac{(M_1 x_1) * 100}{\sum_1^n Mixi} \quad (\text{Ec.3.12})$$

$$W_2 = \frac{(M_2 x_2) * 100}{\sum_2^n Mixi} \quad (\text{Ec.3.13})$$

Donde:

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

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

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

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

X_i : fracción molar del componente i en 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:

$$\Delta\rho_p = 10^{-3}(0.167 + 16.181 * 10^4)P - 10^{-8}(0.299 + 263 * 10^8)P^2 \quad (\text{Ec.3.14})$$

$$\Delta\rho_T = \left[0.0133 - 1524(\rho_{CN} + \Delta\rho_p)^{-2.45} \right] (T - 60) - \left[8.1 * 10^6 - 0.0622 * 10^{0.0764}(\rho_{CN} + \Delta\rho_p) \right] (T - 60)^2 \quad (\text{Ec.3.15})$$

Donde:

$$A = -0,0425\rho_{ICN}$$

$$B = -0.0603\rho_{ICN}$$

Luego se calculan los $Z_{i\text{cal}}$ usando la ecuación 3.7, se comparan con los valores de $Z_{i\text{exp}}$ 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 muestran en la tabla C.1. Los X_i y Y_i se toman de la tabla B.2 y las propiedades físicas de los compuestos del gas natural de la tabla B.3 así como las condiciones de separador de la tabla B.4. Los valores necesarios para calcular la densidad del líquido se reflejan en las tablas B.5 y B.6.

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

$$C_{7+} = \left| \frac{Z_{C7+ \text{ exp}} - Z_{C7+ \text{ calc}}}{Z_{C7+ \text{ exp}}} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec.3.17})$$

3.3.2. Balance molar

Esta prueba consistió en revisar que se cumpliera $\sum X_i > 0$, siendo esta la composición de un PVT consistente este método debe cumplir además de $\sum X_i > 0$, que la sumatoria de $\sum X_i = 1$ y que las constantes de equilibrio no arrojen valores negativos.

Para hacer el análisis de la consistencia por este método se realizó de forma directa partiendo de la presión siguiente a la presión de rocío, debido a que esta última no reporta volumen de líquido.

Primeramente se calcula la masa de gas condensado inicial y mediante la adaptación de la ecuación de los gases reales se tiene:

$$N_t = \frac{P_{\text{roc}} * V_s}{Z_{gc} * R * T} \quad (\text{Ec.3.18})$$

Donde:

N_t : masa de gas condensado inicial (lbmol)

P_{roc} : presión de rocío (Lpca)

V_s : volumen de muestra (pie^3)

Z_{gc} : factor de compresibilidad del gas condensado a P_{roc} y T (adimensional)

R : $10.73 \text{ (Lpca} * \text{pie}^3) / (\text{lbmol} * \text{°R})$. Constante universal de los gases

T : temperatura de la prueba (°R)

Luego se calculo el volumen y masa de gas condensado retirado de la celda (ΔN_{gc}) para cada presión de agotamiento usando la ecuación 3.19 y 3.20.

$$\Delta Ngc_k = \frac{P_k (\Delta V_k)}{Zgc_k * R * T} \quad (\text{Ec.3.19})$$

Se calculan los volúmenes, moles de gas condensado y moles de líquido retrógrado en la celda para cada presión de agotamiento usando las ecuaciones 3.20, 3.21 y 3.22 respectivamente.

$$Vgc_k = V_s - Vl_k \quad (\text{Ec. 3.20})$$

$$Ngc_k = \frac{P_k * Vgc_k}{Zgck * R * T} \quad (\text{Ec.3.21})$$

$$Nl_k = Nt - Ngc_k - \sum_1^k \Delta Ngci \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Donde:

$\Delta V_k, \Delta gck$: volumen y masa de gas condensado retirado de la celda ($\text{pie}^3, \text{lbmol}$)

$Vgck, Ngck$: volumen y masa de gas condensado en la celda a P_k ($\text{pie}^3, \text{lbmol}$)

Vl_k, Nl_k : volumen y masa de líquido retrógrado en la celda a P_k ($\text{pie}^3, \text{lbmol}$)

$\sum_1^k \Delta Ngck$: masa del gas condensado retirado de la celda desde P_{roc} hasta P_k (lbmol)

Dada estas ecuaciones se procedió a calcular los moles totales iniciales (ecuación 3.18), luego para cada etapa de agotamiento se calcula $Vgck, Ngck, \Delta Ngck$ y Nl_k empleando las ecuaciones 3.20, 3.21, 3.19 y 3.22 respectivamente.

Debe destacarse que cuando el informe PVT reporta el gas retirado en porcentaje molar de la masa de gas inicial en la celda los valores de ΔNg_{ck} se obtienen multiplicando los valores reportados por N_t y dividiéndolos por 100.

Finalmente se hizo un balance molar para cada componente a las diferentes presiones de agotamiento usando la ecuación 3.23 y los valores se indican desde la tabla C.2 hasta la tabla C.7

Todos los valores calculados para obtener X_i se indican en las tablas B.7, B.8 y B.9.

$$X_{i,k} = \frac{Ng_{c_{k-1}}Y_{i_{k-1}} + Nl_{k-1}X_{i_{k-1}} - (\Delta Ng_{c_k} + Ng_{c_k})Y_{i_k}}{Nl_k} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

3.3.3. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Consistió en graficar $\text{Log}(K_iP)$ vs. F_i para observar el comportamiento de las curvas.

Donde:

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

Y_i : fracción molar del componente i en la fase gaseosa

X_i : fracción molar del componente i en la fase líquida

P : presión de agotamiento (lpc)

F_i : factor de caracterización del componente i .

Se toman los valores de K_i calculados en el método anterior con su respectiva presión de depleción. El factor de caracterización para cada componente se calcula usando las siguientes ecuaciones, a excepción del C_{7+} ya que sus propiedades son variables:

$$F_i = b_i * \left[\frac{1}{T b_i} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec.3.24})$$

$$bi = \frac{\log Pci - \log 14.7}{\left[\frac{1}{Tbi} - \frac{1}{Tci} \right]} \quad (\text{Ec.3.25})$$

Donde:

Pci: presión crítica del componente i (Lpc)

Tbi: temperatura normal de ebullición del componente i (°R)

Tci: temperatura crítica del componente i (°R)

T: temperatura (°R)

Las propiedades de cada componente puro se obtienen de la literatura, pero en el caso del seudo componente pesado C_7^+ se calculan mediante las expresiones:

$$Tsc)_{C_7^+} = 608 + 364 * \text{Log}(M_{C_7^+} - 71.2) + (2450 * \text{Log}M_{C_7^+} - 3800) * \text{Log}(\gamma_{C_7^+}) \quad (\text{Ec.3.26})$$

$$Psc)_{C_7^+} = 1188 - 431 * \text{Log}(M_{C_7^+} - 61.1) + (2319 - 852 * \text{Log}(M_{C_7^+} - 53.7)) * (\gamma_{C_7^+} - 0.8) \quad (\text{Ec3.27})$$

Y usando la correlación de Wilson se calcula:

$$Tb_{C_7^+} = (4.5579 * (M_{C_7^+})^{0.15178} * (\gamma_{C_7^+})^{0.15427})^3 \quad (\text{Ec.3.28})$$

Donde:

$T_{sc)C_7^+}$: temperatura pseudocrítica del C_7^+ (°R)

$P_{sc)C_7^+}$: presión pseudocrítica del C_7^+ (Lpca)

$T_{b)C_7^+}$: temperatura de ebullición normal del C_7^+ (°R)

$M_{C_7^+}$: peso molecular del C_7^+ (lbm/lbmol)

$\gamma_{C_7^+}$: gravedad específica del C_7^+

Luego se gráfico $\log(K_i \cdot P)$ vs F_i para cada etapa de agotamiento de presión obteniéndose una serie de líneas de tendencia similar. Los valores obtenidos para graficar el criterio de Hoffman se reflejan en las tablas B.12, B.13, B.14, B.15 y B.16.

3.4. ADAPTACIÓN AL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

El programa Gascond-ValPVT consiste en un software basado en un conjunto de ecuaciones diseñadas exclusivamente para la consistencia de pruebas PVT. Estas ecuaciones fueron adaptadas para poder ser interpretadas por el computador. Posteriormente se procedió a diseñar una serie de cuadros de diálogos (ventanas) los cuales van a interactuar con el usuario para la introducción de los datos necesarios a manera de generar respuestas rápidas y confiables a los datos introducidos. La comunicación de los cuadros de diálogo fue establecida usando el lenguaje PHP 5.2.5

El programa solicita el usuario y la clave. Como datos de entrada a la recombinación matemática el programa requiere la composición del gas y el líquido en la mezcla, RGC del separador, peso molecular del C_7^+ , gravedad específica, presión y temperatura del separador. Comprueba que la sumatoria de las fracciones molares de gas y líquido sea igual a uno (1) si no es así las normaliza, posteriormente aplica las ecuaciones para probar la consistencia mediante el método antes mencionado calculando los porcentajes de error para el C_1 y el C_7^+ , según los resultados obtenidos indica si el PVT es consistente o no.

Para evaluar la consistencia por el método de balance molar el programa solicita datos de fracciones molares de gas de cada componente para cada presión de agotamiento, posteriormente aplica las ecuaciones determinando las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) y según los resultados obtenidos indica si el PVT es consistente o no. Los K_i obtenidos del balance molar son datos que exige el programa para probar la consistencia por el método del criterio de Hoffman CVD; para el criterio de Hoffman separador se emplean las fracciones molares de gas y líquidos utilizadas en recombinación matemática; de acuerdo a los resultados y gráficas obtenidos el usuario analizará y determinará si el PVT es consistente. Los diagramas de flujo de la adaptación se presentan en las figuras 3.1 y 3.2.

3.5. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Para demostrar la eficacia del programa Gascond-ValPVT en dar una respuesta correcta de consistencia de PVT, se realizó una comparación entre los resultados arrojados por el programa y los cálculos manuales realizados. La muestra de estos cálculos se refleja en el apéndice E.

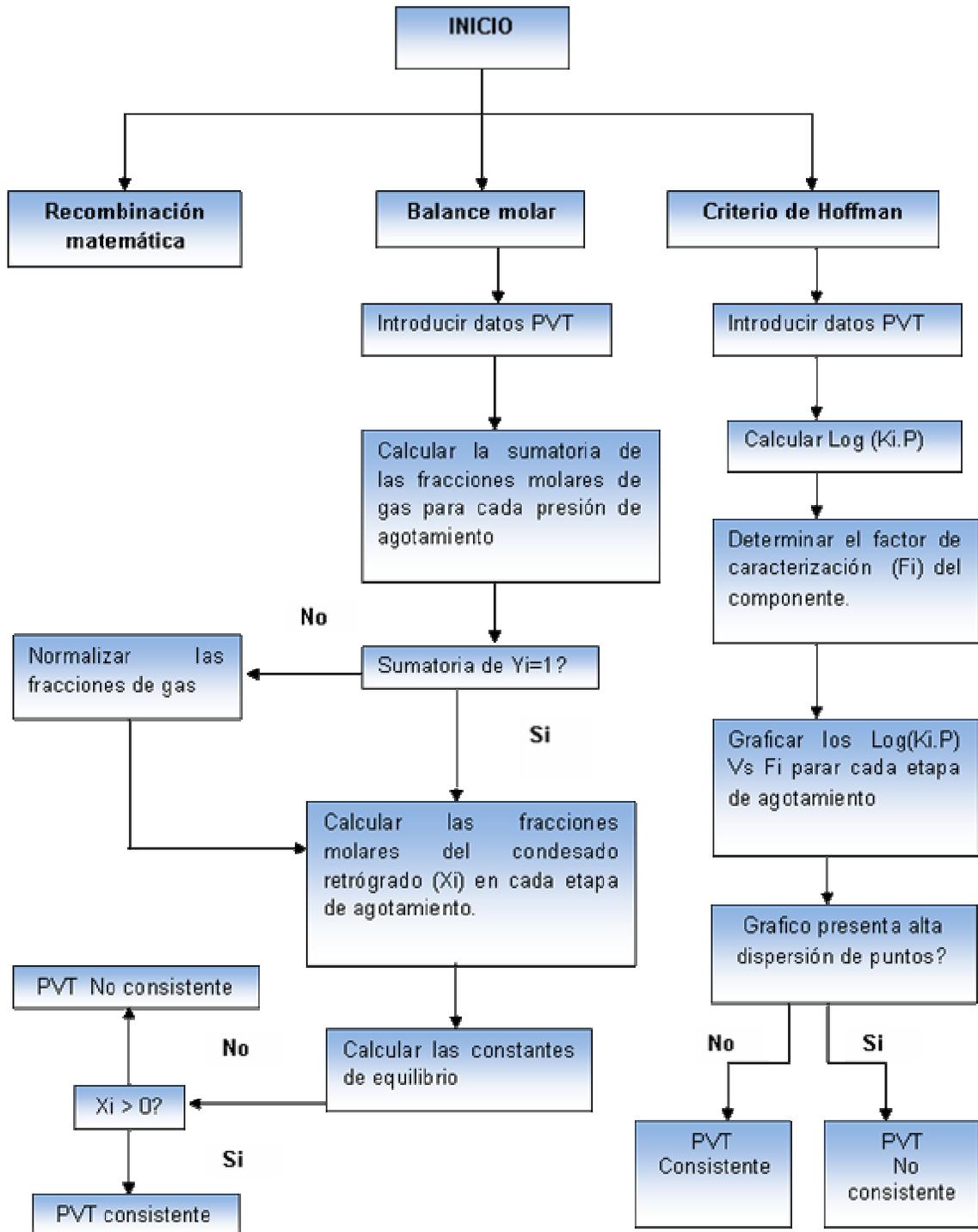


Figura. 3.1 Diagrama de Flujo del Programa Gascond-ValPVT (Balance Molar y Criterio de Hoffman).

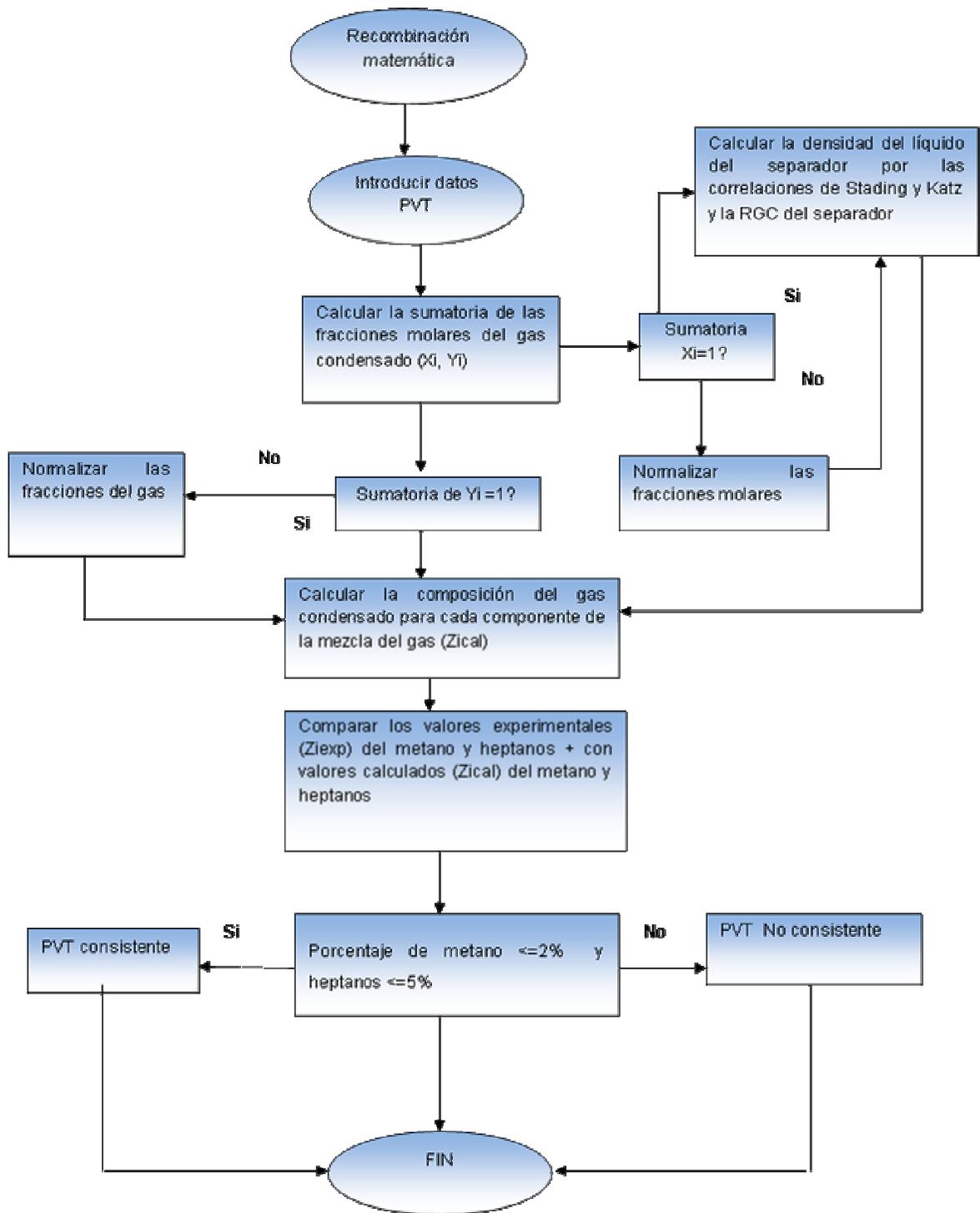


Figura. 3.2 Diagrama de Flujo del Programa Gascond-ValPVT (Recombinación Matemática)

CAPÍTULO IV. DESARROLLO Y DISCUSIÓN DEL TRABAJO

4.1. REPRESENTATIVIDAD DEL PVT.

Para verificar que la muestra es representativa del fluido original que existe en el yacimiento STD-03, se comprobó primeramente que la relación gas-condensado de la muestra recombinada suministrada por el PVT (3123 PCN/BN), es similar a la inicial de las primeras pruebas de producción de la zona donde se tomó la muestra; perteneciente al yacimiento STD-03 el cual muestra un RGC de 3137 PCN/BN, obteniéndose un porcentaje de desviación de 0,45% el cual es aceptable por ser relativamente bajo, indicando que el PVT es representativo según este criterio. La temperatura a la que fue realizada la prueba ($T=304^{\circ}\text{F}$) en el laboratorio es cercana a la del yacimiento ($T=294^{\circ}\text{F}$), cumpliendo de esta manera con otro criterio de representatividad.

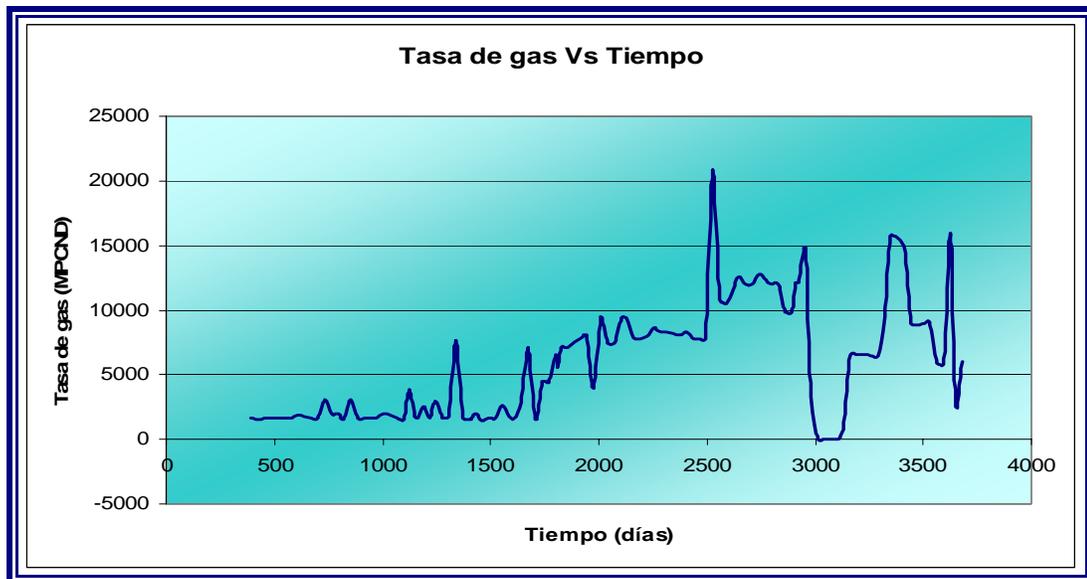


Figura 4.1. Tasa de Producción de Gas vs. Tiempo

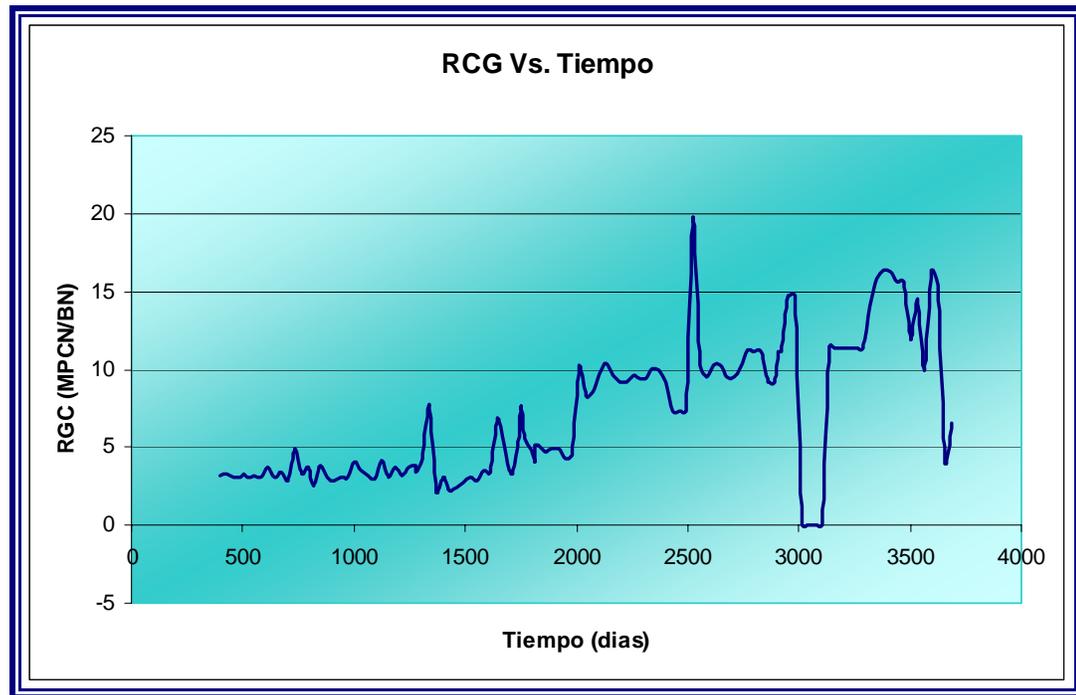


Figura 4.2. Valores de RGC vs. Tiempo.

En la Figura 4.1 se muestra las Tasas de producción de Gas vs. Tiempo, en esta se puede observar que a partir del día 397 hasta el día 1035 la tasa de gas producido se mantiene prácticamente constante, presentando una leve variación desde esta fecha hasta aproximadamente el día 1552, donde empieza a variar en mayor grado.

Así mismo la gráfica 4.2 indica que la variación del RGC en el primer período (397–1035) es pequeña y se va haciendo mayor a partir del día 1552.

En el período comprendido entre los días de producción 397 y 1035, se observa que la tasa de producción estaba estabilizada. Este período comprende el tiempo antes y durante el cual se tomó la muestra para realizar el PVT, lo cual cumple otro criterio de representatividad.

Por otra parte el PVT muestra punto de rocío lo que indica que el yacimiento es de gas condensado y no presentó contaminación por líquido.

Después de estudiar todos estos criterios se puede confirmar la representatividad del PVT.

4.2. CONSISTENCIA DE LAS PRUEBAS PVT

Una vez verificada la representatividad de la muestra, se evaluó la consistencia a través del programa Gascond-ValPVT y mediante cálculos manuales con el fin de reconfirmar la consistencia de las pruebas PVT; esto se realizó haciendo uso de tres métodos: recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman. De los cálculos manuales efectuados por recombinación matemática se obtuvo un porcentaje de error para el metano (C_1) de 0,34% y de 1,46% para el componente pesado (C_7^+), (estos resultados se pueden apreciar en el apéndice C tabla C.1), lo cual indica que no existe error de consistencia de los resultados según lo especificado por este método; por balance molar se determinó las fracciones molares del condensado retrógrado, estas cumplieron con lo exigido por este método ($X_i > 0$), además de que las constantes de equilibrio obtenidas para la aplicación del criterio de Hoffman no arrojaron valores negativos. Las gráficas obtenidas al aplicar el criterio de Hoffman Separador y CVD (Apéndice D, Figuras D.1, D.2 y D.3) mostraron consistencia en los resultados; cabe destacar que las gráficas que contienen el componente plus (Apéndice D, Figuras D.4 y D.5) presentan cierta inconsistencia debido a que los resultados derivados de los cálculos de dicho componente arrojaron valores negativos.

La consistencia para pruebas PVT también fue probada por el programa Gascond-ValPVT, el cual emplea un software manejado a través de algoritmos con aplicaciones en PHP 5.2.5, se procedió a realizar la recombinación matemática en el separador a condiciones de presión y temperatura constante, usando para ello la

composición de gas y líquido, la relación gas-condensado a condiciones de separador, la gravedad específica y el peso molecular del componente pesado (C_7^+). Es importante especificar que el programa 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 por el PVT, obteniéndose un porcentaje de error para el metano (C_1) de 0,3461% y de 1,46085% para el componente pesado (C_7^+) indicando que no existe error de consistencia por este método.

Para la aplicación del método de balance molar mediante el programa Gascond-ValPVT se requiere las fracciones molares de cada componente presente en la muestra en fase gaseosa, los porcentajes de fluidos producidos, factores de compresibilidad y volúmenes de líquido retrógrado en cada una de las etapas de agotamiento; con esto se verifico que las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) en cada una de las etapas de agotamiento de la prueba CVD fueron positivas, como se puede observar en la tabla C.9. El programa emplea las constantes de equilibrio (K_i) obtenidas en la prueba de balance molar para la aplicación del criterio de Hoffman, Crump y Hoccott, además los valores del peso molecular y gravedad específica del pseudo componente; al graficar el $\text{Log}(K_i \cdot P)$ vs. F_i a la presión del separador se obtiene una sola recta observándose que no existe dispersión de los puntos (Apéndice G, Figura G.10). Al aplicar este criterio a la prueba CVD a diferentes presiones de agotamiento se obtiene un número de rectas igual al número de presiones estudiadas (Apéndice G, Figura G.13), donde se observa que existe consistencia en los resultados, cabe resaltar que el componente C_{7+} presenta cierta dispersión, esta puede deberse a malas mediciones, deficiencias en el equilibrio

termodinámico entre las fases o a que el tiempo para que ocurriera un equilibrio a las diferentes presiones de agotamiento no fue el suficiente.

4.3. VALIDACIÓN DE LA CORRIDA

Se validó la corrida de los datos PVT del yacimiento STD-03, por los métodos descritos para confirmar la confiabilidad del programa Gascond-ValPVT, además se efectuaron cálculos manuales para comprobar la consistencia del PVT y de esta manera establecer comparaciones. La tabla 4.1 muestra los resultados obtenidos de la validación de la corrida al aplicar la recombinación matemática, donde se puede observar un porcentaje de desviación entre los cálculos manuales y el programa de 1.7625% para el metano (C_1) y de 0.0572% para el componente pesado (C_7^+), estos valores indican que el programa tiene un alto porcentaje de confiabilidad en cuanto a prueba de consistencia se refiere.

TABLA 4.1 Porcentajes de Error y Desviación de la validación de la corrida.

Componente	%Error obtenido Manualmente	%Error arrojado por el Gascond-ValPVT	%Desviación entre Gascond-ValPVT y cálculos Manuales
C_1	0,34	0,3461	1.7625
C_7^+	1,46	1,46085	0.0572

CONCLUSIONES

- ❖ El programa diseñado, demostró ser una herramienta útil y de uso sencillo para probar la consistencia de pruebas PVT en yacimientos de gas condensado.
- ❖ La muestra estudiada del yacimiento STD-03 cumplió con los criterios de representatividad.
- ❖ La representatividad del PVT depende básicamente del tiempo de producción en el que se toma la muestra.
- ❖ Se determinó mediante cálculos manuales que el PVT estudiado es consistente según lo especificado por el método de recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman.
- ❖ Las correcciones por presión y temperatura para el cálculo de la densidad del líquido en la recombinación matemática, minimizan los errores en la aplicación de este método.

RECOMENDACIONES

- Aplicar el programa Gascond-ValPVT para evaluar la consistencia de la pruebas PVT en yacimientos de gas condensado.

- Instalar el programa en el Centro de Computación Académica de la UDO, con el fin de introducirlo a esta red y que los estudiantes tengan acceso a el.

- Utilizar el manual de usuario para disminuir los errores por mala carga de datos.

- Realizar extensiones al programa que considere ampliar la lista de componentes y más agotamientos de presión.

- Probar el comportamiento del programa con datos reales de yacimientos de gas seco.

- Suministrar datos certeros para que el programa Gascond-ValPVT arroje resultados confiables que reflejen el comportamiento real del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Rojas, Gonzalo, **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Primera Edición, Editorial, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, (2003).
2. B.C.Craft y M.F.Hawkins, **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**, Traducción por Hernando Vásquez Silva de Applied Petroleum Reservoir Engineering, Madrid, (1968).
3. Gómez, J., **“Análisis de las Pruebas PVT de Gas Condensado de los Pozos JM-105 y 106 del Campo San Joaquin y AGV-308 y 310 del Campo Aguasay”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2004).
4. 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, Puerto la Cruz, (2005).
5. Efrain Barberii y Martín Essinfeld, **Yacimientos de Hidrocarburos**, PDVSA-CIED.
6. CIED. **“CARACTERIZACIÓN FÍSICA DE YACIMIENTOS”**, PDVSA, Febrero, Puerto la Cruz, (1997).
7. González, V., **“Caracterización de los Fluidos del Campo Santa Rosa mediante Calibración de Ecuaciones de Estado con resultados de Estudios PVT”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2001)

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSOS**

TÍTULO	“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Tillero C, Tatiana Del Valle	CVLAC: 15.417.452 EMAIL: tatitati19@hotmail.com
Pereda R, Sergio Armando	CVLAC: 17.213.527 E MAIL: sergiopereda_20@hotmail.com
	CVLAC: E-MAIL:
	CVLAC: E-MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Validación de Pruebas PVT

Recombinación Matemática

Balance Molar

Criterio de Hoffman

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo se basó en el diseño de un programa para la validación de pruebas PVT de yacimientos de gas condensado. Para alcanzar el logro de los objetivos planteados fue necesario verificar la representatividad del fluido original existente en el yacimiento STD-03 y se comparo las condiciones de este con las del laboratorio. Posteriormente se evaluó la consistencia de las pruebas PVT, aplicando los métodos de recombinación matemática, balance molar, y criterio de Hoffman; los cuales presentan una alternativa sencilla y de fácil acceso. Consecutivamente para realizar el programa se revisó y recopilaron las ecuaciones a utilizar por los métodos antes mencionados, luego se desarrolló el algoritmo para llevarlo al lenguaje de programación. Finalmente una vez realizado el programa se comprobó su correcto funcionamiento validando la corrida con datos representativos del yacimiento STD-03 y comparando los valores arrojados por el programa (porcentaje de desviación del C_1 y C_7^+ , fracciones molares de la fase líquida y gráficos) con los obtenidos manualmente aplicando los mismos métodos, obteniéndose bajos porcentajes de error lo que asegura el buen funcionamiento del programa.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO / CVLAC / E-MAIL				
Blondell, Ana	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	16.546.265			
	E_MAIL	anablondell@hotmail.com			
	E_MAIL				
Castro, Luis	ROL	CA	AS XX	TU	JU
	CVLAC:	11.420.313			
	E-MAIL	guardo_1@yahoo.com			
	E-MAIL				
Ulasio, Ivón	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	12.337.648			
	E-MAIL	ivonulacio@yahoo.com			
	E-MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO 2010	MES 01	DÍA 13
--------------------	------------------	------------------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Diseño de un programa para la validación de pruebas pvt de yacimientos de gas condensado.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL:

TEMPORAL:

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE/ Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS

“Los Trabajos de Grado son de Exclusiva propiedad de la Universidad, y sólo podrán ser utilizados a otro fin con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR(ES)

Br. Tatiana Del Valle Tillerero Cabrera

Br. Sergio Armando Pereda Rivero

TUTOR
Blondell, Ana

JURADO
Castro, Luis

JURADO
Ulasio, Ivón

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Salas, Yraima